

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

BRUNO FRANCISCO ALVES DA ROCHA

**ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA GERADA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM RIO NEGRO EM COMPARAÇÃO COM OS VALORES DE
ENERGIA SIMULADOS PELO SOFTWARE PVSYST**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA - PR

2019

BRUNO FRANCISCO ALVES DA ROCHA

**ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA GERADA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM RIO NEGRO EM COMPARAÇÃO COM OS
VALORES DE ENERGIA SIMULADOS PELO SOFTWARE PVSYS**

Monografia de Especialização apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo

CURITIBA - PR

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

Bruno Francisco Alves da Rocha

ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA GERADA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM RIO NEGRO EM COMPARAÇÃO COM OS VALORES DE ENERGIA SIMULADOS PELO SOFTWARE PVSYST

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 04 de outubro de 2019, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno Bruno Francisco Alves da Rocha foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Marcelo Rodrigues
Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Me. Romildo Alves dos Prazeres
Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo
Orientador - UTFPR

Prof. Me. José da Silva Maia
DAELT - UTFPR

Prof. Dr. Marcelo Rodrigues
DAELT - UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais pelo apoio, incentivo e ajuda na realização do curso. Ao Alexandre Wolf por permitir o acesso e divulgação dos dados de geração do sistema fotovoltaico instalado.

Aos professores do Curso de Especialização em Energias Renováveis da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, aos colegas de curso pela contribuição e conhecimento durante o curso e, em especial, ao professor Gerson Máximo Tiepolo pela ajuda e paciência na realização desta monografia.

RESUMO

ALVES DA ROCHA, Bruno Francisco. **Análise da produção de energia gerada de um sistema fotovoltaico em Rio Negro em comparação com os valores de energia simulados pelo software PVSyst.** 2019. 105 f. Monografia de Especialização em Energias Renováveis - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

O presente trabalho teve como objetivo analisar e comparar a geração de energia simulada através do software PVSyst com a geração solar efetivamente produzida de um sistema fotovoltaico instalado na cidade de Rio Negro, estado do Paraná. A metodologia consistiu em visitar inicialmente o local onde o sistema fotovoltaico encontra-se instalado, ilustrando através de fotografias a situação inicial antes e após o sistema instalado. Através dos dados de irradiação global horizontal e difusa obtidos do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná, de parâmetros de inclinação e desvio azimutal, foi possível simular a geração de energia deste sistema, obtendo-se valores precisos. Com isso, foi possível comparar através de gráficos a geração efetivamente produzida e simulada, analisando de forma mais clara as diferenças de valores entre todos meses do ano considerado, além de servir como base para estudos de geração de diversos outros sistemas fotovoltaicos a serem instalados ou já em funcionamento.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Rio Negro. PVSyst. Geração solar.

ABSTRACT

ALVES DA ROCHA, Bruno Francisco. **Energy production analysis generated by a photovoltaic system in Rio Negro compared to energy simulated using PVSyst software.** 2019. 80 p. Course Conclusion Monograph in Renewable Energy - Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2019.

The present study aimed to analyze and compare the simulated energy generation using PVSyst software and the generation produced by a real photovoltaic system installed in the city of Rio Negro, state of Paraná. The methodology consisted of visiting the place where the photovoltaic system was installed, illustrating through photographs the initial situation before and after the installed system. Through the horizontal and diffuse global irradiation data achieved by the Paraná State Solar Energy Atlas, inclination variation and azimuth deviation, it was possible to simulate the system energy generation, obtaining more accurate values. So, it was possible to compare through graphs between the generation produced and simulated, analyzing more accurately the values differences between all months of the year considered, besides serving as basis for studies of other several generation of photovoltaic systems to be installed or already be in operation.

Keywords: Photovoltaic System. Rio Negro. PVSyst. Solar generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica.....	25
Figura 2 - Circuito real da célula fotovoltaica.....	26
Figura 3 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino.....	28
Figura 4 - Célula fotovoltaica de silício policristalino.....	28
Figura 5 - Silício amorfo.....	29
Figura 6 - Célula orgânica fotovoltaica.....	30
Figura 7 - Classificação de sistemas fotovoltaicos.....	30
Figura 8 - Comportamento da irradiância ao longo do dia.....	31
Figura 9 - Vista aérea da localização do sistema.....	32
Figura 10 - Vista do telhado antes da instalação do sistema fotovoltaico.....	33
Figura 11 - Estrutura metálica finalizada.....	33
Figura 12 - Corte esquemático da instalação.....	34
Figura 13 - Diagrama Unifilar do Sistema.....	35
Figura 14 - Stringbox para proteção CC.....	37
Figura 15 - Inversor Fronius SYMO 12.5-3-M.....	38
Figura 16 - Quadro geral de baixa tensão.....	38
Figura 17 - Módulos fotovoltaicos instalados na cobertura.....	39
Figura 18 - Vista da parte inferior dos módulos fotovoltaicos.....	39
Figura 19 - Vista geral da cobertura da instalação.....	40
Figura 20 - Dados de Irradiação Global Horizontal.....	41
Figura 21 - Dados de Irradiação Difusa.....	41
Figura 22 - Tela do software PVSyst com os valores de irradiação.....	42
Figura 23 - Seleção de Inclinação e desvio azimutal.....	43
Figura 24 - Tela com os parâmetros de seleção do sistema.....	44
Figura 25 - Comportamento do módulo CS6U-325P.....	45
Figura 26 - Comportamento do inversor para diferentes valores de tensão.....	45
Figura 27 - Geração em kWh do dia 4 de janeiro de 2018.....	49
Figura 28 - Geração em kWh do dia 15 de junho de 2018.....	49

Figura 29 - Parâmetros de Geração do dia 15 de junho de 2018.....	50
Figura 30 - Produção de energia do dia 5 de dezembro de 2018.....	51
Figura 31 - Parâmetros de corrente e tensão no dia 5 de dezembro de 2018.....	52
Figura 32 - Erro de comunicação do sistema.....	56
Figura 33 - Energia produzida no dia 31 de dezembro.....	57
Figura 34 - Dados de Irradiação no Plano Inclinado na Latitude.....	58

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Matriz Elétrica Brasileira	23
Gráfico 2 - Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil	24
Gráfico 3 - Curva da potência em função da tensão e corrente	27
Gráfico 4 - Produção gerada pelo sistema	48
Gráfico 5 - Geração Simulada x Geração Real Produzida	53
Gráfico 6 - Produção de energia no mês de outubro	55
Gráfico 7 - Produção de energia no mês de dezembro	56
Gráfico 8 - Comparação entre as três diferentes situações de instalação	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais características do inversor	36
Tabela 2 - Principais características do módulo fotovoltaico	36
Tabela 3 - Parâmetros do sistema em análise	36
Tabela 4 - Dados da simulação do sistema	47
Tabela 5 - Valores da produção gerada pelo sistema instalado	48
Tabela 6 - Diferenças de produção de energia	54
Tabela 7 - Valores de Produção Gerada para três situações	59

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

LISTA DE ABREVIATURAS

A	Ampère
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos Elétricos
h	hora
MPPT	Maximum Power Point Tracker
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
PR	Performance Ratio
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
TWh	Terawatt-hora
V	Volts
Vcc	Tensão Contínua

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEC	International Electrotechnical Commission
LID	Light Induced Degradation
NBR	Norma Brasileira
STC	Standard Test Conditions

SUMÁRIO

1.0	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	TEMA.....	15
1.1.1	Delimitação do Tema.....	15
1.2	PROBLEMAS E PREMISAS.....	15
1.3	OBJETIVOS.....	15
1.3.1	Objetivo Geral.....	15
1.3.2	Objetivos Específicos.....	15
1.4	JUSTIFICATIVA.....	15
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	15
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
2.0	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1	HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	17
2.2	FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL.....	17
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	19
2.4	COMPORTAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	21
2.5	TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	22
2.6	TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	25
2.7	COMPORTAMENTO DA IRRADIÂNCIA AO LONGO DO DIA.....	26
3.0	DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	27
3.0.1	Cobertura antes da instalação fotovoltaica.....	27
3.0.2	Cobertura após a instalação do sistema fotovoltaico.....	28
3.0.3	Inclinação dos Módulos.....	29
3.0.4	Arranjo e Sistema.....	30
3.0.5	Sistema Instalado e Finalizado.....	34
3.1	PARÂMETROS DO SISTEMA.....	35
3.1.1	Dados de Irradiação, Inclinação e Desvio Azimutal.....	35
3.1.2	Perdas consideradas para o sistema.....	42
3.2	GERAÇÃO OBTIDA PELO MONITORAMENTO ONLINE DO SISTEMA.....	43
3.3	GERAÇÃO SIMULADA VERSUS GERAÇÃO PRODUZIDA.....	48
3.4	SIMULAÇÃO COM OS PARÂMETROS IDEAIS.....	54
4.0	CONCLUSÃO.....	57
5.0	REFERÊNCIAS.....	58

1.0 INTRODUÇÃO

O aumento do consumo e o crescimento da energia elétrica estão atrelados à evolução da humanidade e ao desenvolvimento. A demanda pelo consumo de energia elétrica no Brasil e no mundo vem aumentando consideravelmente ao longo dos últimos anos.

Conforme dados de geração de energia obtidos pela EPE (2019), o consumo de energia elétrica no Brasil foi de 461,78 TWh no ano de 2016. Em 2017, o consumo foi 467,16 TWh e em 2018 alcançou 472,25 TWh. Ainda segundo a EPE (2019), em relação aos meses de janeiro e fevereiro de 2019, o consumo aumentou 4,2% em relação ao ano de 2018. Isso demonstra a importância de suprir a matriz elétrica no Brasil devido ao crescente consumo ano após ano, através da utilização de diferentes fontes de energia.

O potencial hidrelétrico, o qual é amplamente utilizado pela matriz energética brasileira encontra-se praticamente saturado, pois os melhores potenciais para construção de usinas já foram explorados, restando poucos locais para instalação de usinas hidrelétricas de grande capacidade. Além dessa questão, o tempo, o custo e os impactos ambientais causados também são fatores relevantes que devem ser levados em conta.

Diante disso, os sistemas fotovoltaicos no Brasil possuem várias características favoráveis para a instalação como um elevado nível de irradiação se comparado a outros lugares do mundo, grandes reservas de quartzo (LIMA et al., 2015).

Usinas fotovoltaicas não requerem tanto tempo para a realização de obras, operam durante vários anos, são confiáveis e podem complementar a matriz energética assim como parques eólicos. Salienta-se ainda que os sistemas fotovoltaicos não apresentam nenhum tipo de ruído e possuem impacto ambiental muito reduzido se comparado a outras fontes de energia como termelétricas.

Outra razão para o investimento em sistemas renováveis como o solar se deve à redução do custo dos equipamentos ao longo dos anos e melhora na tecnologia de inversores e módulos fotovoltaicos, os quais estão apresentando melhora na eficiência, redução preço, além de favorecer o ambiente econômico com a geração de empregos na área.

1.1 TEMA

Análise da produção de energia gerada de um sistema fotovoltaico em Rio Negro em comparação com os valores de energia simulados pelo software PVSyst.

1.1.1 Delimitação do Tema

Analisar a produção de energia de um sistema fotovoltaico de 13 kWp constituído por 40 módulos fotovoltaicos policristalinos de 325 Wp cada, da marca Canadian Solar e um inversor da marca Fronius, modelo Symo 12.5-3-M, potência nominal de 12,5 kW, no município de Rio Negro, estado do Paraná, ao longo de um ano de funcionamento.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

1.3 OBJETIVOS

1.4 JUSTIFICATIVA

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta monografia será composta pelas seguintes etapas:

Capítulo 1: Introdução

Nesta etapa inicial serão brevemente apresentados os conceitos referentes a sistemas fotovoltaicos e sua importância para o desenvolvimento sustentável e econômico.

Capítulo 2: Fundamentação Teórica

Neste capítulo serão abordados o funcionamento da célula fotovoltaica, as diferentes tipologias existentes, classificações dos sistemas e um pouco sobre o histórico da energia solar no Brasil.

Capítulo 3: Desenvolvimento

Nesta etapa serão mostrados os parâmetros utilizados para a simulação do sistema como as perdas adotadas, aspectos importantes como índices de irradiação do local, orientação, tipo de módulos e inversores, inclinação do telhado. A partir do estudo será realizado um comparativo entre a energia produzida pelo sistema e a energia simulada verificando eventuais diferenças.

Capítulo 4: Conclusão

Nesta última etapa será realizada a análise do estudo e verificação do desempenho do sistema como um todo, comparando eventuais discrepâncias entre geração efetivamente produzida e a simulada através de um software fotovoltaico de apoio e verificação se o software utilizado apresenta resultados satisfatórios para a análise de um sistema real.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O grande marco da energia solar no Brasil ocorreu em abril de 2012, com a aprovação da resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL, a qual permitiu a conexão de microgeração e minigeração de energia elétrica a partir de fontes de energias renováveis conectadas às redes elétricas de baixa tensão.

Essa resolução permitiu e estabeleceu o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica através do sistema de compensação de créditos de energia elétrica.

Em março de 2012 foi publicada a norma técnica ABNT NBR IEC 62116:2012, sobre o procedimento de ensaios de anti-ilhamento para inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

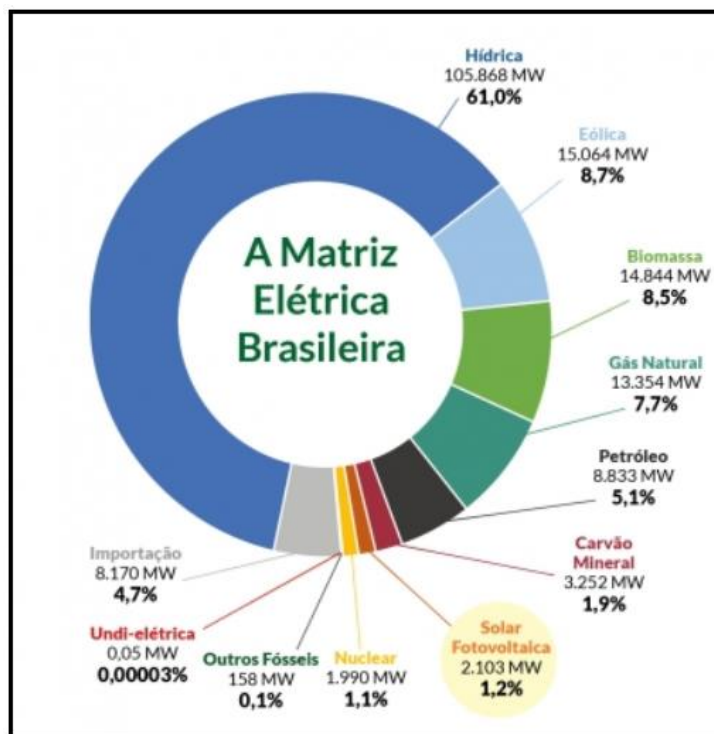
Em meados de 2012, iniciam-se as primeiras discussões da comissão CE-03:064.01 do COBEI sobre os procedimentos para a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, tratando dos sistemas de proteção, da especificação dos elementos elétricos e outros aspectos relacionados à inserção desses sistemas nas redes de distribuição de baixa tensão, em complementação à norma NBR 5410 para sistemas elétricos (VILLALVA e GAZOLI, 2012, p. 37).

Em 2015 a ANEEL publicou a resolução normativa 687/2015 com o intuito de aprimorar a resolução 482/2012. Essa resolução alterou as potências de classificação para microgeração, minigeração e permitiu que consumidores instalassem usinas geradoras como eólica, solar fotovoltaica, biomassa, dentre outras.

2.2 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL

O Brasil emprega uma grande parcela de energias renováveis em sua matriz elétrica em comparação a outros países, pois grande parte da energia gerada é proveniente de hidrelétricas (61%), conforme gráfico 1.

Gráfico 1 – Matriz Elétrica Brasileira



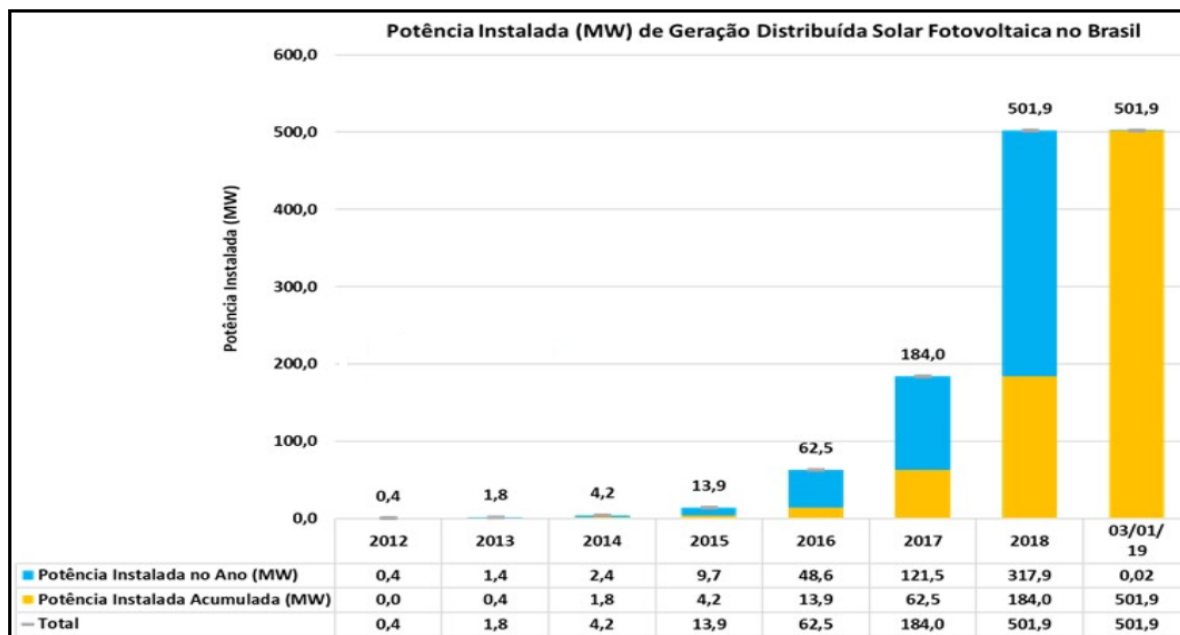
Fonte: ABSOLAR (2019).

Nota-se que a energia solar fotovoltaica representa apenas 1,2% do total da matriz elétrica. Os dados do gráfico 1 referem-se à data de 02 de agosto de 2019. Existe um imenso potencial da energia solar fotovoltaica a ser explorado em nosso país. Ao longo dos anos de 2012 até 2019 houve um aumento do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A potência instalada passou de 0,4 MW para 501,9 MW em 2018. Apesar de ser um crescimento considerável, esse número é ainda muito pequeno se comparado a países como China e Estados Unidos que juntos já somam mais de 238 GW instalados no ano de 2019, conforme dados (ABSOLAR, 2019).

As energias eólica e de biomassa possuem também um grande potencial de exploração no Brasil com potências instaladas bem superiores à energia solar fotovoltaica. Juntas já somam 17,2% da energia produzida.

O gráfico 2 ilustra o crescimento de geração distribuída solar fotovoltaica do Brasil no período de 2012 até o começo de 2019.

Gráfico 2 – Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2019).

É possível notar que no período de 2016 até 2018 houve um significativo aumento do número de sistemas fotovoltaicos instalados no país. Esse número tende a aumentar nos próximos anos, haja vista que o custo de sistemas fotovoltaicos vem diminuindo e a principal fonte de energia provenientes de hidrelétricas de grande porte já se encontram saturadas ou em locais que dificilmente serão implantadas devido ao grande impacto ambiental.

Vale salientar que a utilização de energias renováveis busca complementar a matriz de produção energética. A energia solar está disponível gratuitamente em nosso planeta, é relativamente simples e rápida para ser utilizada, não emite ruídos nem poluição, tornando-se uma fonte altamente recomendável para complementação da produção de energia.

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

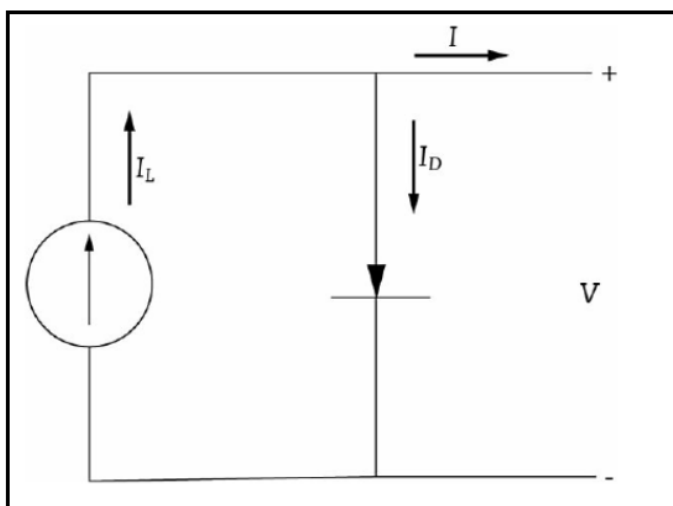
A energia do Sol pode ser utilizada para a produção de eletricidade através do efeito fotovoltaico, o qual consiste na conversão direta da luz solar em energia elétrica (VILLALVA e GAZOLI, 2012, p. 21). A energia solar é uma forma de energia renovável disponível gratuitamente na natureza ainda muito pouco explorável no

Brasil, país tropical que apresenta ótimos índices de irradiação e com um imenso território.

Os sistemas fotovoltaicos têm a capacidade de captar diretamente a luz solar e produzir corrente elétrica. Essa corrente é coletada e processada por dispositivos controladores e conversores, podendo ser armazenada em baterias ou utilizada diretamente em sistemas conectados à rede elétrica (VILLALVA e GAZOLI, 2012, p.21).

A célula fotovoltaica ideal é uma fonte de corrente variável, na qual a corrente fotogerada (I_L), varia de acordo com os índices de radiação no plano da célula e, em escala menor, com as mudanças de temperatura do dispositivo (ZILLES, *et al.* 2012). Ela é o elemento básico que em associação formam os módulos fotovoltaicos para captação da energia proveniente do Sol. A figura 1 ilustra o circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica.

Figura 2 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica



Fonte: (ZILLES, *et al.* p. 22, 2012).

Onde:

I_L : corrente fotogerada;

I_D : corrente que flui através do diodo;

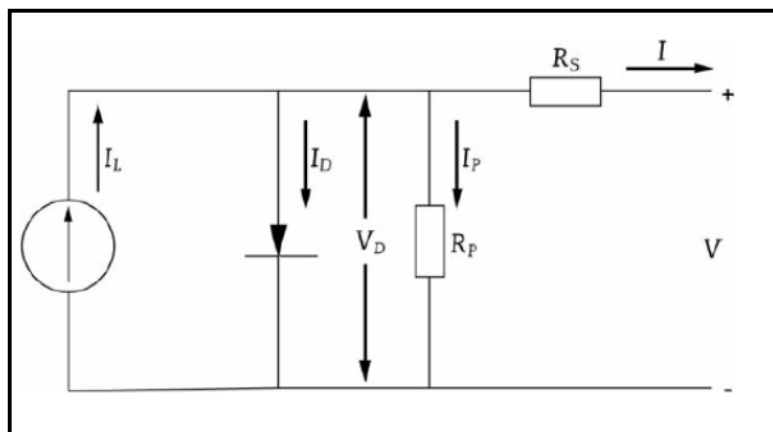
I : corrente da célula fotovoltaica;

V : tensão nos terminais do diodo.

Nota-se que neste modelo, na condição de curto-circuito ($V = 0$), a corrente fotogerada (I_L) é a própria corrente do dispositivo e, quando ($I = 0$) na condição de circuito aberto, ocorre uma autopolarização tal que a corrente de polarização equilibra a fotocorrente. Por se tratar de um modelo ideal não existem perdas resistivas decorrentes do processo de conversão fotovoltaica.

Já a figura 2 ilustra o modelo real de uma célula fotovoltaica. Nesse modelo estão incluídas resistências que levam em consideração as perdas internas.

Figura 2 - Circuito real da célula fotovoltaica



Fonte: (ZILLES, *et al.* p. 23, 2012).

A resistência série é representada por R_s , a qual leva em conta as perdas ôhmicas do material, das metalizações e do contato metal-semicondutor. Já R_p , resistência em paralelo, representa as perdas por correntes parasitas entre as partes superior e inferior da célula (ZILLES, *et al.* 2012).

2.4 COMPORTAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

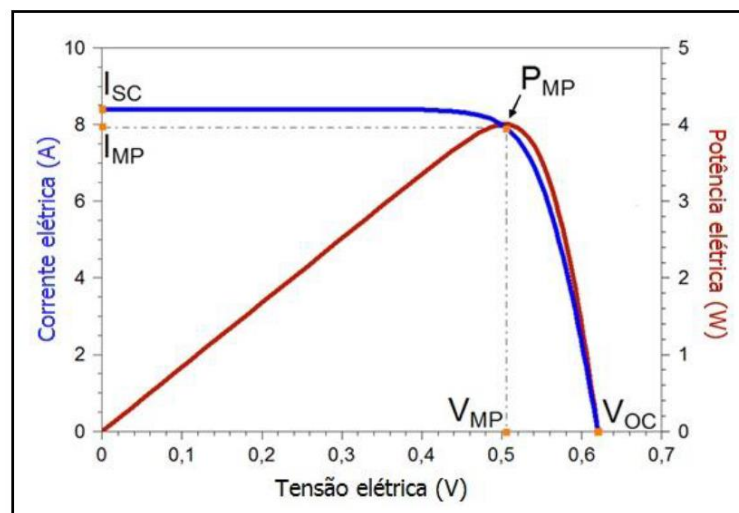
Vários fatores extrínsecos e intrínsecos afetam o comportamento da célula fotovoltaica. Temperatura e irradiância são fatores ambientais enquanto outros como processo de fabricação e do material utilizado são fatores intrínsecos. Outros elementos como inclinação, sombreamento, desvio azimutal, local de instalação, também influenciarão na eficiência de um sistema fotovoltaico.

As células solares funcionam melhor em condições mais frias e limpas, enquanto em locais muito quentes é necessária atenção especial quanto à escolha do tipo de painel fotovoltaico (BALFOUR, *et al.* 2016).

O gráfico 3 ilustra o comportamento da potência em função da tensão e corrente elétrica de uma célula de silício cristalino de 156 mm por 156 mm sob as condições STC (Standart Test Conditions). As condições padrões de teste para sistemas fotovoltaicos são:

- Irradiação: 1000 W/m²;
- Temperatura da célula solar: 25 °C;
- Massa de ar: 1,5.

Gráfico 3 – Curva da potência em função da tensão e corrente



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A partir do gráfico 3, tem-se:

- I_{sc} : corrente de curto-circuito;
- I_{mp} : corrente de máxima potência;
- V_{oc} : tensão de circuito aberto;
- V_{mp} : tensão de máxima potência;
- P_{mp} : ponto de máxima potência.

O ponto de máxima potência ou potência de pico ocorre no “joelho” da curva, no qual o produto da tensão pela corrente corresponde ao maior valor possível sob as condições padrões de teste.

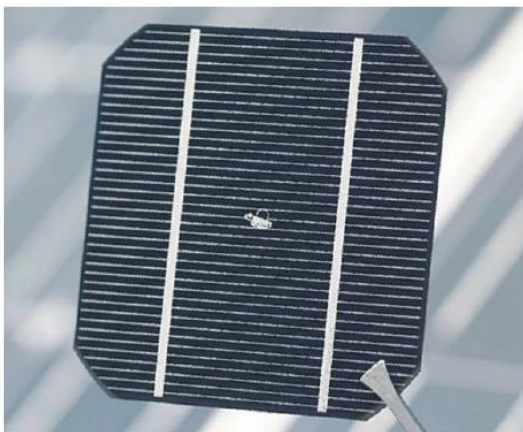
2.5 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Atualmente existem diversos tipos de células fotovoltaicas. As tecnologias mais comuns e utilizadas são o silício policristalino e o monocristalino. Abaixo estão listadas breves características sobre algumas células fotovoltaicas.

Silício monocristalino: processo de formação através do método de Czochralski ou pela técnica de fusão zonal flutuante. O aspecto de uma célula

monocristalina é uniforme, geralmente na cor preta ou azul escura. A eficiência é da ordem de 15 a 18% com um custo mais elevado em comparação a outros tipos de células (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

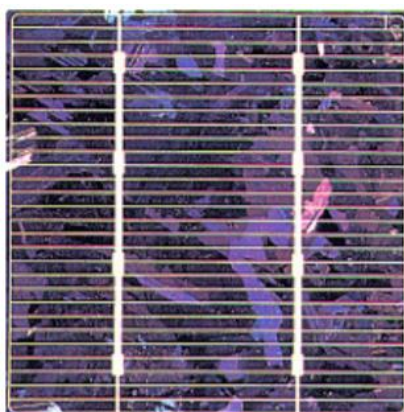
Figura 3 – Célula fotovoltaica de silício monocristalino



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Silício policristalino: fabricado através de um processo mais barato que o silício monocristalino. As células de silício policristalino apresentam eficiência comercial menor do que as células monocristalinas, geralmente na ordem de 13 a 15%, além de serem observadas comumente na cor azul escura (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Figura 4 – Célula fotovoltaica de silício policristalino



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Atualmente a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são formados por módulos policristalinos. Apesar de possuírem uma eficiência menor do que os módulos monocristalinos, o custo desse modelo de

módulo para uma mesma potência é mais barato, justificando economicamente sua utilização em relação aos modelos monocristalinos.

Filmes finos: são fabricados através da deposição de finas camadas de materiais sobre uma base que pode ser rígida ou flexível. Possuem baixa eficiência fabricados em temperaturas entre 200 e 500 °C, em oposição às temperaturas de até 1500 °C das células cristalinas, com aspecto uniforme (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Os módulos de filmes finos sofrem degradação de maneira mais acelerada do que os cristalinos. São formados por uma única célula de grande área, tornando-os menos sensíveis aos efeitos do sombreamento parcial. O filme fino é utilizado para designar diferentes tecnologias que existem atualmente como o silício amorfo, o silício microcristalino, a tecnologia de telureto de cádmio e a tecnologia de cobre-índio-gálio-selênio (VILLALVA e GAZOLI, 2012, p.72).

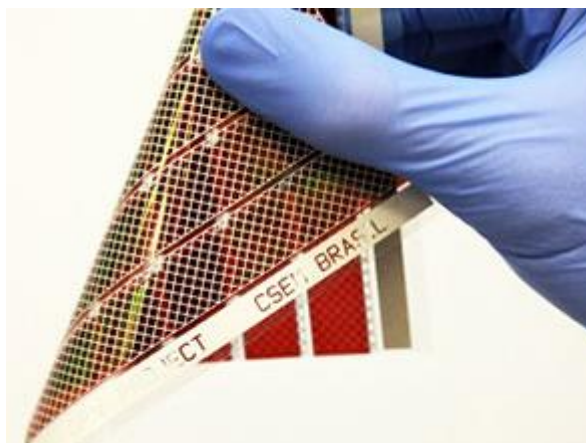
Figura 5 – Silício amorfo



Fonte: Portal Solar (2019).

Células orgânicas: tipo de célula solar de polímero que usa a eletrônica orgânica. Através de polímeros orgânicos condutores ou pequenas moléculas orgânicas é realizada a absorção de luz e transporte de carga para a produção de eletricidade (Portal Solar, 2019). Esse tipo de célula é pouco utilizado em sistemas convencionais.

Figura 6 – Célula orgânica fotovoltaica

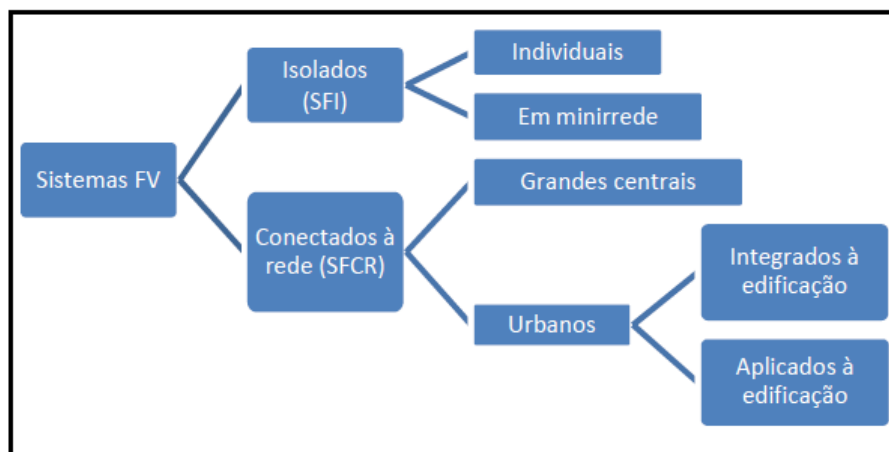


Fonte: Portal Solar (2019).

2.6 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados de acordo com a figura 7 em relação ao tipo de conexão.

Figura 7 – Classificação de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Urbanetz JR (2010).

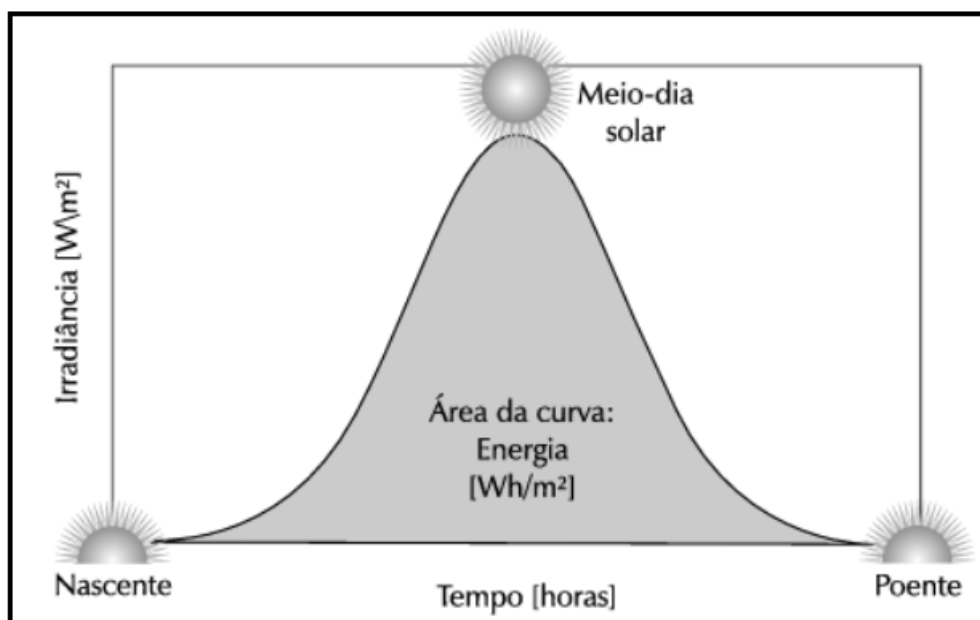
Os sistemas FV isolados (SFI) geralmente são instalados em locais onde não há acesso à rede elétrica. Esse tipo de sistema necessita de um elemento armazenador de energia que são as baterias. Já os SFCRs são vistos como uma forma de geração distribuída (GD) ao longo dos alimentadores da rede elétrica de distribuição, média ou baixa tensão, e contribuem para disponibilizar a energia próximo ao ponto de consumo (URBANETZ JR, 2010).

Os SFCRs são os encontrados em maior quantidade e mais simples em relação aos sistemas isolados.

2.7 COMPORTAMENTO DA IRRADIÂNCIA AO LONGO DO DIA

A figura 8 ilustra o comportamento típico da irradiância ao longo de um dia ensolarado e ideal. O pico da irradiância ocorre durante o meio-dia-solar às 12:00 h. A área do gráfico corresponde à energia produzida pelo sistema fotovoltaico durante um dia.

Figura 8 – Comportamento da irradiância ao longo do dia



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

O gráfico da produção de energia ilustrado na figura 8 raramente é obtido em sistemas fotovoltaicos instalados. Ao longo de um dia comum a presença de nuvens cobre momentaneamente a irradiação solar deformando a curva com o surgimento de vales.

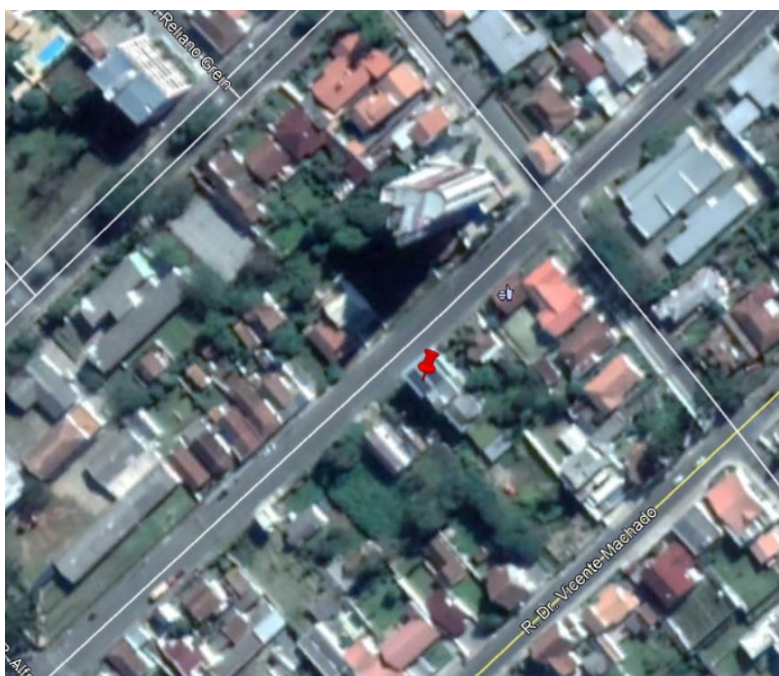
Em dias chuvosos essa curva costuma apresentar deformações e baixíssimas produções. Ao longo deste trabalho serão mostradas curvas de produção de energia do sistema em estudo que ilustram algumas dessas condições.

3 ESTUDO DE GERAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.0 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O local onde se encontra instalado o sistema fotovoltaico de 13 kWp localiza-se na cidade de Rio Negro, estado do Paraná, situado na latitude -26,06 graus e longitude -49,47 graus. A figura 9 ilustra a visão aérea do local onde se encontra o sistema.

Figura 9 – Vista aérea da localização do sistema



Fonte: Google Earth (2019).

3.0.1 Cobertura antes da instalação fotovoltaica

O sistema foi instalado sobre a cobertura da edificação, a qual funciona como um estabelecimento comercial. Para tanto, foi construída uma estrutura metálica sobre o último pavimento da cobertura para receber os módulos fotovoltaicos. A figura 10 mostra a cobertura metálica da edificação antes da instalação do sistema fotovoltaico.

Figura 10 – Vista do telhado antes da instalação do sistema fotovoltaico



Fonte: Autoria própria.

O telhado era constituído por telhas metálicas simples, em duas águas, com inclinação aproximada de 8,74 graus e encontrava-se em péssima situação. Ele apresentava diversas telhas amassadas, antenas, cabos e demais objetos instalados sobre a platibanda que poderiam ocasionar pequenas perdas de produção por sombreamento em determinados períodos do dia.

3.0.2 Cobertura após a instalação do sistema fotovoltaico

Para a instalação do sistema fotovoltaico foi realizada inicialmente a remoção do telhado ilustrado na figura 10. A figura 11 ilustra a estrutura em aço já finalizada e pronta, a qual substituiu o antigo telhado existente.

Figura 11 – Estrutura metálica finalizada



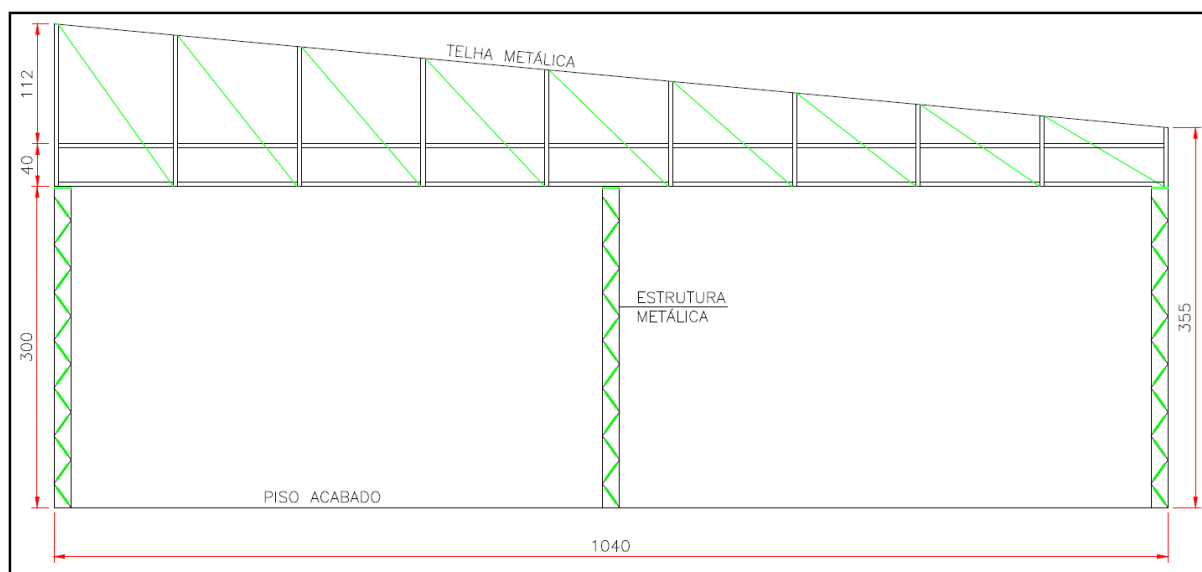
Fonte: Autoria própria.

Além de substituir o antigo telhado que estava em condições ruins, a estrutura metálica construída possibilitou uma instalação mais segura, adequada, incluindo também o ganho de uma grande área útil sobre o último pavimento da edificação, servindo futuramente para a construção de mais um cômodo.

A escolha da construção desta estrutura também trouxe como benefícios a diminuição de perdas por sombreamento ocasionadas pela antiga platibanda muito próxima aos módulos, além de elevar consideravelmente a altura de instalação dos módulos fotovoltaicos e diminuir perdas por sombreamento de estruturas adjacentes e da própria edificação.

A figura 12 ilustra um corte esquemático mostrando a altura e demais dimensões da estrutura onde estão localizados os módulos fotovoltaicos. As cotas correspondem às dimensões em centímetros.

Figura 12 – Corte esquemático da instalação



Fonte: Autoria própria.

3.0.3 Inclinação dos Módulos

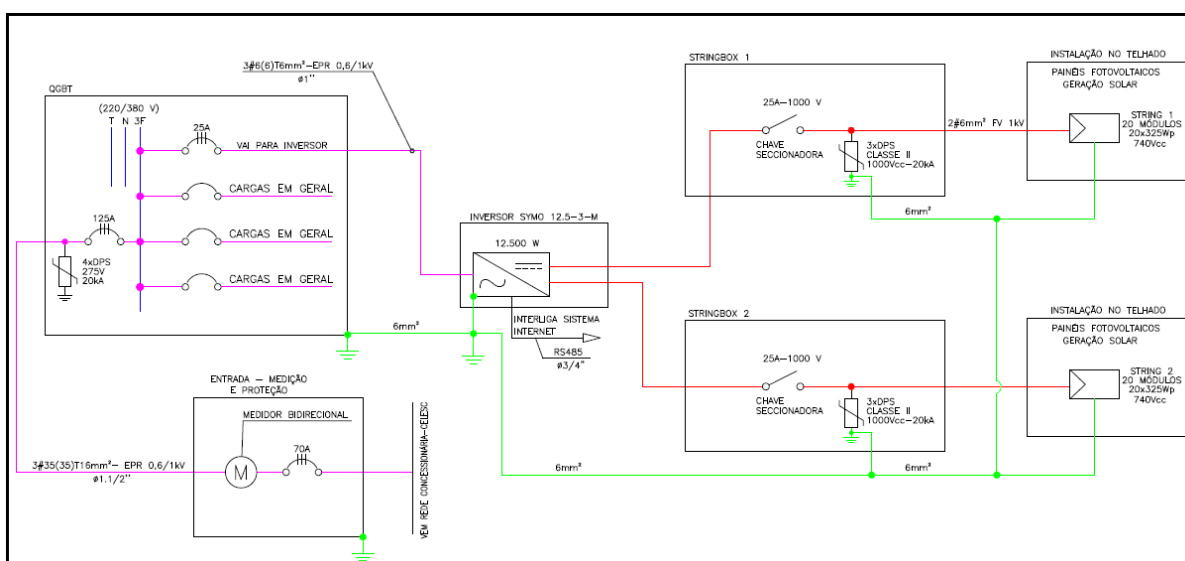
Os módulos fotovoltaicos acompanham a inclinação do telhado montado sobre a estrutura metálica. Eles estão instalados a uma inclinação de 5,33 graus e desvio azimutal aproximado de 43,5 graus na direção noroeste. Apesar da inclinação não acompanhar a latitude e apresentar um valor menor que 10 graus, não recomendado por diversas literaturas, pois há um maior acúmulo de sujeira, seria

necessário um gasto muito maior com estruturas a fim de se atingir a inclinação ideal e o pé direito ficaria muito elevado, não justificando economicamente o ganho adicional de produção.

3.0.4 Arranjo e Sistema

O sistema fotovoltaico em análise é composto por 40 módulos fotovoltaicos policristalinos da marca Canadian Solar, modelo CS6U-325P, de 325 Wp cada, totalizando 13 kWp, um inversor Fronius Symo 12.5-3-M, de potência nominal 12,5 kW, com dois seguidores de máxima potência, duas caixas do tipo stringbox para proteção CC contendo seccionadora e Dispositivos de Proteção contra Surto (DPS), cabos fotovoltaicos de bitola 6 mm², terminais, conectores do tipo MC4 e demais acessórios. A figura 13 ilustra o diagrama unifilar elétrico do sistema instalado para um melhor entendimento.

Figura 13 – Diagrama Unifilar do Sistema



Fonte: Autoria própria.

O sistema está dividido em dois arranjos compostos por 20 módulos conectados em série cada, ligados no buscador de máxima potência do inversor, chegando-se até suas respectivas caixas de proteção CC (stringboxes). Na tabela 1 é possível observar as principais características elétricas do modelo de inversor utilizado.

Tabela 1 – Principais características do inversor

Inversor Fronius SYMO 12.5-3-M	
Quantidade de MPP Tracker	2
Corrente Máxima Entrada (I _{cc})	27 / 16,5 A
Corrente Máxima Curto-circuito	40,5 / 24,8 A
Faixa de Tensão CC (Mínima - Máxima)	200 - 1000 V
Tensão Nominal de Entrada	600 V
Faixa de tensão MPPT	320 - 800 V
Potência Máxima do Gerador (CC)	18,8 kWp
Potência Máxima de Saída (CA)	12,5 kVA
Quantidade de Conexões CC	3+3

Fonte: Adaptado de Fronius (2019).

Já a tabela 2 mostra as principais características elétricas do módulo Canadian Solar CS6U-325P utilizado.

Tabela 2 – Principais características do módulo fotovoltaico

Módulo Canadian Solar CS6U-325P	
Potência Nominal Máxima (P _{máx})	325 W
Tensão Operacional Ideal (V _{mp})	37 V
Corrente Operacional Ideal (I _{mp})	8,78 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	45,5 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,34 A
Eficiência do módulo	16,72%
Número de Células	72 (6 x 12)
Dimensões	1960 mm x 992 mm x 40 mm

Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2019).

O inversor Sympo 12.5-3-M é composto por 2 MPPT's independentes. Em cada MPPT estão ligados 20 módulos em série, compondo uma string. A tabela 3 demonstra o arranjo utilizado para o sistema.

Tabela 3 - Parâmetros do sistema em análise

String	Módulos Ligados em Série	Potência [Wp]	Tensão de Operação V _{mp} [V]	Tensão de Circuito Aberto Voc [V]	Corrente operacional ideal (I _{mp}) [A]	Corrente de curto-circuito (I _{sc}) [A]
1	20	6500	740	910	8,78	9,34
2	20	6500	740	910	8,78	9,34

Fonte: Autoria própria.

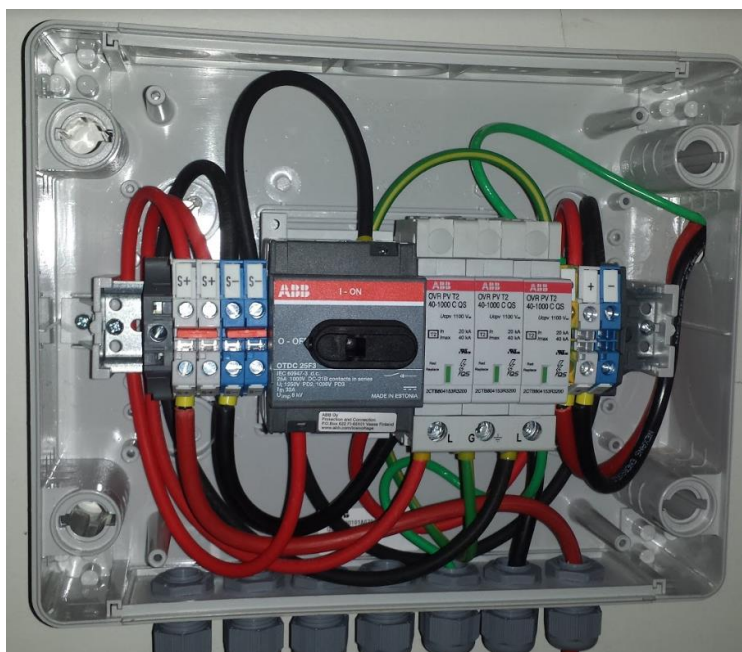
Observa-se que a tensão de circuito aberto não ultrapassa o valor máximo de 1000 V permitido para o inversor e que a tensão de operação situa-se na faixa MPPT

compreendida entre 320 e 800 V para um melhor rendimento do sistema. As correntes de operação e curto-circuito também se encontram abaixo dos valores máximos permitidos para o funcionamento do inversor que são 27 A e 16,5 A, respectivamente, para as MPPT's 1 e 2. Logo, o arranjo utilizado está dimensionado adequadamente.

Apesar de haver uma leve sobrecarga em relação ao somatório da potência dos módulos, o qual alcança o valor 13 kW_p, contrastando com a potência do inversor que é de 12,5 kW, constata-se que este parâmetro também está sendo atendido. A potência máxima CC do inversor é 18,8 kW, valor muito acima de 13 kW. Conforme demonstrado mais adiante em alguns gráficos de geração, verifica-se que a potência 13 kW acaba não sendo atingida, evitando a sobrecarga do inversor.

O modelo da stringbox está ilustrado na figura 14. O quadro CC contém bornes para conexão, dispositivos de proteção contra surtos e uma chave seccionadora 25 A, 1000 Vcc, para manobra e seccionamento do sistema fotovoltaico. Conforme diagrama unifilar da figura 13 são utilizadas 2 stringboxes.

Figura 14 – Stringbox para proteção CC



Fonte: Autoria própria.

A partir da stringbox, o sistema CC segue para conexão ao inversor Fronius SYMO 12.5-3-M, de potência nominal 12,5 kW, ilustrado na figura 15. Do inversor,

o sistema conecta-se ao quadro de proteção geral da edificação através de um disjuntor termomagnético tripolar 25 A, para proteção da parte CA.

Figura 15 – Inversor Fronius SYMO 12.5-3-M



Fonte: Fronius (2019).

Na figura 16 é possível identificar o quadro geral elétrico de baixa tensão no qual o sistema é conectado. Como a tensão de funcionamento do inversor é compatível com a tensão fornecida pela concessionária CELESC (220/380 V), não há necessidade de instalação de autotransformador ou transformador.

Figura 16 – Quadro geral de baixa tensão



Fonte: Autoria própria.

3.0.5 Sistema Instalado e Finalizado

O telhado no qual os módulos fotovoltaicos estão instalados compreende uma área com dimensões de 12 metros de comprimento por 10,4 metros de largura. A figura 17 ilustra o telhado juntamente com os módulos já conectados e instalados.

Figura 17 – Módulos fotovoltaicos instalados na cobertura



Fonte: Autoria própria.

Na figura 18 é possível observar a finalização do fechamento das strings e a vista inferior entre os módulos e telhado. O módulo deve manter uma certa distância do telhado evitando perdas por aquecimento demasiado, caso esteja “colado” ao mesmo, possibilitando uma ventilação adequada. Verifica-se que existe esta distância de acordo com a figura 18.

Figura 18 – Vista da parte inferior dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Autoria própria.

A figura 19 ilustra em perspectiva a edificação com o sistema fotovoltaico já finalizado e instalado junto à cobertura.

Figura 19 – Vista geral da cobertura da instalação



Fonte: Autoria própria.

3.1 PARÂMETROS DO SISTEMA

3.1.1 Dados de Irradiação, Inclinação e Desvio Azimutal

A partir dos dados já definidos como local de instalação, inclinação, desvio azimutal, quantidade e modelo dos módulos fotovoltaicos, é possível realizar o cálculo de geração de energia para o sistema.

Através do Atlas de Energia Solar Paraná, 1ª Edição, obteve-se os dados de irradiação a serem utilizados no estudo. Os dados de Irradiação Global Horizontal e Difusa para a região de Rio Negro encontram-se demonstrados nas figuras 20 e 21. Eles serão utilizados na base de dados do software PVSyst V 6.83 para a simulação do sistema.

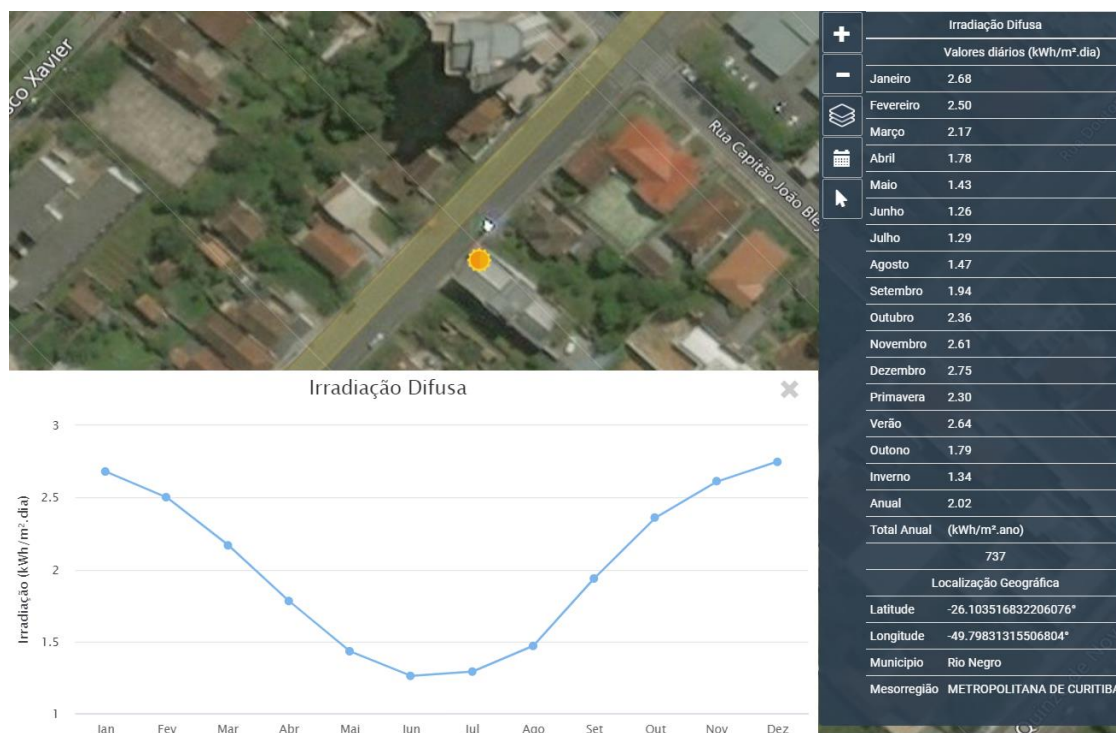
Figura 20 – Dados de Irradiação Global Horizontal



Fonte: TIEPOLO, *et al.* (2017).

A figura 21 ilustra os dados de irradiação difusa.

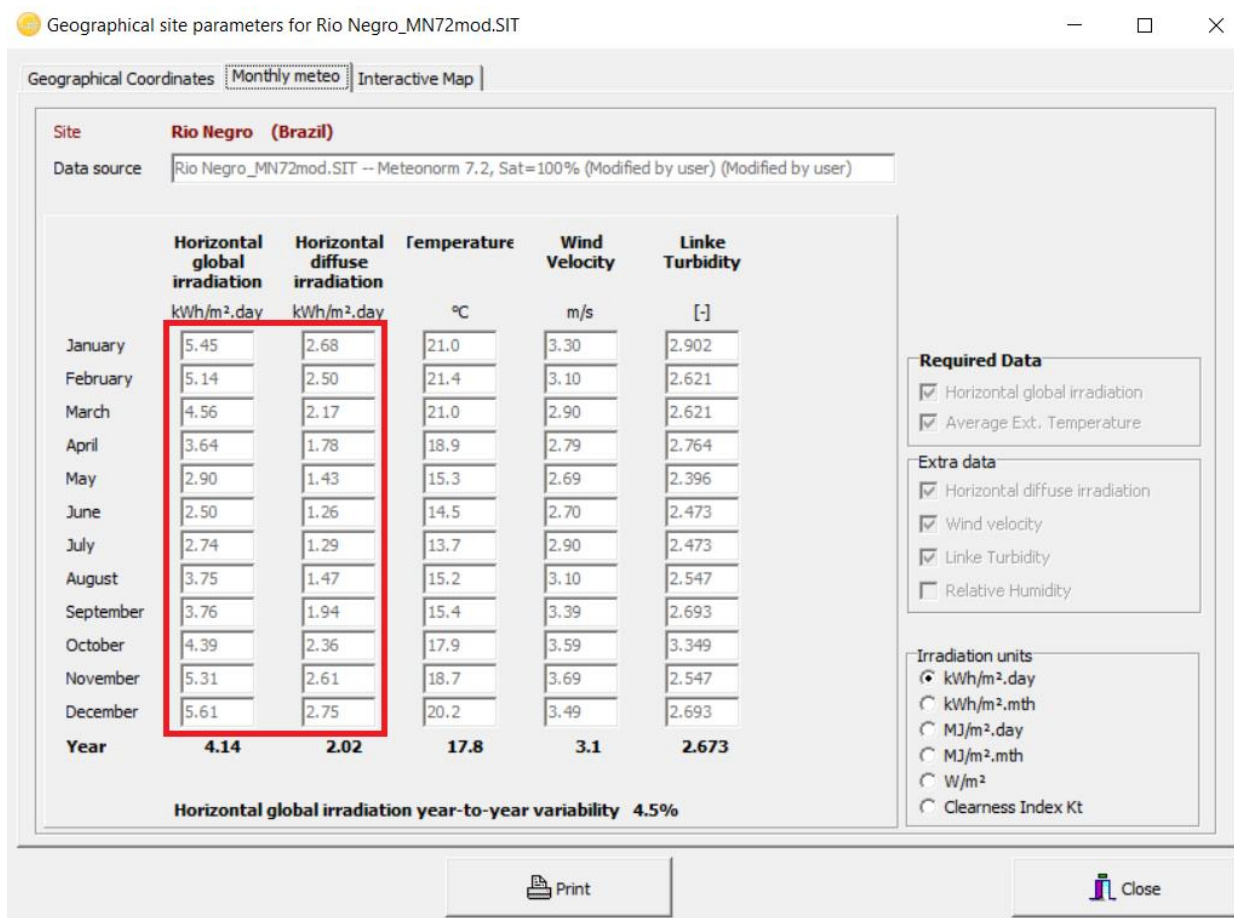
Figura 21 – Dados de Irradiação Difusa



Fonte: TIEPOLO, *et al.* (2017).

A escolha por essa base de dados se deve principalmente à confiabilidade e precisão dos valores medidos ao longo de vários anos de pesquisa. A Figura 22 ilustra a tela do software PVSyst V 6.83 com os valores de Irradiação Global Horizontal e Difusa para a realização do cálculo de geração já selecionados.

Figura 22 – Tela do software PVSyst com os valores de irradiação

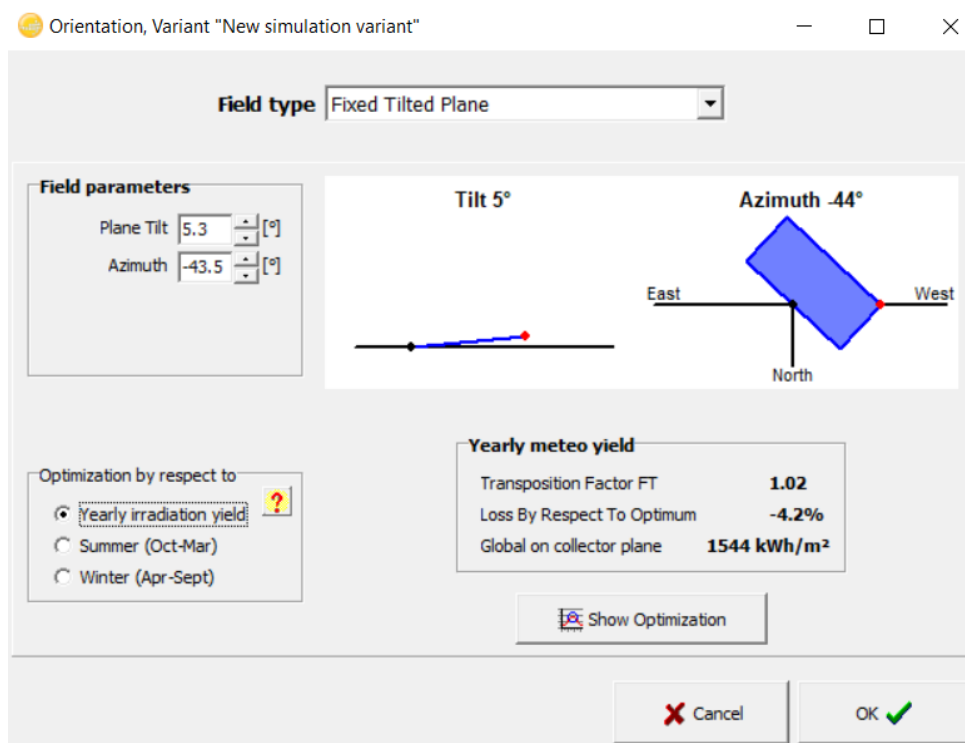


Fonte: PVSyst V 6.83 (2019).

Através desses dados de irradiação, o software PVSyst realiza a correção da irradiação para o sistema em questão com os parâmetros de desvio azimutal e inclinação dos módulos fotovoltaicos. A Figura 23 ilustra os parâmetros de inclinação, desvio azimutal e tipo de telhado a ser definido na tela do software.

Conforme já descrito anteriormente, a inclinação é de aproximadamente 5,33 graus e desvio azimutal de 43,5 graus na região noroeste.

Figura 23 – Seleção de Inclinação e desvio azimutal



Fonte: PVSyst V 6.83 (2019).

O software detecta automaticamente e informa quando os parâmetros estão fora da faixa de operação, não permitindo a simulação enquanto eles não forem corrigidos, por questões de segurança.

A tela da figura 24 mostra os dados incluídos no software para a simulação. É possível visualizar a quantidade, modelo e demais informações referentes aos módulos fotovoltaicos e inversor.

Figura 24 – Tela com os parâmetros de seleção do sistema

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration

Number of kinds of sub-arrays:

Global system summary

Nb. of modules	40	Nominal PV Power	13.0 kWp
Module area	78 m ²	Maximum PV Power	13.1 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	12.5 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name:

Orient.: **Fixed Tilted Plane**

Tilt: 5°
Azimuth: -44°

Presizing Help

No sizing

Enter planned power: kWp

... or available area(modules): m²

Select the PV module

Available Now: All PV modules

Canadian Solar Inc. | 325 Wp 31V Si-poly CS6U - 325P | Since 2016 | Manufacturer 2017 |

Sizing voltages : Vmpp (60°C) **31.6 V**
Voc (-4°C) **49.9 V**

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now: Output voltage 400 V Tri 50Hz

Fronius International | 12.5 kW 200 - 800 V 50/60Hz Symo 12.5-3-M | Since 2013 |

Nb of MPPT inputs:

Operating Voltage: **200-800 V** Inverter power used **12.5 kWac**

Input maximum voltage: **1000 V** **inverter with 2 MPPT**

Use multi-MPPT feature

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: between 7 and 20

Nbre strings:

Overload loss: **0.0 %**

Pnom ratio: **1.04**

Nb. modules: 40 Area: 78 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C): 631 V
Vmpp (20°C): 755 V
Voc (-4°C): 997 V

Plane irradiance: **1000 W/m²**

Imp (STC): 17.6 A
Isc (STC): 18.7 A
Isc (at STC): 18.7 A

Max. in data STC

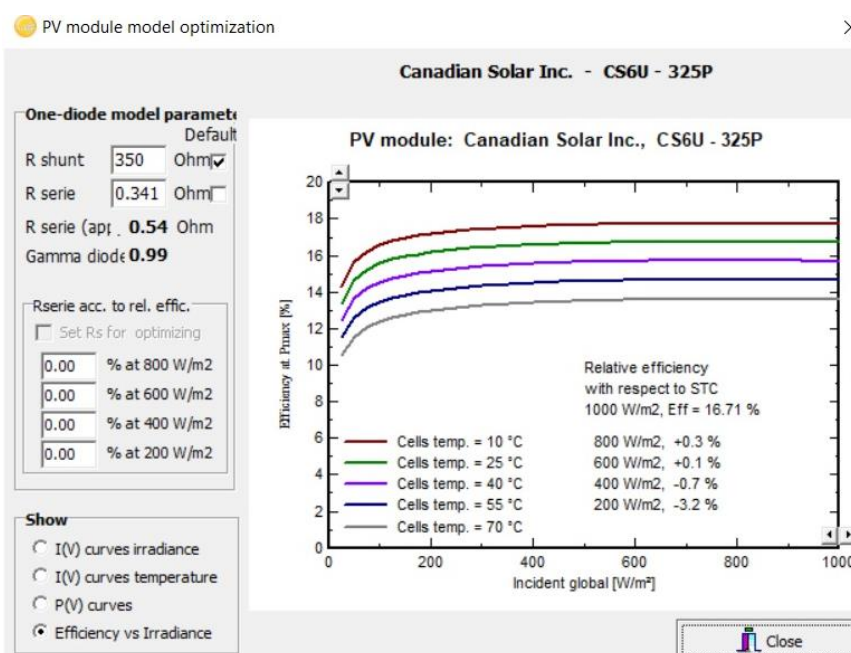
Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: **11.7 kW**

Array nom. Power (STC) 13.0 kWp

Fonte: PVSyst V 6.83 (2019).

O software também permite visualizar gráficos e diversos parâmetros de inversores e módulos fotovoltaicos. A figura 25, retirada do PVSyst V 6.83, ilustra a eficiência do módulo CS6U-325P de acordo com a temperatura das células. Numa situação hipotética real o módulo fotovoltaico teria o melhor rendimento com maiores índices de irradiação e baixas temperaturas, o que acaba não ocorrendo na prática devido ao aquecimento provocado pela irradiação solar.

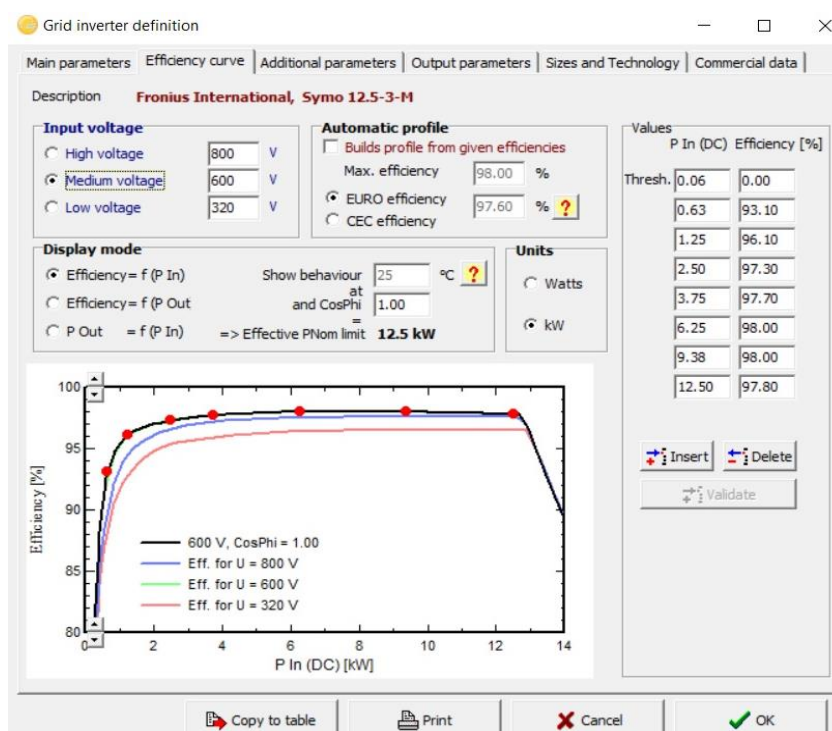
Figura 25 – Comportamento do módulo CS6U-325P



Fonte: PVSyst V 6.83 (2019).

A figura 26 mostra o comportamento do inversor para diferentes valores de tensão contínua. Nota-se que existem três gráficos de tensão para 200, 600 e 800 Vcc. A faixa de 600 V é a que apresenta maior eficiência para o modelo do inversor.

Figura 26 – Comportamento do inversor para diferentes valores de tensão



Fonte: PVSyst V 6.83 (2019).

3.1.2 Perdas consideradas para o sistema

Como todo sistema real, existem diversas perdas incluídas que devem ser consideradas na simulação, com o objetivo de se atingir resultados mais precisos. Conforme manual do software PVSyst V 6.83 (2019), a degradação do módulo pela luz, ou Light Induced Degradation (LID), é uma perda de desempenho que surge nas primeiras horas de exposição ao sol, para os módulos cristalinos.

Essa parte está relacionada com a qualidade da fabricação das células solares, e o seu fator situa-se na faixa de 1% a 3% em relação às condições STC (Standard Test Conditions), (PVSyst V 6.83, 2019).

O LID (light induced degradation) adotado foi de 2% para o estudo em questão, adotando-se um valor intermediário. Esta perda depende da origem das células de silício, de determinados lotes de produção e pode variar de produto para produto.

Conforme manual do PVSyst V 6.83 (2019), as perdas por mismatch (incompatibilidade de propriedades elétricas dos módulos interconectados) situam-se também entre 1% a 3%. Elas estão relacionadas com a questão dos módulos não trabalharem exatamente na mesma potência.

Dentro de um arranjo em série, existem módulos que podem ser mais eficientes ou menos eficientes. O fabricante fornece uma faixa que pode variar positivamente ou negativamente. Logo, isto faz com que a geração de corrente de um arranjo em série seja definida pelo módulo que produz menos e tem menor eficiência em relação aos outros. Isto gera uma perda adicional para cada string de módulos.

O valor adotado foi de 1,1% para as perdas por mismatch nesta simulação.

A partir dos dados já mencionados anteriormente, além de outros parâmetros selecionados, os quais poderão ser visualizados em anexo, ao final deste trabalho, chega-se aos valores fornecidos na tabela 4.

Tabela 4 - Dados da simulação do sistema

Meses	Irradiação Global Horizontal [kWh/m ²]	Irradiação Difusa [kWh/m ²]	Temperatura [°C]	Irradiação no Plano da Instalação [kWh/m ²]	Irradiação Corrigida no Plano da Instalação [kWh/m ²]	Energia Produzida [MWh]	Performance Ratio
Janeiro	169	83,1	21	168,5	157	1,708	0,780
Fevereiro	143,9	70	21,4	144,4	134,8	1,473	0,784
Março	141,4	67,3	21	144,1	134,2	1,491	0,796
Abril	109,2	53,4	18,9	112,3	103,2	1,16	0,795
Mai	89,9	44,3	15,3	93,8	82,2	0,947	0,776
Junho	75	37,8	14,5	78,2	65,5	0,758	0,746
Julho	84,9	40	13,7	88,8	76,4	0,887	0,768
Agosto	116,3	45,6	15,2	121,4	109,7	1,254	0,794
Setembro	112,8	58,2	15,4	114,6	106,1	1,216	0,816
Outubro	136,1	73,2	17,9	136,9	126,9	1,437	0,808
Novembro	159,3	78,3	18,7	159,4	148,7	1,650	0,796
Dezembro	173,9	85,3	20,2	172,7	161	1,769	0,788

Fonte: Adaptado de PVSyst V 6.83 (2019).

A irradiação corrigida no plano da instalação corresponde aos valores descontando as perdas por sombreamento e a modificação do ângulo de incidência. Conforme software PVSyst V 6.83 (2019), ocorre uma diminuição da irradiância que atinge a superfície das células fotovoltaicas devido principalmente a reflexões na tampa de vidro, que aumentam com o ângulo de incidência.

A energia total produzida pelo sistema ao final de um ano é de 15,75 MWh e a Performance Ratio média do sistema é de 0,789.

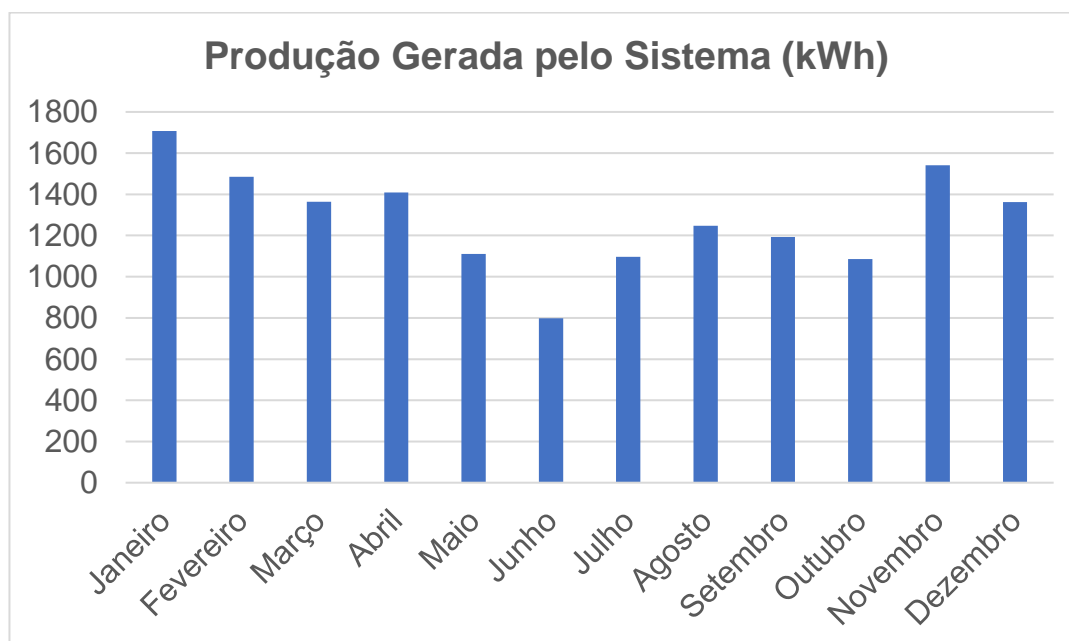
Como já era esperado, os meses com menores índices de irradiação são os que irão produzir menos e, por consequência terão as menores taxas de desempenho.

3.2 GERAÇÃO OBTIDA PELO MONITORAMENTO ONLINE DO SISTEMA

O sistema fotovoltaico entrou em operação no dia 20 de dezembro de 2017 e continua operando normalmente até os dias atuais. Será adotado o ano de 2018 para a análise de geração do sistema. O gráfico 4 representa os dados de geração em kWh ao longo de todos os meses do ano de 2018, retirados a partir do sistema web de monitoramento. Observa-se que o mês de janeiro apresentou 1707,41 kWh,

o maior valor de geração de energia e a produção total contabilizada pelo sistema durante o ano de 2018 foi de 15,40 MWh.

Gráfico 4 - Produção gerada pelo sistema



Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

Já a tabela 5 ilustra os valores mensais precisos do ano de 2018 obtidos pelo monitoramento online do sistema.

Tabela 5 - Valores da produção gerada pelo sistema instalado

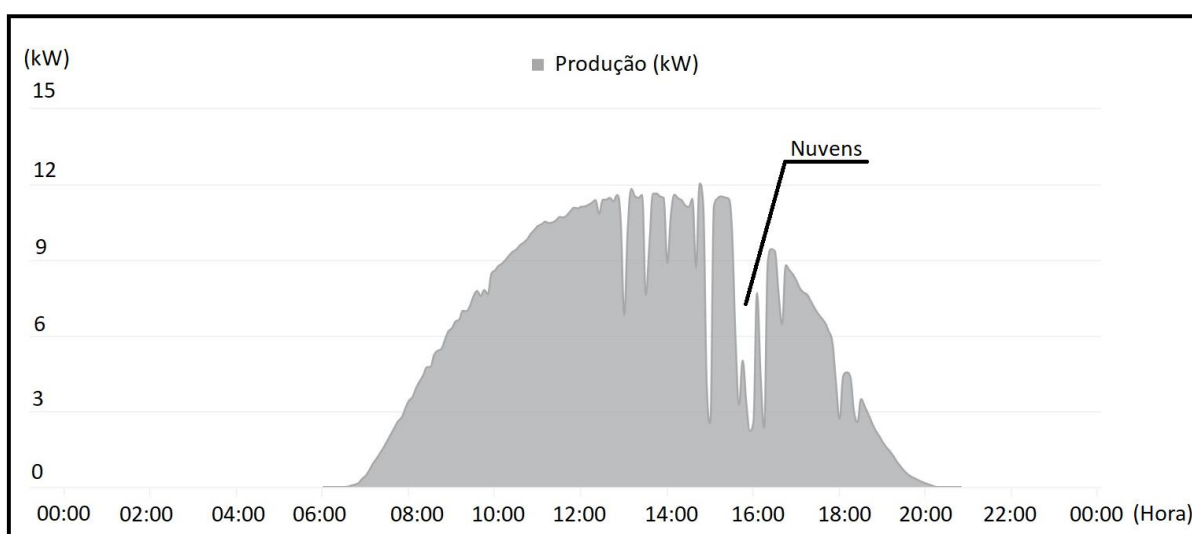
Meses	Produção Gerada (kWh)
Janeiro	1707,41
Fevereiro	1485,88
Março	1364,51
Abril	1409,74
Maio	1111,03
Junho	797,63
Julho	1097,35
Agosto	1247,42
Setembro	1193,74
Outubro	1085,71
Novembro	1541,22
Dezembro	1363,11
Média	1283,73

Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

A maior geração diária ocorreu no dia 4 de janeiro de 2018, conforme figura 27. O valor gerado durante esse dia foi de 91,36 kWh. Percebe-se que o gráfico de geração se aproxima do modelo ideal, porém existem vales profundos próximos às 15:00 h e 16:00 h, ocasionados pela passagem de nuvens diante do sol, resultando em uma perda momentânea de geração solar.

Constata-se também que a energia solar começa a ser injetada no sistema próximo às 07:00 h da manhã e termina às 20:00 h da noite.

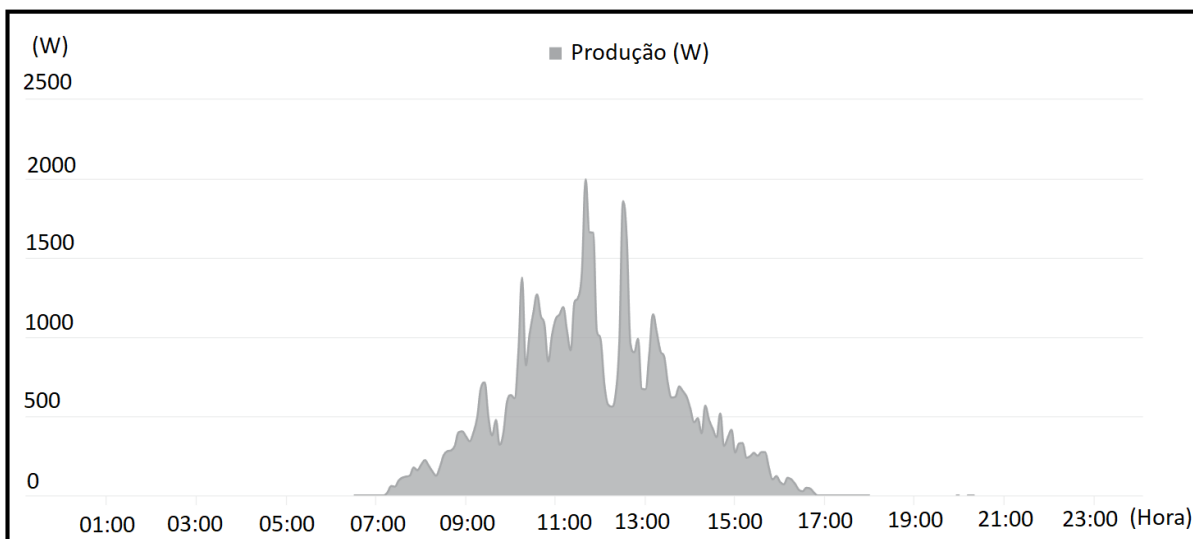
Figura 27 - Geração em kWh do dia 4 de janeiro de 2018



Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

Em contrapartida, o dia 15 de junho ilustra uma das menores gerações do ano, cujo valor foi de 5,56 kWh, conforme figura 28.

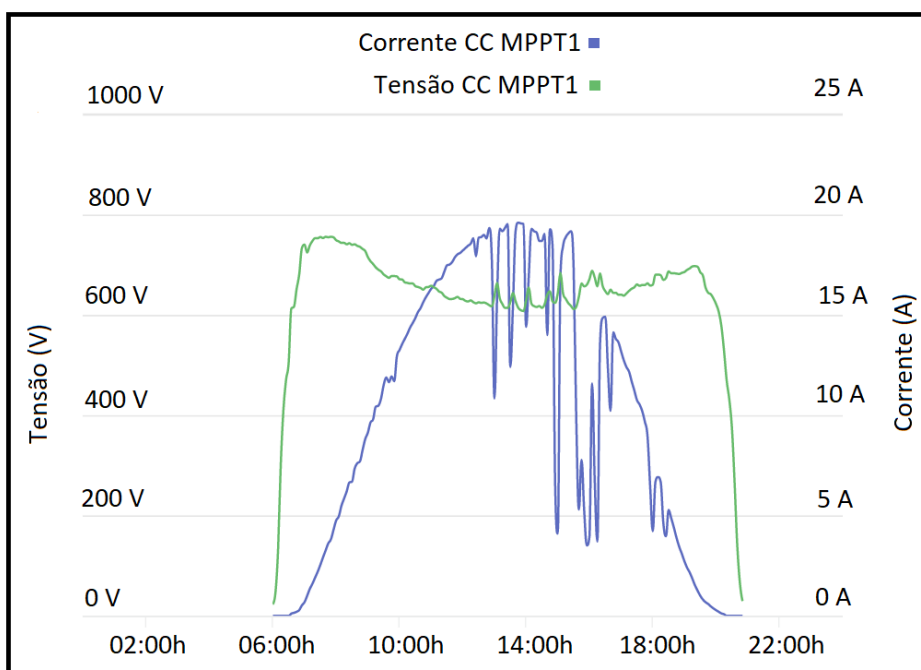
Figura 28 - Geração em kWh do dia 15 de junho de 2018



Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

Já a figura 29 ilustra o comportamento da corrente contínua da MPPT1 em azul enquanto a cor verde ilustra o comportamento da tensão contínua referente à MPPT1 do dia 4 de janeiro. Mesmo com quedas bruscas nos valores de corrente, a tensão contínua do sistema sofre pouca variação.

Figura 29 – Parâmetros de Geração do dia 15 de junho de 2018

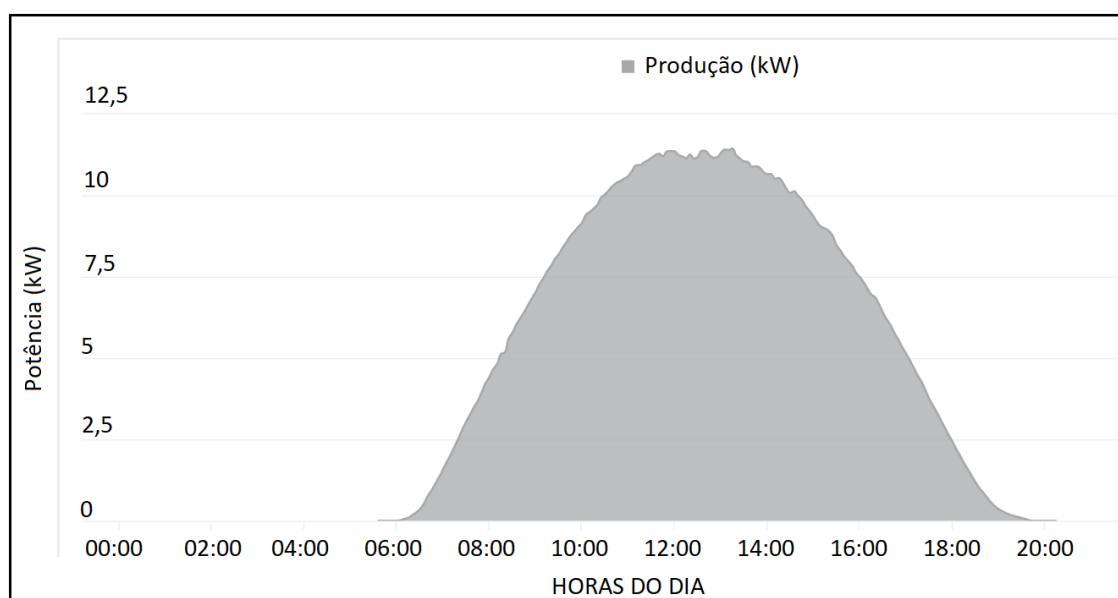


Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

A figura 30 ilustra um ótimo dia de radiação solar na data de 5 de dezembro de 2018. É possível observar que a curva de produção se aproxima do modelo ideal com o pico de produção em quilowatt ocorrendo próximo às 12:00 h. A energia gerada nesse dia foi de 90,92 kWh iniciando aproximadamente às 06:05 e terminando às 19:40, quando o inversor indicava a produção de 0,01 kW.

Poucos os dias do ano apresentam o comportamento ilustrado na figura 30, pois essa situação depende de um dia ensolarado com pouquíssimas ou nenhuma nuvem diante do sol. Nesta situação, o gráfico se aproxima do modelo ideal já ilustrado na figura 8 deste trabalho.

Figura 30 - Produção de energia do dia 5 de dezembro de 2018



Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

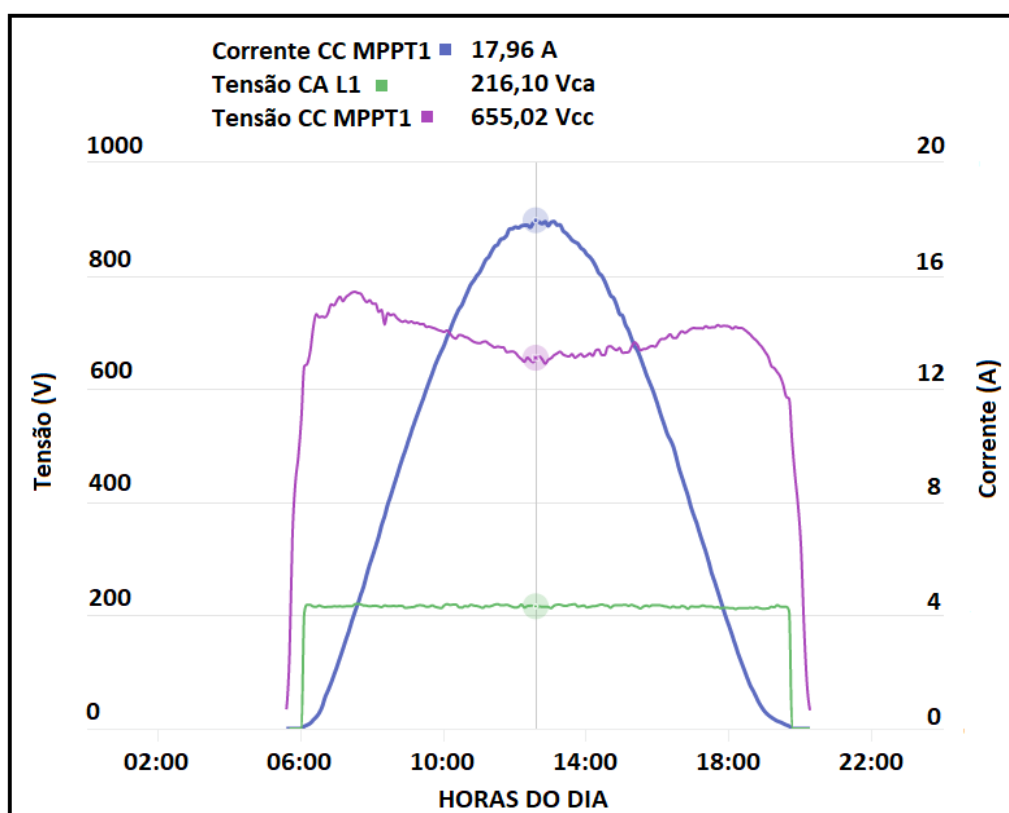
A figura 31 ilustra três variáveis selecionadas no dia 5 de dezembro de 2018. O horário em questão corresponde às 12:35 h. Nota-se o pico de geração de energia de 11,764 kW, o qual corresponde ao produto entre a corrente contínua pela tensão contínua. O valor de 17,96 A considera a soma das correntes produzida pelas duas strings. Como cada string contém igualmente 20 módulos ligados em série e chegando-se em paralelo ao inversor, cada uma contribui com aproximadamente a metade, ou seja, 8,98 A. Esse valor é bastante próximo ao informado pelo fabricante do módulo, que é de 8,78 A em operação.

Nota-se que o valor da tensão contínua diminui com o aumento da corrente. Em muitas situações isso ocorre devido ao fato do inversor utilizar o ponto de máxima

potência de rastreamento para maximizar a geração e também para evitar a sobrecarga devido ao aumento de temperatura. É comum inversores “fugirem” de tensões mais elevadas para diminuir a sobrecarga ocasionada pelo aumento da temperatura, devido aos altos valores de tensão.

A tensão alternada correspondente à fase A (Tensão CA L1) é praticamente constante, pois não depende dos valores de corrente e tensão contínuas e praticamente igual nas demais fases B e C.

Figura 31 - Parâmetros de corrente e tensão no dia 5 de dezembro de 2018

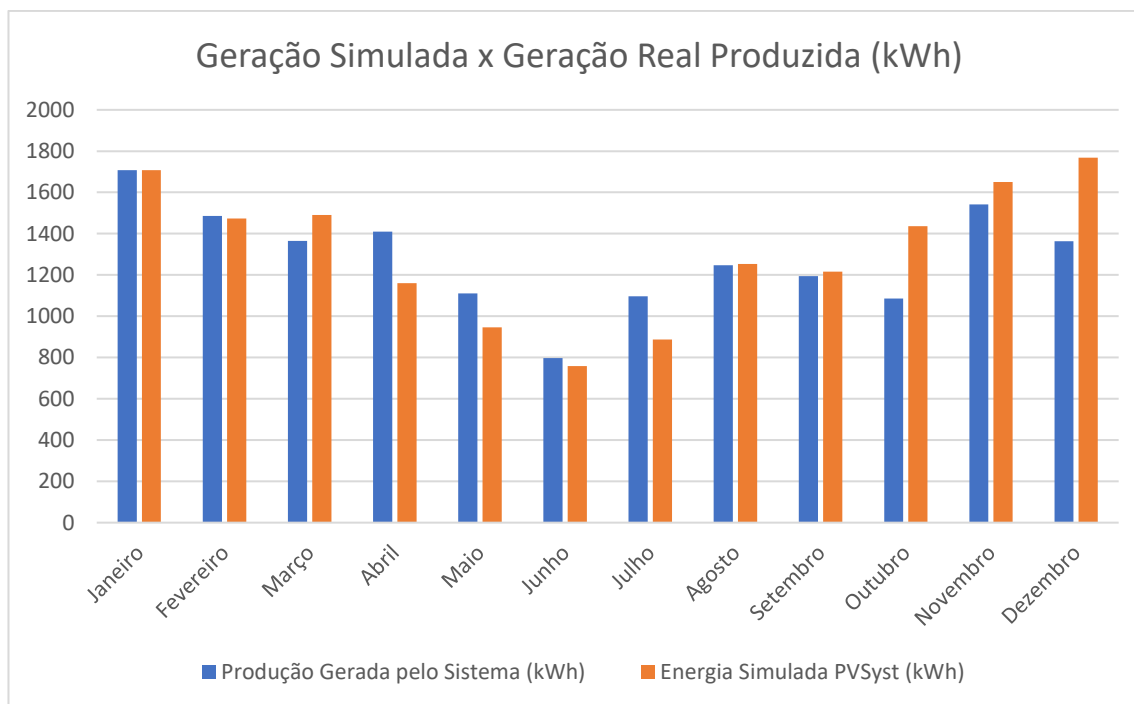


Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

3.3 GERAÇÃO SIMULADA VERSUS GERAÇÃO PRODUZIDA

De posse dos valores de geração já obtidos com a simulação e da geração real produzida pelo sistema fotovoltaico, é possível criar um gráfico comparativo.

Através do gráfico 5 nota-se mais facilmente as diferenças entre a energia simulada pelo software e a energia efetivamente produzida pelo sistema.

Gráfico 5 - Geração Simulada x Geração Real Produzida

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que os valores entre a simulação e a energia produzida pelo sistema são próximos em diversos meses do ano, com diferenças inferiores a 1%. Isso se deve aos dados obtidos com precisão em relação à inclinação, desvio azimutal e principalmente em relação aos dados de irradiação selecionados a partir do Atlas de Energia Solar do Paraná.

A tabela 6 ilustra as diferenças absolutas e percentuais em relação à energia produzida durante o período considerado. Os valores negativos significam que o sistema produziu menos do que a simulação através do software, enquanto os valores positivos indicam o contrário.

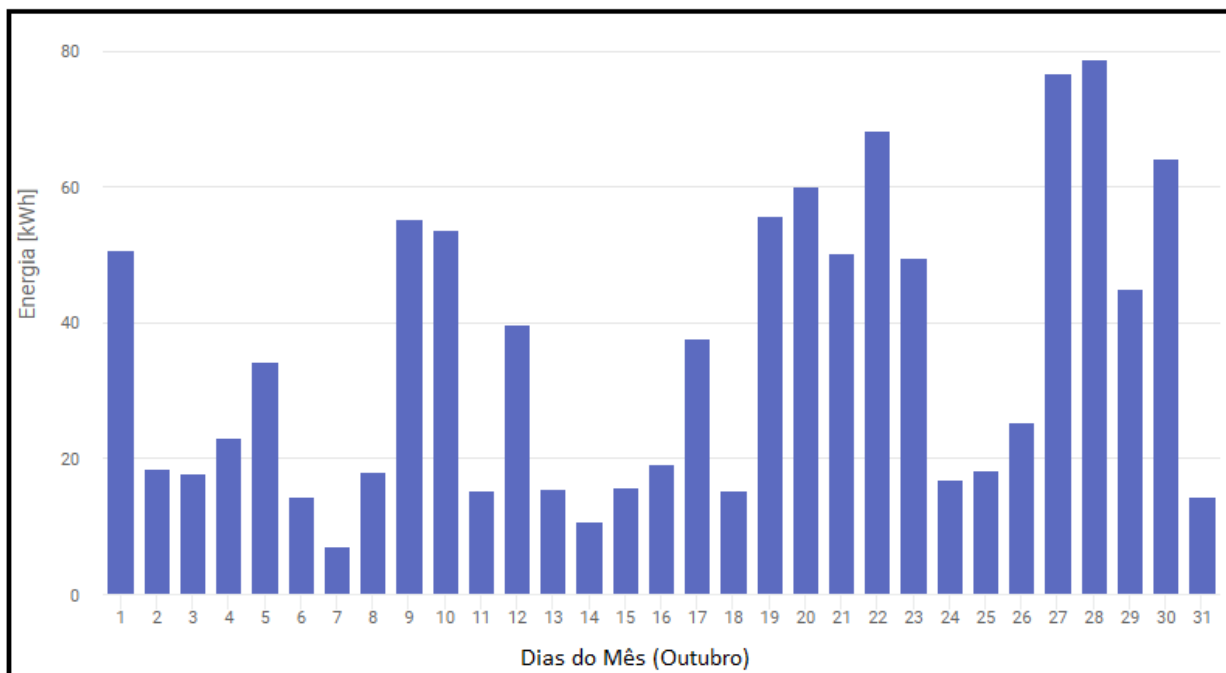
Tabela 6 - Diferenças de produção de energia

Meses (2018)	Produção Real Gerada pelo Sistema Instalado (kWh)	Produção Simulada através do software PVSyst (kWh)	Diferença de valores entre sistema instalado e simulado (kWh)	Diferença Percentual entre sistema instalado e simulado (%)
Janeiro	1707,41	1708	-0,59	-0,03
Fevereiro	1485,88	1473	12,88	0,87
Março	1364,51	1491	-126,49	-9,27
Abril	1409,74	1160	249,74	17,72
Mai	1111,03	947	164,03	14,76
Junho	797,63	758	39,63	4,97
Julho	1097,35	887	210,35	19,17
Agosto	1247,42	1254	-6,58	-0,53
Setembro	1193,74	1216	-22,26	-1,86
Outubro	1085,71	1437	-351,29	-32,36
Novembro	1541,22	1650	-108,78	-7,06
Dezembro	1363,11	1769	-405,89	-29,78
Total	15404,75	15750	-345,25	-2,24

Fonte: Autoria própria.

Os meses de outubro e dezembro foram os que tiveram as maiores diferenças absolutas e percentuais entre a simulação realizada e os valores reais medidos da instalação. Através do gráfico 6 é possível observar a produção gerada em kWh pelo sistema no mês de outubro.

O maior valor de geração ocorreu no dia 28, totalizando 78,82 kWh de energia produzida, enquanto a menor geração ocorreu no dia 7, totalizando apenas 7,15 kWh.

Gráfico 6 – Produção de energia no mês de outubro

Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

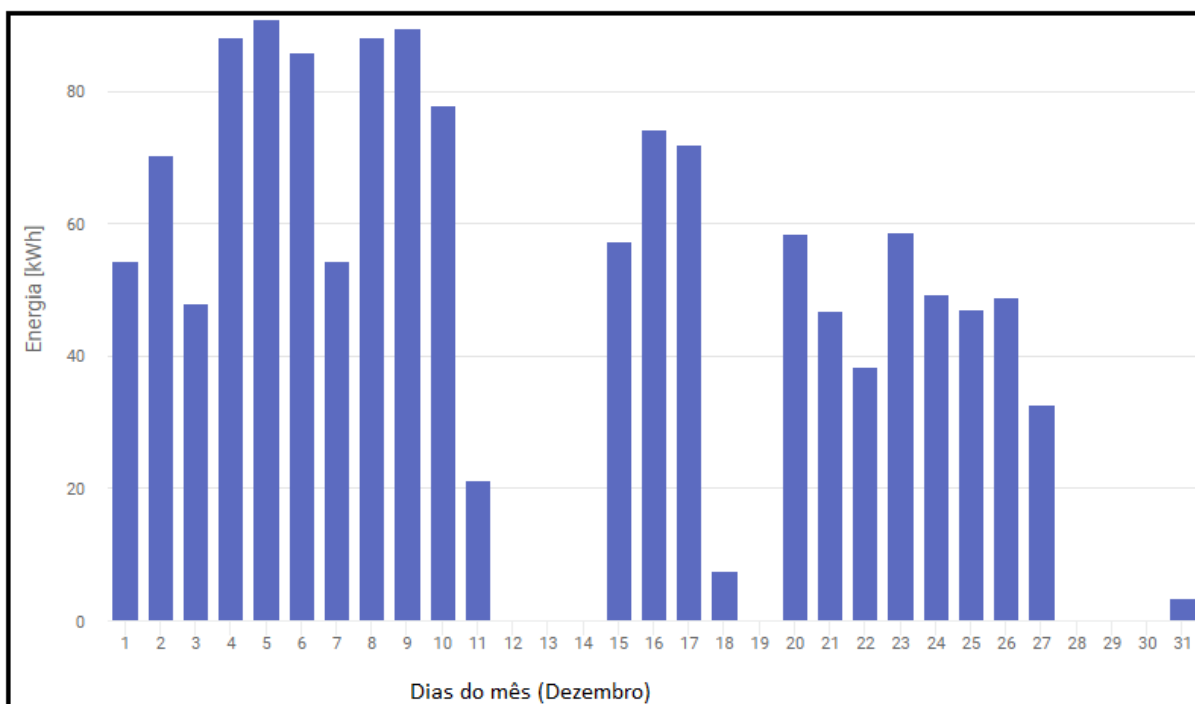
É possível observar uma grande variação da produção de energia para o mês de outubro com dias de baixas produções de energia contrastando com outros em que a produção foi elevada.

Conforme dados obtidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (2019), o nível de precipitação acumulada para o mês de outubro de 2018 ficou em torno de 300 mm, ocasionando dias nublados e chuvas muito acima da média durante o período.

Em decorrência disso, as temperaturas médias ficaram abaixo do esperado e conseqüentemente houve uma menor incidência de irradiação na região, gerando menor produção. Isso explica a baixa produção medida durante esse período e a grande diferença entre os valores simulados e produzidos.

O gráfico 7, a seguir, mostra a energia produzida pelo sistema no mês de dezembro.

Gráfico 7 – Produção de energia no mês de dezembro



Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

Nos dias 12, 13, 14, 19, 28, 29 e 30 não houve energia produzida informada pelo sistema. Durante esse período ocorreram obras na cobertura e por questões de segurança o sistema fotovoltaico foi desligado. Conforme figura 32 nota-se o erro de comunicação observado nos dias 13, 28 e 30 de dezembro devido ao desligamento do sistema.

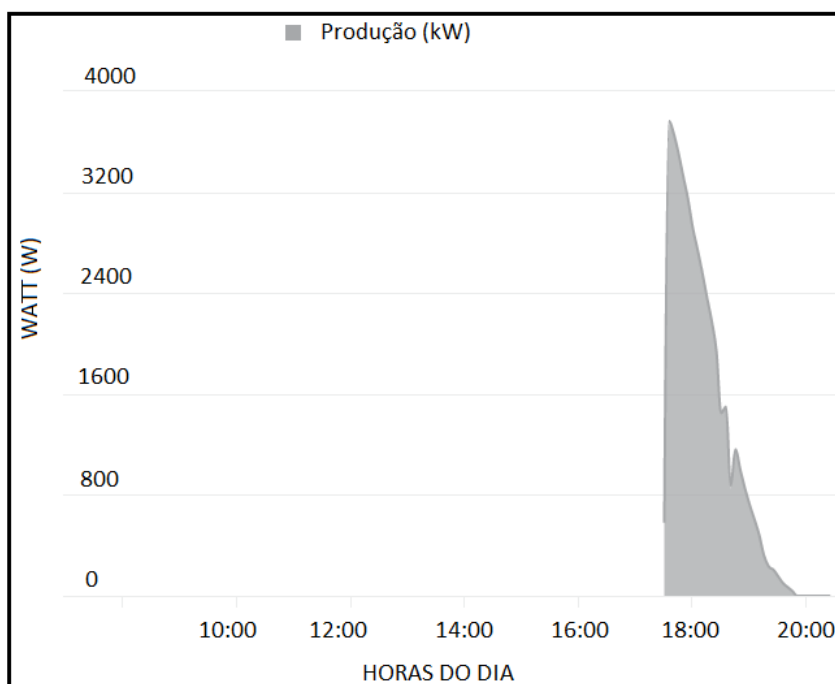
Figura 32 - Erro de comunicação do sistema

Data	ID do Datalogger	Nome do dispositivo	Instalação fotovoltaica	Código de status	Descrição
13/12/2018 11:28	240.324780	Fronius Solar.web	projeto fotovoltaico akideixan	996	Erro de comunicação entre inversor e Solar.web
28/12/2018 08:25	240.324780	Fronius Solar.web	projeto fotovoltaico akideixan	996	Erro de comunicação entre inversor e Solar.web
30/12/2018 08:50	240.324780	Fronius Solar.web	projeto fotovoltaico akideixan	996	Erro de comunicação entre inversor e Solar.web

Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

A figura 33 ilustra uma situação atípica de produção de energia durante o dia 31 de dezembro. Ao final deste dia as obras foram finalizadas e o sistema fotovoltaico foi ligado ao final do dia.

Figura 33 – Energia produzida no dia 31 de dezembro



Fonte: Adaptado de Solarweb (2019).

Nota-se que o sistema só contabilizou a energia produzida ao final do dia, no período compreendido entre às 18:00 h e 20:00 h, quando o sistema foi religado.

Dessa forma, durante alguns dias do mês de dezembro não foi possível contabilizar a produção que seria gerada, caso o sistema instalado estivesse funcionando normalmente.

O total de energia produzida pelo sistema simulado utilizando o software PVSyst V 6.83 foi de 15750 kWh enquanto a energia produzida pelo sistema efetivamente instalado foi de 15404,75 kWh, sem contabilizar os 7 dias de dezembro onde não houve produção.

Considerando apenas esses dois valores, observa-se uma diferença de 345,25 kWh de energia durante todo o ano de 2018, o que percentualmente equivale a 2,2%.

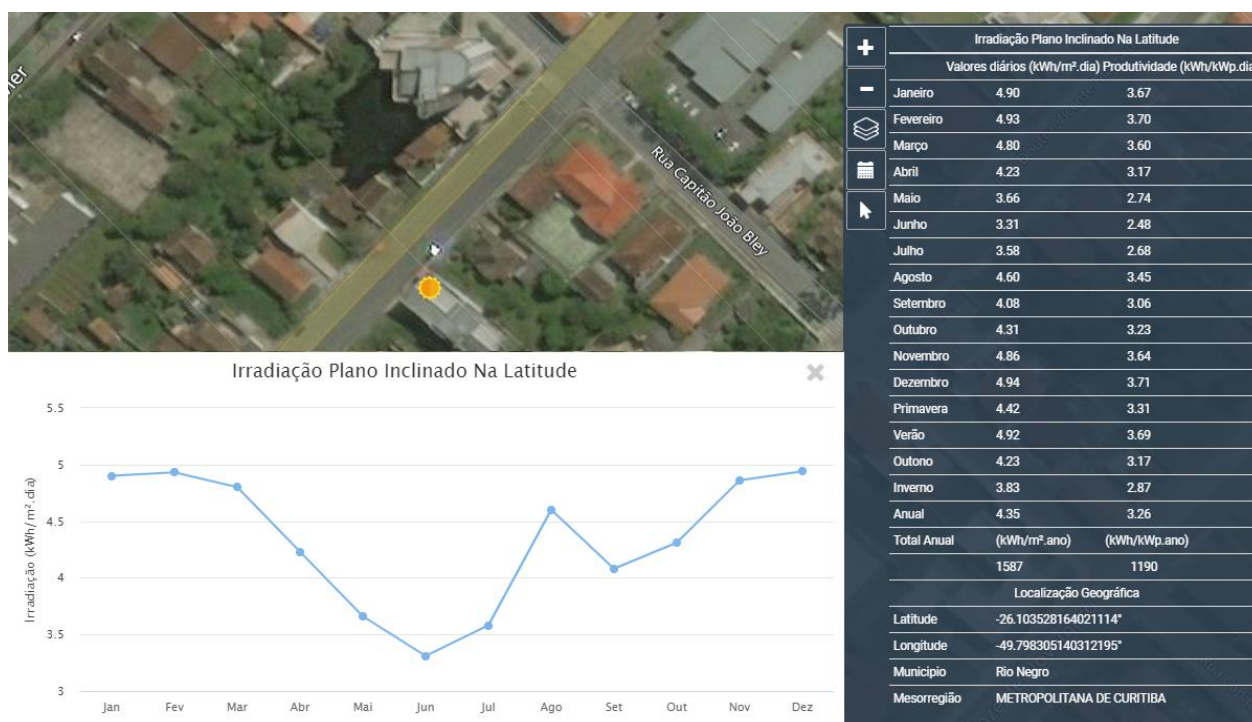
No mês do dezembro a produção de energia do sistema foi de 1363,11 kWh durante 24 dias de funcionamento do sistema. A média contabilizando os 24 dias de funcionamento durante dezembro foi de 56,79 kWh. Considerando essa produção média de energia para os 7 dias em que o sistema esteve desligado para obras, chega-se a uma produção estimada de 1760,64 kWh para dezembro. Com isso, a produção gerada pelo sistema passaria a ser de 15802,28 kWh. Logo, a

diferença de valores entre o sistema instalado e a simulação seria um valor absoluto próximo de 52,28 kWh e percentualmente de apenas 0,33% ao longo de 1 ano de funcionamento, mostrando uma ótima aproximação dos valores esperados.

3.4 SIMULAÇÃO COM OS PARÂMETROS IDEAIS

Através dos dados de irradiação no plano inclinado na latitude, disponíveis no Atlas de Energia Solar do Paraná, foi possível realizar uma simulação nas condições ideais de instalação. A figura 34 ilustra os valores de irradiação no plano inclinado na latitude do local.

Figura 34 – Dados de Irradiação no Plano Inclinado na Latitude



Fonte: TIEPOLO, *et al* (2017).

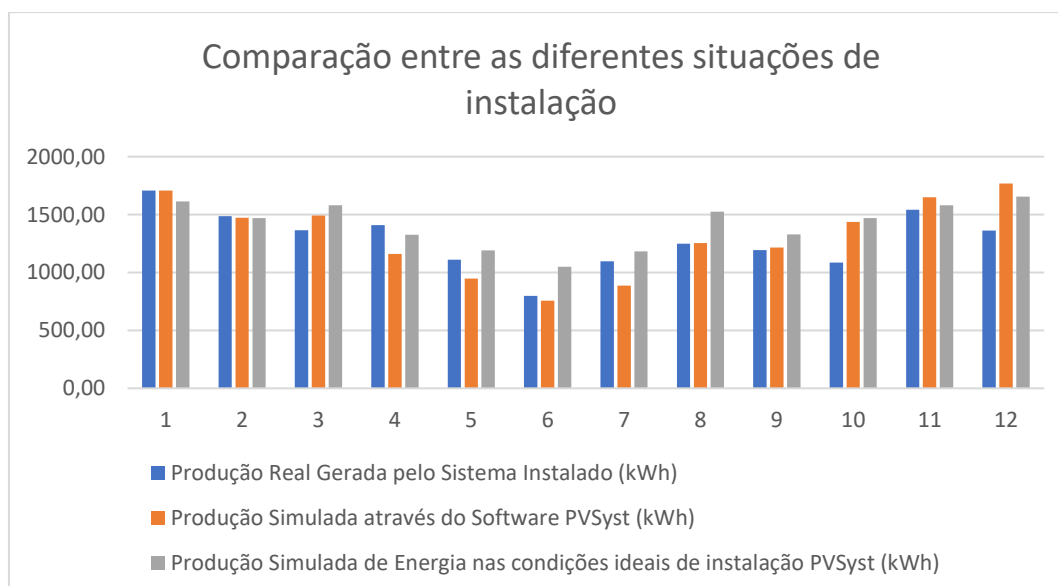
A partir desses valores de irradiação é possível realizar uma comparação entre três situações distintas: produção gerada pelo sistema, produção simulada nas condições de instalação do sistema e produção simulada nas condições ideais de instalação. As condições ideais levam em conta a inclinação no plano da latitude e desvio azimutal zero, no qual haverá maior produção anual de energia. A tabela 7 mostra os valores de produção para as três condições já citadas anteriormente.

Tabela 7 – Valores de Produção Gerada para três situações

Meses (2018)	Produção Real Gerada pelo Sistema Instalado (kWh)	Produção Simulada através do Software PVSyst (kWh)	Produção Simulada de Energia nas condições ideais de instalação PVSyst (kWh)
Janeiro	1707,41	1708,00	1613,00
Fevereiro	1485,88	1473,00	1470,00
Março	1364,51	1491,00	1579,00
Abril	1409,74	1160,00	1326,00
Mai	1111,03	947,00	1192,00
Junho	797,63	758,00	1050,00
Julho	1097,35	887,00	1181,00
Agosto	1247,42	1254,00	1524,00
Setembro	1193,74	1216,00	1328,00
Outubro	1085,71	1437,00	1470,00
Novembro	1541,22	1650,00	1580,00
Dezembro	1363,11	1769,00	1654,00
Total	15404,75	15750,00	16967,00

Fonte: Autoria Própria.

Por último, o gráfico 8 ilustra de maneira mais clara as três situações. Observe-se que o sistema nas condições ideais apresenta maior geração anual, porém em alguns meses do ano a geração pode ser menor, pois a inclinação interfere na produção gerada principalmente nos meses de verão e inverno.

Gráfico 8 – Valores de Produção Gerada para três situações

Fonte: Autoria Própria.

4 CONCLUSÃO

Para a simulação da geração de energia de um sistema fotovoltaico é importante utilizar parâmetros de fontes confiáveis em relação aos dados de irradiação do local.

Parâmetros sem uma boa confiabilidade podem ocasionar diferenças significativas de produção de energia para sistemas fotovoltaicos. Também é importante a utilização de valores precisos para a inclinação dos módulos fotovoltaicos e desvio azimutal, assim como a determinação e estimativa de perdas para o estudo em análise.

Apesar de haver diferenças consideráveis entre a energia gerada pela simulação e produzida pelo sistema propriamente instalado nos meses de outubro e dezembro, ao longo do período de um ano observou-se que a diferença foi pequena para este estudo (2,2%). O clima é um fator muito imprevisível que pode afetar significativamente a produção de energia durante determinadas épocas do ano contrastando secas e chuvas fortes que fogem do padrão.

No mês de dezembro ocorreram obras na cobertura e por esse motivo foi necessário desligar o sistema por questões de segurança, não contabilizando alguns dias de produção. Já no mês de outubro houve um grande período de chuvas fortes atípicas, diminuindo a produção de energia esperada pelo sistema fotovoltaico.

Porém, analisando o período completo de um ano, foi possível observar uma diferença percentual muito pequena de 2,2% entre a energia (kWh) simulada pelo software PVSyst V 6.83 e a energia real (kWh) produzida pelo sistema. Realizando uma média da produção dos dias de dezembro não contabilizados em que o sistema ficou desligado para obras, essa diferença se reduz para apenas 0,33%.

Conclui-se que os parâmetros de simulação como inclinação, desvio azimutal e de perdas foram bastantes assertivos, possibilitando uma ótima estimativa da produção de energia. As fontes de dados para a irradiação do local também contribuíram consideravelmente para que isso ocorresse.

A Performance Ratio do sistema simulado obteve um valor médio de 0,78, valor considerado normal e dentro de parâmetros utilizados para cálculos, que geralmente variam entre 0,75 a 0,80. Logo, constata-se também que o valor da

performance está dentro de parâmetros corretos utilizados para estudos de geração.

Constata-se que o software PVSyst é uma das melhores ferramentas para a realização de estudos envolvendo geração fotovoltaica, pois apresenta diversos parâmetros que podem ser inseridos em cálculos, tornando a geração muito mais precisa. Ele pode ser utilizado para estimativa de geração de futuras instalações e também para comparação de energia em sistemas já instalados.

Para futuros trabalhos, fica a sugestão de utilização do mesmo software para análises mais aprofundadas em relação às perdas e análises de geração de energia de sistemas já em operação.

REFERÊNCIAS

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, 2019.

Disponível em:

<<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>

Acessado em Agosto de 2019.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B.; **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**; LTC; 1 ed. Rio de Janeiro, 2016.

Canadian Solar, 2019. Disponível em:

<<https://www.canadiansolar.com/upload/2e46a5e4e1c8ba14/9da8c57eb4c725d5.pdf>>

Acessado em Agosto de 2019.

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito**, 2014. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: Maio de 2019.

Fronius, 2019. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil>>

Acessado em Agosto de 2019.

Google Earth, 2019. Disponível em: <<http://earth.google.com>>

Acessado em Agosto de 2019.

Instituto Nacional de Meteorologia, 2019. Disponível em:

<<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=tempo2/mapasPrecipitacao>>

Acessado em Agosto de 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2019. Disponível em:

<<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>

Acessado em Junho de 2019.

LIMA, Bruno G; HACK, Raysa R; AVENCA, Rebeca.B. Comparação dos níveis de Irradiação apresentados por Diferentes Fontes de Dados no Estado do Paraná e Determinação do Potencial de Geração de Energia Elétrica por Fonte Fotovoltaica em Curitiba. Curitiba: UTFPR – DIBIB, 2015.

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

SIQUEIRA, A. F. P.; DOS SANTOS, L. N. **Estudo de implantação de um sistema fotovoltaico conectado a rede (SFCR) na câmara municipal de São José dos Pinhais**. Curitiba: UTFPR – DIBIB, 2016.

Portal Solar, 2019. Disponível em:
<<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>
Acessado em Agosto de 2019.

Solarweb, 2019. Disponível em:
<<https://www.solarweb.com>>
Acessado em Agosto de 2019.

Software PVSyst V 6.83, 2019.
Disponível para download em:
<<https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>>
Acessado em Junho de 2019.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. "**Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**". Ferramenta Interativa Web. 1a Edição. Curitiba: UTFPR, 2017.
Disponível em:
<<http://atlassolarparana.com/>>
Acessado em Agosto de 2019.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de Geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Estado do Paraná**. Curitiba: SIBI/PUCPR. 2015.

TIEPOLO, G. M.; CANGIOLIERI JR, O; URBANETZ JR, J. **Estudo do Potencial de Participação das Fontes Renováveis de Energia na Matriz Elétrica do Estado do Paraná**. IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 2014.

URBANETZ JR, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 180 f. Dissertação (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC. Florianópolis, 2010.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; **Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações**; Érica; São Paulo; 2012.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**; Oficina de Textos; São Paulo; 2012.