

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 12 KWP NA CIDADE DE SANHARÓ PERNAMBUCO.

Elton Barbosa Cavalcante
Eltoncavalcante66@gmail.com

Regina Maria de lima Neto
Regina.lima@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO

Uma análise de desempenho pode ser realizada de mais de uma maneira, seja ela através de cálculos e medições manuais ou utilizando softwares e dispositivos de monitoramento centralizado que é o caso desse estudo. O objetivo principal deste trabalho consiste em quatro etapas: Estudar uma usina fotovoltaica, propor modificações, realizar as alterações e acompanhar o desempenho delas. Além do objetivo principal também é relatado uma análise dos fatores que podem provocar perdas de energia em um sistema fotovoltaico conforme a literatura, tomando como base a usina localizada na cidade de Sanharó-PE, as mudanças propostas têm foco de serem soluções práticas e de baixo custo com o propósito de melhorar o desempenho. O software PV Sol foi o escolhido pela por possibilitar o usuário realizar simulações avançadas no que diz respeito a tipos de ligação entre módulos e análise de sombreamento. A metodologia se divide em cinco passos principais que incluem a descrição e escolha do sistema, levantamento da geração e do layout mecânico e elétrico, pontos de perdas no sistema, simulação de configurações para diminuição das perdas e pôr fim a viabilidade econômica e aplicação. Os resultados obtidos demonstram uma melhora de 10,45% no desempenho do sistema para o período de 112 dias considerado, ficando dentro da faixa de perdas impostas pela empresa integradora responsável pela usina.

Palavras-chaves: Monitoramento. PV Sol. Performance.

ABSTRACT

A performance analysis can be done in more than one way, either through manual calculations and measurements or using software and centralized monitoring devices, which is the case of this study. The main objective of this work consists of four steps: To study a photovoltaic plant, to propose and carry out modifications, and to follow the performance caused by the changes. Besides the main objective it is also reported an analysis of the factors that can cause energy losses in a photovoltaic system according to the literature, taking as base the plant located in the city of Sanharó, PE, the proposed changes have the focus of being practical and low-cost solutions with the purpose of improving its performance. The PV Sol software was chosen because it allows the user to perform advanced simulations regarding the types of connection between modules and shading analysis. The methodology is divided into five main steps that include the description and choice of the system,

generation and mechanical and electrical layout survey, loss points in the system, simulation of configurations to reduce losses, and finally the economic feasibility and application. The results obtained demonstrate a 10.45% improvement in the system performance for the 112-day period considered, staying within the range of losses imposed by the integrating company responsible for the plant.

Keywords: Monitoring. PV Sol. Performance.

1 INTRODUÇÃO

No ano de 2022 foi comemorado 10 anos da resolução normativa 482/2012, feita pela ANEEL (Agência nacional de energia elétrica), que alavancou a geração distribuída no Brasil, publicada no dia 17 de abril de 2012 e que ficou conhecida como o marco legal da mini e microgeração distribuída. Essa normativa ocasionou um grande impacto no setor de energia elétrica no Brasil, conforme declarou o antigo diretor da ANEEL (2019), André Pepitone: “A geração distribuída equivale no setor elétrico à revolução do smartphone nas telecomunicações”.

De acordo com os dados do (Balanço Energético Nacional) BEN (2021), em 2020 a geração distribuída atingiu 5.269 GWh com uma potência instalada de 4.768 MWh, com destaque para a fonte solar fotovoltaica (FV) com 4.764 GWh e 4.635 MWh de geração e potência instalada, respectivamente. O volume acumulado de sistemas conectados à rede, segundo o relatório de estudo estratégico do Grenner (2021), teve um crescimento de 51,8% em 2021 de capacidade instalada em relação ao ano de 2020, sendo 2.570 MWh em 2020 e 3.900 MWh em 2021. Ainda segundo o relatório do Grenner, os sistemas de até 50 kWp são os líderes com 31% das vendas totais de sistemas no Brasil.

O Ministério de Minas e Energia (MME) fez uma publicação no dia 18/09/2021 no Diário Oficial da União, informando uma redução das alíquotas do imposto de importação que incidem sobre produtos ligados a produção de energia e entre os contemplados, o módulo fotovoltaico teve uma das maiores reduções de 12% para 6%. Com tamanho avanço e incentivo da energia FV, abre-se espaço para os mais variados profissionais das mais diversas áreas atuarem como integradores, que é a designação para empresas que fazem a ligação entre os distribuidores de materiais e o cliente final, desenvolvendo projetos e instalando o sistema FV. Porém, não é tão incomum encontrar integradores que não possuem formação técnica adequada, principalmente em áreas relacionadas à Engenharia Elétrica. Entre os erros mais comuns realizados por esses integradores estão a instalação dos módulos em áreas de muito sombreamento, o uso de ferramentas não adequadas, até erros que podem colocar em risco a garantia dos materiais e, também, a integridade física de todo o sistema, como a falta ou dimensionamento errado de dispositivos de proteção e interrupção como o DPS (dispositivo de proteção contra surtos) e o fusível.

Portanto, percebe-se que são muitas variáveis que podem afetar a segurança e o desempenho de um sistema solar FV e, caso elas não sejam levadas em consideração, a geração esperada pelo sistema pode ser comprometida, assim como a vida útil dos equipamentos. Considerando a importância dessa discussão, este artigo pretende estudar e aplicar correções em um sistema já previamente instalado na cidade de Sanharó-PE, utilizando simulações no PV Sol e os dados de entrada do inversor com a finalidade de melhorar o desempenho global do sistema fotovoltaico.

2 DESENVOLVIMENTO.

Neste tópico serão apresentados os temas que nortearam a realização do aumento de desempenho de uma usina FV de 12 kWp. Para tal, abordaremos o software de dimensionamento fotovoltaico PV Sol, escolhido para o estudo, assim como faremos a descrição sobre o inversor utilizado. Além disso, detalharemos os aspectos básicos de alterações intrusivas e extrusivas que podem ser realizadas em um sistema fotovoltaico.

2.1 O PV Sol e a radiação solar.

O PV Sol é um software de simulação de sistemas fotovoltaicos desenvolvido pela empresa alemã Valentin Software GmbH, que efetua a venda direta no Brasil. Tem como vantagens sua facilidade de uso que orienta o usuário na elaboração do projeto, numa sequência lógica e simples; além disso, ele oferece a possibilidade de trabalhar com a criação de cenários 3D ou importar de programas como o Sketchup, para uma melhor análise de sombreamento. De acordo com o portal Solarize, o banco de dados climático, utilizado pelo PV Sol é o Meteororm um dos mais reconhecidos mundialmente (outros programas, como o PVSyst usam a mesma fonte) que, recentemente, foi atualizado para a versão 8.1 e modernizou dados de irradiação para o intervalo de 1996 até 2015. Para considerar as oscilações durante o ano, o formato *typical meteorological year* (TMY) é utilizado, já que é composto por medições reais que representam as oscilações do clima local, seguindo um algoritmo complexo.

Para compreender melhor a irradiância que chega nos módulos fotovoltaicos, temos, de acordo com Scolar (2004), a global horizontal *irradiation* (GHI) que, incidindo sobre uma superfície inclinada, com um ângulo β de inclinação em relação à superfície horizontal, é a soma de 3 parcelas de irradiação. São elas a *irradiation horizontal diffuse* (DHI), a *irradiation normal direct* (DNI) e a *irradiation ground reflected* (GRI). E, conforme Fernando (2018), a DHI é o resultado de inúmeras reflexões e dispersão da radiação solar em moléculas, partículas ou nuvens presentes na atmosfera e, por isso, com menos intensidade que a radiação solar direta. Dessa forma, a DHI apresenta uma dificuldade para ser medida, sendo necessários equipamentos excessivamente caros em comparação aos equipamentos para medir as outras componentes, e, portanto, é mais comum utilizar modelos matemáticos para sua determinação a partir da GHI. Entretanto, também existem modelos matemáticos para a DNI e GRI.

Entre os diversos modelos matemáticos para determinação da irradiação solar, existem alguns que se sobressaem entre os demais. Considerando o céu anisotrópico (os termos da radiação não são constantes para toda a abóbada celeste), segundo Yang (2016), o melhor modelo disponível é o do PEREZ 4 na condição de plano inclinado.

2.2 O inversor solar e os dados de geração de energia.

O sistema solar fotovoltaico, conectado à rede elétrica, é caracterizado como uma geração distribuída. De acordo com Galle (2019), os inversores empregados em sistemas solares fotovoltaicos têm por objetivo a conversão da corrente elétrica

contínua dos módulos para corrente alternada. Eles também são responsáveis por controlar o sinal de saída para que este seja adequado à conexão na rede elétrica pública, controlando a frequência e os níveis de tensão. Albuquerque (2012), demonstra que a maioria dos inversores contemporâneos, usados na geração distribuída, é controlada pela corrente (CSI – *current source inverter*), operando com fator de potência unitário. Se, no entanto, for adotado um inversor controlado pela tensão (VSI – *voltage source inverter*), pode-se gerar tanto potência ativa como reativa, de acordo com a disponibilidade de potência do inversor.

Os dados de geração de energia elétrica dos sistemas solares fotovoltaicos são registrados no inversor e acessados com o uso de *dataloggers*, que podem vir em duas formas: integrado aos inversores ou externos, como há exemplo o *Solarview*, que integra as informações em uma única interface.

Esses *dataloggers* têm conexão com a internet e permitem ao cliente fazer o acompanhamento da geração de energia do seu sistema a qualquer instante, além disso, outros dados de monitoramento como impedância de isolamento, tensão e corrente elétrica também podem ser acessados.

2.3 Métodos não intrusivos

O método não intrusivo do inglês *Non Intrusive Load Monitoring* (NILM), como definido por Hart (1992), é um modo de realizar a medição junto ao ponto de entrada de energia e pode ser definido como aquele em que não há necessidade de acessar o interior do sistema físico. Esta definição também se exprime para condições em que se tem o acesso ao sistema fotovoltaico, mas não é necessário desligar o sistema para que alguma medição ou correção seja realizada. Entre métodos não intrusivos, que podem surtir efeitos na geração de energia, está a remoção da sujeira acumulada em cima dos módulos fotovoltaicos e a obtenção de dados elétricos através de *dataloggers* conectados ao inversor fotovoltaico.

No trabalho de Araújo (2020) é listado diversos fatores que afetam a taxa de sujeira nos módulos e, entre elas, estão a temperatura ambiente, umidade, poluição do ar, características da superfície FV, velocidade e orientação do vento. A limpeza pode ser feita de forma natural, quando o local possui chuvas regulares, de forma manual ou automatizada, quando não há chuvas frequentes. Para fins de percepção do impacto no desempenho foi realizada a limpeza manual aplicada de forma semanal em um sistema em Minas Gerais, e foi constatado um aumento de 10,26% da produção de eletricidade (BARBOSA, 2018); já quando a limpeza dos módulos foi realizada a cada 14 dias de forma automatizada, em Zahrani, no Líbano, teve um aumento identificado de 32,27% na produção de eletricidade (HAMMOUD, 2019).

Também pode ser classificado como um método não intrusivo a medição de temperatura dos módulos fotovoltaicos. A temperatura causa alguns efeitos expressivos nos módulos fotovoltaicos. Ela afeta o funcionamento das células com a diminuição da tensão de curto-circuito (VOC) e, conseqüentemente, altera a localização do ponto de máxima potência. A elevação da temperatura faz com que, na corrente de curto-circuito (ISC), o efeito seja contrário ao da tensão, apresentando uma elevação em correspondência ao aumento da temperatura; porém, essa alteração de corrente é muito pequena. Quando a alteração de corrente é comparada à alteração da tensão, a mesma pode ser considerada desprezível (PINHO, 2014).

2.4 Métodos intrusivos

Já os métodos intrusivos, são aqueles em que há necessidade de acesso ao sistema de estudo. Essa definição, no caso de sistemas fotovoltaicos, consiste em técnicas em que é necessário a intervenção direta no sistema, na qual o motivo pode ser para que alguma medição, modificação ou manutenção seja realizada implicando na necessidade de desligar o sistema ou, pelo menos, um dos arranjos.

Entre os principais métodos intrusivos está a correção da inclinação dos módulos. De acordo com Galle (2019), há dois principais fatores que devem ser levados em conta quando se estuda a implementação de um sistema: a inclinação da superfície onde serão instalados os módulos e o azimute, já que dependendo da escolha do posicionamento os módulos podem receber mais ou menos irradiação solar, interferindo diretamente na capacidade de energia gerada.

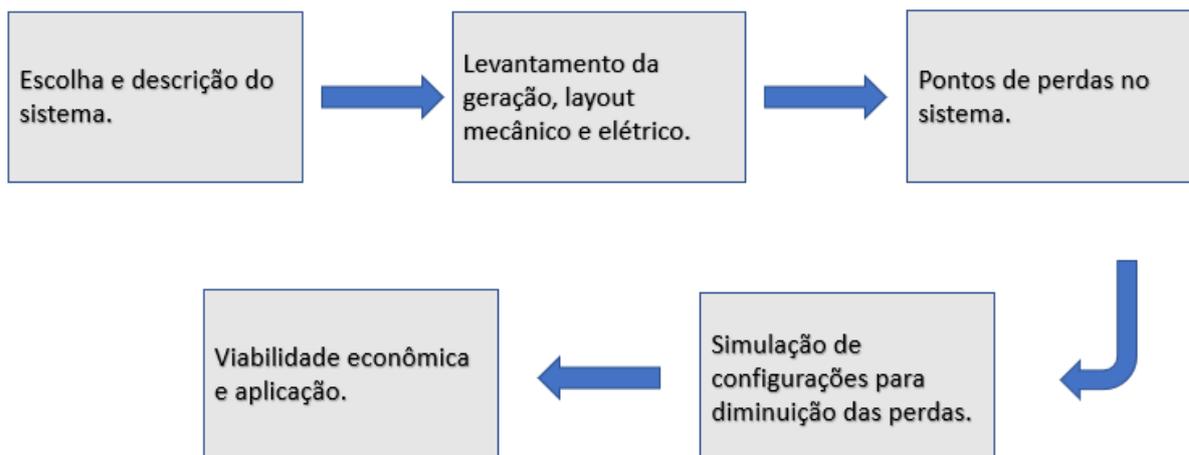
O sombreamento é um fenômeno conhecido como o inimigo da energia solar. Sempre que novos sistemas vão ser instalados, é importante verificar possíveis objetos que possam provocar o sombreamento. O método utilizado para corrigir módulos atingidos pelo sombreamento consiste em um método intrusivo, já que é necessário o desligamento do arranjo fotovoltaico atingido por ele para que seja reposicionado, caso não seja possível remover o objeto responsável pelo sombreamento.

Conforme Pinheiro (2020), existem situações em que o sombreamento parcial pode ocorrer diariamente, podendo ocorrer uma diminuição em termos de geração, assim como a ocorrência de *hotspots* e os efeitos de *mismatch*. Os *hotspots*, de acordo com Carneiro (2010), é um fenômeno caracterizado como o superaquecimento de células FV, uma vez que elas se encontram sombreadas, passando a agir como uma carga ao invés de gerar energia. Já o efeito de *mismatch* é conhecido, conforme citado por Dantas (2021), como um dos maiores causadores de déficits na geração, caracterizado pela incompatibilidade ou descasamento entre as potências dos módulos fotovoltaicos de um arranjo ou de uma string.

3 METODOLOGIA

A otimização do desempenho proposta por este trabalho será realizada em um sistema fotovoltaico instalado na cidade de Sanharó que apresenta uma geração inferior ao esperado. Para atingir o objetivo proposto, utilizou-se uma metodologia baseada em cinco passos, conforme a Figura 1.

Figura 1 - Diagrama da metodologia empregada neste estudo.



Fonte: O autor (2022).

3.1 Escolha e descrição do sistema

Primeiramente foi realizado o contato com a empresa integradora para verificar quais sistemas poderiam ser objeto de estudo entre os monitorados por ela. Foram dois os critérios que definiram a sua escolha, o primeiro é que o sistema já estivesse instalado e funcionando desde janeiro de 2021 para que a análise dos resultados pudesse ser realizada através de comparativo com o mesmo período do ano de 2022, o segundo critério foi a necessidade da empresa em realizar de fato alguma intervenção devido à baixa eficiência ou mal funcionamento de algum sistema.

A usina escolhida está localizada na cidade de Sanharó-PE, cuja facilidade de acesso também foi um aspecto considerado. O sistema havia sido instalado no dia 16 de janeiro de 2021 e ainda estava no período de garantia do contrato entre cliente e integrador. O sistema conectado à rede escolhido possui as seguintes características: potência FV de 14,07 kWp e potência do inversor de 12 kW, sendo composto por 42 módulos fotovoltaicos policristalinos modelo BYD-P6K-335W com uma I_{SC} de 9,39 A e V_{oc} de 47,28 V, um inversor do fabricante *Sungrow* modelo SG 12KTL-M com dois MPPT, cada um com uma entrada independente e um *datalogger*.

3.2 Levantamento da geração, layout mecânico e elétrico

Como já citado na fundamentação teórica deste trabalho, alguns sistemas podem ter sua análise de geração realizada remotamente devido a presença dos *dataloggers* que enviam parâmetros elétricos de entrada e saída em tempo real para um portal no qual o inversor é cadastrado. A presença deste monitoramento poupou a necessidade de realizar a medição presencial das grandezas analisadas. A Tabela 1 indica a geração real e a prevista durante os meses de fevereiro a junho de 2021 retiradas do portal *isolar.cloud conectado ao inversor*.

A energia esperada calculada pela empresa integradora, conforme traz a segunda linha da Tabela 1, representa a produção que o sistema FV deveria ter gerado nesse período e aqui neste trabalho a temos como valor a ser alcançado para que o sistema tenha um bom desempenho.

É possível ver que a energia da primeira linha é sempre menor que a da segunda linha sendo a energia gerada real, a energia que o sistema estava gerando, e a energia esperada, a que a empresa integradora tomou como meta a ser alcançada

como desempenho dessa usina. A disparidade média no período considerado, entre essas energias é de -22,62%. De acordo com a política de qualidade da empresa, a discrepância é considerada aceitável quando a média é menor que 20%, sendo esse o nível de perdas máximo que um sistema deve apresentar para as condições de irradiação local.

Tabela 1: Dados de energia elétrica do sistema em análise

	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
Energia gerada real (kWh)	1819	1784	1540	1128	959
Energia esperada (kWh)	1995	2187	1968	1625	1444
Diferença percentual	-8,82%	-18,4%	-21,7%	-30,6%	-33,6%

Fonte : O autor (2022)

Para identificar tanto o *layout* elétrico como mecânico do sistema, foi necessário a ida no local da usina devido a um impasse, o diagrama estava desatualizado com a situação real do sistema. Logo todas as informações que não estavam disponíveis em projeto foram conseguidas no local como configuração das ligações, localização dos componentes com auxílio de um drone e realização de inspeção visual para identificação de problemas que pudessem ser constatados visualmente, tais como possíveis defeitos nos componentes, conexões dos terminais folgados e disposição dos cabos. A Figura 2 retrata as condições capturadas do sistema analisado.

Figura 2: Imagens capturadas da usina FV analisada.



Fonte: O autor (2022)

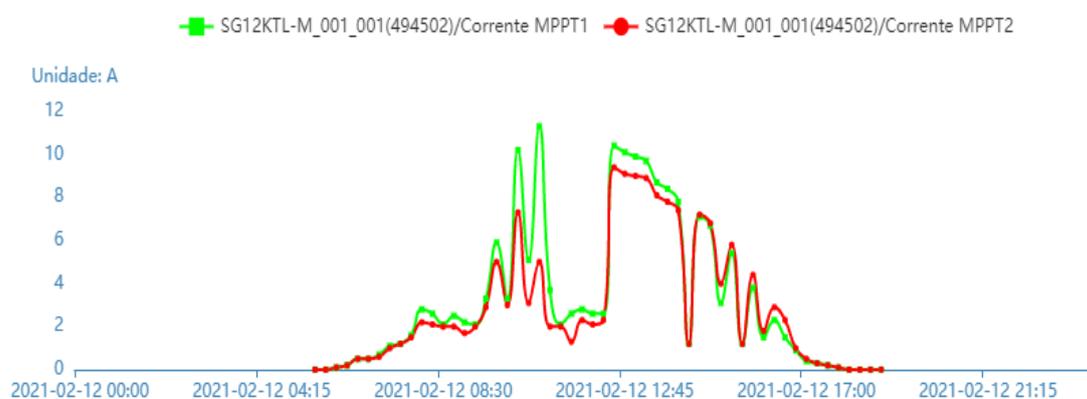
Como evidenciado na Figura 2, existem 3 conjuntos de módulos nesse sistema FV, uma para cada queda d'água, porém, o inversor possui apenas 2 entradas independentes. Desse modo, os conjuntos 1 e 2, que totalizam 22 módulos, estão ligados em série na entrada MPPT 2 e o conjunto 3 composto por 20 módulos está conectado à entrada MPPT 1.

Um fenômeno notado é que ao selecionar o conjunto 1 e 2, o PV Sol informa que devido ao fato de os módulos estarem com uma diferença superior a 2º entre si

na direção e inclinação, ambas as áreas são consideradas como uma única string, mas de conjuntos diferentes e impostas a diferenças pois os efeitos de Mismatch são acentuados nessa configuração

Na Figura 3 é possível analisar os valores da corrente de entrada por MPPT para o dia 12/02/2021. É perceptível que durante o período da manhã até aproximadamente 11 horas, momento em que a irradiância está normalmente mais próxima de seu pico máximo, a corrente do MPPT 2 apresenta uma diferença por volta de 2A em relação ao MPPT 1. Essa análise ajuda a compreender melhor o comportamento do sistema e levantou hipóteses de que houvesse alguma interferência da disposição dos módulos em relação ao sombreamento. Essa questão foi solucionada com o auxílio do software PV Sol com a função cálculo de sombreamento como mostra a sessão 3.2.

Figura 3: Corrente de entrada no MPPT 1 e MPPT 2



3.2 Pontos de perdas no sistema

Outro fator observado que resulta em perda de geração de energia FV é a sujeira sobre os módulos, que ocorre quando a manutenção do sistema não é frequente. Normalmente, nos softwares mais comuns do mercado como o PVsyst e Pv Sol consideram como opção *default* um valor de perda de produção de 3% ao ano para uma manutenção frequente, no entanto, em casos mais específicos a depender do local e clima, se a limpeza não for realizada de maneira regular, tal fator pode ser ultrapassado. A Figura 4, ilustra o estado de sujeira dos módulos FV da usina estudada, apesar de não apresentar sinais de sujeira encrustada a imagem abaixo indica que a manutenção desses geradores não era realizada de forma frequente.

Figura 4: Sujeira nos módulos no dia 17/01/2022

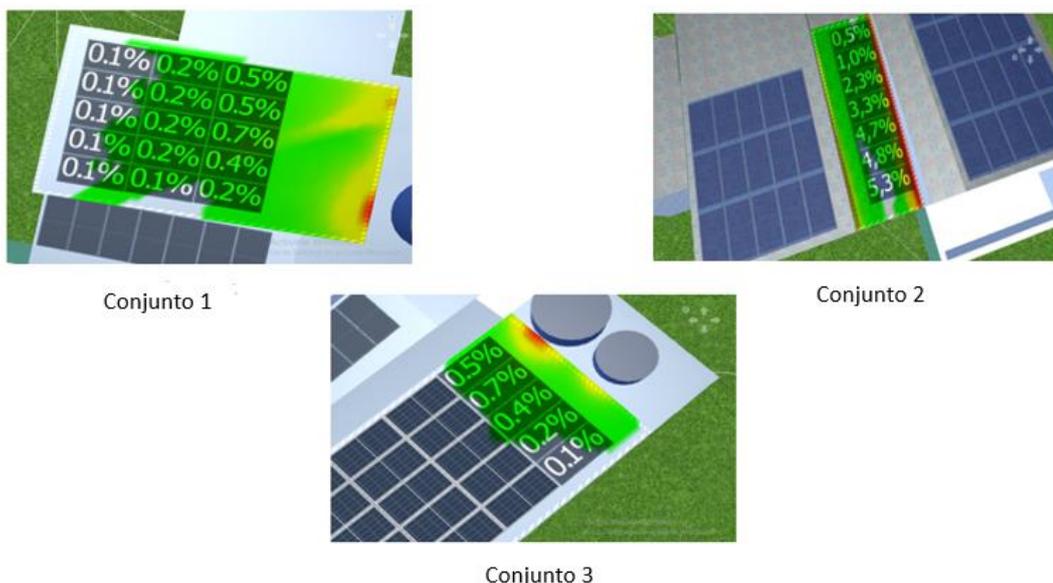


Fonte: O autor (2022)

Nessa etapa para observar o comportamento do sistema em relação ao sombreamento da estrutura, impacto das ligações realizadas e dimensionamento, foi feita uma simulação do sistema FV no software PV Sol, com o máximo de detalhes possível, como forma de reproduzir o comportamento real que o sistema estava imposto, a taxa de sujeira do sistema foi considerada 5% na simulação. As imagens retiradas pelo drone foram úteis para construir um modelo 3D no Sketchup que foi exportado para o PV Sol e utilizado para detectar o sombreamento.

Na Figura 5 são apresentadas as perdas percentuais de irradiação, ocasionadas por sombreamento das estruturas ao redor, em cada painel ao longo do ano. Essa informação é muito valiosa pois permite filtrar rapidamente as áreas afetadas pelo sombreamento, otimizando a geração eliminando ao máximo as sombras nos geradores. Para utilizar essa ferramenta são necessárias as coordenadas geográficas e o ângulo azimutal da instalação FV, elas servem para que o programa consiga simular o comportamento dos raios solares ao longo do ano. Os valores utilizados na simulação foram: latitude $-8,36^{\circ}$ S, Longitude $-36,37^{\circ}$ O e ângulo azimutal $122,7^{\circ}$ N.

Figura 5 : Sombreamento dos módulos FV na simulação.

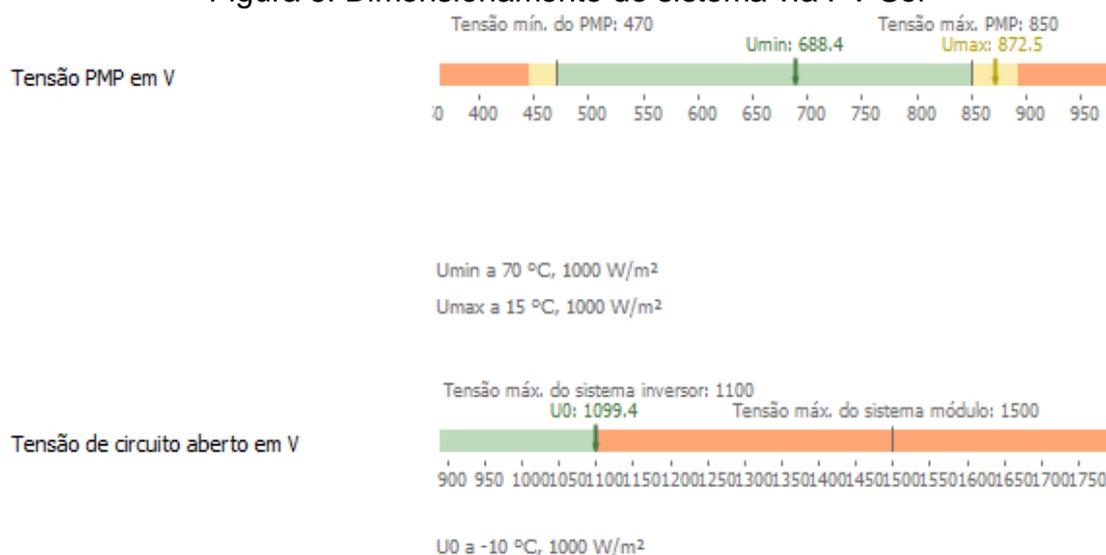


Fonte: Autor(2022)

A partir da Figura 5, foi possível constatar que o maior índice de perdas de irradiação no sistema foi de 5,3% na string 2, no qual a cor verde indica um sombreamento leve, o amarelo um sombreamento moderado e vermelho sombreamento intenso.

No próximo passo da simulação, foi possível obter um *feedback* do simulador acerca do dimensionamento do inversor. Essa etapa tornou a análise de verificação de limites do fabricante mais fácil de identificar para esta usina. Os valores representados pela primeira barra colorida da figura 6 representam os limites de tensão do MPPT, a cor verde indica os valores aceitáveis e a verde e vermelha indicam valores inalcançáveis para o rastreamento desse inversor. Os parâmetros deste modelo de inversor foram inseridos no banco de dados de forma manual. O principal aspecto observado foi as tensões dos conjuntos 1 e 2 que quando ligadas em série, totalizam um máximo de 872,5 V para uma temperatura de 15°C, valor superior ao intervalo de tensão de rastreamento do MPPT 2, que é de 470 a 850 V. Esse fato gera uma perda de eficiência do rastreador já que os módulos não estão operando no ponto de máxima potência.

Figura 6: Dimensionamento do sistema via PV Sol



Fonte : O autor (2022).

Ainda na Figura 6 vale salientar que na segunda barra da imagem acima, o software indica que o valor da tensão de circuito aberto (VOC) chegou a um valor de 1099,4 V a uma temperatura de -10° C e por apenas 0,6 V, não atingiu o limite máximo suportado pelo inversor. Caso esse limite chegasse a ser ultrapassado o inversor seria automaticamente desligado pelo seu sistema de proteção devido à alta tensão em sua entrada. O fator de dimensionamento (FDI) para este sistema ficou em 115%.

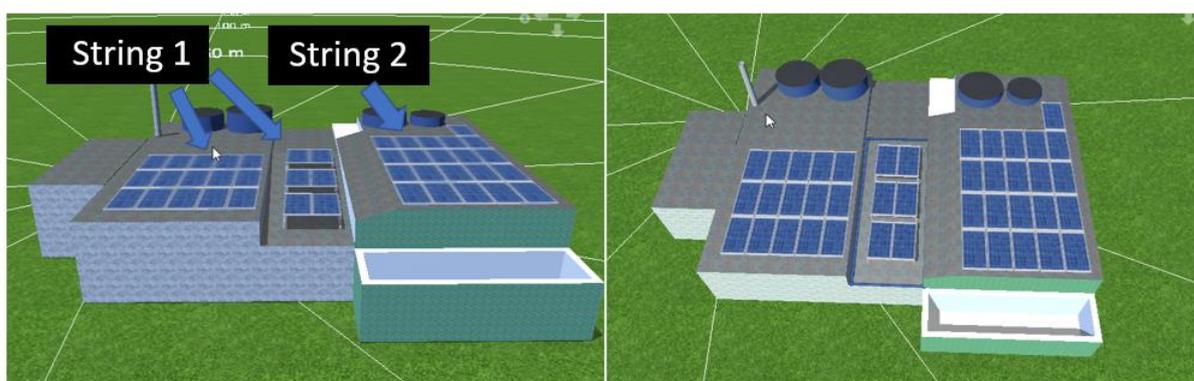
3.3 Simulação de configurações para diminuição das perdas

Reunindo as informações sobre a identificação dos pontos de perdas, o próximo passo foi realizar simulações dessa vez visando um layout que não sofra os mesmos problemas citados anteriormente para melhorar o desempenho do sistema.

Como no total são 42 módulos e o inversor tem apenas dois MPPT, foi simulado uma alteração na qual um dos módulos do conjunto 2 não mais fizesse parte da ligação entre os conjuntos 1 e 2, transferindo-o para a ligação 3 fazendo assim um equilíbrio da quantidade de módulos sendo 21 módulos no conjunto 3 e 21 nos conjuntos 1 e 2. Essa mudança permitiu que o rastreador do ponto de máxima potência não tivesse seu limite máximo ultrapassado, pois a tensão série dos módulos do conjunto 1 e 2 foram diminuídas.

Desse modo, restaram seis módulos no conjunto 2, a orientação deles foi alterada para o modo retrato e a inclinação corrigida para que ficassem na mesma disposição da string 1, assim, as duas strings atuam como um único conjunto. A alteração diminuiu as perdas por *mismatch* e eliminou o sombreamento nos módulos centrais devido ao aumento de altura dos suportes de sustentação. A estrutura proposta para a usina FV pode ser conferida na Figura 7.

Figura 7: Layout do sistema após mudanças em simulação



Fonte: O autor (2022)

A Tabela 2 retrata o efeito resultante das alterações propostas na Figura 7 e tem como objetivo mostrar que o sistema terá um desempenho melhor caso o layout acima seja aplicado. Ao observar a terceira linha, percebe-se que a diferença percentual entre a energia esperada *versus* simulada apresenta uma média de -6,40% em todo o período de análise, o que retrata uma diminuição de 16,22% em comparação com a diferença média presente na tabela 1.

Tabela 2: Energia simulada no PV Sol

	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho
Energia simulada (kWh)	1829	2030	1803	1586	1384
Energia esperada (kWh)	1995	2187	1968	1625	1444
Diferença percentual	-8,32%	-7,73%	-9,15%	-2,46%	-4,34%

Fonte: O autor (2022).

3.4 Viabilidade e aplicação.

Essa proposta foi apresentada aos representantes da empresa para que eles avaliassem se o que foi apresentado está de acordo com o que eles esperam para realizar nessa usina. Como podemos observar na Figura 7, essa alteração necessita de um suporte de aço para correção da inclinação e um prolongamento do trilho para fixar o módulo deslocado para o outro. Outras opções que utilizassem a área de montagem restante, como dispersar os modulados centrais nos espaços vazios do telhado do conjunto 1 foram avaliadas, porém não tiveram um resultado satisfatório devido à baixa mobilidade proporcionada por irregularidades do telhado o que dificultava a fixação dos trilhos. Desse modo, a empresa decidiu aplicar esta a modificação sugerida visto que a cada dia que o sistema deixa de gerar o que era esperado gera um *déficit* maior entre a geração real e a esperada.

Logo, a integradora solar realizou as alterações com os métodos simulados no dia 17 janeiro de 2022. No processo de finalização das alterações também ocorreu uma limpeza dos módulos para melhorar a eficiência individual de cada painel já que a manutenção de limpeza não era frequente nesse sistema.

Para analisar os resultados da metodologia aplicada, foi utilizado comparações do desempenho e da energia total produzida para intervalos de tempos iguais. Para verificar visualmente a energia gerada e o desempenho entre períodos, foi utilizado as ferramentas disponíveis no SolarZ que é uma plataforma conectada ao portal do inversor, que reúne e facilita a interpretação dos dados de monitoramento. Nele existe uma ferramenta chamada prognóstico, ela representa a energia diária esperada que é calculada conforme a equação 1.

$$\text{Prognóstico do dia} = \frac{\text{rendimento mensal(\%)} * \text{geração anual prevista}}{\text{número de dias no mês}} \quad (1)$$

A variável rendimento mensal da equação 1 é inserida de forma automática com base nos valores dos dados de irradiação solar do local de instalação da usina retirados do atlas brasileiro de energia solar do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Além desta ferramenta também é informado a geração e o desempenho no período que é calculado conforme a equação 2.

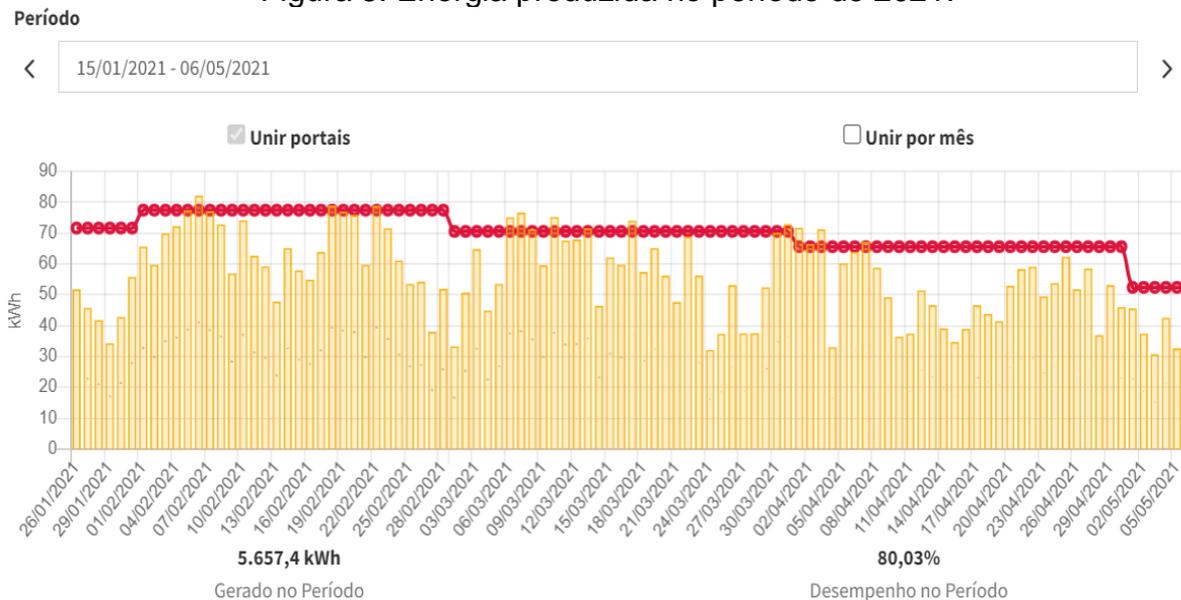
$$\text{Desempenho} = \frac{\text{geração mensal}}{\text{prognóstico}} \quad (2)$$

4 RESULTADOS

Na Figura 8 é apresentada a energia de saída produzida pela usina no período de 26 de janeiro a 06 de maio de 2021. Ela representa a geração que o sistema vinha apresentando dia a dia e informa a geração total no período além do desempenho da usina no período. Essa imagem foi retirada do SolarZ, as colunas representam a

energia diária e a linha vermelha horizontal sobre as colunas representa o prognóstico citado.

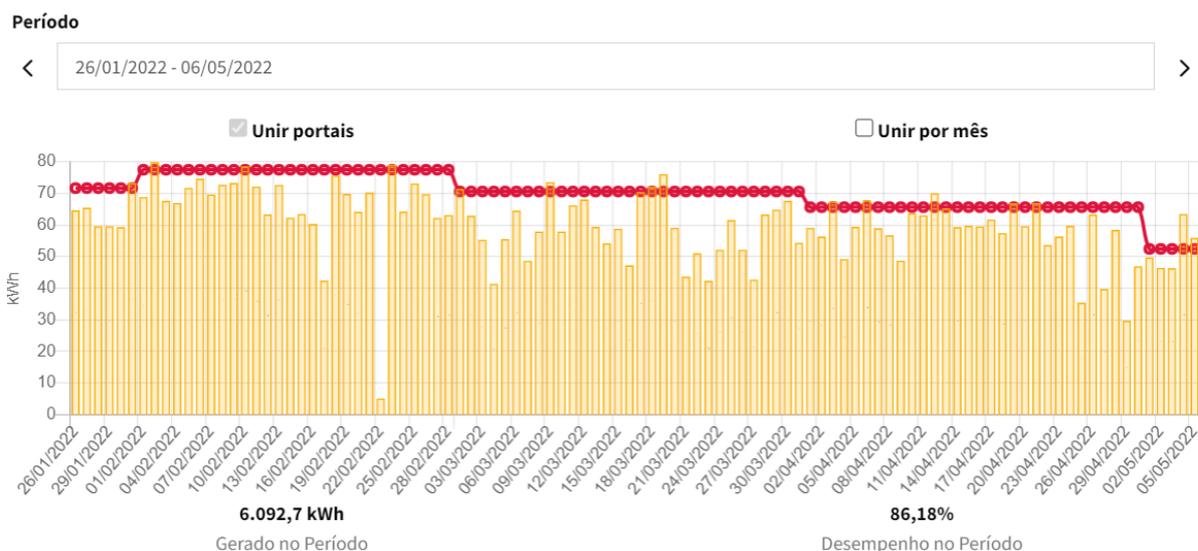
Figura 8: Energia produzida no período de 2021.



Fonte: Autor (2022)

Para realizar a comparação a imagem 9 que representa a energia diária apresentada pela usina, mas dessa vez no período de 2022 após passar pelas alterações propostas por este trabalho na sessão.

Figura 9: Energia produzida no período de 2021



Fonte: Autor (2022)

Ao comparar o desempenho de cada período temos um valor de 80,09% em 2021 e 86,18% para 2022 o que representa um acréscimo de 6,09% no total, essa primeira variável mostra um efeito positivo nas mudanças realizadas em simulação. Observando o gráfico é possível notar que para um mesmo prognóstico a diferença

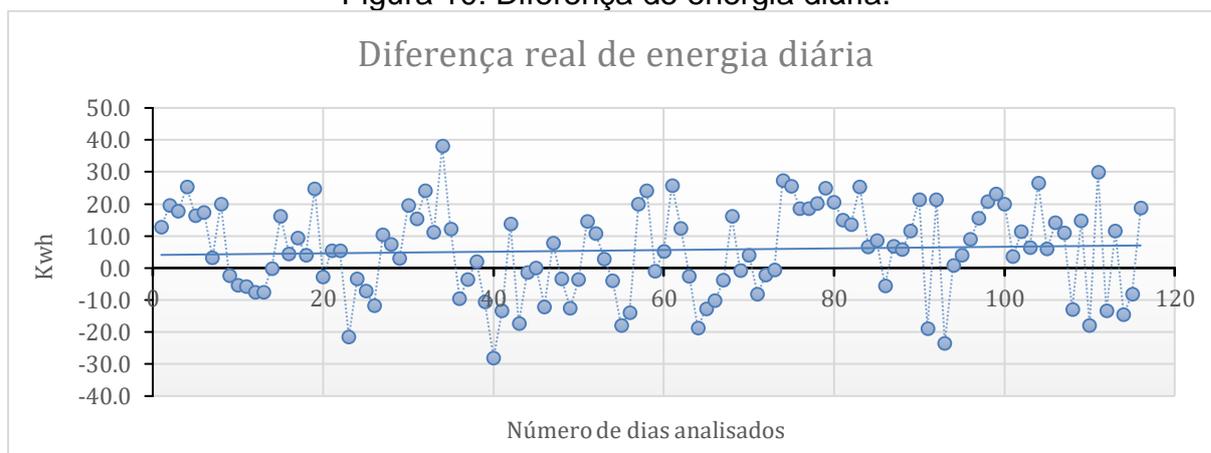
entre a energia esperada e a energia real para a imagem do período pós mudanças apresenta espações menores quando comparados ao período anterior indicando que dia a dia a usina vem apresentando uma geração superior.

Observando a geração do dia 22/02/2022 nota-se que ele apresenta uma energia muito abaixo do padrão dos outros dia, isso não acontece exclusivamente com esse dia e justifica-se pelo fato de que nesse dia houve uma falha de comunicação do *datalogger*, ocorrida seja pela falta de internet ou de até mesmo clientes que desliga temporariamente o sistema por medo de raios que possam atingir suas usinas em dias chuvosos.

Para contornar esse efeito de falta de dados foi utilizada uma análise que maximiza o número de dias utilizados na comparação, eliminando os dias em que não havia dados disponíveis. Optar por esse método ao invés de uma comparação mês a mês como nas tabelas anteriores, proporciona um valor mais preciso sobre o quanto de energia a mais foi produzida de um período para outro.

Desse modo, para criar o gráfico da Figura 10, foi selecionado os dados de energia entre 26 de janeiro a 30 de maio e desconsiderados os dias em que havia falta de dados. Então o valor entre o período pós alteração foi subtraído do valor antes das mudanças, produzindo assim o gráfico da diferença entre energia produzida.

Figura 10: Diferença de energia diária.

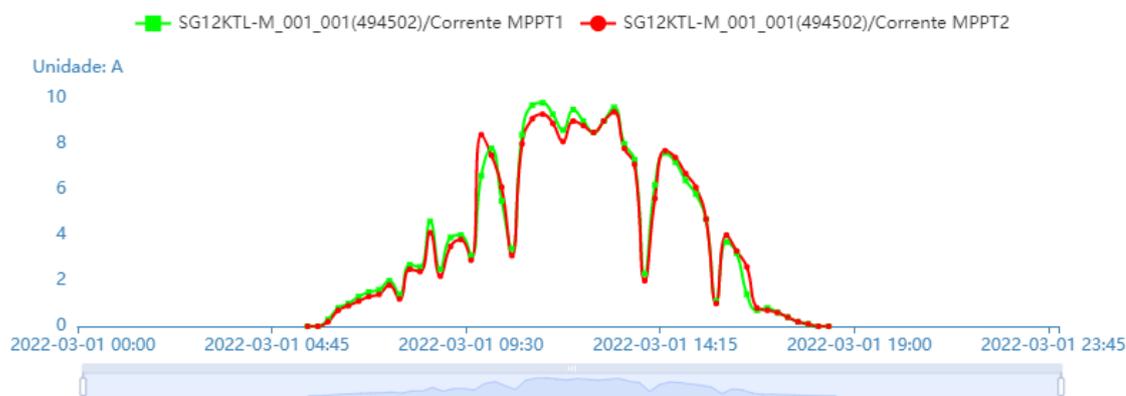


Fonte: Autor (2022)

Observando o gráfico acima, cada ponto indica um dia do período selecionado e caso ele esteja abaixo do eixo da abscissa "x", então naquele dia houve uma geração em 2022 menor que em 2021 numa comparação direta. Para melhor guia podemos observar a linha de tendência azul que está positiva e crescente no eixo x, com ela, visualizamos que realmente o sistema em 2022 apresentou desempenho melhor quando comparado ao ano de 2021.

Em termos absolutos, a diferença de energia entre os dois períodos foi de 645,3 kWh para um intervalo de 116 dias, isso representa em termos percentuais uma diferença de 10,45%. Já na Figura 11 o comportamento da corrente elétrica de entrada no MPPT 1 e 2 é demonstrado após as mudanças propostas. Os valores que compõem o gráfico abaixo são formados por um intervalo de 15 em 15 minutos.

Figura 11: Corrente no MPPT 1 e 2 em 2022.



Fonte: Autor(2022)

Fica evidente que houve uma diferença no comportamento da corrente no antes e após as mudanças, a corrente do MPPT 1 em relação ao MPPT 2 agora está mais próxima conforme era esperado. As pequenas oscilações que permanecem entre as correntes são apenas as provocadas pelo pouco sombreamento que ainda atinge uma pequena parte do sistema.

5 CONCLUSÕES

Conforme foi observado a energia gerada pelo sistema melhorou e ainda que ela tenha ficado um pouco abaixo do prognóstico em grande parte dos dias, ela foi considerada como um resultado satisfatório pela empresa responsável. Um resultado semelhante ao obtido, um pouco abaixo, já era esperado, já que a energia esperada pela empresa apresentava valores superiores ao desempenho que esta usina com tamanho de 12 kWp poderia ter. E esse valor alto foi dimensionado desse modo, pois o cálculo dessa energia foi realizado sem a utilização de um software de simulação especializado

O resultado obtido neste trabalho teve um resultado satisfatório, já que, teve um aumento de mais de 400 KW em menos de 4 meses. Não foi possível analisar um período maior para observar como a usina vai se comportar ao longo do ano, mas todos os resultados presentes neste trabalho indicam que a usina, tende a permanecer com um desempenho superior ao que ela vinha apresentando antes da aplicação das melhorias propostas. E visando o lado acadêmico esse trabalho se propôs a utilizar o PV Sol como software de simulação mesmo que após algumas pesquisas por trabalhos semelhantes foi observado que os simuladores mais utilizados nestes casos sejam o PVSyst e o System Advisor Model (SAM). Espera-se que este projeto sirva como fonte de conhecimento para outros pesquisadores que desejam elaborar uma análise de usinas fotovoltaicas utilizando o PV Sol.

REFERÊNCIAS

ARAÚJO, D. et al. Impactos da sujidade e efeitos da limpeza. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza: [s.n.]. 2020.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL BRAZILIAN ENERGY BALANCE. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>>.

CARNEIRO, J. Eletromagnetismo b módulos fotovoltaicos características e associações. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf>.

DANTAS, J. C. Perdas fotovoltaicas por efeito de mismatch. Revista eletrônica de Engenharia elétrica e mecânica. [s.l]:[s.n] dez.2021.p.71-80

Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2021 | Mercado Fotovoltaico 2º Semestre - Greener. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategicogeracao-distribuida-2021-mercado-fotovoltaico-2-semester/>>. Acesso em: 6 jun. 2022.

FERNANDO, T. et al. Estudo da distribuição espacial hemisférica da radiação difusa ao longo do dia. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/35491/1/ulfc121906_tm_Telmo_Batalha.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2022.

GALLE, V. Estudo da estimativa de geração de energia solar fotovoltaica do software pv sol em sistema de até 4kw conectados à rede elétrica. Universidade federal do rio Grande do Sul, Porto Alegre. 209.

Geração solar distribuída atinge 1 gigawatt no País com 99% das instalações. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/geracao-distribuida-atinge-1-gigawatt-no-pais-com-99-das-instalacoes-a-partir-da-fonte-solar.html#:~:text=%E2%80%9CA%20gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%A7%C3%A3o%20equivale%20no,marco%20regulat%C3%B3rio%20existente%20no%20Pa%C3%ADs.>>>. Acesso em: 6 jun. 2022.

GUILHERME, T. PINHEIRO. Análise do comportamento de sistemas fotovoltaicos multistring com sombreamento parcial. Universidade Federal do Pampa. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://dspace.unipampa.edu.br/jspui/bitstream/rii/5366/1/Guilherme%20Trindade%20Pinheiro%20-%202020.pdf>>. Acesso em: 9 jun. 2022.

HAMMOUND, M; Shokr, B; Assi, A; Hallal, J; e Khoury, Effect of dust cleaning on the enhancement of the power generation of a coastal PV-power plant at Zahrani Lebanon. Solar Energy, vol. 184, pp. 195-201.

HEIN, H. Redução de impostos para equipamentos FV é bem recebida pelo setor. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/reducao-de-impostos-para-equipamentos-de-energia-solar-e-bem-recebida-pelo-setor/>>. Acesso em: 5 ago. 2022.

IMPrensa NACIONAL. RESOLUÇÃO No 70, DE 16 DE JULHO DE 2020 - DOU - Imprensa Nacional. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-70-de-16-de-julho-de-2020-267580871>>. Acesso em: 22 jun. 2022.

LIMA, F. ALBUQUERQUE, D. Sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica operando como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa. Universidade Federal de Uberlândia [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/14295/1/t.pdf>>.

PINHO, J. T.GALDINO, Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar, GTES– CEPEL – DTE - CRESESB, Edição revisada e atualizada, março 2014, 530 p.

Sci-Hub, Non intrusive appliance load monitoring. Proceedings of the IEEE, 80(12), 1870–1891 | 10.1109/5.192069. Disponível em: <<https://sci-hub.se/10.1109/5.192069>>. Acesso em: 14 jun. 2022.

SCOLAR, J. Martins, D.; ESCOBEDO, J. F. Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. Revista Brasileira de Geofísica, v. 21, n. 3, dez. 2003.

YANG, D. Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks. Solar Energy, v. 136, p. 288–302, out. 2016.