



UNIVERSIDADE DO VALE DO TAQUARI  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA:  
VALORES DE PROJETO *VERSUS* VALORES REAIS**

Dyaronan Alves Model

Lajeado, junho de 2021

Dyaronan Alves Model

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA:  
VALORES DE PROJETO *VERSUS* VALORES REAIS**

Monografia apresentada na disciplina de Trabalho de Conclusão do Curso II, do Curso de Engenharia de Elétrica, da Universidade do Vale do Taquari - UNIVATES, como parte da exigência para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Me. Yuri Solis Stypulkowski

Lajeado, junho de 2021

## RESUMO

As empresas que buscam, fontes alternativas de energia sustentáveis, ecologicamente corretas e economicamente viáveis, encontram uma solução na energia fotovoltaica. Visando esses benefícios, uma indústria situada em Venâncio Aires/RS instalou um sistema fotovoltaico em sua empresa. O desenvolvimento de uma usina fotovoltaica traz uma série de desafios, tanto no projeto elétrico quanto na instalação, pois devem atender a diversas normas com intuito de garantir a qualidade e o desempenho. Este trabalho tem dois objetivos, um é projetar um sistema FV e outro é constatar a qualidade da usina, através dos cálculos de taxa de desempenho e do índice de performance da usina. Deste modo, será exposto os principais itens técnicos que compreende a usina: inversores, módulos fotovoltaicos, cabos elétricos e os dispositivos de proteção, para o entendimento global do sistema. Após desenvolvimento do dimensionamento do sistema, foram feitos os cálculos de projeção da energia ideal, sem perdas. Contudo em uma instalação real, existem diversos fatores que prejudicam a produção de energia, como a influência de temperatura; influência do sombreamento; influência da queda de tensão nos condutores; influência da obstrução da luz por sujeira, seja ela por poeira ou dejetos de animais; Influência do rendimento do inversor. Essas variáveis foram analisadas para se calcular a energia projetada, esses dados foram comparados aos dados de geração real, colhidos, entre setembro de 2019 até agosto de 2020, registrado pelo sistema de monitoramento da usina fotovoltaica. Com os dados de geração ideal, projetada e real, foram feitos os cálculos de taxa de desempenho do projeto e da taxa de desempenho real, que resultaram a um  $PR_{\text{Projetado}}$  de 86,72% e uma  $PR_{\text{Real}}$  de 91,23%, já o índice de performance de energia desse trabalho foi de 5,04% a mais, sendo que o IPE é a resultante da relação, em percentual, da energia registrada pela energia projetada. Esse resultado positivo foi associado a um ano de maior irradiação do que a média calculada.

Palavras-chave: Fotovoltaico. Geração. Elétrica. Índice de Performance de Energia. *Performance ratio*.

## **AGRADECIMENTOS**

Essa conquista não teria sido alcançada se não houvessem pessoas capazes de contribuir neste meu projeto. Assim, a melhor forma de agradecimento não passa apenas pelas palavras, mas, sim, pelas ações. Espero um dia poder retribuir toda essa dedicação e carinho que recebi ao longo desses anos.

Agradeço a toda minha família, em particular, meus pais pelo incentivo e apoio ao longo de toda a minha jornada acadêmica até a tão esperada colação de grau, pela paciência e pelas palavras de incentivo que me deram ao longo do tempo.

Agradeço aos meus colegas de curso, que sempre cooperaram e me apoiaram em todas as dificuldades, com conselhos que foram verdadeiros e importantes para meu desenvolvimento acadêmico. Entre lanches e conversas durante esta jornada, fomos compartilhando experiências e muitos se transformaram em amigos importantes para a minha vida.

Aos meus professores, meu agradecimento especial pelos seus ensinamentos que foram muito além dos conteúdos do currículo, verdadeiros aprendizados para minha vida profissional. Ao professor e orientador Yuri Solis Stypulkowski que me direcionou para que este trabalho tivesse êxito, sua dedicação foi muito além da missão de professor, um verdadeiro mestre, despertando-me admiração e tornando-se uma inspiração para mim.

O desafios aos quais fui submetido foram grandes, mas valeu a pena ter fé que era possível ultrapassá-los. Agradeço a Deus por ter estado sempre do meu lado.

## LISTAS DE ILUSTRAÇÕES

### LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Micro e Minigeração distribuída .....	12
Figura 2 - Curva de Corrente & Tensão .....	16
Figura 3 - Selo INMETRO .....	18
Figura 4 - Silício Metalúrgico .....	21
Figura 5 - Painéis solares de silício monocristalino .....	22
Figura 6 - Painéis solares de silício policristalino .....	22
Figura 7 - Cabo de Corrente Contínua .....	25
Figura 8 - DPS.....	26
Figura 9 - String Box CC .....	27
Figura 10 - Inspeção Termográfica .....	27
Figura 11 - Fluxograma de pesquisa – 1º Etapa .....	28
Figura 12 - Curva de geração de um sistema fotovoltaico – Limitado pelo inversor .	30
Figura 13 - Programação de perdas do sistema fotovoltaico .....	31
Figura 14 - Simulação de perda de potência por sombreamento.....	31
Figura 15 - Produção mensal do sistema fotovoltaico .....	32
Figura 16 - Registro de geração do analisador .....	32
Figura 17 - Fluxograma de pesquisa – 2º Etapa .....	33
Figura 18 - Suporte de Solo .....	35
Figura 19 - <i>Datasheet</i> do módulo: CS6U-335P .....	38
Figura 20 - Configuração Módulos Solar .....	41
Figura 21 - Configuração Inversor.....	41
Figura 22 - Verificação do Sistema – MPPT1.....	41
Figura 23 - Verificação do Sistema – MPPT2.....	42

Figura 24 - Verificação do Sistema – MPPT3.....	42
Figura 25 - Verificação do Sistema – Inversor.....	42
Figura 26 - Máxima Eficiência .....	47
Figura 27 - Perda por <i>Mismatch</i> .....	48
Figura 28 - Monitoramento SICES Solar .....	52
Figura 29 - Distância dos Cabos .....	53

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Histórico de Consumo de Energia Fora de Ponta .....	35
Tabela 2 - Irradiação Solar .....	36
Tabela 3 - Inversor & Calculado .....	40
Tabela 4 - Geração Ideal Mensal .....	43
Tabela 5 - Temperatura Média .....	45
Tabela 6 - Perda de Potência.....	45
Tabela 7 - Perdas Total do Sistema .....	50
Tabela 8 - Geração Projetada & geração Ideal .....	50
Tabela 9 - Geração Projetada & Geração prevista pelo PVSOL .....	51
Tabela 10 - Registro de Energia pelo Monitoramento e pelo Analisador .....	53
Tabela 11 - Comparativo de Performance .....	56

## LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil em GD .....	13
GRÁFICO 2 - Geração Ideal e Irradiação - Mensal.....	43
GRÁFICO 3 - Comparativo de Geração.....	56

## LISTA DE SIGLAS E ABREVEATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CAD	<i>Computer-Aided Manufacturing</i> (Manufatura Auxiliar por Computador)
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
DPS	Dispositivos de Proteção Contra Surtos
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
Hz	Hertz
IBGE	Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	Norma da Comissão Eletrotécnica Internacional ou <i>International Electrotechnical Commission IEC61724</i>
Imp	Corrente de Curto-Circuito
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPE	Índice de Performance de energia

kWh	Quilo Watt hora
kWp	Quilo Watt Pico
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
M	Metro
m <sup>2</sup>	Metro-quadrado
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência ou Maximum Power Point Tracking
MW	Megawatt
MWp	Megawatt Pico
NBR	Normas Técnicas Brasileiras
NOCT	Temperatura nominal de operação da célula solar
NT	Norma Técnica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PR	Taxa de Desempenho <i>ou performance ratio</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elé- trico Nacional Agência Nacional de Energia Elétrica
PV	Fotovoltaico <i>ou photovoltaic</i>
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RGE	Rio Grande Energia S/A
S	Segundo
Si	Silício
STC	Condições padrões de teste <i>ou Standard test conditions</i>
UC	Unidade Consumidora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UNIVATES	Universidade do Vale do Taquari
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear
UV	Ultravioleta
V	Tensão

Vca	Tensão em Corrente Alternada
Vcc	Tensão em Corrente Contínua
Vco	Tensão Circuito Aberto
Vmp	Tensão de Máxima Potência
Wp	Qatt-pico
W/m <sup>2</sup>	Watt Dividido por Metro Quadrado

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>15</b>
2.1	Norma IEC 61724 .....	16
2.2	Eficiência do Painel Fotovoltaico .....	17
2.2.1	Certificado IEC 61215 .....	19
2.2.2	Silício .....	20
2.2.3	Painel solar monocristalino e policristalino .....	21
2.3	Inversor - On Grid .....	23
2.4	Cabeamento de sistemas solares fotovoltaicos .....	24
2.5	Proteção contra raios e surtos em geradores fotovoltaicos .....	26
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>28</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>34</b>
4.1	Necessidade de geração e informações provenientes do cliente .....	34
4.2	Levantamento dos dados climáticos do local.....	36
4.3	Cálculo de Potência.....	36
4.4	Dimensionamento do Sistema.....	37
4.5	Geração Ideal .....	43
4.6	Geração Projetada .....	44
4.7	Geração Projetada – Perda de Produção.....	44
4.8	Geração Projetada – Perda de Produção por PSO .....	46
4.9	Geração Projetada – Perda de Produção por PSU.....	46
4.10	Geração Projetada – Perda de Produção por PI .....	46
4.11	Geração Projetada – Perda de Produção por <i>Mismatch</i> .....	47
4.12	Geração Projetada – Perda de Produção por OP.....	48
4.13	Geração Projetada – Calculada .....	49
4.14	Geração Registrada .....	51
4.15	Aferição do Monitoramento .....	52
4.16	Comparação .....	55
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>57</b>

<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>58</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>62</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil recebe uma média diária de 5.153 wh/m<sup>2</sup> de energia de forma gratuita e limpa (ATLAS SOLAR BRASILEIRO, 2017). Os raios solares, além de trazerem a luz e o calor essencial para a vida na Terra, podem ser aproveitados para a geração de eletricidade. Isso é possível por meio de uma tecnologia chamada fotovoltaica, ou seja, luz transformada em eletricidade.

Muitos confundem a energia solar térmica com energia solar fotovoltaica. No entanto, na solar térmica, o calor do sol é utilizado para o aquecimento de água, usado coletores solares. Já, a energia solar fotovoltaica utiliza a irradiação solar que incide nas células fotovoltaicas e são convertidas em eletricidade.

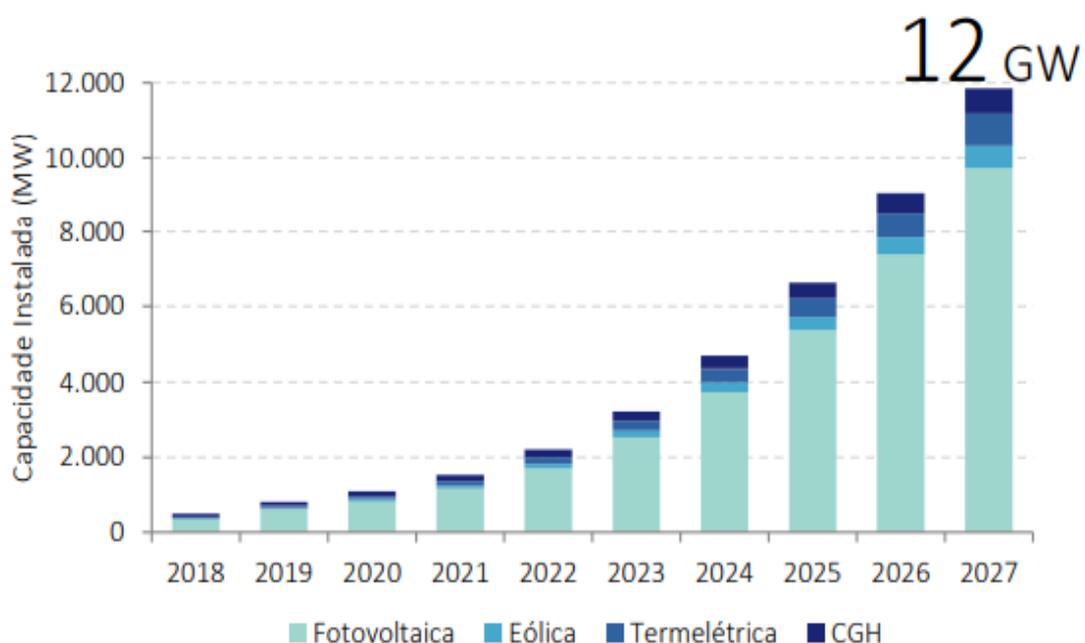
Segundo o Atlas de Irradiação Solar no Brasil, diariamente, incide entre 4500 Wh/m<sup>2</sup> a 6300 Wh/m<sup>2</sup> no país. Como base de comparação, o lugar mais ensolarado da Alemanha recebe 40% menos radiação solar que o lugar menos ensolarado do Brasil.

O sistema fotovoltaico conectado à rede, ou *On-grid*, é o tipo mais popular de instalações fotovoltaica (*photovoltaic* – PV), normalmente instalados no telhado de casas e empresas. Neste método, é necessário a presença de um inversor, para transformar a energia em corrente contínua para corrente alternada. A energia gerada pelo sistema é consumida instantaneamente ou injetada na rede elétrica da concessionária.

Assim, o Plano decenal de expansão de Energia 2027, feita pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE tem por finalidade prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisa destinadas à subsidiar o planejamento do setor energético. Esse plano mostra um crescimento exponencial na geração de energia na modalidade de Micro e Minigeração Distribuída. Assim, projeta-se uma capacidade instalada no país, em 2027, na ordem 12 GW, conforme a Figura 1, sendo que 82% dessa capacidade está associada a energia fotovoltaica. Contudo, o que se vê, atualmente, é que essa energia já superou parcialmente a projeção do estudo, pois, em junho de 2021, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a capacidade de instalação das usinas fotovoltaicas em geração distribuída está chegando aos patamares de 6 GW, conforme GRÁFICO 1.

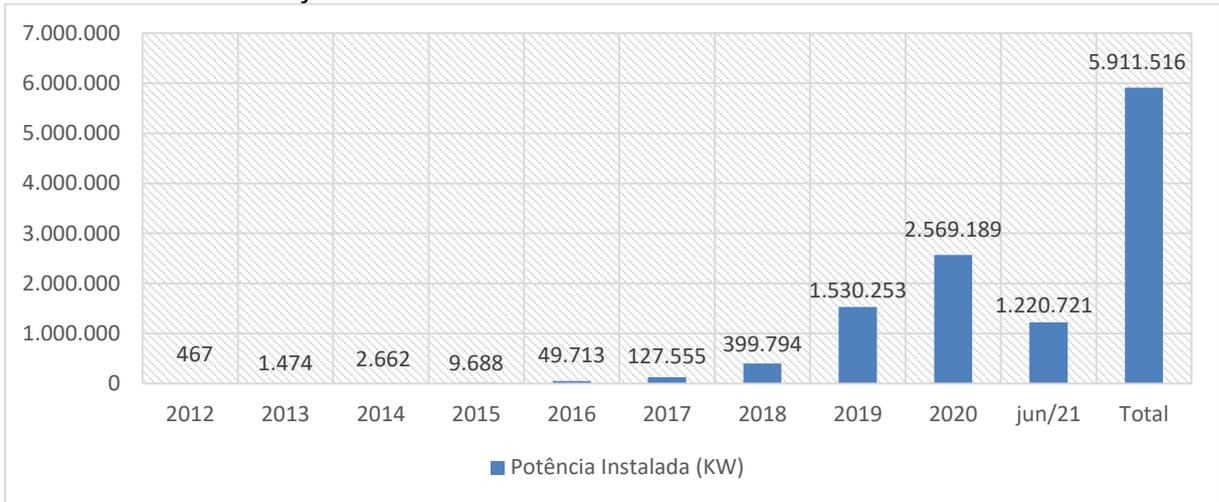
Deste modo, devido ao crescimento generalizado deste tipo de produção de energia, é importante estudar este sistema, seja para auxiliar no desenvolvimento da sua tecnologia e a sua operação ou para aumentar sua maturidade e sua confiabilidade. No entanto, estes estudos devem considerar dois aspectos: qualidade de energia e desempenho do sistema. O último (desempenho do sistema) será o foco deste trabalho.

Figura 1 - Micro e Minigeração distribuída



Fonte: Adaptado em 06/06/2021 de Plano decenal de expansão de Energia 2027

GRÁFICO 1 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil em GD



Fonte: Adaptado em 16/06/2021 de Dados de UFV, 2021

A taxa de desempenho, também conhecida como *performance ratio* (PR), expressa o desempenho geral do sistema, considerando as perdas como: temperatura, fiação e do inversor entre outras. Ela permite a comparação entre sistemas instalados em diferentes locais e condições, pois normaliza valores de geração e irradiação solar. A PR analisa o funcionamento anual ou mensal de um sistema fotovoltaico.

Com base nesta sustentação inicial, o presente trabalho tem como tema o desempenho de uma usina fotovoltaica, pois devido à grande quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil, tendo a tecnologia já disseminada e regulamentada no país, limitar-se-á a pesquisa na descrição dos cálculos do sistema, até chegar na resultante da energia ideal e projetada, limitando-se a comparar esses dados a geração registrada, para obter finalmente o desempenho do sistema.

O tema do trabalho é importante, porque procura-se observar se a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico registrado estará acima de 80%. Já que sistemas bem dimensionados, repleto de variáveis e dados técnicos bem definidos e claros, resultam em projetos bem elaborados e com taxas de perdas de performance pequena.

Assim, esta pesquisa tem como objetivo principal elaborar o dimensionamento da usina fotovoltaica conforme a necessidade média de geração desejada. Após desenvolvimento desse projeto, far-se-á os cálculos de projeção da energia ideal, pois,

quando colocar as variáveis das perdas do sistema, conseguir-se-á calcular a energia projetada. Com histórico de mais de um ano de usina fotovoltaica, é possível colher os dados da geração registrado pelo inversor, guardados no banco de dados do monitoramento do sistema fotovoltaico e compará-los com os dados projetados. Esta análise proporcionará informações que permitirá realizar os cálculos de performance do sistema.

Já, em referência aos objetivos específicos, o trabalho procurará: São objetivos específicos deste trabalho: a) projetar uma usina fotovoltaica com dados predefinidos, como média de geração desejada, posição solar, inclinação, localização da usina, modelo de módulos fotovoltaicos e modelos de inversores; b) calcular a geração ideal; c) listar e calcular as perdas do sistema, chegando ao cálculo da geração projetada; d) coletar os dados do monitoramento do sistema fotovoltaico para geração registrada; e) comparar os dados de Geração Ideal & Geração Projetada & Geração Registrada; f) calcular desempenho do sistema projetado e do sistema registrado; g) calcular o índice de performance de energia (IPE).

A escolha do tema desta pesquisa se justifica, pois, embora os fabricantes de equipamentos, os integradores e os distribuidores exerçam um papel importante no mercado de geração distribuída fotovoltaica, são os instaladores que têm promovido uma verdadeira revolução econômica e sustentável no Brasil e no mundo. Eles estão na linha de frente, isto é, em contato direto com os consumidores finais, estimando-se a existência mais de 20 mil empresas de instalação no país (ABSOLAR). Deste modo, com toda esta movimentação do mercado, justifica-se medir e avaliar o desempenho de uma usina fotovoltaica, porque é de suma importância para o projetista ou para empresa que vende o sistema, conseguir comprovar que sua previsão de geração está correta e com índice de performance ideal.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O termo Fotovoltaica é o casamento de duas palavras: *photos* que tem sua raiz na língua grega e significa luz e *Volta* que vem do físico italiano que, em 1800 descobriu a pilha elétrica. As células solares fotovoltaicas, são formadas por duas camadas de materiais semicondutores, uma positiva e outra negativa, pois, ao atingir a célula, os fótons da luz excitam os elétrons, gerando eletricidade, quanto maior a intensidade do sol, maior o fluxo de eletricidade (ZILLES, 2012).

A eletricidade gerada pelas células está em corrente contínua, que pode ser imediatamente usada ou armazenada em baterias em um sistema isolados *Off Grid*, que quer dizer, sistema desconectado da rede elétrica, já, nos sistemas conectados à rede elétrica, se chama *On Grid*, esse sistema possui um inversor que irá converter a corrente contínua em corrente alternada, conforme as características necessárias para atender as condições técnicas impostas pela rede de distribuição das concessionárias (BLUESOL, 2021). No caso de sistemas que participam da Geração Distribuída a energia que não for consumida instantaneamente pela carga conectada, pode seu excedente ser injetado na rede da concessionária conforme estabelece a Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012 pela ANEEL.

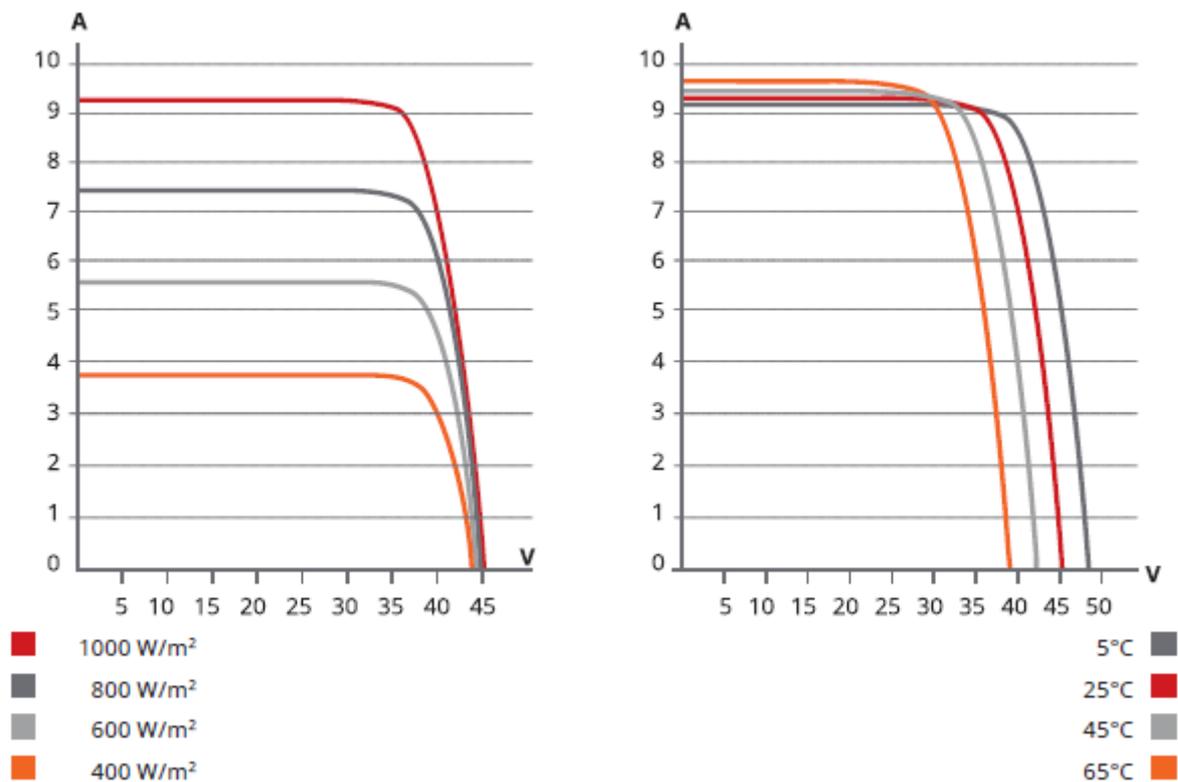
Deste modo, neste capítulo, abordar-se-á a base teórica a partir das ideias de autores que embasam o projeto proposto. Assim, nessa revisão, informar-se-á os componentes que existem em um sistema fotovoltaico e como eles causam perdas de energia ao sistema.

## 2.1 Norma IEC 61724

Norma da Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission IEC 61724*) é um padrão recomendado para procedimentos de monitoramento das características relacionadas à energia de sistemas fotovoltaicos. O objetivo deste programa é avaliar o desempenho geral da UFV, pois alguns fatores afetam o desempenho do projeto, entre os fatores analisados, destacam-se os seguintes:

1) Influência da temperatura: De acordo com Luiz Alberto Wagner Pinto Jr. o aquecimento das células fotovoltaicas contribui na perda de energia conforme Figura 2, pois os módulos possuem parâmetros de perdas relacionado ao excesso de temperatura, o *datasheet* que é a folha de especificações dos módulos informa o percentual de perda de produção a cada grau a mais acima dos 25°C conforme as condições padrão de teste (*Standard test conditions – STC*).

Figura 2 - Curva de Corrente & Tensão  
**CS6U-320P / I-V CURVES**



Fonte: *Datasheet* CS6U (2019).

2) Influência do sombreamento: Um pequeno obstáculo pode afetar, significativamente, o desempenho de um sistema fotovoltaico, porque uma sombra em um módulo prejudica a produção de toda a série, pois a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com a menor corrente individual (PINHO, 2014). Normalmente, as perdas por sombreamento podem ser simuladas em softwares para diferentes épocas do ano e também do dia (PVSOL).

3) Influência da obstrução do arranjo por sujeira, poeira ou dejetos de animais: Em locais com um maior índice de chuva, a influência é menor em função da limpeza natural dos módulos, mas, caso não seja feita manutenção periódica de limpeza, este fator deve sempre ser considerado em função da percepção do projetista de locais com maior tendência de obstrução. Quando ocorre essa obstrução, acontece um fenômeno conhecido como ponto quente ou *hotpot*, que produz excessivo calor em cima da célula afetada, com ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais (PINHO, 2014).

4) Influência do rendimento do inversor: Todos os inversores causam alguma perda de energia na conversão da corrente contínua para alternada, pois, em um projeto, devem ser sempre levadas em consideração a equipamento utilizado, verificado a perda no *datasheet* do inversor (SUNGROW).

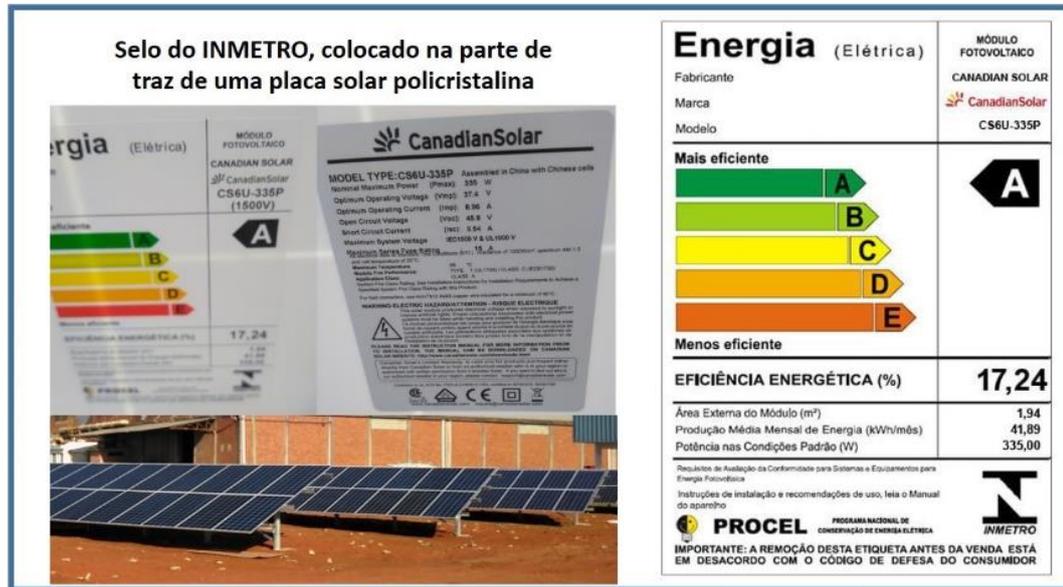
5) Influência da queda de tensão nos condutores: O dimensionamento dos condutores dos arranjos fotovoltaicos devem ser realizados de forma a otimizar o custo e também minimizar as perdas ôhmicas, por isso tão importante calcular as suas distâncias e a sua corrente. Os fatores de correção da capacidade destes condutores devem levar em consideração a localização e o método de instalação, de acordo com a ABNT NBR 16612.

## 2.2 Eficiência do Painel Fotovoltaico

Os painéis solares são classificados de acordo com sua classe e eficiência energética, sendo etiquetados conforme Figura 3, pela Tabela de Eficiência Energética do INMETRO. Um módulo solar classificado como silício cristalino, para ser ranqueado como mais eficiente, ele deve possuir o selo de economia A, possuindo, assim, uma eficiência maior que 13,5%. Quando se menciona eficiência energética em

painel solar fotovoltaico, aborda-se a porcentagem de energia do sol que atinge a superfície do modulo solar e é transformada em energia elétrica.

Figura 3 - Selo INMETRO



Fonte: do autor, (2021).

A eficiência energética é medida através do cálculo da potência, pela área do painel. Em condições normais de ensaio STC, um módulo que possui 335W de potência e com dimensões físicas de 1,96m x 0,992m terá uma área de 1,94432m<sup>2</sup>, proporcionando 172,29 W por m<sup>2</sup>, dividida por base 10, teremos a eficiência em porcentagem, no caso a resultante seria 17,23% (PORTAL SOLAR). Já, no local de instalação, onde um ambiente não é controlado, existem outros fatores que fazem com que essa eficiência não se concretize a todo momento, são fatores como a temperatura, posicionamento do painel, irradiação etc.

As certificações dos módulos são realizadas em laboratórios credenciados espalhados pelo Brasil, destaca-se, por sua infraestrutura, o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, LSF-IEE/USP.

Observa-se que os Módulos fotovoltaicos de qualidade, além de serem certificado pelo INMETRO, possuem certificações internacionais. Países da Europa, Estados Unidos, Japão, China só utilizam módulos solares que possuam a IEC 61215, pois

esta certificação analisa 18 requisitos internacionais que garantem qualidade, desempenho, segurança e vida útil (PORTAL SOLAR).

### 2.2.1 Certificado IEC 61215

A IEC 61215 destina-se a certificar os módulos fotovoltaicos seja eles de silício cristalino ou módulos de filme fino. Tendo uma sequência de testes com intuito de determinar as características elétricas e térmicas do módulo e mostrar, tanto quanto possível dentro de restrições razoáveis de custo e tempo, que o módulo é capaz de suportar a exposição prolongada em climas ao ar livre em geral (IEC 61215).

Conforme descrito pelo Eng. SOUZA em seu artigo “Seu módulo fotovoltaico atende aos requisitos de qualidade e segurança?”, abaixo, segue dez testes selecionados que são feitos no IEC 61215 e para que eles servem:

Inspeção Visual - O objetivo é detectar qualquer um dos "defeitos visuais", verificando o módulo em uma área bem iluminada (1000 lux).

Determinação de potência máxima ( $P_{max}$ ) - Este é o único ensaio exigido pelo INMETRO dentre os 21 existentes na norma. É, tipicamente, um parâmetro de desempenho. Deve ser realizado, inúmeras vezes, antes e depois dos vários testes que a IEC 61215 requisita. Ele pode ser realizado com um simulador solar (*Flasher*) ou ao ar livre.

Desempenho do painel solar na STC e NOCT - Determina como o painel solar se comporta nas STC (Condições padrões de teste) e NOCT (Temperatura nominal de operação da célula solar), quando submetido a uma carga.

Desempenho do painel solar em baixa irradiância - Testa o comportamento do painel solar em condições de pouca luz.

Teste de exposição ao ar livre - É um teste para fazer uma avaliação preliminar da capacidade do módulo de resistir à exposição a condições externas e revelar quaisquer efeitos de degradação que podem não ser detectados pelos testes em laboratório.

Teste de resistência de Hot-Spot - É um teste para determinar a capacidade do módulo de resistir aos efeitos de aquecimento provocados por pontos quentes (hot-spots), por exemplo, fusão da solda ou deterioração do encapsulamento.

Teste de Umidade & Congelamento - É um teste para determinar a capacidade do módulo de suportar os efeitos da alta temperatura e umidade, seguidos de temperaturas abaixo de zero. Vale ressaltar que este não é um teste de choque térmico.

Teste de granizo - É um teste para verificar se o módulo é capaz de suportar o impacto de granizo. O requisito é que o granizo tenha, no mínimo, um diâmetro de 25 mm, 7,53 gramas e seja lançada a uma velocidade de 23 m/s. Podem ser feitos testes com bolas de gelo maiores, como por exemplo, uma bola com 75 mm de diâmetro e 203 gramas lançada a 39,5 m/s. O relatório do teste deve indicar o diâmetro da bola de gelo e a velocidade usada para o teste de granizo.

Ensaio térmico diodo *Bypass* - É um teste térmico. O teste do diodo *Bypass* é um aspecto muito importante do projeto do módulo fotovoltaico. É crítico determinar o comportamento térmico do painel solar sob condições de *Hot-Spot*, pois isso impacta, diretamente, no desempenho deste painel quando instalado em uma casa ou empresa.

Teste de estabilização - Todos os módulos fotovoltaicos precisam ser estabilizados eletricamente. Para tanto, todos os módulos devem ser expostos à luz seguindo um procedimento padrão para, em seguida, sua potência de saída ser medida.

### **2.2.2 Silício**

A grande maioria dos sistemas de energia solar fotovoltaica instalados utilizaram alguma tecnologia baseada em silício (Si), de acordo com Fersman (1966) o silício é o segundo elemento mais abundante da face da terra, assim sendo, com abundância em matéria-prima para produção de células solares.

A Figura 4 mostra o material de forma bruta do silício, conhecido por ser utilizado em circuitos integrados (chips), é um elemento químico dos semimetais da família 4A. É sólido, quebradiço, pardo na forma amorfa e cinza-escuro com brilho metálico na forma cristalina. A eficiência de painéis solares está muito alinhada com a pureza do Silício (Si), quanto melhor for o processos de pureza do silício, mais eficaz será a placa (CÔRTES).

Figura 4 - Silício Metalúrgico



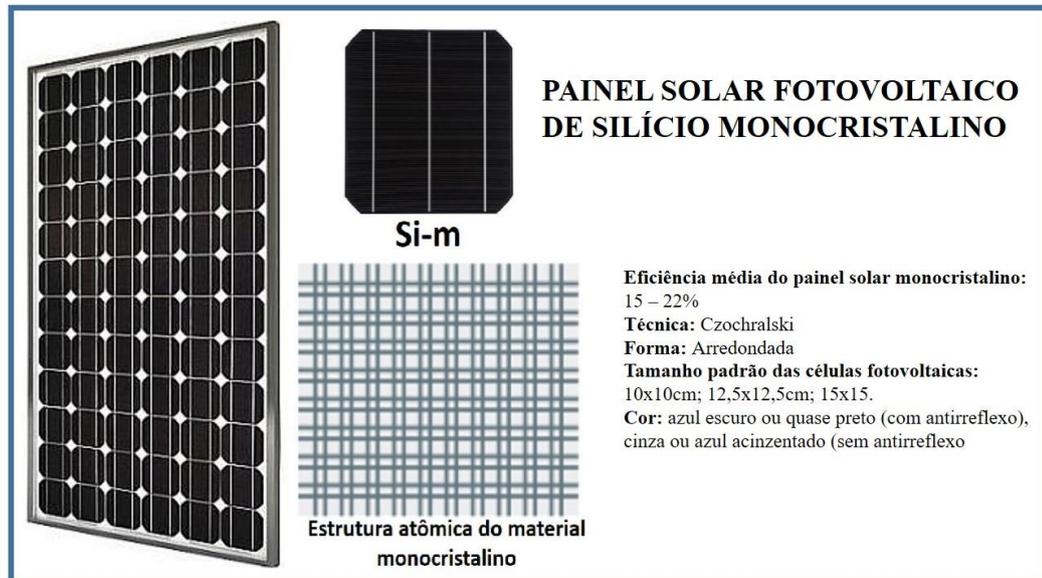
O silício metalúrgico, a lâmina (centro) e as células solares (à dir.)

Fonte: CÔRTES. 2012

### 2.2.3 Painel solar monocristalino e policristalino

Os painéis solares de silício monocristalino (mono-Si) são facilmente reconhecíveis apenas olhando de perto. Possuem uma cor uniforme, indicando silício de alta pureza e cantos tipicamente arredondados como se pode ver na Figura 5. Eles são feitos a partir de um único cristal de silício ultrapuro, (lingotes de silício de forma cilíndrica), este é fatiado como um "salame", fazendo assim lâminas de silício individuais, que são então tratadas e transformadas em células fotovoltaicas. Cada célula fotovoltaica circular tem seus "4 lados" cortados fora para otimizar o espaço disponível no painel solar monocristalino e aproveitar melhor a área do painel (PORTAL SOLAR).

Figura 5 - Painéis solares de silício monocristalino



Fonte: Adaptado em 15/10/2019 de PORTAL SOLAR

Ambos, mono e poli cristalino são feitos de silício, mas a principal diferença entre as tecnologias é o método utilizado na fundição dos cristais. A

Figura 6 mostra um sistema fotovoltaico policristalino, que são formados de cristais de silício, fundidos em um bloco. Desta forma, preserva a formação de múltiplos cristais, daí o nome poli cristalino. Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar esta formação múltipla de cristais. Uma vez fundido, eles são serrados em blocos quadrados e, em seguida, fatiados em células assim como no monocristalino, mas é um pouco mais fácil de produzir (PORTAL SOLAR).

Figura 6 - Painéis solares de silício policristalino



Fonte: Adaptado em 15/10/2019 de PORTAL SOLAR.

## 2.3 Inversor - On Grid

Um inversor *On Grid* é um inversor solar que converte a eletricidade produzida pelos painéis solares de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). A principal característica de um inversor *On Grid* é que ele é feito para se interligar com a rede da concessionária (distribuidora de energia), sincronizando sua frequência (Hz) e tensão de saída (V) (AYRÃO, 2018).

Os fabricantes de inversores publicam em seus *datasheets*, que é uma folha de especificações técnicas, conteúdos e terminologias que devem conter de modo geral os itens abaixo (SUNGROW):

Potência Nominal de Saída (*Rated Output Power*) é o valor é fornecido em watts ou kilowatts. Significa a potência máxima de saída do Inversor.

Tensão de Saída (*Output Voltage*) é o valor indica em que tipo de tensão de rede o inversor *On Grid* pode ser conectado. Para inversores monofásicos a tensão de saída é 220V, para inversor com saída trifásica, a tensão de saída pode ser 220V ou 380V.

Eficiência Máxima (*Peak Efficiency*) é a eficiência máxima do inversor *On Grid* indica a eficiência mais alta que ele pode atingir. A grande maioria de inversores *On Grid* no mercado possui eficiência acima de 96 á 99%, ou seja, até 4% da energia produzida pelos painéis solares é perdida no processo de inversão de CC para CA (ZILLES, 2012).

Corrente máxima de entrada (*Maximum Input Current*) que é a quantidade máxima de corrente contínua que o inversor *On Grid* pode receber.

Corrente máxima de saída que é quantidade máxima de corrente alternada que o inversor pode fornecer.

Quantidade de MPPT (*Number of MPPT*) o MPPT serve para maximizar o desempenho do inversor. Se for instalar painéis em duas posições diferentes, por exemplo, uma no telhado norte e outra no telhado leste, então, o seu inversor precisa ter 2 MPPTs caso contrário o seu sistema fotovoltaico funcionará sempre alinhado a pior irradiação.

Faixa de MPPT (*MPPT Voltage Range*) é representação da faixa de tensão de entrada em CC na qual o inversor *On Grid* irá operar. O projetista do sistema fotovoltaico deve configurar as *strings* de forma que, durante a maior parte do ano, a tensão (V) da *string* esteja dentro desta gama.

Grau de Proteção IP (*Protection Rating*) é o nível de classes de proteção IP ou grau de proteção IP são padrões internacionais definidas pela norma IEC 60529 para classificar e avaliar o grau de proteção contra poeira, contato acidental e água do inversor *On Grid*.

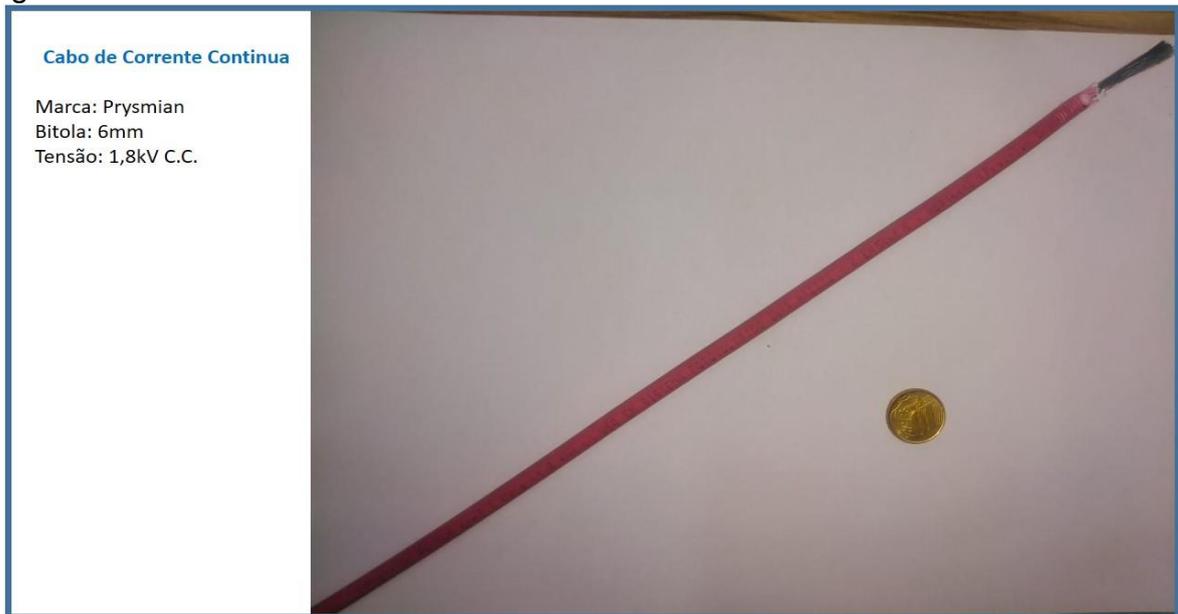
## 2.4 Cabeamento de sistemas solares fotovoltaicos

Um cabo de potência para sistema fotovoltaico tem que seguir a normativa ABNT NBR 16612. A norma trata de cabos previstos para serem instalados entre módulos e os terminais de CC do inversor, os quais devem ser adequados para operar em temperatura ambiente de -15° C até 90°C. Eles são isolados com cobertura para tensão de 1,8KV CC.

Referente ao condutor, a normativa estabelece que ele, em regime permanente, não pode ultrapassar 90°C, contudo, por um período máximo de 20.000h, é permitida temperatura máxima de operação no condutor de 120°C. Ao analisar que há uma média de isolação de 10h, aproveitáveis por dia, ter-se-á, aproximadamente, de 5 a 6 anos de uso extremo. Pode concluir-se que esses cabos funcionam sem se degradar em locais onde a temperatura ambiente pode ser bastante elevada. Pode-se destacar que os cabos FV devem ser de cobre estanhado e têmpera mole, e atender a ABNT NBR NM 280 na classe 5 de encordoamento.

A marcação na cobertura dos cabos devem conter, no mínimo, a informação da marca de origem, secção nominal do condutor, inscrição, ano de fabricação e número da norma ABNT NBR 16612, conforme a Figura 7.

Figura 7 - Cabo de Corrente Contínua



Fonte: do autor (2021).

A NBR 16690 estabelece a queda de tensão máxima em percentual nos condutores do arranjo fotovoltaico:

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) (NBR16690 item 4.3.c, nota 3 p.21).

Para cálculo de queda de tensão do cabo, utiliza-se a equação (1) (SEBBEN).

$$QT = r * d * I_{mp} * \frac{100}{N_{mod} * V_{mp}} \quad (1)$$

Em que:

QT = Queda de Tensão (%) – QT < 3% nas STC

r = Resistividade do condutor (“ohm/km” à temperatura próxima de STC)

d = distância do condutor (km)

$I_{mp}$  = corrente no ponto de máxima potência (A)

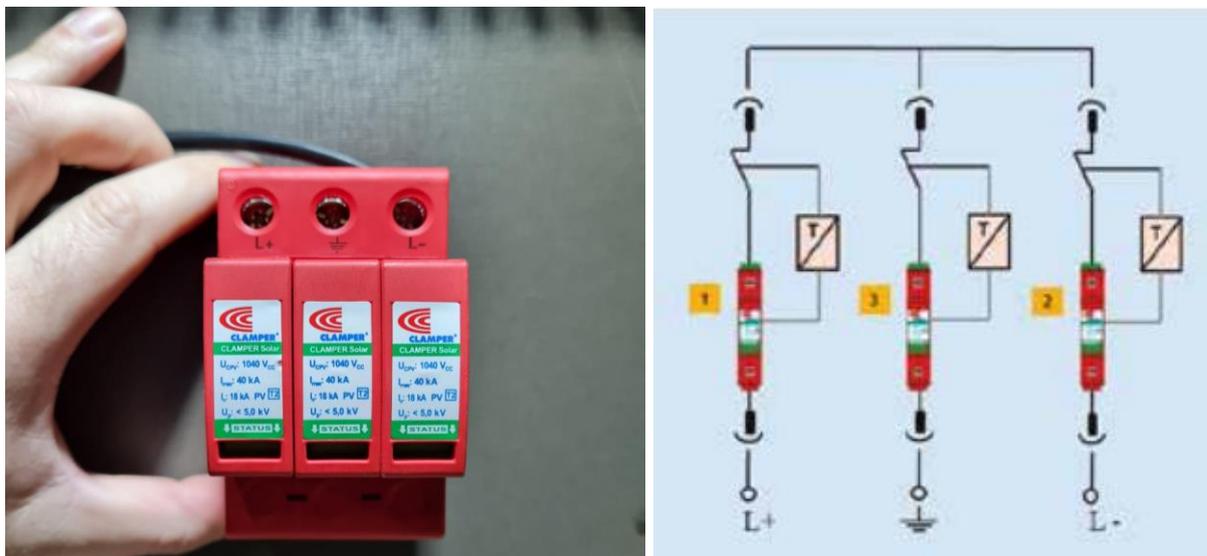
$V_{mp}$  = Tensão máxima por módulo (V)

$N_{mod}$  = Número de módulos na série

## 2.5 Proteção contra raios e surtos em geradores fotovoltaicos

O dispositivos de proteção contra surtos (DPS), conforme a Figura 8, protegem componentes valiosos contra eventos imprevisíveis, como descargas diretas e indiretas, portanto, contra os efeitos de acoplamento a elas associadas, seja indutivos e capacitivos (NBR 5410). O projeto de proteção deve abranger tanto o circuito de C.A. quanto de CC e cabos de telecomunicação devem ser protegidos por dispositivos adequados também, para lado de CC, são necessários DPS dimensionados de acordo com a tensão máxima a ser protegida.

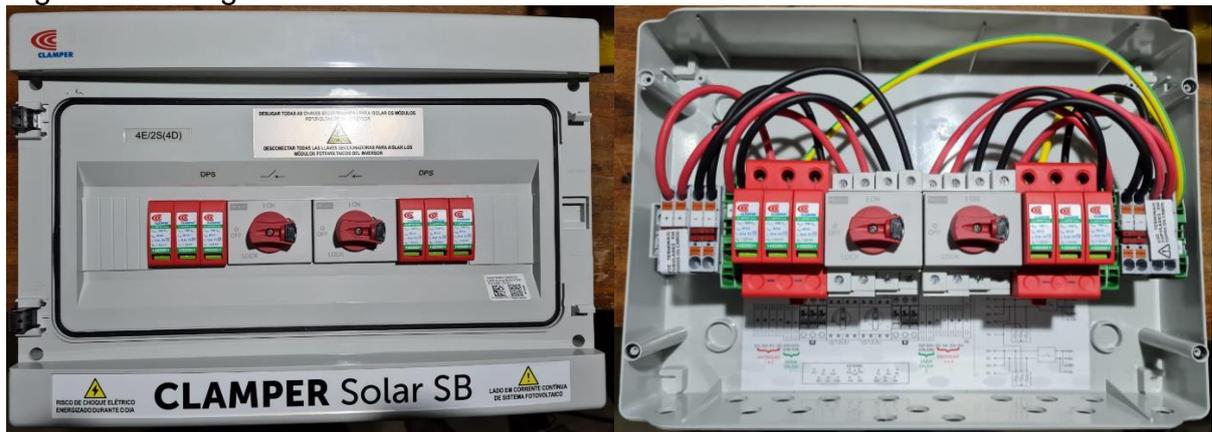
Figura 8 - DPS



Fonte: Adaptado em 21/06/2021 de CLAMPER 2021.

*String Box* é o nome dado pelos fabricantes para caixas de conexão com os dispositivos de proteção (NBR 10899). De modo geral, ele contém os DPS e (disjuntores ou fusíveis e chave seccionadora rotativa), a quantidade de dispositivos de proteção vai variar de acordo com cada projeto, um exemplo, é demonstrado na Figura 9.

Figura 9 - String Box CC



Fonte: do autor (2021).

Os porta fusíveis acopla o fusível que é dimensionado de acordo com a tensão e corrente do projeto. Ele é um elo condutor que tem a função de conter um curto-circuito ou sobrecarga, o elo se funde e interrompe a passagem da corrente, seu lado negativo é que ele precisa ser trocado após desligar o circuito. Já o disjuntor tem função similar contudo sua estrutura é diferente, já que é uma chave magnética, ele também receber sobrecarga ou curto-circuito, desliga automaticamente o circuito, contudo após o curto pode continuar sendo utilizado após a resolução do problema de sobrecarga do circuito, tanto os fusíveis quanto os disjuntores são aplicados em CC quanto em CA, contudo são especificações diferente de acordo com tipo de corrente que ele vai ser aplicado. Os bornes de conexão devem ser apertados conforme o toque indicado pelo fabricante, fios mal conectados podem causar aquecimento e perda de produção conforme a Figura 10 (CLAMPER, 2021).

Figura 10 - Inspeção Termográfica



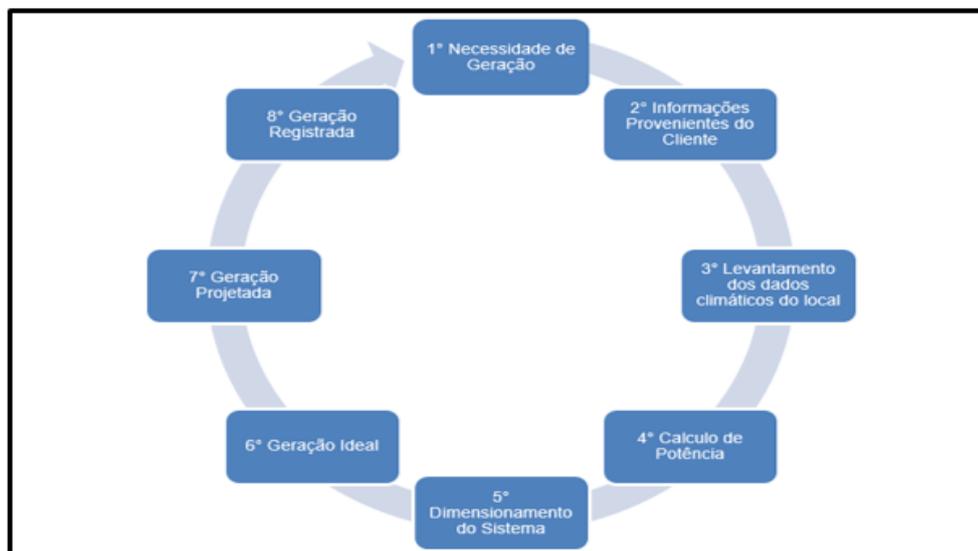
Fonte: Do autor 2021

### 3 METODOLOGIA

Por meio de uma pesquisa descritiva, usando fontes primárias como a coleta de dados na usina fotovoltaica e fontes secundárias através de dados em sites, este procedimento resultou em uma metodologia quantitativa traduzida em números, sendo dividido em duas etapas: na primeira etapa, os cálculos de montagem do sistema fotovoltaico e, na segunda etapa, a comparação dos dados colhidos e calculados para avaliar o desempenho da usina fotovoltaica.

Com base no fluxograma mostrado a abaixo na Figura 11, entende-se melhor o cronograma organizacional desta primeira etapa de pesquisa, detalhadamente exposta nos próximos parágrafos.

Figura 11 - Fluxograma de pesquisa – 1º Etapa



Fonte: O autor (2021).

Primeiro item da pesquisa está associada a necessidade de geração do local onde a usina seria instalada. Por meio da conta de luz, é possível calcular a média de consumo Fora de Ponta, além disso, na fatura de energia, também vem descrito a demanda contratada do cliente que é outro limitador de potência máxima do sistema. Com essas informações, é possível projetar uma geração média em kWh/mês desejada.

Sabendo o consumo médio do cliente e seu limite de potência da usina fotovoltaica devido ao sua demanda contratada, se verifica em que local pode ser instalada essa usina fotovoltaica, quais são as tensões fornecidas no local e o tipo de fixação e posição dos módulos solares.

Com a posse dos dados do local da instalação, como a latitude e longitude, podemos através de banco de dados climáticos fornecidos, por exemplo, pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) ou pelo software Radasol, desenvolvido pela UFRGS, por meio de seu laboratório de energia solar (LABSOL), projetar a irradiação e a climatização média de acordo com histórico dos últimos anos. Esses dados servem como base de cálculos para projetar a energia gerada neste local.

Tendo as variáveis de irradiação total ( $H_{TOT}$ ), irradiação conforme condições normais de ensaio ( $G_{STC}$ ), sabendo da energia média esperada ( $E_{Proj}$ ) e estipulando uma taxa de desempenho do sistema (TD) é possível calcular a potência instalada do sistema fotovoltaico ( $P_{FV}$ ) através da equação(2).

$$P_{FV} = \frac{E_{Proj} \cdot G_{STC}}{H_{TOT} \cdot TD} \quad (2)$$

De forma similar, pode-se calcular a Potência Ideal do sistema ( $P_{ideal}$ ), sem considerar as perdas existentes no sistema conforme a equação (3).

$$P_{ideal} = G_{STC} \cdot H_{TOT} \cdot P_{FV} \quad (3)$$

Sabendo que a potência do sistema é o somatório das potências das placas, tendo por princípio a estipulação da potência dos módulos solares. O número de módulos solares

é o resultado da potência do sistema desejado dividido pela potência dos módulos, sendo necessário o arredondamento desse número quando houver necessidade.

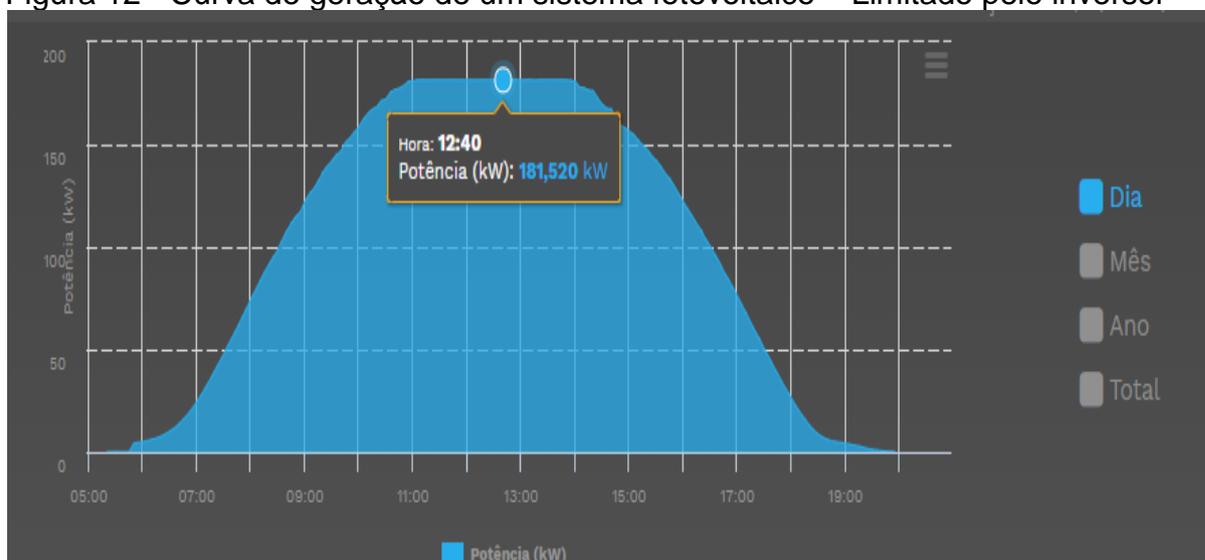
Com a potência do sistema estabelecida, se dimensiona o sistema, estabelecendo a potência dos inversores estipulando as *strings*, calcula-se nesta etapa a tensão de circuito aberto, tensão máxima e mínima, corrente, potência e fator de dimensionamento do sistema, com objetivo de encontrar um sistema que se enquadre nas características técnicas conforme dados dos módulos solares e os limites de potência dos inversores.

A geração ideal mensal é estabelecida por meio da multiplicação da quantidade de dias que contêm aquele mês analisado, pela hora de sol pleno (HSP) dada em kWh/m<sup>2</sup> e pela potência total do sistema dada em kWp, resultando, assim, uma geração mensal em kWh.

A sétima etapa do fluxograma da pesquisa consiste em estabelecer perda de energia total do sistema que é composto por diversas itens, dentre eles está a perdas causadas pelo inversor, perdas causadas por influência da obstrução do arranjo por sujeira, poeira ou dejetos de animais a – (PSU), perdas de potência (PP) que está associada a um aumento de temperatura no modulo acima dos 25°, perdas por sombreamento (PSO), perdas por fator de dimensionamento maior do que o inversor conforme a Figura 12 e outras perdas.

Essa perda total é aplicada em cima da geração ideal, resultando na geração projetada, esses cálculos foram inseridos no software MATLAB Professional 2016 por meio de uma programação conforme a Figura 12 e também foi feito simulação no software PVSOL Premium 2021, de propriedade de Valentin Energy Software, conforme a Figura 14.

Figura 12 - Curva de geração de um sistema fotovoltaico – Limitado pelo inversor



Fonte: do autor extraído do site de monitoramento SICES Solar em (2021)

Figura 13 - Programação de perdas do sistema fotovoltaico

```

MATLAB R2016b
HOME PLOTS APPS EDITOR PUBLISH VIEW
New Open Save Find Files Compare Go To Comment % Breakpoints Run Run and Advance Run Section Run and Time
FILE NAVIGATE EDIT BREAKPOINTS RUN
C:\Users\User\Documents\MATLAB
Editor - D:\Dropbox\FACULDADE\TCC 2\TCC2.m
TCC2.m
2 % Dyaronan Alves Model
3 %% Limpeza da área de trabalho, variáveis e janelas abertas
4 clc;
5 clear all;
6 close all;
7 %% Dados de entrada dias
8 DIAS_JAN = 31;
9 DIAS_FEV = 29;
10 DIAS_MAR = 31;
11 DIAS_ABR = 30;
12 DIAS_MAI = 31;
13 DIAS_JUN = 30;
14 DIAS_JUL = 31;
15 DIAS_AGO = 31;
16 DIAS_SET = 30;
17 DIAS_OUT = 31;
18 DIAS_NOV = 30;
19 DIAS_DEZ = 31;
20 %% Média de dias
21
22 DIAS_MEDIA = ( DIAS_JAN + DIAS_FEV + DIAS_MAR + DIAS_ABR + DIAS_MAI + DIAS_JUN + DIAS_JUL + DIAS_AGO + DIAS_SET + DIAS_OUT + DIAS_NOV + DIAS_DEZ ) /
23
24 %% Dados de entrada HSP - (wh/m² . dia)
25 HSP_TDN = 5.310;
Command Window
>>
Ready Ln 1 Col 1

```

Fonte: do autor extraído de simulação no software MATLAB R2016b

Figura 14 - Simulação de perda de potência por sombreamento

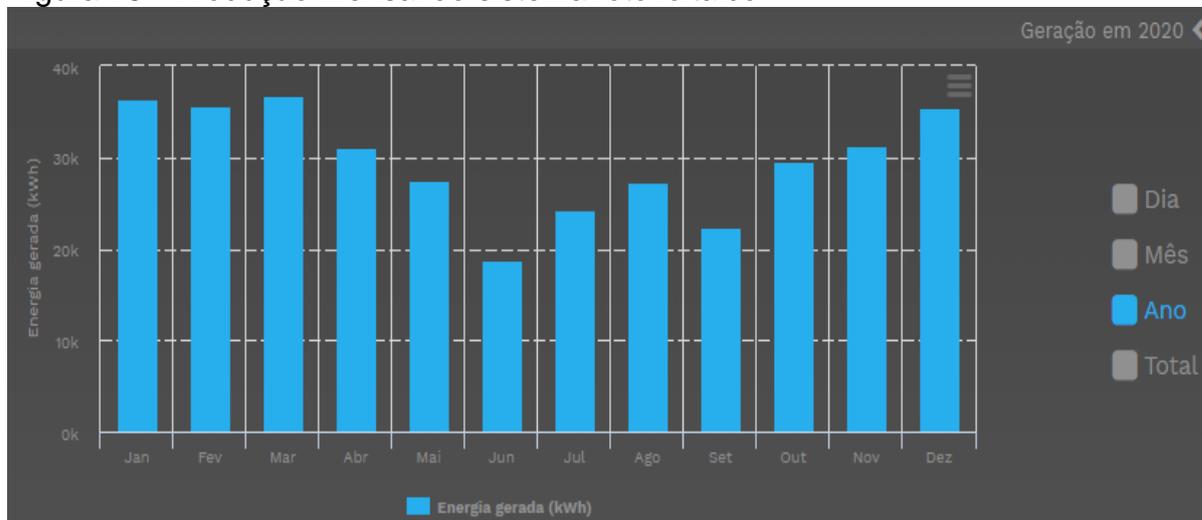


Fonte: do autor extraído de simulação no software PVSOL (2021)

O último item do fluxograma da 1ª etapa é o Geração registrada, que é os dados colhidos ao longo de 12 meses de setembro de 2019 a agosto de 2020, via monitoramento do sistema fotovoltaico da SICES Solar conforme a Figura 15, que dá as informações de geração mensal. Para uma contraprova de que esses dados estejam realmente corretos, foi instalado um analisador de energia PowerNET PQ-700 G4

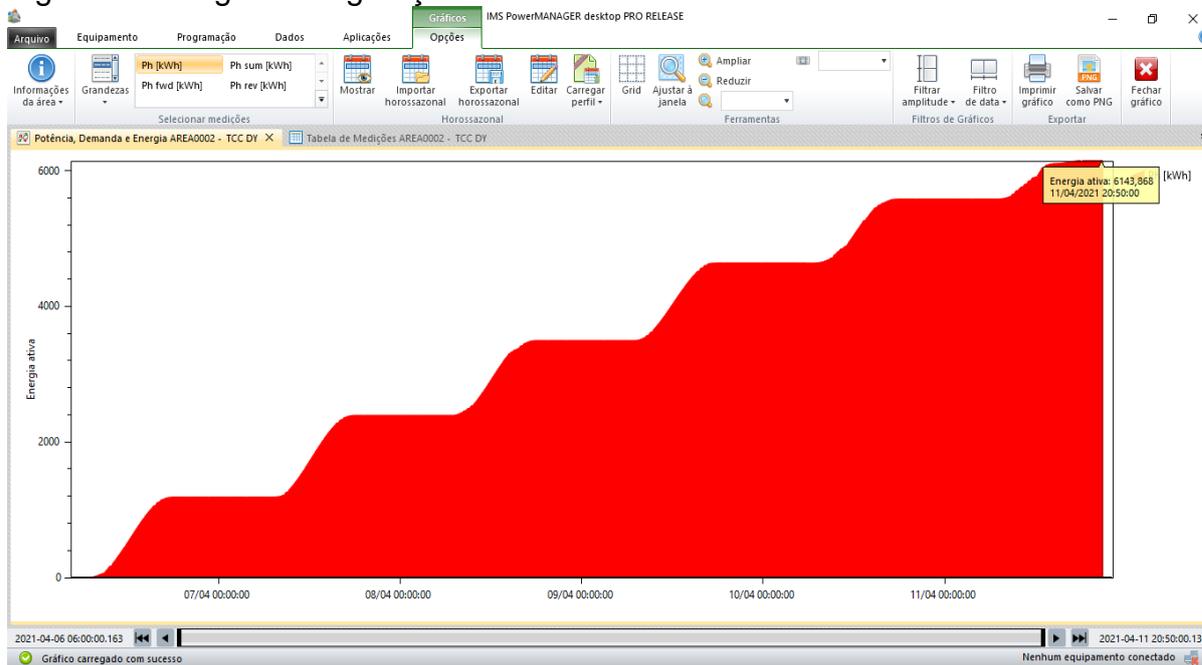
da empresa IMS, com intuito de verificar se a energia registrada pelo monitoramento é a mesma colhida pelo analisador no período de uma semana, conforme a Figura 16.

Figura 15 - Produção mensal do sistema fotovoltaico



Fonte: do autor extraído do site de monitoramento SICES Solar em (2021)

Figura 16 - Registro de geração do analisador



Fonte: do autor extraído do software IMS PowerMANAGER desktop em (2021)

Após calcular a geração ideal, geração projetada e colher os dados da energia registrada, é necessário organizar esses dados e compará-los. O fluxograma, Figura 17 da 2ª etapa, norteia, rege e compunha a composição da pesquisa a ser realizada.

Figura 17 - Fluxograma de pesquisa – 2º Etapa



Fonte: do autor (2021).

A disposição dos dados foi feita por meio de uma tabela, utilizando o software Excel, com os dados expostos mensalmente, conseguiu-se verificar a mediana e geração total, avaliando a geração ideal, geração projetada e geração real medida.

Seguindo o fluxograma, encontra-se PR projetado que é a resultante da relação em percentual, da energia projetada pela energia ideal, já 3º etapa é análise do PR Real, que é a resultante da relação em percentual da energia registrada pela energia ideal. Os dois PR são avaliados mensalmente e, por meio do cálculo da média, pode-se estabelecer PR gerado por aquela usina.

O IPE é o índice de performance de energia é a resultante da relação em percentual, da energia registrada pela energia projetada. Ele dá o caminho se o projeto está sendo bem dimensionado. Por fim, através de fontes secundárias de pesquisa, é comparado a taxa de performance da usina está fora ou não do ranger de performance ideal no Brasil.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Neste capítulo, observar-se-á os resultados calculados e medidos, expondo as duas análises propostas: a primeira etapa o desenvolvimento do sistema fotovoltaico tendo sua resultante os cálculos de geração ideal e projetada e análise dos dados registrada; a segunda etapa, vai expor o fator de desempenho real e projetado e o índice de performance de energia definido pela IEC 617224-3 e a comparação dos resultados da pesquisa com o resto do Brasil.

### **4.1 Necessidade de geração e informações provenientes do cliente**

Sabendo-se que a usina fotovoltaica gera energia praticamente no horário fora de ponta e que esse período compreende, geralmente, o intervalo das 00:00 às 17:59 e das 21:00 as 23:59, embora esse período possa variar de concessionária para concessionária, analisa-se, então, a média de consumo fora de ponta da conta de luz. A média de consumo do ano de 2018 dessa empresa foi de 161,15 MWh/mês conforme a (TABELA 1), tendo uma média de geração desejada de 18% o que se espera aproximadamente 29,25 MW/mês.

A tensão fornecida no local da construção da usina é de 380 V trifásico em 60 HZ, sendo que o ponto de conexão é um quadro geral de baixa tensão - QGBT com disjuntor de 300 A.

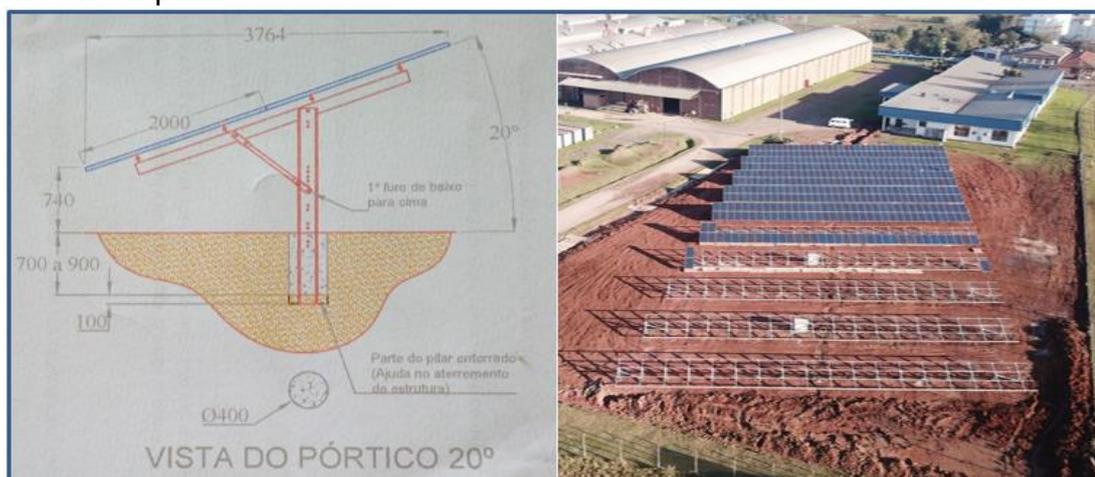
A usina fotovoltaica se encontra no mesmo local de consumo tendo sua localização situada a 130 km da capital Porto Alegre, em Venâncio Aires, no Rio Grande do Sul, tendo sua localização precisa pelas coordenadas latitude: 29°37'40.8"S e longitude: 52°11'01.2"W, os dados de localização nos ajuda a buscar dados de irradiação e climatização nos bancos de dados climáticos (*SOLAR EDGE*). A usina fotovoltaica foi construída em uma área de terra plana e posicionada de forma que suas placas ficassem inclinadas 20° para norte por meio de suporte de solo, conforme a Figura 18.

Tabela 1 - Histórico de Consumo de Energia Fora de Ponta

Mês / Ano de consumo	Consumo em MWh	Dias
Janeiro / 2018	38,45	33
Fevereiro / 2018	35,09	28
Março / 2018	49,06	31
Abril / 2018	53,52	31
Mai / 2018	92,83	30
Junho / 2018	310,37	30
Julho / 2018	426,82	31
Agosto / 2018	412,32	30
Setembro / 2018	374,11	33
Outubro / 2018	56,16	29
Novembro / 2018	44,21	30
Dezembro / 2018	40,85	29
TOTAL	1.933,79	
Média mensal de consumo	161,15	
Média de Geração esperada	29,25	
Percentual	18,15%	

Fonte: do autor, extraído de faturas da RGE (2018).

Figura 18 - Suporte de Solo



Fonte: do autor, (2019).

## 4.2 Levantamento dos dados climáticos do local

Sabendo a localização exata da usina, busca-se, em diversos banco de dados, a irradiação solar e temperatura. Dentre os banco de dados analisados, está o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), *Meteonorm* (banco de dados utilizado pelo software PVSOL Premium 2021) de propriedade de *Valentin Energy Software* e o software Radiasol desenvolvido pela UFRGS, por meio de seu laboratório de energia solar (LABSOL). Na (TABELA 2), encontra-se a irradiação solar deste local de acordo com o banco de dados. Os dados que serão utilizados nos cálculos são do banco de dados climáticos da *Meteonorm*, pois ele é a média dia dos três bancos.

Tabela 2 - Irradiação Solar

Mês	Dias	INPE (kWh/m <sup>2</sup> .mês)	<i>Meteonorm</i> (kWh/m <sup>2</sup> .mês)	RADIASOL (kWh/m <sup>2</sup> .mês)
Janeiro	31	164,89	208,00	181,66
Fevereiro	29	158,89	166,00	163,56
Março	31	160,05	161,00	159,03
Abril	30	136,74	125,00	135,90
Mai	31	116,19	101,00	114,70
Junho	30	97,89	83,00	95,10
Julho	31	108,97	92,00	115,32
Agosto	31	128,56	121,00	124,93
Setembro	30	119,76	126,00	138,00
Outubro	31	141,70	163,00	170,81
Novembro	30	164,58	184,00	180,00
Dezembro	31	171,59	233,00	194,68
Média mensal		139,15	146,92	147,81
Média anual		1.669,80	1.763,00	1.773,69
Irradiação - kWh/m <sup>2</sup> .dia		4,6383	4,8972	4,9269

Fonte: O autor, (2021).

## 4.3 Cálculo de Potência

Com intuito de calcular a potência instalada do sistema fotovoltaico ( $P_{FV}$ ), sabendo que a variável de irradiação total ( $H_{TOT}$ ) é  $4,8972 \text{ kWh/m}^2.\text{dia} * 30 \text{ dias}$ , utilizando irradiação ( $G_{STC}$ ), conforme condições normais de ensaio que é  $1 \text{ kW/m}^2$ , desejando uma energia média projetada ( $E_{Proj}$ ) de  $29,25 \text{ kWh/mês}$  e estipulando uma

taxa de desempenho do sistema (PR) de 85%, ter-se-á um sistema resultante de 234,22kWp, conforme a equação (4).

$$P_{FV} = \frac{E_{Proj} \cdot G_{STC}}{H_{TOT} \cdot TD} = \frac{29.250 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}}{4,8972 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{dia}} * 30 \frac{\text{dias}}{\text{mês}} * 0,85} = 234,22 \text{ kWp} \quad (4)$$

De forma similar, podemos calcular a Potência Ideal do sistema ( $P_{ideal}$ ), sem considerar as perda existentes no sistema conforme a: equação (5) e (6).

$$P_{ideal} = G_{STC} \cdot H_{TOT} \cdot P_{FV} = 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} * 4,8972 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{dia}} * 30 \frac{\text{dias}}{\text{mês}} * 234,22 \text{ kWp} \quad (5)$$

$$P_{ideal} = 34.410,66 \text{ kWh/mês} \quad (6)$$

#### 4.4 Dimensionamento do Sistema

Após calcular a potência do sistema com 234,22 kWp, sabendo que a placa escolhida para instalação é o módulo CS6U-335P da marca *Canadian Solar* com potência de 335W, se aplica a equação (7), com intuito de encontrar a quantidade de módulos solares para sistema.

$$N_{mod} = \frac{234,22 \text{ kWp}}{\frac{335 \text{ Wp}}{1000}} = 699,1641 \text{ módulos} = 700 \text{ módulos} \quad (7)$$

Com a quantidade de módulos definidas, calcula-se a potência do sistema conforme a equação (8).

$$P_{fv} = 700 * \frac{355 \text{ Wp}}{1000} = 234,5 \text{ kWp} \quad (8)$$

Os dados do *datasheet* do módulo CS6U-335P, que aparece na Figura 19, servem como base para os cálculos abaixo de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), tensão

máxima de operação ( $V_{mp}$ ), corrente de operação ( $I_{mp}$ ), potência “*maximum power point tracking*” ( $P_{MPPT}$ ), potência total, corrente por *maximum power point tracking* ( $I_{MPPT}$ ), corrente total ( $I$ ).

Figura 19 - *Datasheet* do módulo: CS6U-335P

ELECTRICAL DATA   STC*			
CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 V
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m2, spectrum AM 1.5, ambient temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA   NMOT*			
CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	242 W	246 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.01 A	7.08 A	7.15 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of Bi spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

Fonte: *Datasheet* CS6U (2021).

Definindo-se os 700 módulos solares, se estabelece uma média de 20 módulos por *string*, sendo assim se chega ao número total de 35 *strings*. O cálculo da tensão máxima que a *string* escolhido poderá exercer em cada entrada do inversor é de 986,99 V, conforme equação (9) e (10).

$$V_{oc_{m\acute{a}x}} = \frac{N_{mod}}{N_{str}} * V_{oc_{mod}} * \left( 1 - \left( \left( \frac{CoeftempVOC}{100} \right) * (25 - Temp_{m\acute{i}n}) \right) \right) \quad (9)$$

$$V_{oc_{m\acute{a}x}} = \frac{700}{35} * 45,8 * \left( 1 - \left( \left( \frac{-0,31}{100} \right) * (25 - 0) \right) \right) = 986,99V \quad (10)$$

A faixa de operação no ponto de máxima potência para este arranjo é de 609,99V até 778,67V conforme a equação (11) e (13).

$$V_{mp_{\min}} = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{str}}} * V_{mp_{\text{mod}}} * \left( 1 - \left( \left( \frac{\text{CoefTempVmp}}{100} \right) * (25 - \text{Temp}_{\text{máx}}) \right) \right) \quad (11)$$

$$V_{mp_{\min}} = \frac{700}{35} * 37,4 * \left( 1 - \left( \left( \frac{-0,41}{100} \right) * (25 - 70) \right) \right) = 609,99 \text{ V} \quad (12)$$

$$V_{mp_{\text{máx}}} = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{str}}} * V_{mp_{\text{mod}}} * \left( 1 - \left( \left( \frac{\text{CoefTempVmp}}{100} \right) * (25 - \text{Temp}_{\text{mín}}) \right) \right) \quad (13)$$

$$V_{mp_{\text{máx}}} = \frac{700}{35} * 37,4 * \left( 1 - \left( \left( \frac{-0,41}{100} \right) * (25 - 15) \right) \right) = 778,67 \text{ V} \quad (14)$$

$$A_{\text{MPPT1}} = A_{\text{dc1.1}} + A_{\text{dc1.2}} + A_{\text{dc1.3}} = 8,96 + 8,96 + 8,96 = 26,88 \text{ A} \quad (15)$$

$$A_{\text{MPPT2}} = A_{\text{dc2.1}} + A_{\text{dc2.2}} + A_{\text{dc2.3}} = 8,96 + 8,96 + 8,96 = 26,88 \text{ A} \quad (16)$$

$$A_{\text{MPPT3}} = A_{\text{dc3.1}} + A_{\text{dc3.2}} = 8,96 + 0 = 8,96 \text{ A} \quad (17)$$

$$A_{\text{TOTAL}} = A_{\text{MPPT1}} + A_{\text{MPPT2}} + A_{\text{MPPT3}} = 26,88 + 26,88 + 8,96 = 62,72 \text{ A} \quad (18)$$

$$P_{\text{fvString}} = 20 * \frac{335 \text{ (Wp)}}{1000} = 6,7 \text{ Kw} \quad (19)$$

$$P_{\text{MPPT1}} = P_{\text{dc1.1}} + P_{\text{dc1.2}} + P_{\text{dc1.3}} = 6,7 + 6,7 + 6,7 = 20,1 \text{ kW} \quad (20)$$

$$P_{\text{MPPT2}} = P_{\text{dc2.1}} + P_{\text{dc2.2}} + P_{\text{dc2.3}} = 6,7 + 6,7 + 6,7 = 20,1 \text{ kW} \quad (21)$$

$$P_{\text{MPPT3}} = P_{\text{dc3.1}} + P_{\text{dc3.2}} = 6,7 + 0 = 6,7 \text{ kW} \quad (22)$$

$$P_{\text{TOTAL}} = P_{\text{MPPT1}} + P_{\text{MPPT2}} + P_{\text{MPPT3}} = 20,1 + 20,1 + 6,7 = 46,9 \text{ kW} \quad (23)$$

Com os dados calculados acima, é possível comparar os resultados com os dados limites do *datasheet* do inversor SG36KTL-M da empresa SUNGROW, conforme a (TABELA 3).

Tabela 3 - Inversor &amp; Calculado

DESCRIÇÃO	INVERSOR	CALCULADO	TIPO	APROVADO / DE-SAPROVADO
Max. PV tensão de entrada	1100	986,99	V	APROVADO
Tensão mínima (Vmp_mín) em 70°C	200	609,99	V	APROVADO
Tensão mínima (Vmp_máx) em 15°C	1000	778,67	V	APROVADO
Máxima corrente total e por (MPPT1 / MPPT2 / MPPT3)	88 (33 / 33 / 22)	62,72 (26,88 / 26,88 / 8,96)	A	APROVADO
Potência Máxima	51,48	46,9	kWp	APROVADO

Fonte: *Datasheet* SG36KTL-M (2021).

Em paralelo via software PVSOL Premium 2021, foi feita a simulação abaixo, com as mesmas variáveis que os cálculos acima. Na Figura 20, foi escolhido o marca do módulo *Canadian Solar Inc.* modelo CSU-335P, selecionando 700 módulos, totalizando 234,5kwp, posicionados as placas para norte a 0°, inclinados a 20° com situação de montagem do tipo elevada, sem rastreador.

Na Figura 21, configurou-se o inversor, escolhendo a marca SUNGROW, modelo SG36KTL-M, com a quantidade de cinco unidades, configuradas em três MTTPS, sendo que a MPPT1 está configurada com três *Strings* com vinte módulos em série em cada *String*, na segunda MPPT2 está configurada com três *Strings* com vinte módulos em série em cada *String* e, por fim, encontrou-se a MPPT3 que está configurada com uma *String* com vinte módulos em série em cada *String*.

Na Figura 22, Figura 23 e Figura 24, encontrar-se-á a verificação das MPPTs, que resulta p mesmo resultados que os calculados acima.

Por fim a Figura 25, encontrar-se-á a verificação da corrente total, potência total por inversor e fator de dimensionamento. Todos toleráveis ou na faixa ideal de acordo com *datasheet* do inversor.

Figura 20 - Configuração Módulos Solar

Fabricante: Canadian Solar Inc. Módulo fotovoltaico: CS6U-335P

Seleção somente dos favoritos

Photo Plan - Previsão fotográfica da cobertura do telhado

Ocupação gráfica

Número de módulos: 700 234,50 kWp [Calcular em relação ao consumo](#)

Situação de montagem: Montagem elevada - espaço livre

Rastreamento: Sem

Inclinação: 20°

Orientação: 0°

Azimute 0°

Fonte: Software PVSOL Premium 2021.

Figura 21 - Configuração Inversor

INVERSOR 1:  Conexão polistring

5 x Sungrow Power Supply... SG36KTL-M 5 \* 46,9 kWp = 234,5 kWp

Otimizador de potência

✓ PMP 1: 3 Strings x 20 Módulos em série

✓ PMP 2: 3 Strings x 20 Módulos em série

✓ PMP 3: 1 String x 20 Módulos em série

Fonte: Software PVSOL Premium 2021.

Figura 22 - Verificação do Sistema – MPPT1



Fonte: Software PVSOL Premium 2021.

Figura 23 - Verificação do Sistema – MPPT2



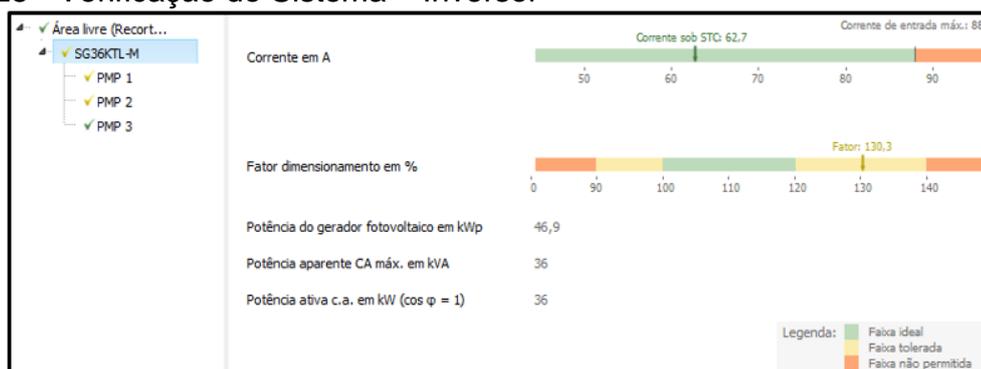
Fonte: Software PVSOL Premium 2021.

Figura 24 - Verificação do Sistema – MPPT3



Fonte: Software PVSOL Premium 2021.

Figura 25 - Verificação do Sistema – Inversor



Fonte: Software PVSOL Premium 2021.

## 4.5 Geração Ideal

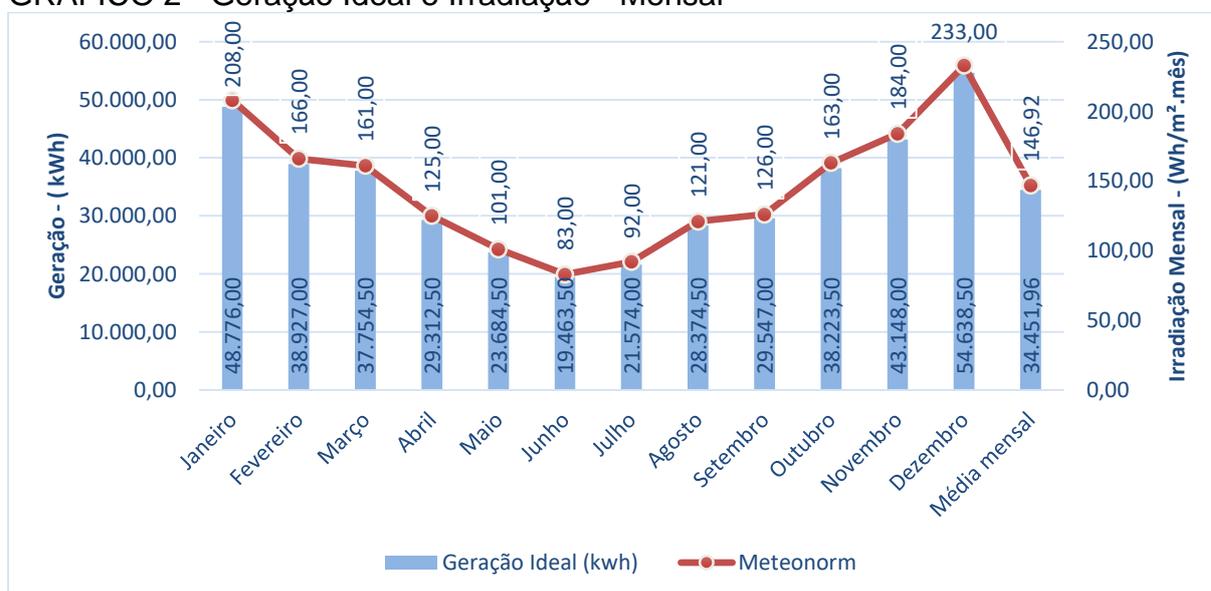
Com sistema montado e verificado, pode-se estabelecer a geração ideal mensal. Os resultados abaixo são gerados por meio das variáveis de irradiação utilizadas com base no banco de dados do *Meteonorm*, aplicando a forma a cada mês, consequentemente, exponha-se, na Tabela 4 e no GRÁFICO 2, a geração ideal em cada mês e a média de energia ideal gerada resultando em 34.451,96 kWh/mês.

Tabela 4 - Geração Ideal Mensal

Mês	<i>Meteonorm</i> (Wh/m <sup>2</sup> .mês)	Potência do Sistema (kWp)	Geração Ideal (kWh)
Janeiro	208,00	234,50	48.776,00
Fevereiro	166,00	234,50	38.927,00
Março	161,00	234,50	37.754,50
Abril	125,00	234,50	29.312,50
Mai	101,00	234,50	23.684,50
Junho	83,00	234,50	19.463,50
Julho	92,00	234,50	21.574,00
Agosto	121,00	234,50	28.374,50
Setembro	126,00	234,50	29.547,00
Outubro	163,00	234,50	38.223,50
Novembro	184,00	234,50	43.148,00
Dezembro	233,00	234,50	54.638,50
Média mensal	146,92	234,50	34.451,96

Fonte: O autor, (2021).

GRÁFICO 2 - Geração Ideal e Irradiação - Mensal



Fonte: O autor, (2021).

#### 4.6 Geração Projetada

A geração projetada consiste nos mesmos cálculos da geração ideal contento a irradiação mensal e tamanho do sistema. Contudo, a diferença está na adição das perdas existentes em um sistema, que podem ser diversas, sendo que as perdas de maior relevância serão listadas e calculadas para resultar em uma perda total mensal, com esse percentual definido, pode-se calcular a geração projetada.

#### 4.7 Geração Projetada – Perda de Produção

Um dos primeiros itens que se pode analisar é a perda de produção por temperatura, quando os módulos solares possuem um aumento de temperatura em sua superfície maior que 25°C, a cada grau a mais desse parâmetro, acontece uma perda de potência em percentual, que varia de acordo com *datasheet* de cada módulo solar. O coeficiente de temperatura ( $P_{max}$ ) do *datasheet* do módulo solar CS6U-335P menciona que a cada graus acima dos 25°C haverá uma perda de -0,41 %/°C.

A Tabela 5 expõe as médias de temperatura ambientes em Venâncio Aires, fornecida por três instituições climáticas. O *Meteonorm* foi banco de dados escolhido por possuir uma temperatura média dentre os bancos de dados pesquisados, com a equação (24), tem-se o percentual de perda de produção conforme a (TABELA 6).

$$Perdas\ do\ Paine\ l = (Temp_{Módulo} - Temp_{STC}) * P_{max} \quad (24)$$

$$Perdas\ do\ Paine\ l = (Temp_{Módulo} - 25) * -0,41 \quad (25)$$

A temperatura de operação das células fotovoltaicas é maior do que a temperatura ambiente, principalmente, no verão, como qualquer material exposto no sol, ela acumula aquecimento em sua superfície e seu resfriamento dependerá do tipo físico de instalação, pois a circulação de vento no módulo auxiliará na diminuição de temperatura. Em uma instalação com módulos fixados em um suporte de solo como esse estudado, haverá uma circulação de ar maior do que comparado a um sistema fixado em um telhado metálico, onde a distância do módulo solar e o telhado é de alguns cm, havendo pouca circulação de ar entre os materiais.

Nos cálculos de perda de potência, atribui-se 20°C acima da temperatura ambiente como média de temperatura do módulo.

Tabela 5 - Temperatura Média

Mês	INMET - (°C)	Meteororm - (°C)	NASA-SSE - (°C)
Janeiro	29,50	26,40	24,10
Fevereiro	28,90	26,40	23,50
Março	28,10	25,50	22,60
Abril	25,00	21,40	19,90
Maio	21,10	17,50	16,40
Junho	18,80	15,60	14,80
Julho	18,60	14,70	14,20
Agosto	20,60	16,60	16,10
Setembro	21,60	17,10	17,40
Outubro	24,30	21,00	19,80
Novembro	26,60	23,10	21,60
Dezembro	29,00	27,20	23,50
Média mensal	24,34	21,04	19,49

Fonte: O autor, (2021).

Tabela 6 - Perda de Potência

Mês	Meteororm - Temp. Máx. Ambiente - (C°)	Temp. Máx. na Placa - (C°)	Temp. acima dos 25°C	Perda de Potência - (%)
Janeiro	26,40	46,40	21,40	-8,77%
Fevereiro	26,40	46,40	21,40	-8,77%
Março	25,50	45,50	20,50	-8,41%
Abril	21,40	41,40	16,40	-6,72%
Maio	17,50	37,50	12,50	-5,13%
Junho	15,60	35,60	10,60	-4,35%
Julho	14,70	34,70	9,70	-3,98%
Agosto	16,60	36,60	11,60	-4,76%
Setembro	17,10	37,10	12,10	-4,96%
Outubro	21,00	41,00	16,00	-6,56%
Novembro	23,10	43,10	18,10	-7,42%
Dezembro	27,20	47,20	22,20	-9,10%
Média mensal	21,04	41,04	16,04	-6,58%

Fonte: O autor, (2021).

#### **4.8 Geração Projetada – Perda de Produção por PSO**

A perda por sombreamento (PSO) foi estipulado 0,2%, pois os módulos estão instalados em um sistema de solo fixo, onde as linhas de placas estão afastadas de tal modo que no nascer, nem no pôr do sol, as linhas da frente não causam sombreamento nas linhas de trás;

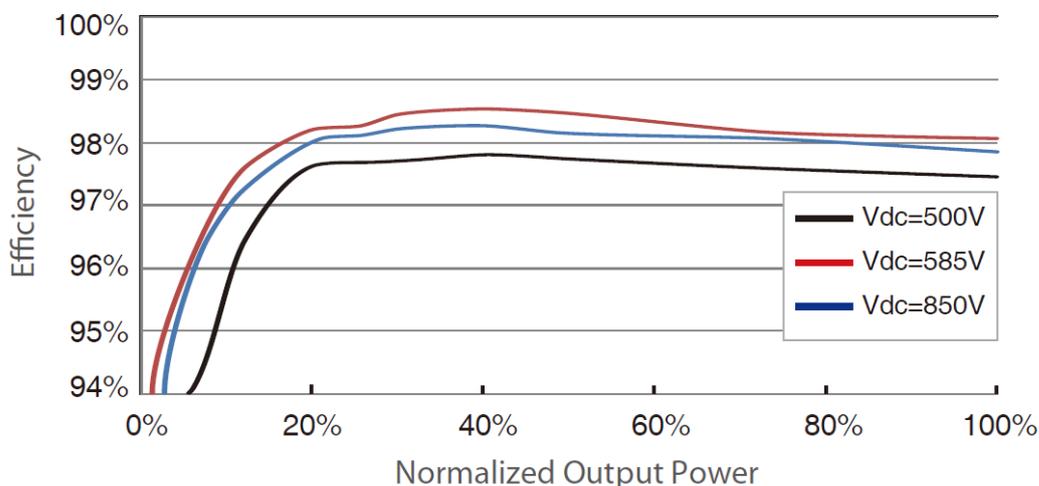
#### **4.9 Geração Projetada – Perda de Produção por PSU**

Perda por influência da obstrução do arranjo por sujeira, poeira ou dejetos de animais a – (PSU) que, segundo OLIVEIRA (2016), as perdas variam de 0 à 4% em locais com chuvas periódicas e até 25% em locais áridos e secos para essa usina foi estipular somente 1%, pois, além dos períodos de chuva e boa inclinação dos painéis que resulta em pouco acúmulo de sujeira, a usina terá uma programação de limpeza periodicamente conforme o acúmulo de sujeira.

#### **4.10 Geração Projetada – Perda de Produção por PI**

Perda no inversor – (PI) estipulada foi de 2%. Ela está associada ao rendimento do inversor SUNGROW, modelo SG36KTL-M, quanto maior rendimento, menor é a perda. A eficiência ou rendimento é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada de um sistema físico, a Figura 26, a eficiência de acordo com a potência e a tensão de corrente contínua, como o ranger de tensão calculado está entre 609,99V a 778,67V, 2% de perda é algo real diante dessa situação.

Figura 26 - Máxima Eficiência



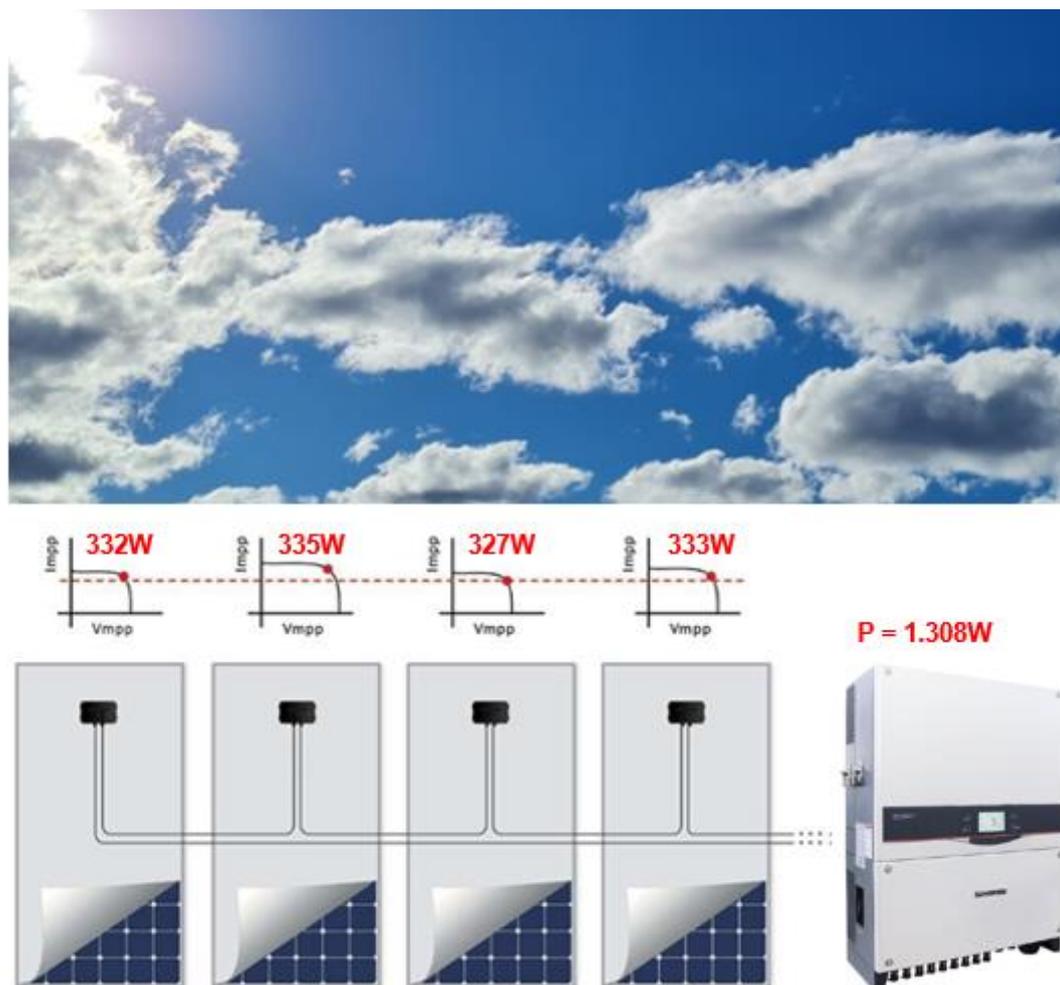
Fonte: *Datasheet CS6U* (2021).

#### 4.11 Geração Projetada – Perda de Produção por *Mismatch*

O *mismatch* (também chamado de incompatibilidade ou descasamento) ocorre quando as quantidades de energia geradas por dois ou mais módulos dentro de um arranjo fotovoltaico são diferentes. A Figura 27 representa a operação da MPPT do sistema, os módulos fotovoltaicos de 335Wp conectados em série não podem operar em seu ponto de máxima potência individual porque a corrente é forçada a ser igual em todos os módulos da *string*. Ao invés do sistema disponibilizar 1.340W de potência neste exemplo, ele irá disponibilizar 1.308W, como se todos os 4 módulos estivessem operando em 327W, pois é neste ponto que a MPPT de um inversor irá operar.

Um dos efeitos que causa essa diferença de potência gerada entre as placas, por exemplo, é as nuvens. Quando uma nuvem causa uma sobra em uma placa, esta placa terá uma captação de irradiação menor comparada as demais, causando, assim, uma potência menor nela equiparando as outra, deste modo, o resultado será uma corrente menor em toda a MPPT e uma produção de geração menor no inversor.

Como no local de instalação há períodos ao longo do ano com muitas nuvens no céu, foi adicionado 2% de perda nos cálculos de perda projetadas.

Figura 27 - Perda por *Mismatch*

Fonte: O autor, (2021).

#### 4.12 Geração Projetada – Perda de Produção por OP

Outras perdas - OP, neste caso, considera-se as perdas de acoplamento *mismatch*, nos pontos de conexão como DPS e conectores além das perdas nos condutores de corrente contínua, estipulada no total de perdas de OP de 1,5%, pois os cabos percorreram pequenas distâncias e foram bem dimensionados, causando pouca perda de tensão conforme a resolução da equação (27), calculada em 0,1421% multiplicada pelas 7 *strings* do inversor, há, assim, uma perda de produção menor de 1% por inversor conforme a equação (28), mais 0,5% de perdas de conexão.

$$QT = r * d * I_{mp} * \frac{100}{N_{mod} * V_{mp}} \quad (26)$$

$$QT = 3,39 * 0,035 * 8,96 * \frac{100}{20 * 37,4} = 0,1421\% \quad (27)$$

$$QT_{total} = 0,1421\% * 7 strings = 0,9948\% \quad (28)$$

Onde:

QT = Queda de Tensão (%) – QT < 3% nas STC

r = 3,39 ohm/km-

d = 0,035 km

$I_{mp} = 8,96$  A

$V_{mp} = 37,4$ V

$N_{mod}$  = Número de módulos na série

Os dados de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  foram tirados do *datasheet* da Figura 19, já resistividade do condutor foi tirada do Anexo A e a distância foi calculada pela maior distância entre o inversor e os módulos.

#### 4.13 Geração Projetada – Calculada

Com todas as perdas significativas definidas e expostas mensalmente na Tabela 7, é possível aplicar a perda total do sistema mensalmente na equação (29), gerando assim a Tabela 8, mostrando os dados de geração projetada com suas perdas e, também, expondo a geração ideal. Já, na Tabela 9, encontra-se análise entre a geração projetada e calculada pela geração projetada via software PVSOL, e a diferença entre os cálculos mensalmente. É perceptível as diferenças existentes entre os meses analisados, contudo ao analisar a produção anual, tem-se uma diferença de somente 0,53% dos dados calculados, tendo a geração calculada uma performance um pouco melhor do que a do software. As equações mostradas foram aplicadas em linhas de códigos no software MATLAB *Professional* 2016 para chegar a esses resultados de geração ideal e geração projetada, conforme o código do (Anexo B).

Tabela 7 - Perdas Total do Sistema

Mês	Perdas Total do Sistema	PP	PSO	PSU	PI	Mismatch	OP
Janeiro	-15,47%	-8,77%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Fevereiro	-15,47%	-8,77%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Março	-15,11%	-8,41%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Abril	-13,42%	-6,72%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Maio	-11,83%	-5,13%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Junho	-11,05%	-4,35%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Julho	-10,68%	-3,98%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Agosto	-11,46%	-4,76%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Setembro	-11,66%	-4,96%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Outubro	-13,26%	-6,56%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Novembro	-14,12%	-7,42%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Dezembro	-15,80%	-9,10%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%
Média mensal	-13,28%	-6,58%	-0,20%	-1,00%	-2,00%	-2,00%	-1,50%

Fonte: Do autor, (2021).

$$\text{Geração}_{\text{projetada}} = \text{Geração}_{\text{ideal}} * \left( 1 + \frac{\text{Perda do Sistema}}{100} \right) \quad (29)$$

Tabela 8 - Geração Projetada &amp; geração Ideal

Mês	Geração Projetada (kWh)	Geração Ideal (kWh)	Perdas Total do Sistema (%)
Janeiro	41.228,40	48.776,00	-15,47%
Fevereiro	32.903,44	38.927,00	-15,47%
Março	32.051,68	37.754,50	-15,11%
Abril	25.377,59	29.312,50	-13,42%
Maio	20.883,81	23.684,50	-11,83%
Junho	17.313,56	19.463,50	-11,05%
Julho	19.270,54	21.574,00	-10,68%
Agosto	25.123,92	28.374,50	-11,46%
Setembro	26.101,52	29.547,00	-11,66%
Outubro	33.155,06	38.223,50	-13,26%
Novembro	37.055,07	43.148,00	-14,12%
Dezembro	46.004,52	54.638,50	-15,80%
Média mensal	29.705,76	34.451,96	-13,28%

Fonte: Do autor, (2021).

Tabela 9 - Geração Projetada &amp; Geração prevista pelo PVSOL

<b>Mês</b>	<b>Geração Projetada (kWh)</b>	<b>Geração Projetada via PVSOL (kWh)</b>	<b>Diferença</b>
Janeiro	41.228,40	36.390,50	-11,73%
Fevereiro	32.903,44	30.950,60	-5,94%
Março	32.051,68	32.923,50	2,72%
Abril	25.377,59	28.143,70	10,90%
Mai	20.883,81	24.826,40	18,88%
Junho	17.313,56	20.959,00	21,06%
Julho	19.270,54	22.118,30	14,78%
Agosto	25.123,92	24.428,90	-2,77%
Setembro	26.101,52	26.144,30	0,16%
Outubro	33.155,06	33.128,80	-0,08%
Novembro	37.055,07	36.860,60	-0,52%
Dezembro	46.004,52	37.708,50	-18,03%
<b>Produção no 1º Ano</b>	<b>356.469,12</b>	<b>354.583,10</b>	<b>0,53%</b>

Fonte: Do autor, (2021).

#### **4.14 Geração Registrada**

Por meio do sistema de monitoramento via aplicativo SICES Solar ou navegador pelo endereço <https://monitoramento.sicessolar.com.br/> é possível verificar os registros de produção no período analisado de setembro de 2019 a agosto de 2020, conforme a Figura 28.

Figura 28 - Monitoramento SICES Solar



Fonte: SICES Solar (2021).

#### 4.15 Aferição do Monitoramento

Com intuito de aferir o monitoramento do sistema fotovoltaico, se ele estava registrando a mesma potência de saída dos inversores, foi instalado, no quadro elétrico, um analisador de energia PowerNET PQ-700 G4 da empresa IMS pelo período de 06/04/2021 até dia 11/04/2021, posicionado na planta conforme a Figura 29.

. O analisador foi instalado fisicamente conforme o (Anexo D) e foi programado, antecipadamente, utilizando um notebook, por meio do software PowerMANAGER desktop 2.11.25. Os dados expostos na Tabela 10, demonstram uma diferença entre a produção média do monitoramento 3,55% maior do que o registrado pelo analisador.

Figura 29 - Distância dos Cabos



Fonte: Do autor, (2021).

Tabela 10 - Registro de Energia pelo Monitoramento e pelo Analisador

Data	Produção Registrada do Monitoramento - (kWh)	Produção Registrada pelo Analisador - (kWh)	Diferença entre o Analisador pelo Monitoramento
06/04/2021	1.222,00	1.181,90	-3,28%
07/04/2021	1.249,00	1.205,67	-3,47%
08/04/2021	1.144,00	1.104,86	-3,42%
09/04/2021	1.183,00	1.144,69	-3,24%
10/04/2021	977,00	944,13	-3,36%
11/04/2021	593,00	566,15	-4,53%
TOTAL	6.368,00	6.147,40	-3,55%

Fonte: Do autor, (2021).

A queda de tensão elétrica é uma anomalia causada pelas distâncias percorridas pela corrente elétrica em um circuito, quanto maior for o comprimento do condutor maior será a queda de tensão, isso devido ao aumento de resistência elétrica. A seção dos condutores de corrente alternada escolhidos e a distâncias que eles percorrem dos inversores até o quadro elétrico correspondem a Figura 29.

As quedas de tensão são calculadas conforme a equação (30) até (42), sendo que a média de perda de tensão resultante total é de 0,8381 %, conforme a equação (45), muito menor do que os 5% máximos estabelecidos pela NBR 5410.

Sabendo que resistividade específica ( $\rho$ ) do cobre é 0,0172, ( $l$ ) é comprimento do condutor em metros, ( $s$ ) é a seção do condutor em  $\text{mm}^2$ , ( $I$ ) é a corrente elétrica

em ampère, (R) é a resistência elétrica em ohm e ( $V_{\text{queda}}$ ) é a queda de tensão em volt, calcula se ( $\Delta E\%$ ) que é o percentual de queda de tensão conforme as equações abaixo.

$$R_{\text{condutor}} = \frac{\rho * (l * \sqrt{3})}{s} = \frac{0,0172 * (5 * \sqrt{3})}{16} = 0,0093097 \Omega \quad (30)$$

$$V_{\text{queda}} = R_{\text{condutor}} * I = 0,0093097 * 53,5 = 0,4980 \text{ V} , \quad (31)$$

$$\Delta E\%_{\text{inv. A}} = 0,1310 \% \quad (32)$$

$$R_{\text{condutor}} = \frac{\rho * (l * \sqrt{3})}{s} = \frac{0,0172 * (32 * \sqrt{3})}{16} = 0,0595825 \Omega \quad (33)$$

$$V_{\text{queda}} = R_{\text{condutor}} * I = 0,0595825 * 53,5 = 3,1876 \text{ V} \quad (34)$$

$$\Delta E\%_{\text{inv. B}} = 0,8388 \% \quad (35)$$

$$R_{\text{condutor}} = \frac{\rho * (l * \sqrt{3})}{s} = \frac{0,0172 * (48 * \sqrt{3})}{25} = 0,0571992 \Omega \quad (36)$$

$$V_{\text{queda}} = R_{\text{condutor}} * I = 0,0571992 * 53,5 = 3,0601 \text{ V} \quad (37)$$

$$\Delta E\%_{\text{inv. C}} = 0,8053 \% \quad (38)$$

$$R_{\text{condutor}} = \frac{\rho * (l * \sqrt{3})}{s} = \frac{0,0172 * (64 * \sqrt{3})}{25} = 0,0762656 \Omega \quad (39)$$

$$V_{\text{queda}} = R_{\text{condutor}} * I = 0,0762656 * 53,5 = 4,0802 \text{ V} \quad (40)$$

$$\Delta E\%_{\text{inv. D}} = 1,0737 \% \quad (41)$$

$$R_{\text{condutor}} = \frac{\rho * (l * \sqrt{3})}{s} = \frac{0,0172 * (80 * \sqrt{3})}{25} = 0,0953320 \Omega \quad (42)$$

$$V_{\text{queda}} = R_{\text{condutor}} * I = 0,0953320 * 53,5 = 5,1002 \text{ V} \quad (43)$$

$$\Delta E\%_{\text{inv. E}} = 1,3421 \% \quad (44)$$

$$\Delta E\%_{\text{total}} = \Delta E\%_{\text{inv. A}} + \Delta E\%_{\text{inv. B}} + \Delta E\%_{\text{inv. C}} + \Delta E\%_{\text{inv. D}} + \Delta E\%_{\text{inv. E}} \quad (45)$$

$$\Delta E\%_{\text{total}} = 0,1310 \% + 0,8388 \% + 0,8053 \% + 1,0737 \% + 1,3421 \% \quad (46)$$

$$\Delta E\%_{\text{total}} = 4,1909 \% \quad (47)$$

$$\Delta E\%_{\text{média total}} = 0,8381 \% \quad (48)$$

Sabendo que em cada inversor possui seu *datalogger Sices*, que é o equipamento para monitoramento do sistema fotovoltaico e eles estão ligados 24 horas e consumindo energia nesta mesma rede elétrica que está sendo medida, juntamente com 3 roteadores da marca Tp-link que distribuem rede *wireless* para os *datalogger Sices*, somando esse consumo total de equipamento de telecomunicações a perda de potência causada pela pequena queda de tensão ao longo do caminho do cabos de corrente alternada calculada acima, fica explicado a diferença medida de 220,6 kWh do analisador para o monitoramento, o que se conclui que o monitoramento está registrando corretamente a energia gerada pelo sistema.

#### 4.16 Comparação

Com os dados de geração ideal, projetado e registrado é possível calcular o PR “performance ratio” – fator de desempenho que é o índice de performance de energia definido pela IEC 617224-3, é a resultante da relação em percentual, da energia (registrada ou projetada) pela energia ideal, conforme a equação (49) e (50), ao aplicar essas equações, tem-se, na Tabela 11, os resultados. Os resultados do  $PR_{\text{Projetado}}$  são de 86,72%. Isso indica uma perda de produção programada por diversos fatores já expostos de 13,28% de média, ao analisar os resultados do  $PR_{\text{Real}}$  no primeiro ano, na Tabela 11, percebe-se que a média foi de 91,23%, o que indica que a perda real neste período monitorado foi 8,77%. Essa performance melhor alcançada comparada a de projeto pode estar associada, provavelmente, a um ano de irradiação melhor do que a média calculada. No GRÁFICO 3, é notável que no mês de abril, maio e julho o desempenho do sistema foi muito superior ao esperado o que contribuiu bastante para a performance média do sistema como um todo.

$$PR_{\text{Projetado}} (\%) = \frac{Geração_{\text{Projetada}}}{Geração_{\text{Ideal}}} * 100 \quad (49)$$

$$PR_{\text{Real}} (\%) = \frac{Geração_{\text{Real}}}{Geração_{\text{Ideal}}} * 100 \quad (50)$$

O IPE é o índice de performance de energia é a resultante da relação, em percentual, da energia registrada pela energia projetada conforme a equação (51).

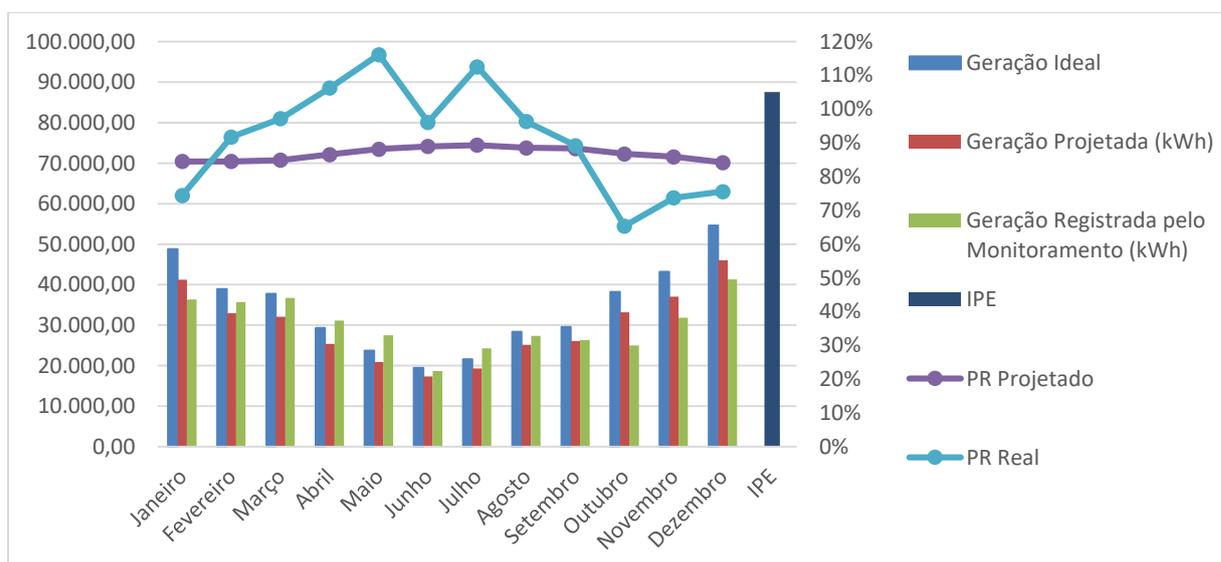
$$\text{IPE (\%)} = \frac{\text{Geração}_{\text{Real}}}{\text{Geração}_{\text{Projetada}}} * 100 \quad (51)$$

Tabela 11 - Comparativo de Performance

Mês	Geração Ideal - (kWh)	Geração Projetada - (kWh)	Geração Registrada pelo Monitoramento - (kWh)	PR Projetado	PR Real	IPE
Janeiro	48.776,00	41.228,40	36.319,00	84,53%	74,46%	88,09%
Fevereiro	38.927,00	32.903,44	35.722,00	84,53%	91,77%	108,57%
Março	37.754,50	32.051,68	36.690,00	84,90%	97,18%	114,47%
Abril	29.312,50	25.377,59	31.149,00	86,58%	106,27%	122,74%
Maio	23.684,50	20.883,81	27.508,00	88,18%	116,14%	131,72%
Junho	19.463,50	17.313,56	18.704,00	88,95%	96,10%	108,03%
Julho	21.574,00	19.270,54	24.280,00	89,32%	112,54%	126,00%
Agosto	28.374,50	25.123,92	27.332,00	88,54%	96,33%	108,79%
Setembro	29.547,00	26.101,52	26.353,00	88,34%	89,19%	100,96%
Outubro	38.223,50	33.155,06	24.995,00	86,74%	65,39%	75,39%
Novembro	43.148,00	37.055,07	31.825,00	85,88%	73,76%	85,89%
Dezembro	54.638,50	46.004,52	41.304,00	84,20%	75,60%	89,78%
Produção média no 1º Ano	34.451,96	29.705,76	30.181,75	86,72%	91,23%	105,04%

Fonte: Do autor, (2021).

GRÁFICO 3 - Comparativo de Geração



Fonte: Do autor, (2021).

## 5 CONCLUSÕES

Após analisar a necessidade de geração de energia solicitada pelo usuário e com seus limitadores: de inclinação, posição solar e localização geográfica foi possível, considerando estas variáveis projetar o sistema. Utilizando cálculos específicos que resultaram em um sistema de 234,5 kWp.

Com propriedade deste resultado do sistema, foi possível a projeção da geração ideal, chegando a 34.451,96 kWh média mês, já a geração projetada que analisa em seus cálculos as perdas existentes no sistema, projetou 23.705,76 kWh média mês.

A partir dos resultados colhidos via monitoramento ao longo dos doze primeiros meses constatou-se uma média mensal de 30.181,75 kWh, o IPE (índice de performance de energia) apresentou 5,04 % maior do que o projetado.

O PR "*performance ratio*" (fator de desempenho), foi considerado excelente, tanto no desempenho projetado que foi de 86,72%, quanto no desempenho real, que apresentou 91,23%. Entendo que o fato do desempenho real ter sido maior do que o projetado, está associado a irradiação média naquele período, o qual foi maior que a média de irradiação projetada, o que ocasionou uma energia produzida maior do que a energia prevista no projeto.

## 6 REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Infográfico**. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 06 jun. 2021.

ANEEL. **Dados de UFV**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrl-joiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCl6ljQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 16 jun. 2021.

ANEEL. **Informações Gerenciais**: Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+-+1%C2%BA+trimestre+de+2019/b860054f-79ec-6608-951a-fb2288701434?version=1.1>>. Acesso em: 21 set. 2019.

ANEEL. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012**: Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3\\_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86)>. Acesso em: 21 set. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa No 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa No 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2019.

ASSOCIACAO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro. 2013.

ASSOCIACAO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR 16274**: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro. 2014.

ASSOCIACAO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR 16612**: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8kV C.C. entre condutores – Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro. 2020.

ASSOCIACAO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR 16690**: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto. Rio de Janeiro. 2019

ASSOCIACAO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro. 2004.

ASSOCIACAO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR NM 280**: Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD). Rio de Janeiro. 2011.

AYRÃO V. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**: Conceito, Aplicações e Estudo de Caso. Rio de Janeiro. 2018.

BLUESOL. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: [https://programaintegradoronline.com.br/livro/?utm\\_source=blog&utm\\_medium=cta-lateral-livro&utm\\_campaign=leads-blog](https://programaintegradoronline.com.br/livro/?utm_source=blog&utm_medium=cta-lateral-livro&utm_campaign=leads-blog). Acesso em: 15 maio 2021.

CLAMPER. **Guia de Aplicação para Proteção de Sistemas Fotovoltaicos**: Dispositivos de Proteção Contra Surtos Elétricos. Disponível em: <[https://clamper.com.br/wp-content/uploads/2017/06/MKT\\_012015\\_Guia\\_Sistemas-Fotovoltaicos\\_DIGITAL.pdf](https://clamper.com.br/wp-content/uploads/2017/06/MKT_012015_Guia_Sistemas-Fotovoltaicos_DIGITAL.pdf)>. Acesso em: 21 jun. 2021

CANADIAN SOLAR. **Datasheet**: CS6U. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/br/>>. Acesso em: 05 out. 2019.

CÔRTEZ S. D. A. **Desenvolvimento de células fotovoltaicas utilizando silício metalúrgico melhorado**. UNICAMP. 2012.

EPE. **Plano decenal de expansão de Energia 2027**. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027\\_aprovado\\_OFICIAL.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf)>. Acesso em: 06 jun. 2021.

FERSMAN, A. E. **Geoquímica recreativa**. Moscou: Editorial Mir, 1966.

INMETRO MÓDULOS. **Tabela de eficiência energética**. Disponível em: <[http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaico\\_modulo.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf)>. Acesso em: 21 set. 2019.

*International Electrotechnical Commission. IEC 61215-2: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures*. Suíça. 2021.

*International Electrotechnical Commission. IEC 61724: Photovoltaic System Performance - Part 1: Monitoring*. Suíça. 2017.

INPE - INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Disponível em: <<http://mtc-m21b.sid.inpe.br/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>> Acesso em: 06 jun. 2021.

IMS PowerManager Desktop: **Plataforma de programação do Analisador de Rede Elétrica**. Software PowerManager Desktop. Disponível em: < <https://ims.ind.br/softwares/>>. Acesso em: 22 mar. 2021.

Khalid, A. M., Mitra, I., Warmuth W., Schacht V., 2016. **Performance Ratio – Crucial parameters for grid connected PV plants**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 65(2016) 1139-1158

MATLAB Professional R2016b: **Plataforma de programação e computação numérica**. Software MATLAB Professional. Disponível em: < <https://www.mathworks.com/products/matlab.html> >. Acesso em: 10 abr. 2021.

METEONORM V8.0.3: **Software para dados Meteorológicos**. Disponível em: <<https://meteonorm.com/en/>>. Acesso em: 19 out. 2019.

OLIVEIRA M. A. **Método para Análise Comparativo dos Impactos Técnicos da Geração Distribuída Fotovoltaica Concentrada e Pulverizada** Revista Brasileira de Energia Solar Ano 7 Volume VII Número 2 dez. de 2016 p.115-122

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

PINTO Jr., W. A. L. **Fatores de Desempenho**: valores de projeto versus valores reais. Rio Grande do Sul: UFRGS,

PORTAL SOLAR. **Tudo sobre a Eficiência do Painel Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tudo-sobre-a-eficiencia-do-painel-solar.html/>>. Acesso em: 05 out. 2019.

PRYSMIAN GROUP. **Guia de dimensionamento de cabos para baixa tensão**. Disponível em: <[https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia\\_de\\_Dimensionamento-Baixa\\_Tensao\\_Rev9.pdf](https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_de_Dimensionamento-Baixa_Tensao_Rev9.pdf)> Acesso em: 20 out. 2019.

PVSOL: **Elaboração de projeto e simulação de sistema de energia solar fotovoltaica**. Versão 7.5: *Valentin Energy Software*. Disponível em: <<https://www.valentin-software.com/>>. Acesso em: 19 out. 2019.

SEBBEN, Daniel Luiz; CIDRAL, Levi Santos. **Treinamento em Energia Solar Fotovoltaica**: Aplicação Residencial/Comercial. – WEG Equipamentos Elétricos, 2016.

SICES SOLAR: **Monitoramento Sistema Fotovoltaico**. Software Monitoramento Solar. Disponível em: <<https://monitoramento.sicessolar.com.br/login>>. Acesso em: 8 abr. 2021.

SOLAR EDGE: **Solar Edge Designer**. Software de Edição e Localização da Planta Solar. Disponível em: <<https://designer.solaredge.com/>>. Acesso em: 20 out. 2019.

SOUZA P.J. Artigo: **Seu módulo fotovoltaico atende aos requisitos de qualidade e segurança?** Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/seu-modulo-fotovoltaico-atende-aos-requisitos-de-qualidade-e-seguranca>> Acesso em: 21 jun. 2021

SUNGROW. **Inversor String**. Disponível em: <<https://br.sungrowpower.com/upload/file/20210109/DS%20SG36KTL-M%20PTBR.pdf>>. Acesso em: 05 out. 2019.

UFRGS – **Software Radasol 2**. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br>>. Acesso em: 19 out. 2019.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

## **ANEXOS**

## Anexo A - Datasheet cabo CC

Prysun™ Fotovoltaico

## Dados Elétricos

Seção nominal	Resistência elétrica CC máxima do condutor a 20°C	Queda de tensão em CC na temperatura máxima de operação de 120°C	Capacidade de condução de corrente (A)			
			(1)	(2)	(3)	(4)
mm <sup>2</sup>	Ω/km	V/A.km				
1,5	13,7	38,17	22	20	26	22
2,5	8,21	22,87	29	26	35	29
4	5,09	14,18	39	35	46	37
6	3,39	9,445	49	44	58	46
10	1,95	5,433	68	61	80	64
16	1,24	3,455	89	79	106	83
25	0,795	2,215	117	104	139	107
35	0,565	1,574	145	128	172	133
50	0,393	1,095	181	159	215	163
70	0,277	0,772	224	196	267	-
95	0,21	0,585	267	233	319	-
120	0,164	0,457	311	271	373	-
150	0,132	0,368	355	308	426	-
185	0,108	0,301	402	347	483	-
240	0,082	0,228	477	411	575	-
300	0,065	0,182	548	471	662	-
400	0,050	0,138	652	558	790	-

## Anexo B - Programação do MATLAB

### Limpeza da área de trabalho, variáveis e janelas abertas

---

```
clc;  
clear all;  
close all;
```

### Dados de entrada dias

---

```
DIAS_JAN = 31; DIAS_FEV = 29; DIAS_MAR = 31;  
  
DIAS_ABR = 30;  
DIAS_MAI = 31;  
DIAS_JUN = 30;  
DIAS_JUL = 31;  
DIAS_AGO = 31;  
DIAS_SET = 30;  
DIAS_OUT = 31;  
DIAS_NOV = 30;  
DIAS_DEZ = 31;
```

### Média de dias

---

```
DIAS_MEDIA = ( DIAS_JAN + DIAS_FEV + DIAS_MAR + DIAS_ABR + DIAS_MAI + DIAS_JUN + DIAS_JUL  
+ DIAS_AGO + DIAS_SET + DIAS_OUT + DIAS_NOV + DIAS_DEZ ) / 12;
```

### Dados de entrada HSP - (wh/m<sup>2</sup> . dia)

---

```
HSP_JAN = 6.7097;  
HSP_FEV = 5.7241;  
HSP_MAR = 5.1935;  
HSP_ABR = 4.1667;  
HSP_MAI = 3.2581;  
HSP_JUN = 2.7667;  
HSP_JUL = 2.9677;  
HSP_AGO = 3.9032;  
HSP_SET = 4.2000;  
  
HSP_OUT = 5.2581;  
HSP_NOV = 6.133;  
HSP_DEZ = 7.5161;
```

## Média de HSP

```

HSP_MEDIA = ( HSP_JAN + HSP_FEV + HSP_MAR + HSP_ABR + HSP_MAI + HSP_JUN + HSP_JUL + HSP_AGO + HSP_SET + HSP_OUT + HSP_NOV + HSP_DEZ ) / 12;

%Potência do Sistema (kWp)

P_SIST = 234.5;

G_IDEAL_JAN = DIAS_JAN * HSP_JAN * P_SIST;
G_IDEAL_FEV = DIAS_FEV * HSP_FEV * P_SIST;
G_IDEAL_MAR = DIAS_MAR * HSP_MAR * P_SIST;
G_IDEAL_ABR = DIAS_ABR * HSP_ABR * P_SIST;
G_IDEAL_MAI = DIAS_MAI * HSP_MAI * P_SIST;
G_IDEAL_JUN = DIAS_JUN * HSP_JUN * P_SIST;
G_IDEAL_JUL = DIAS_JUL * HSP_JUL * P_SIST;
G_IDEAL_AGO = DIAS_AGO * HSP_AGO * P_SIST;
G_IDEAL_SET = DIAS_SET * HSP_SET * P_SIST;
G_IDEAL_OUT = DIAS_OUT * HSP_OUT * P_SIST;
G_IDEAL_NOV = DIAS_NOV * HSP_NOV * P_SIST;
G_IDEAL_DEZ = DIAS_DEZ * HSP_DEZ * P_SIST;

```

## Média da Geração Ideal

```

G_IDEAL_MEDIA = HSP_MEDIA * DIAS_MEDIA * P_SIST;

%

%DADOS DAS PERDAS DO SISTEMAS:

OP = -1.5; % (Em Percentual (%))
MIS = -2; % (Em Percentual (%))
PI = -2; % (Em Percentual (%))
PSU = -1; % (Em Percentual (%))
PSO = -0.2; % (Em Percentual (%))
TEMP_25 = 25;
TEMP_PLACA MAIS = 20;
COEF_TEMP = -0.41;
%Temp. Máx. Ambiente - (C°)
TEMP_MAX_AMB_JAN = 26.4;
TEMP_MAX_AMB_FEV = 26.4;
TEMP_MAX_AMB_MAR = 25.5;
TEMP_MAX_AMB_ABR = 21.4;
TEMP_MAX_AMB_MAI = 17.5;
TEMP_MAX_AMB_JUN = 15.6;
TEMP_MAX_AMB_JUL = 14.7;
TEMP_MAX_AMB_AGO = 16.6;
TEMP_MAX_AMB_SET = 17.1;
TEMP_MAX_AMB_OUT = 21;
TEMP_MAX_AMB_NOV = 23.1;
TEMP_MAX_AMB_DEZ = 27.2;

% CÁLCULOS DE PERDA:

%Temp. Máxima Média Ambiente - (C°)

TEMP_MAX_AMB_MED = ( TEMP_MAX_AMB_JAN + TEMP_MAX_AMB_FEV + TEMP_MAX_AMB_MAR + TEMP_MAX_AMB_ABR + TEMP_MAX_AMB_MAI + TEMP_MAX_AMB_JUN + TEMP_MAX_AMB_JUL + TEMP_MAX_AMB_AGO + TEMP_MAX_AMB_SET + TEMP_MAX_AMB_OUT + TEMP_MAX_AMB_NOV + TEMP_MAX_AMB_DEZ ) / 12;

```

```
%Temp. Máx. Ambiente na Placa - (C°)
```

```
TEMP_MAX_AMB_PLACA_JAN = TEMP_MAX_AMB_JAN + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_FEV = TEMP_MAX_AMB_FEV + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_MAR = TEMP_MAX_AMB_MAR + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_ABR = TEMP_MAX_AMB_ABR + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_MAI = TEMP_MAX_AMB_MAI + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_JUN = TEMP_MAX_AMB_JUN + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_JUL = TEMP_MAX_AMB_JUL + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_AGO = TEMP_MAX_AMB_AGO + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_SET = TEMP_MAX_AMB_SET + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_OUT = TEMP_MAX_AMB_OUT + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_NOV = TEMP_MAX_AMB_NOV + TEMP_PLACA_MAIS;
TEMP_MAX_AMB_PLACA_DEZ = TEMP_MAX_AMB_DEZ + TEMP_PLACA_MAIS;
```

```
%Temp. Máxima Média Ambiente - (C°)
```

```
TEMP_MAX_AMB_PLACA_MED = ( TEMP_MAX_AMB_PLACA_JAN + TEMP_MAX_AMB_PLACA_FEV + TEMP_MAX_AMB_PLACA_MAR + TEMP_MAX_AMB_PLACA_ABR + TEMP_MAX_AMB_PLACA_MAI + TEMP_MAX_AMB_PLACA_JUN + TEMP_MAX_AMB_PLACA_JUL + TEMP_MAX_AMB_PLACA_AGO + TEMP_MAX_AMB_PLACA_SET + TEMP_MAX_AMB_PLACA_OUT + TEMP_MAX_AMB_PLACA_NOV + TEMP_MAX_AMB_PLACA_DEZ ) /12;
```

```
%Perdas de Produção por mês - (%)
```

```
PP_JAN = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_JAN - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_FEV = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_FEV - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_MAR = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_MAR - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_ABR = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_ABR - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_MAI = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_MAI - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_JUN = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_JUN - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_JUL = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_JUL - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_AGO = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_AGO - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_SET = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_SET - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_OUT = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_OUT - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_NOV = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_NOV - TEMP_25) * COEF_TEMP);
PP_DEZ = ((TEMP_MAX_AMB_PLACA_DEZ - TEMP_25) * COEF_TEMP);
```

```
%Perdas Produção média - (%)
```

```
PP_MED = ( PP_JAN + PP_FEV + PP_MAR + PP_ABR + PP_MAI + PP_JUN + PP_JUL + PP_AGO + PP_SET + PP_OUT + PP_NOV + PP_DEZ )/12;
```

```
%Perdas Total por Mês - (%)
```

```
PP_TOTAL_JAN = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_JAN ;
PP_TOTAL_FEV = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_FEV ;
PP_TOTAL_MAR = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_MAR ;
PP_TOTAL_ABR = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_ABR ;
PP_TOTAL_MAI = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_MAI ;
PP_TOTAL_JUN = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_JUN ;
PP_TOTAL_JUL = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_JUL ;
PP_TOTAL_AGO = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_AGO ;
PP_TOTAL_SET = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_SET ;
PP_TOTAL_OUT = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_OUT ;
PP_TOTAL_NOV = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_NOV ;
PP_TOTAL_DEZ = OP + PI + PSU + MIS + PSO + PP_DEZ ;
```

```

%Perdas Produção Total Média - (%)

PP_TOTAL_MED = ( PP_TOTAL_JAN + PP_TOTAL_FEV + PP_TOTAL_MAR + PP_TOTAL_ABR + PP_TOTAL_MAI
+ PP_TOTAL_JUN + PP_TOTAL_JUL + PP_TOTAL_AGO + PP_TOTAL_SET + PP_TOTAL_OUT + PP_TOTAL_NOV
+ PP_TOTAL_DEZ ) / 12;

% Geração Projetada mensal (kWh)

G_PROJETADA_JAN = G_IDEAL_JAN * ( 1 + ( PP_TOTAL_JAN / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_FEV = G_IDEAL_FEV * ( 1 + ( PP_TOTAL_FEV / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_MAR = G_IDEAL_MAR * ( 1 + ( PP_TOTAL_MAR / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_ABR = G_IDEAL_ABR * ( 1 + ( PP_TOTAL_ABR / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_MAI = G_IDEAL_MAI * ( 1 + ( PP_TOTAL_MAI / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_JUN = G_IDEAL_JUN * ( 1 + ( PP_TOTAL_JUN / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_JUL = G_IDEAL_JUL * ( 1 + ( PP_TOTAL_JUL / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_AGO = G_IDEAL_AGO * ( 1 + ( PP_TOTAL_AGO / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_SET = G_IDEAL_SET * ( 1 + ( PP_TOTAL_SET / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_OUT = G_IDEAL_OUT * ( 1 + ( PP_TOTAL_OUT / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_NOV = G_IDEAL_NOV * ( 1 + ( PP_TOTAL_NOV / 100 ) ) ;
G_PROJETADA_DEZ = G_IDEAL_DEZ * ( 1 + ( PP_TOTAL_DEZ / 100 ) ) ;

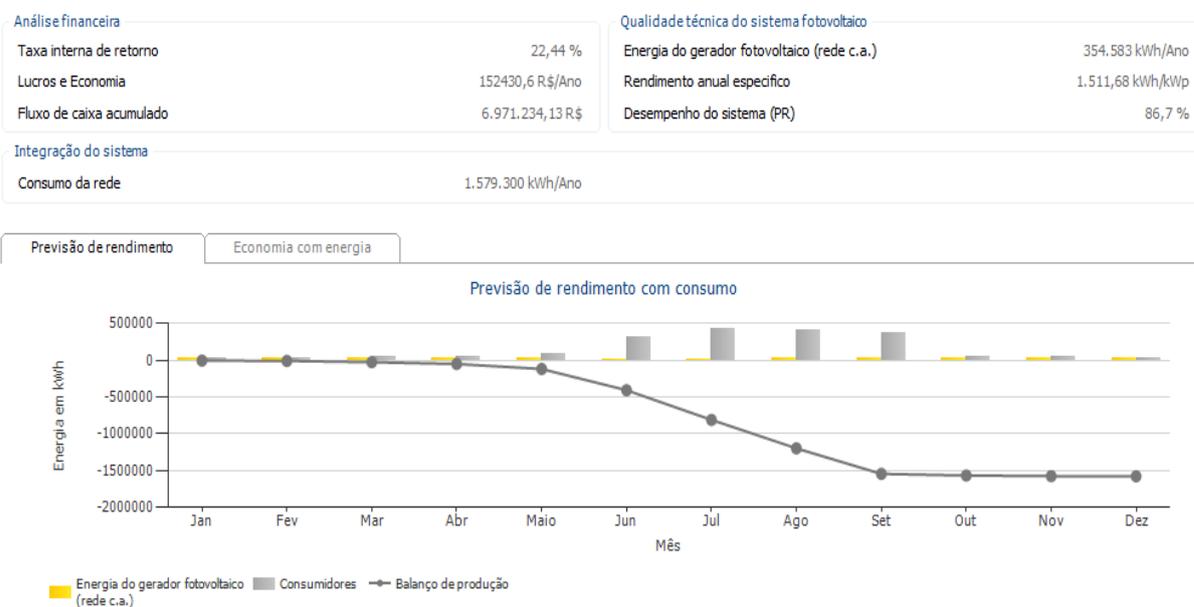
% Geração Projetada Mensal Média (kWh)

G_PROJETADA_MED = ( G_PROJETADA_JAN + G_PROJETADA_FEV + G_PROJETADA_MAR + G_PROJETADA_ABR
+ G_PROJETADA_MAI + G_PROJETADA_JUN + G_PROJETADA_JUL + G_PROJETADA_AGO + G_PROJETADA_SET
+ G_PROJETADA_OUT + G_PROJETADA_NOV + G_PROJETADA_DEZ ) / 12;

```

Fonte: O autor, extraído de simulação no *software MATLAB* (2016).

## Anexo C - Simulação de Geração Projetada no PVSOL



Fonte: O autor, extraído de simulação no *software PVSOL Premium 2021*.

## Anexo D - Analisador de Energia PowerNET PQ-700 G4 da empresa IMS



Fonte: O autor (2021).

## Anexo E - Registro do Monitoramento no Período do Analisador



Inversor A – Energia CA: 118.002,00 kWh  
 Inversor B – Energia CA: 118.158,00 kWh  
 Inversor C – Energia CA: 117.818,00 kWh  
 Inversor D – Energia CA: 118.858,00 kWh  
 Inversor E – Energia CA: 115.888,00 kWh  
 Dia (06/04/2021 06:50:00)

Inversor A – Energia CA: 119.270,00 kWh  
 Inversor B – Energia CA: 119.436,00 kWh  
 Inversor C – Energia CA: 119.092,00 kWh  
 Inversor D – Energia CA: 120.159,00 kWh  
 Inversor E – Energia CA: 117.135,00 kWh  
 Dia (11/04/2021 18:25:00)

Fonte: O autor, extraído do monitoramento da SICES Solar(2021).

## Anexo F - *Datasheet* SUNGROW - Modelo SG36KTL-M

Input (DC)	SG36KTL-M
Max. PV input voltage	1100 V
Startup voltage	200 V
Nominal input voltage	585 V
MPP voltage range	200 - 1000 V
MPP voltage range for nominal power	500 - 850 V
No. of MPPTs	3
Max. number of PV strings per MPPT	3 / 3 / 2
Max. PV input current	88 A (33 A / 33 A / 22 A)
Max. current for input connector	12 A
Output (AC)	
Nominal AC output power	36000 W
Max AC output power (PF=1)	36000 W
Max. AC output apparent power	36000 VA
Max. AC output current	53.5 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE or 3 / PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 - 480 V
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor	> 0.99 @ default value at nominal power, (adj. 0.8 leading - 0.8 lagging)

Fonte: *Datasheet* SG36KTL-M (2021).