

A UTILIZAÇÃO DE MODELOS 3D NA ANÁLISE DE SOMBREAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NO SOFTWARE PVSYST

Marcelo Esposito – marcelo.esposito@uffs.edu.br

Renato Calegari – renato.calegari@uffs.edu.br

Vandeir Bassoli – vandeir.bassoli@uffs.edu.br

Bruno Zucuni Prina – bruno.prina@uffs.edu.br

Eduardo Pedro Allievi Filho – eduardo_allievi@hotmail.com

Fernanda Do Couto Bragança – fernandadcbraganca@hotmail.com

Universidade Federal da Fronteira Sul Campus Erechim, Curso de Arquitetura e Urbanismo

Taís Rosângela Correia Souza – corre131@umn.edu

University of Minnesota, Department of Civil, Environmental, and Geo-Engineering

Joaquim Guerreiro Marques – jmgmarques@uevora.pt

Mouhaydine Tlemcani – tlem@uevora.pt

Universidade de Évora, Departamento de Engenharia Mecatrônica

Resumo. Dentre as fontes de energia renovável como a energia eólica, hidráulica e biomassa, geotérmica e maremotriz, a solar fotovoltaica é a que mais se adapta às edificações comerciais e residenciais, e casas de todos os tamanhos. É de fácil instalação, comparada com as demais, além de ser um sistema de geração de energia eficiente, silencioso e sustentável. Os módulos podem ser instalados em lugares remotos e em áreas urbanas, integrados diretamente às edificações. O principal fator de diminuição do desempenho de usinas fotovoltaicas consiste no sombreamento advindo de outros objetos como a vegetação, edificações circundantes, postes, taludes, entre outros. A partir disso, o objetivo deste trabalho foi avaliar o potencial de geração de energia elétrica, analisando a presença ou não de sombreamento na usina fotovoltaica da Universidade Federal da Fronteira Sul Campus Erechim. Foram utilizados dados topográficos para a localização da usina e para a identificação das potenciais sombras e os softwares SketchUp e PVSyst para efetuar a análise das perdas a partir da modelagem tridimensional. A usina instalada em solo é composta por 4 inversores de 100kW, sendo que nos inversores 1, 2 e 3 estão conectados 252 módulos em cada um e no inversor 4 são 248 módulos, contabilizando um total de 1004 módulos de 405Wp. Foram identificadas as fileiras, as strings e os módulos que eventualmente recebem algum sombreamento para fins de mitigação das fontes de perdas. Os resultados mostraram que o sombreamento dos módulos aconteceu em áreas restritas, somente no início da manhã e no final da tarde. O diagrama de perdas anual do PVSyst indicou perdas da ordem de 1,5% com sombras próximas. Utilizando dados referentes ao comportamento dinâmico da tensão e da corrente elétrica das strings e a curva I-V destas, não foi possível concluir que o sombreamento influenciou ou causou desvios na curva I-V.

Palavras-chave: Sombreamento, Modelo, 3D.

1. INTRODUÇÃO

Cada vez mais a demanda por energia elétrica vem crescendo no contexto mundial e os preços elevados praticados pelas concessionárias de energia fazem com que se busquem alternativas de fornecimento (mercado livre de energia), ou até mesmo de geração própria, dando origem ao conceito de prosumidor de energia.

A instalação de sistemas fotovoltaicos (SFV) é uma excelente alternativa para a geração de energia elétrica de forma sustentável. Esses sistemas convertem a energia solar diretamente em energia elétrica, sem a emissão de gases, sem a necessidade de partes móveis e de forma silenciosa, utilizando o Sol, que é uma fonte de energia limpa, renovável e virtualmente inesgotável (SIGNORINI, 2014).

De acordo com Cleff et al. (2018), o investimento em sistemas fotovoltaicos contribui com a diminuição dos gastos em universidades. A maior parte do orçamento das instituições de ensino é relativo ao pagamento de pessoal e a verba que as instituições dispõem para o funcionamento da própria instituição, denominadas de verbas de custeio. Essas verbas devem prever, além do pagamento dos serviços terceirizados de portaria, limpeza e vigilância, a manutenção dos prédios, fornecimento de água, energia elétrica, telefonia, entre outros. A energia elétrica é uma das maiores despesas de custeio nas instituições de ensino superior, logo após as despesas com os serviços terceirizados, fazendo com que a utilização de energias renováveis dentro da própria instituição seja de grande auxílio no orçamento final.

A instalação de sistemas fotovoltaicos para a produção de energia elétrica se mostrou notoriamente viável no país após a publicação da Resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabeleceu as condições gerais para o acesso a micro e minigeração distribuída, além do sistema de compensação de energia elétrica. A aprovação posterior da Resolução 687/2015 da ANEEL complementou e ampliou os benefícios da resolução anterior, proporcionando condições efetivas para a ampliação deste sistema. A possibilidade de compensação dos créditos de energia em até 60 meses bem como o regramento do autoconsumo remoto, que permite a utilização do excedente de

energia gerada para abater o consumo de energia de outra instalação, desde que de mesma titularidade e na mesma área de concessão, ampliaram as condições de viabilidade comercial da geração solar FV, até então tida como muito onerosa e de retorno demasiadamente lento. Além destes, outros fatores tornaram esta geração mais atrativa: a elevação, acima dos índices inflacionários, nos valores das tarifas de energia elétrica e a redução dos custos de equipamentos e SFV (CLEFF et al., 2018). A lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 instituiu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. A lei permite às unidades consumidoras já existentes e às que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em 2022, a continuação, por mais 25 anos, dos benefícios hoje concedidos pela ANEEL por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). A Lei também define as regras que prevalecerão após 2045 e quais serão as normas aplicáveis durante o período de transição. A Lei 14.300/22 estabelece uma etapa de transição para a cobrança de tarifas de uso dos sistemas de distribuição por parte de micro e minigeradores. Até 2045, micro e minigeradores existentes pagarão os componentes da tarifa somente sobre a diferença, se esta for positiva, entre o consumido e o gerado e injetado na rede de distribuição, como já ocorre hoje.

Para a realização de dimensionamento do projeto fotovoltaico, é preciso levar em consideração diversos fatores, como: perdas ôhmicas, sombreamento do local, angulação dos módulos fotovoltaicos, posicionamento em relação à trajetória solar, posicionamento geográfico e perdas por temperatura. As intervenções climáticas são as mais difíceis de serem previstas sem o auxílio de um banco de dados meteorológico confiável. Como existem diversos fatores a serem levados em consideração, o uso de *softwares* FV pode servir como auxílio para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, pois é capaz de considerar as situações citadas anteriormente (DE PAULA et al., 2022)

A célula fotovoltaica é responsável por realizar a conversão da energia solar em eletricidade, através do efeito fotovoltaico. Um conjunto de células fotovoltaicas encapsuladas forma o módulo fotovoltaico, geralmente em formato retangular. Dentre os diversos materiais que compõe as células fotovoltaicas, as mais encontradas no mercado são feitas de silício. A eficácia dessa conversão depende das características do ambiente e do material que compõe os módulos de cada sistema. Assim, além da incidência de luz sobre a superfície das células, as sombras também interferem diretamente na produção de energia. Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados de acordo com o tipo de ligação, como sistemas ligados à rede ou sistemas autônomos ou híbridos. Independentemente do tipo, durante a fase de projeto, um dos fatores a ser considerado é a área disponível para instalação (ANDRADE e TAPIA, 2022).

Os SFV, principalmente aqueles instalados em zonas urbanas, estão sujeitos a fatores de não idealidade, isto é, fatores que desviam das condições padrões de funcionamento e que afetam o desempenho da geração. Entre esses fatores podemos destacar: sombreamento, temperatura, maresia, umidade, reflexão e sujeidade. Dentre as não idealidades citadas, uma das mais frequentes é a devida ao sombreamento. Todo SFV está sujeito a sombras projetadas por elementos em seus arredores, como árvores, prédios, postes, torres e cabos elétricos provenientes da rede de distribuição de energia elétrica. Além desses eventos, pode ocorrer sombreamento devido à sujeira, causada, principalmente, por poeira do solo ou dejetos de pássaros, além do sombreamento dinâmico das nuvens. O sombreamento pode ser total, quando algum objeto do ambiente atua como anteparo, gerando uma sombra sob o SFV. Nesse caso, pode ocorrer a interrupção total da captação da radiação solar pelo módulo, fazendo-o deixar de produzir energia e, dependendo da topologia de ligação entre os painéis, pode interferir em todo o sistema de geração. Também pode ocorrer um sombreamento parcial, no qual a sombra sobre algumas células interfere na geração do módulo. Os módulos de silício cristalino (c-Si) são compostos por células FV associadas em série e em paralelo. Caso uma ou mais células recebam menos irradiação solar do que outras da mesma associação haverá uma limitação de corrente para todo o conjunto série e, consequentemente, perda de potência no gerador FV. Uma das causas para a redução da irradiação incidente é o sombreamento do módulo. Quando um caso de sombreamento acontece, há riscos de danos no módulo parcialmente sombreado, uma vez que a potência elétrica gerada é dissipada no módulo afetado. Nesse caso pode ocorrer o fenômeno conhecido como “ponto quente”, do inglês *hot spots*, que produz intenso calor sobre a célula afetada, com possibilidade de ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais (CHAVES et al., 2019).

Segundo Cheep et al. (2022), os fatores que influenciam nas perdas por sombreamento são: a área sombreada, a fração de radiação solar bloqueada, o padrão de sombreamento, o tipo de conexão (série ou paralelo) dos módulos FV e o tipo de inversor utilizado (inversor central, tipo *string* (convencional) ou micro inversor). Os inversores fotovoltaicos são os equipamentos responsáveis pela conversão da corrente contínua (CC), que é gerada pelos módulos, em corrente alternada (CA), e por realizar a sincronização com a rede elétrica. O inversor também integra o seguimento do ponto de potência máxima (SPPM) da curva I-V (corrente versus tensão) e polariza o sistema FV na tensão correspondente ao ponto de potência máxima (PPM) dessa curva. Quando uma série de módulos FV é parcialmente sombreada, a curva P-V (potência versus tensão) pode apresentar múltiplos pontos de potência máxima local e um máximo global. Esse comportamento dinâmico da curva pode levar a algumas perdas no SPPM, que pode ficar perseguindo um máximo local em vez do máximo global. Além disso, deve ser levado em conta que o PPM se desloca para uma faixa de tensões menores quando ocorre sombreamento, e o SPPM deve operar nessa faixa de tensão para que o sistema FV opere na máxima potência.

Os módulos de uma instalação fotovoltaica podem ser parcialmente sombreados por diferentes objetos como, por exemplo, uma árvore, um poste, uma chaminé, um prédio, outra fileira de módulos, etc. Mesmo que o sombreamento ocorra raramente ou for difuso, seu impacto pode ser reduzido reconfigurando a conexão do módulo em *strings* (módulos conectados em série em uma fileira, por exemplo) muitas vezes sem nenhum custo adicional ou com custos muito baixos relacionados ao uso de cabos mais longos conectados aos módulos (Trzmiel et al., 2020).

Em módulos de silício mono ou policristalino, diodos de *by-pass* são fornecidos para resolver o problema do sombreamento parcial. Perdas por sombreamento também ocorrem devido a objetos distantes no horizonte durante o

nascer do sol e o pôr do sol. As perdas por sombreamento dependem da posição do sol, ou seja, da altura solar e do ângulo de azimute (GOEL e SHARMA, 2021).

O acúmulo de poeira sobre o módulo fotovoltaico depende da localização da instalação e de seu ambiente. Este acúmulo reduz a eficiência geral e a produção de energia do módulo fotovoltaico. A perda anual devido à sujeira varia de 1,5 a 6,2%, dependendo da localização da usina fotovoltaica. Os valores usuais de perda por sujeira são considerados como 2% para local de baixo grau de sujeira e 8% para local de elevado grau de sujeira (GOEL e SHARMA, 2021).

A irradiância solar e a temperatura da célula são os dois fatores mais importantes e prejudiciais que afetam o desempenho de um sistema fotovoltaico. Além desses, alguns outros parâmetros também afetam a geração de energia de um módulo fotovoltaico, como a incompatibilidade também chamada de descasamento ou *mismatch* e as perdas ôhmicas. As perdas causadas pela temperatura da célula (superior a 25 °C) são chamadas de perdas por captação térmica. Perdas causadas por baixa irradiância, sombreamento, acúmulo de poeira nos módulos, *mismatch* e fiação ou ôhmica são consideradas perdas diversas (GOEL e SHARMA, 2021).

Conforme Milosavljević et al. (2022), cada vez aumenta mais a necessidade de ferramentas de simulação para prever o desempenho e a lucratividade de sistemas fotovoltaicos (SFV). Os autores apresentam uma pesquisa que inclui testes e comparações com as seguintes ferramentas fotovoltaicas: *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS), PVWatts, SolarGIS, RETScreen, BlueSol, PVsyst, HelioScope, PV*SOL, Solarius PV, Solar Pro, PV F-Chart, PolySun, *Solar Advisor Model*(SAM) e *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER).

Como exemplo de aplicação do PVsyst no trabalho de Ramos et al. (2022) primeiramente todas as simulações foram realizadas utilizando os valores padrão do PVsyst na parametrização, considerando os dados de folha dos componentes do sistema, com exceção das perdas ôhmicas, para as quais foram considerados os dados técnicos do cabeamento do SFV. Ademais, foram realizadas simulações considerando 4 conjuntos de dados medidos de entrada: irradiâncias global horizontal e difusa, irradiâncias global horizontal e direta normal, irradiância global no plano inclinado e temperatura ambiente e, por fim, irradiância global no plano inclinado e temperatura do módulo. O objetivo do estudo era realizar diversas simulações, alterando as variáveis de entrada e os parâmetros de perdas, e, assim, comparar os resultados obtidos com a geração de energia registrada no SFV (potência instalada de 2,5 MWp). Os autores afirmam que o PVsyst é um dos *softwares* mais populares para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos do mercado, além de ser frequentemente empregado em estudos de análise do desempenho de usinas FV. Os resultados da simulação indicaram que o desempenho do SFV é condizente com a geração anual de energia registrada pelo sistema supervisório tipo SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) utilizado na prática.

O sombreamento dos módulos pela vegetação próxima (já existentes antes da instalação ou que cresceram após o estudo inicial e não foram levadas em consideração no cálculo da geração estimada) é um fenômeno natural que acontece com grande frequência, principalmente em sistemas fotovoltaicos instalados em área rural ou menos urbanizados. Tal acontecimento acaba por ser um problema, pois dependendo da quantidade de módulos sombreados, a perda na geração de energia elétrica é consideravelmente alta. Diante disso, o presente estudo busca compreender a dimensão do prejuízo causado pelas árvores que sombreiam a usina fotovoltaica da Universidade Federal da Fronteira Sul Campus Erechim, realizando simulações, utilizando os *softwares* SketchUp e PVsyst, desenvolvendo o modelo em 3D da usina com todas as medidas e inclinações corretas, além do posicionamento da vegetação, juntamente com a sombra projetada por cada uma delas. A usina, instalada há mais de um ano, em zona rural, com fixação no solo é composta por 1004 módulos de silício monocristalino distribuídos em 22 fileiras. Além das árvores na lateral oeste do terreno, foram consideradas as edificações próximas (subestação ao norte), postes e cabos de linha de transmissão e talude na lateral leste e a possibilidade de sombreamento entre fileiras causado pelo distanciamento entre as mesmas.

O sombreamento entre as fileiras está diretamente relacionado com a área do terreno disponível para a instalação do sistema fotovoltaico. Como regra para este quesito tem-se que quanto mais distante uma fileira da outra melhor. No pré-projeto da usina foi utilizado um método baseado na altura da fileira anterior, o que corresponde à parte mais alta da linha superior de módulos e na altura de instalação da próxima fileira de módulos, ou seja, a altura do solo até a linha inferior de módulos. Para determinar a distância mínima entre uma fileira e outra foi necessário considerar ainda o fator de espaçamento obtido a partir de um ábaco disponibilizado no trabalho de PINHO e GALDINO (2014). O valor mínimo estimado com o uso do ábaco foi de 2,8m, sendo este o valor obtido na prática. A desvantagem do uso deste método é que ele considera que a sombra do obstáculo cobre por igual todo o gerador fotovoltaico, o que comumente não acontece, devido aos contornos não homogêneos do sombreamento.

Para calcular a irradiância em uma área sombreada, um projetista pode usar as coordenadas cartesianas da matriz SPV e dos elementos de obstrução para modelar a geometria de sombreamento. Dados o azimute e a altitude do sol, relações trigonométricas simples podem determinar as coordenadas dos pontos de sombra no plano inclinado. No entanto, em situações complexas de sombreamento (por exemplo, galhos de árvores), um dos problemas é determinar a geometria do objeto devido à sua irregularidade e variação de sombra ao longo do dia (RODRIGUES et al., 2021).

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Um modelo tridimensional da usina fotovoltaica (UFV) foi desenvolvido para simular a posição do sol em diferentes momentos do dia e em diferentes épocas do ano, identificando-se assim as áreas da usina que poderiam ser afetadas por sombras. Para a modelagem foram escolhidos os *softwares* SketchUp e PVsyst. O *software* SketchUp é de fácil uso e permitiu o posicionamento correto da UFV e do seu entorno, com alto grau de detalhamento. O PVsyst foi

utilizado nas análises técnicas, como nas simulações de geração de energia elétrica e criação de planilhas e gráficos referentes às perdas com o sombreamento. Ambos os *softwares* disponibilizam um recurso de sombreamento dinâmico que permite uma análise mais precisa e detalhada do desempenho do sistema, levando em consideração o movimento das sombras ao longo do dia e do ano.

Inicialmente foram realizados levantamentos planialtimétricos, para a localização da vegetação, dos postes e dos taludes. A altura das árvores a oeste da usina foi medida (Fig. 1), pois se percebeu que dependendo da hora do dia, em especial ao entardecer, as mesmas causavam o sombreamento de alguns módulos. Somente com os dados de altura o desafio foi modelar a sombra das árvores baseando-se apenas em análises visuais. Mediu-se a altura dos postes da linha de transmissão (Fig. 2) localizados a leste da usina, mesma direção em que o sol nasce. Estes postes criam sombras sobre a UFV ao amanhecer. Buscou-se instalar a usina em um terreno que favorecesse o direcionamento dos módulos para o norte. O terreno está localizado em uma área de declive, com um acentuado talude em sua lateral leste que poderia facilmente originar sombras sobre a UFV no período da manhã quando as mesmas ficam mais alongadas. O levantamento topográfico (Fig. 3) da área indicou a melhor localização para a construção da subestação da UFV, evitando-se situações de sombreamento. As curvas de nível do terreno auxiliaram na modelagem da topografia no modelo 3D. Fez-se uso de uma estação total, Leica, TS07 e aquisição de dados com o *software* Posição. As rotinas interligadas a modelagem altimétrica dos dados (geração das curvas de nível) foram geradas no aplicativo ArcGIS.

As dimensões dos módulos, da estrutura metálica e dos demais componentes foram obtidas a partir do digrama unifilar do projeto da UFV, dos catálogos dos fabricantes e a partir de medições *in loco*. A UFV é composta por 4 inversores de 100 kW da HUAWEI (WEG) / SUN2000-100KTL-H1 e por 1004 módulos da TRINA SOLAR TSM-DEG15H.20(II)-405W, totalizando 406,62 kWp.

A modelagem tridimensional executada no SketchUp foi simplificada e exportada para o *software* PVsyst. Dados técnicos da UFV foram inseridos na plataforma do PVsyst, como sua localização georreferenciada (latitude -27.73°S e longitude -52.29°W), as características meteorológicas do local utilizando a base de dados Meteonorm 8.0, a orientação do plano dos módulos em plano fixo com inclinação de 20° e azimute igual a 0°. As sombras próximas foram simuladas como sombras lineares. De posse de fotografias que retratam as situações reais de sombreamento da UFV o modelo tridimensional no PVsyst foi ajustado por meio da data e da hora em que a foto foi tirada e da identificação da string sombreada.

As perdas por sombreamento no *software* PVsyst podem ser calculadas de duas formas:

- Perdas por sombreamento linear: representam o déficit de irradiância no arranjo fotovoltaico e são formadas pelas perdas na componente circunsolar, difusa, albedo e pelo fator de sombreamento que depende da posição do sol (*beam component*).
- Perdas por sombreamento do circuito elétrico segundo as strings de módulos ou o cálculo elétrico detalhado das perdas por sombreamento segundo a disposição dos módulos: são resultado da incompatibilidade elétrica ao se interconectar módulos fotovoltaicos sombreados e não sombreados em um arranjo. Por exemplo, se a corrente elétrica imposta na string for superior à corrente máxima de uma célula sombreada, o diodo de *by-pass* do submódulo sombreado será acionado.

O objetivo do presente trabalho foi analisar a presença ou não de sombreamento sobre a usina FV ao longo de pelo menos um ano de operação. Neste período também foi realizado o monitoramento do comportamento dinâmico da tensão e da corrente elétrica das strings e a curva I-V destas. Como o presente trabalho foi pautado na comparação entre imagens reais de sombreamento e a simulação utilizando o modelo 3D optou-se pelas perdas por sombreamento linear.

A Tab. 1 possibilita que se identifique pela nomenclatura I de Inversor e S de String a forma de ligação de cada uma das doze strings de cada inversor. É possível identificar a quantidade de módulos que compõe a string e a que inversor ela está conectada. Outra informação é a fileira na qual a string em questão está instalada. A UFV é composta por 22 fileiras com estruturas fixas no solo. Cada fileira tem duas linhas de módulos fotovoltaicos, uma superior e outra inferior, próxima ao solo, ambas com orientação tipo retrato. Sem estas informações não é possível associar os problemas de diminuição da geração com o sombreamento dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 1–Layout da usina fotovoltaica instalada na Universidade Federal da Fronteira Sul Campus Erechim.
Dados necessários para a identificação, monitoramento e diagnóstico do sistema fotovoltaico.

FILEIRAS	NÚMERO DE MÓDULOS DE 405W	INVERSOR (sigla I)	STRING (sigla S)
1º (formadas por duas linhas)	24 x 2 = 48 (número de módulos por linha vezes o número de linhas)	1º (strings formadas por 21 módulos - são 12 strings por inversor)	I1S12 = 21 módulos
			I1S11 = 21 módulos
			I1S10 = 06 módulos
2º	27 x 2 = 54	1º	I1S10 = 15 módulos
			I1S09 = 21 módulos
			I1S08 = 18 módulos
3º	28 x 2 = 56	1º	I1S08 = 03 módulos
			I1S07 = 21 módulos
			I1S06 = 21 módulos
			I1S05 = 11 módulos
4º	28 x 2 = 56	1º	I1S05 = 10 módulos
			I1S04 = 21 módulos
			I1S03 = 21 módulos
			I1S02 = 04 módulos
5º	28 x 1 + 10 = 38	1º (total de 252 módulos)	I1S02 = 17 módulos
	18 x 1 = 18	2º (strings formadas por 21 módulos)	I1S01 = 21 módulos
6º	28 x 2 = 56	2º	I2S12 = 18 módulos
			I2S12 = 03 módulos
			I2S11 = 21 módulos
			I2S10 = 21 módulos
			I2S09 = 11 módulos
7º	28 x 2 = 56	2º	I2S09 = 10 módulos
			I2S08 = 21 módulos
			I2S07 = 21 módulos
			I2S06 = 04 módulos
8º	28 x 2 = 56	2º	I2S06 = 17 módulos
			I2S05 = 21 módulos
			I2S04 = 18 módulos
9º	27 x 2 = 54	2º	I2S04 = 03 módulos
			I2S03 = 21 módulos
			I2S02 = 21 módulos
			I2S01 = 09 módulos
10º	12 x 1 = 12	2º (total de 252 módulos)	I2S01 = 12 módulos
	12 x 1 + 24 x 1 = 36	3º (strings formadas por 21 módulos)	I3S12 = 21 módulos
			I3S11 = 15 módulos
11º	24 x 2 = 48	3º	I3S11 = 06 módulos
			I3S10 = 21 módulos
			I3S09 = 21 módulos
12º	24 x 2 = 48	3º	I3S08 = 21 módulos
			I3S07 = 21 módulos
			I3S06 = 06 módulos
13º	24 x 2 = 48	3º	I3S06 = 15 módulos
			I3S05 = 21 módulos
			I3S04 = 12 módulos
14º	20 x 2 = 40	3º	I3S04 = 09 módulos
			I3S03 = 21 módulos
			I3S02 = 10 módulos
15º	20 + 12 = 32	3º (total de 252 módulos x 405Wp = 102,06kWp)	I3S02 = 11 módulos
	8 x 1 = 8	4º (10 strings de 21 módulos)	I4S12 = 08 módulos
16º	20 x 2 = 40	4º (2 strings de 19 módulos)	I4S12 = 13 módulos
			I4S11 = 21 módulos
			I4S10 = 06 módulos
17º	20 x 2 = 40	4º	I4S10 = 15 módulos
			I4S09 = 21 módulos
			I4S08 = 04 módulos
18º	16 x 2 = 32	4º	I4S08 = 17 módulos
			I4S07 = 15 módulos
19º	16 x 2 = 32	4º	I4S07 = 06 módulos
			I4S06 = 21 módulos
			I4S05 = 05 módulos
20º	16 x 2 = 32	4º	I4S05 = 16 módulos
			I4S04 = 16 módulos
21º	16 x 2 = 32	4º	I4S04 = 05 módulos
			I4S03 = 21 módulos
			I4S02 = 06 módulos
22º	16 x 2 = 32	4º (total de 248 módulos x 405Wp = 100,44kWp)	I4S02 = 13 módulos
			I4S01 = 19 módulos
	Total de 1004 módulos		Total de 48 strings



Figura 1- Identificação da altura das árvores em relação ao nível do terreno onde os módulos estão instalados – lateral oeste da UFV.

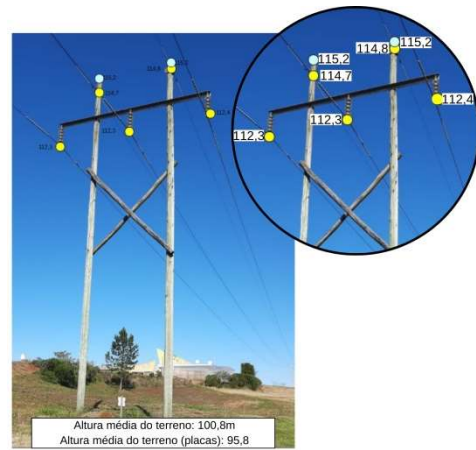


Figura 2 –Identificação da altura da linha de transmissão, postes e cabos em cima do talude – lateral leste da UFV.

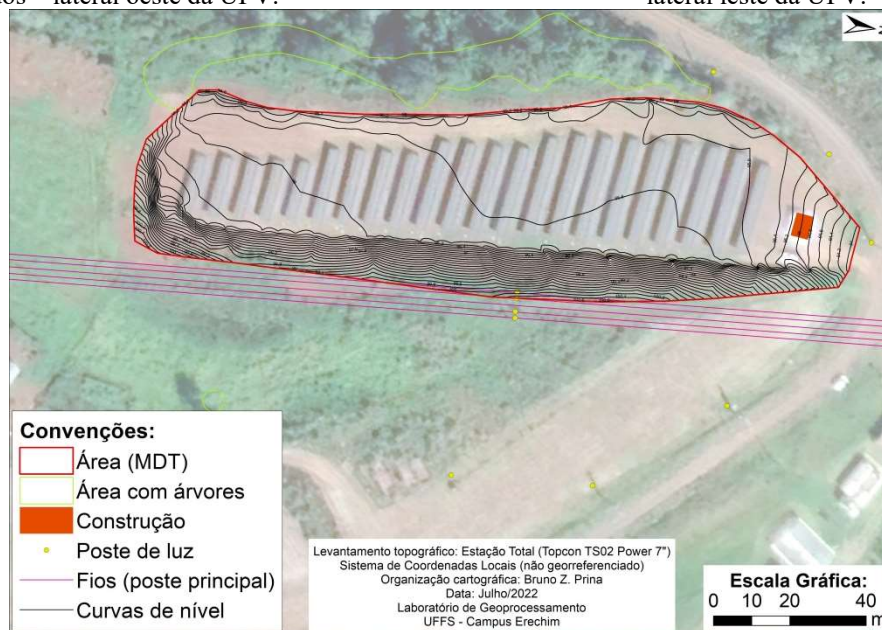


Figura 3 – Levantamento topográfico da UFV.

3. RESULTADOSE DISCUSSÃO

A Fig. 4 mostra o modelo tridimensional da UFV no *software* SketchUp. Cada cor diferente nas fileiras representa uma string de módulos fotovoltaicos. A primeira fileira, onde está localizado o primeiro inversor, é a que está mais próxima da edificação da subestação. A Fig. 5 apresenta a simulação do sombreamento no dia 01/09/2020 às 08h e 00min, utilizando o modelo tridimensional da UFV no *software* SketchUp. Destaque para a sombra causada pelo talude.

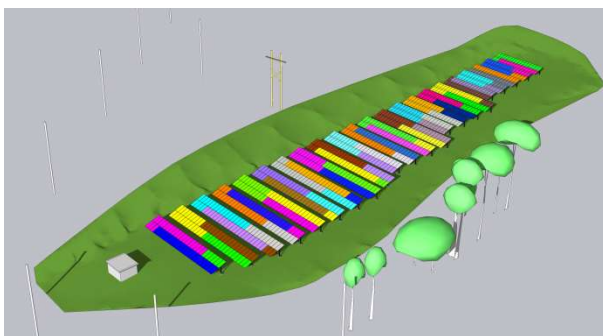


Figura 4 – Modelo tridimensional da UFV no *software* SketchUp. Cada cor diferente nas fileiras representa uma string de módulos fotovoltaicos. A primeira fileira, onde está o primeiro inversor, é a que está mais próxima da edificação da subestação.

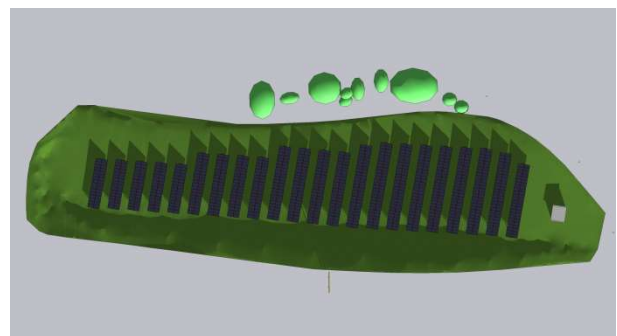


Figura 5 – Simulação do sombreamento no dia 01/09/2020 às 08h e 00min, utilizando o modelo tridimensional da UFV no *software* SketchUp. Destaque para a sombra causada pelo talude na lateral leste da usina fotovoltaica.

As Fig. 6 a Fig. 9 mostram as sombras projetadas sobre os módulos em datas e horários específicos. As imagens reais permitiram o ajuste do modelo tridimensional simulado. Percebe-se uma boa concordância, na maioria dos casos, entre as sombras reais e as simuladas. Uma vez que o diagrama unifilar da usina fotovoltaica (UFV) em AutoCAD (.dwg) foi corretamente carregado no SketchUp, as mesmas coordenadas e distâncias foram repassadas ao PVsyst.

A Fig. 6 mostra a simulação de sombreamento da UFV no dia 09/12/2022 às 17h e 50min. Sombreamento causado principalmente pelas árvores localizadas a oeste da UFV. Pela imagem real percebeu-se que as strings parcialmente sombreadas foram: **I2S01, I2S03, I2S04** (fileiras 8, 9 e 10), **I3S09, I3S10, I3S11** (fileiras 10 e 11), **I3S02, I4S12** (fileiras 14, 15 e 16). A Fig. 7 mostra a simulação do dia 05/02/2021 às 18h e 30 min. Novamente é a sombra das árvores a oeste que atingem a UFV. Identificou-se pela imagem real da UFV que as strings parcialmente sombreadas foram: **I2S01, I2S02, I2S04** (fileiras 8, 9 e 10), **I3S09, I3S10, I3S11** (fileiras 10 e 11), **I3S02, I4S12** (fileiras 14, 15 e 16). A Fig. 8 mostra a simulação do dia 19/05/2021 às 16h e 50 min. Todas as linhas inferiores das fileiras possuem módulos sombreados. Neste caso é mais fácil indicar somente as strings que não tiveram partes sombreadas conforme a imagem real: **I1S03** na fileira 4, **I1S11, I1S12** na fileira 1 e **I2S07** na fileira 7. A Fig. 9 mostra a simulação do dia 23/01/2023 às 7h 54min. Nota-se a sombra do poste da linha de transmissão sobre as strings: **I2S04, I2S05 e I2S06**, na fileira 8 (considerando a imagem real ou fotografia).

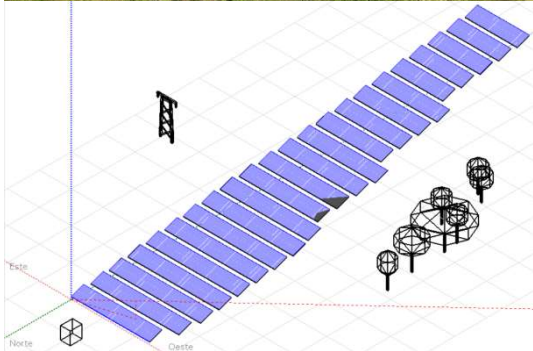


Figura 6 – Simulação de sombreamento da UFV no dia 09/12/2022 às 17h e 50min no *software* PVsyst.

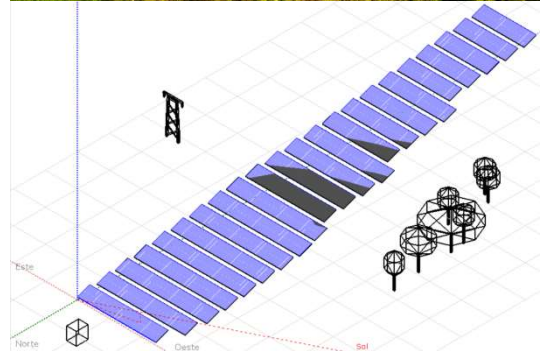


Figura 7 – Simulação de sombreamento da UFV no dia 05/02/2021 às 18h e 30min no *software* PVsyst.

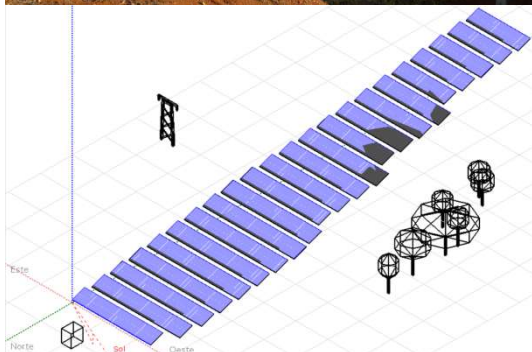


Figura 8 – Simulação de sombreamento da UFV no dia 19/05/2021 às 16h e 50min no *software* PVsyst.

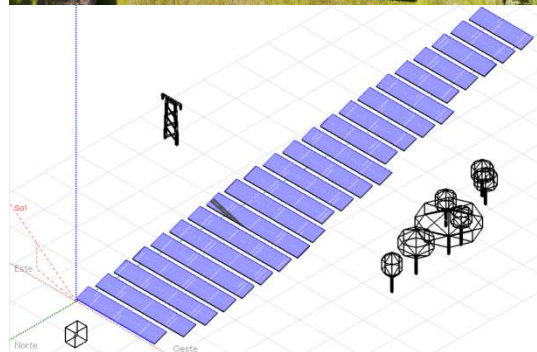


Figura 9 – Simulação de sombreamento da UFV no dia 23/01/2023 as 07h e 54min no *software* PVsyst.

Os autores do presente trabalho analisaram o comportamento dinâmico diário das grandezas elétricas mostradas na Fig. 10 para identificar se as sombras causavam algum atraso na entrada em operação dos inversores ou o desligamento prematuro no final da tarde. A conclusão foi que a grande quantidade de strings de cada inversor minimiza o problema das sombras parciais e localizadas, presentes apenas por um curto intervalo de tempo ao longo do dia. Em nenhuma das 48 strings da usina foi identificado um intervalo de tempo em que a tensão elétrica apresentasse um comportamento dinâmico anormal ou diferente do que é mostrado na Fig. 10.

A Fig. 10 mostra o comportamento dinâmico da tensão e da corrente elétrica da décima segunda string do primeiro inversor e também a potência de entrada e a eficiência do mesmo inversor. Os dados se referem à geração fotovoltaica do dia 25 de novembro de 2022, com a aquisição de dados iniciando automaticamente conforme programação definida pelo fabricante do inversor (Inversor WEG, SIW500H ST100 HV que é o HUAWEI, SUN2000-100KTL-H1); início às cinco horas e dez minutos da manhã e encerramento às dezenove horas e trinta minutos da noite. O tempo de amostragem utilizado foi de cinco minutos. Observando-se a figura a primeira constatação diz respeito à tensão elétrica que permanece em um valor próximo a 800 VCC (corrente contínua) durante todo o dia, desde o nascer do sol até o pôr do sol. Percebe-se que somente após sessenta minutos de operação ocorre a conexão com a rede dando início então a curva que se refere à corrente elétrica que percorre o circuito. Neste mesmo intervalo de tempo é possível identificar que a eficiência do inversor é muito inferior à máxima eficiência de 99%.

Comportamento dinâmico semelhante também é percebido no final do dia, sessenta minutos antes do desligamento do inversor, quando ocorre a ativação do modo *stand by*. O comportamento dinâmico da potência de entrada se refere a todas as doze strings e é por isso que se identifica a geração de energia no início e no final do dia. Neste intervalo a corrente elétrica na string doze é igual a zero (início e final do dia). A figura foi construída a partir dos dados resultantes do monitoramento realizado no dia 25 de novembro de 2022, utilizando a função *Performance Data* do *software Enspire Power System* fornecido pela Huawei juntamente com o inversor solar. A principal informação retirada da figura é que a geração ocorreu de fato, das seis horas e dez minutos até as dezoito horas e trinta minutos do referido dia, esta informação é crucial para o caso estudado porque é justamente no nascer do sol e no pôr do sol que foram identificadas as maiores áreas sombreadas na usina.

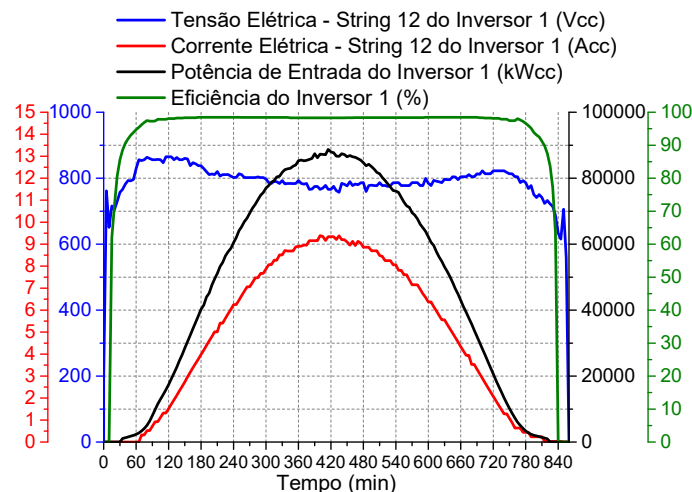


Figura 10 - Comportamento dinâmico da tensão e da corrente elétrica da décima segunda string do primeiro inversor e também a potência de entrada e a eficiência do mesmo inversor durante o dia 25/11/2022.

No presente trabalho, atenção foi dedicada para que nenhuma outra falha estivesse presente no sistema fotovoltaico além da questão do sombreamento visível. Diagnósticos periódicos foram realizados para identificar as seguintes falhas: (1) string com circuito aberto; (2) *mismatch* da corrente na string; (3) corrente de saída do módulo anormal; (4) tensão da string anormal; (5) redução da corrente de curto-circuito da string; (6) redução da potência da string; (7) nenhuma string conectada; (8) configuração da string com dados faltantes; (9) radiação solar insuficiente; (10) leve *mismatch* de corrente na string; (11) resistência em paralelo na string excessivamente baixa; (12) resistência em série na string excessivamente alta; (13) curva anormal perto do MPP (*Maximum Power Point*) da string; (14) varredura inválida. As causas para uma ou mais destas falhas poderiam ser: string configurada por engano; sombreamento; sujidades; corrente do módulo incompatível; vidro quebrado; microfissuras; diodo em curto-circuito; quantidade incorreta de módulos; orientação anormal; degradação do módulo; PID (*Potencial Induced Degradation*); irradiação solar desigual sobre o módulo; alta resistência do cabo; módulo com resistência interna anormal; *hotspot*; baixa irradiação. É aconselhável que este diagnóstico, utilizando a ferramenta *Smart I-V Curve Diagnosis* da Huawei seja realizado entre as 11h e às 13h e quando a irradiação solar estiver acima de 600W/m² e estável (sem nuvens). Todas as 48 strings da usina apresentaram curvas I-V sem desvios como as mostradas na Fig. 11. Foi necessário, portanto, o uso de mais uma técnica para a identificação do sombreamento ao longo de todo o dia e isso foi conseguido com visitas presenciais periódicas ao local para o registro de imagens reais e medições com a máxima precisão possível que subsidiassem o modelo em 3D. Deste modo é seguro afirmar que a comparação entre a simulação no PVsyst com e sem sombra pode ser realizada e que seu resultado é válido.

A Fig. 11 mostra o comportamento dinâmico da curva I-V de todas as strings do primeiro inversor no dia 25 de novembro de 2022. Para a décima segunda string (com irradiação de $941,6\text{W/m}^2$ e temperatura de $45,52^\circ\text{C}$) a corrente de curto-circuito (I_{sc}) foi de $9,90\text{A}$. A tensão de circuito aberto (V_{oc}) foi de $951,20\text{V}$. A corrente de máxima potência (I_{pm}) foi de $9,23\text{A}$, a tensão de máxima potência (V_{pm}) foi de $782,40\text{V}$ e a potência máxima (P_{max}) foi de $7220,77\text{W}$, com fator de forma (FF) de $0,77$ (FF é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto). O fator de forma (FF) do módulo é a grandeza que expressa quanto a sua curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama I-V. Quanto melhor a qualidade das células no módulo, mais próxima da forma retangular será sua curva I-V. Os dados informados pelo fabricante dos módulos são (*Standard Testing Conditions*: 1000W/m^2 , 25°C , $AM=1,5$): P_{max} igual a $405\text{W}\pm 3\%$; V_{pm} igual a $40,5\text{V}$; I_{pm} igual a 10A ; V_{oc} igual a $49,2\text{V}\pm 3\%$; I_{sc} igual a $10,52\text{A}\pm 4\%$. É correto afirmar que o valor das grandezas elétricas condizem com o projeto para uma string de 21 módulos fotovoltaicos.

A primeira linha tracejada de cor azul indica a tensão mínima de 600V do SPPM (Seguimento do Ponto de Potência Máxima; MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) do inversor, enquanto a segunda indica a tensão máxima do SPPM que é igual a 1500V . As linhas tracejadas na cor verde indicam os valores de tensão de 730V e 1100V que correspondem ao dimensionamento do inversor nas temperaturas de trinta e cinco e zero graus Celsius, respectivamente. Mesmo com as variações de temperatura ao longo do ano as tensões elétricas das strings estão incluídas no intervalo de operação do inversor.

A Fig.11 foi construída a partir dos dados resultantes da inspeção realizada no dia 25 de novembro de 2022, às 12h 30min, utilizando a função *Onsite Test* do software *Enspire Power System* fornecido pela Huawei juntamente com o inversor solar. O diagnostico neste dia foi de “string normal” para todas as 12 strings do inversor. Destaca-se o fato de que nenhuma das strings apresenta o comportamento dinâmico característico de sistemas fotovoltaicos com sombreamento conforme preconiza o Anexo C da norma ABNT NBR 16274:2014.

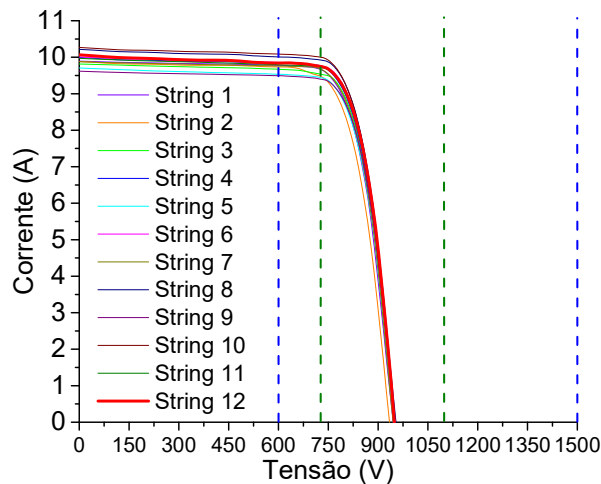


Figura 11 – Curva I-V de todas as strings do primeiro inversor no dia 25/11/2022. Ensaio realizado utilizando a irradiação natural do local onde os módulos estão instalados.

O bloco superior no diagrama de perdas mostrado na Fig. 12 e na Fig. 13 se refere às perdas causadas por fontes externas ao sistema como, por exemplo, as sombras próximas. É por este motivo que na Fig. 12 a perda de irradância não aparece, pois neste caso o cenário de sombras próximas não foi considerado na simulação. A perda de $1,5\%$ causada pela sombra das árvores e do poste da linha de transmissão representa uma oportunidade de melhoria do desempenho do gerador fotovoltaico. Os autores deste trabalho consideraram que simulações com resultados precisos envolvendo o comportamento dinâmico de seres vivos (árvores, por exemplo) requerem uma modelagem complexa, como a apresentada. Deste modo o valor de $1,5\%$ pode ser desprezado. Não serão tomadas medidas mitigadoras como a remoção das árvores. A título de comparação, as perdas com o funcionamento dos inversores são da ordem de $1,2\%$.

Dolara et. al (2016) apresentam estudos de casos em que cabos de linhas aéreas cruzam sistemas fotovoltaicos e a conclusão foi de que não se identificou uma redução significativa na geração de energia, no mesmo período de observação, dos módulos fotovoltaicos sombreados em comparação com os sem sombreamento. O problema identificado foi à formação de condições para o fenômeno de *hot spots* nos módulos sombreados pelos cabos.

Os blocos inferiores em ambas as figuras 12 e 13, apresentam as perdas que integram o sistema ou aquelas perdas que não podem ser alteradas porque são decorrentes da própria natureza, como é o caso da irradância e da temperatura.

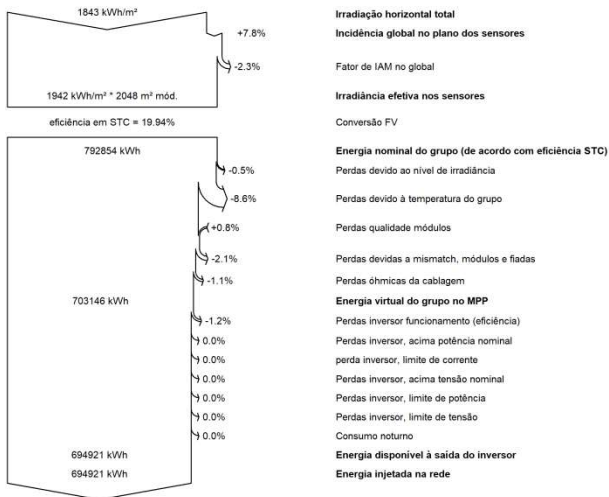


Figura 12 – Diagrama de perdas no *software* PVsyst sem considerar o cenário de sombras (anual).

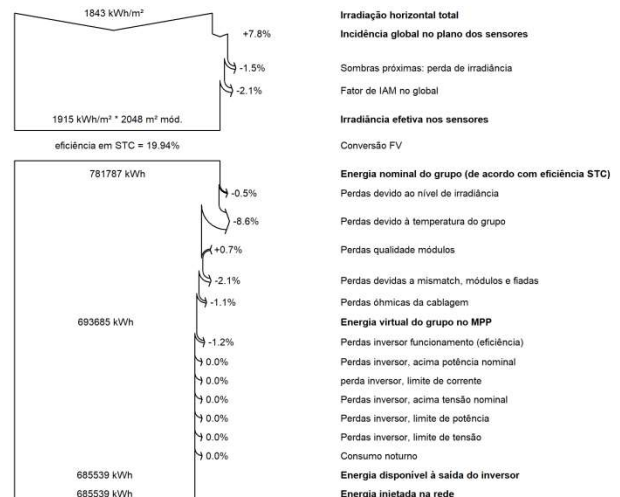


Figura 13 – Diagrama de perdas no *software* PVsyst considerando o cenário de sombras (anual).

4. CONCLUSÕES

Neste trabalho as mais diversas variáveis foram consideradas para que se pudesse mensurar a interferência causada pelo sombreamento na geração de energia elétrica de uma usina fotovoltaica de 406,62 kWp. Pelo índice de performance (PR - *Performance Ratio* no *software* PVsyst) do caso simulado sem sombras (85,67%) e o mesmo índice do caso com o sombreamento existente (84,51%), foi possível estimar que as sombras causadas por árvores próximas e pela estrutura da linha de transmissão instalada em um plano elevado em relação a usina fotovoltaica não comprometem o retorno do investimento aplicado na construção da usina fotovoltaica.

A modelagem tridimensional da usina seguiu um rigoroso roteiro de atividades, tanto em ambiente virtual como durante a realização medições na usina em operação. A perda de irradiação por sombras próximas foi de 1,5%. Este valor é considerado como verdadeiro pelos autores e, portanto, não serão necessárias medidas mitigatórias como a poda das árvores ou até mesmo a remoção delas. A perda de 1,5% pode ser comparada a perda por eficiência dos inversores que para o caso estudado é de 1,2%, conforme dados do fabricante. Deste modo, o valor das perdas referentes às sombras pode ser desprezado pelo seu baixo valor.

A desvantagem do método utilizado é que a usina fotovoltaica precisa estar instalada e um acompanhamento diário, durante um ano, deve ser efetuado para dar origem a um banco de imagens de alta qualidade e confiável. Estas observações visuais servem ainda para a verificação dos resultados obtidos nas simulações. No presente trabalho foram identificadas sombras sobre os módulos em horários bem específicos, como no nascer e no pôr do sol. O diagnóstico pela curva I-V ocorre com irradiação acima de 600W/m² e isso geralmente acontece no horário entre às 11h e às 13h. Os desvios na curva I-V não apareceram porque o sombreamento que causou a perda de 1,5% aconteceu nos horários em que a curva I-V não pode ser analisada. Isso evidencia a importância do uso de imagens reais do sombreamento como gabarito para a simulação no *software* PVsyst.

REFERÊNCIAS

- ABNT NBR 16274:2014, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede - Requisitos Mínimos para Documentação, Ensaios de Comissionamento, Inspeção e Avaliação de Desempenho. Anexo C - Interpretação das Formas de Curvas I-V. Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- Andrade, M. de F. e Tapia, G. I. M., 2022. Análise do Sombreamento entre Painéis Fotovoltaicos na Cidade de Natal/RN, IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Chaves, M. de P., Dupont, I. M., de Carvalho, P. C. M., Araújo, D. N., 2019, Estudo sobre Sombreamento em Planta Fotovoltaica Localizada em Zona Urbana de Fortaleza-CE, Revista Tecnologia. Fortaleza, vol. 40, n. 1, p. 1-21.
- Cleff, V. M., Oliveira, L. da S., Dutra, L. P., Salamoni, I., 2018. Aplicação de Sistema Solar Fotovoltaico em Instituição Federal de Ensino Superior no Extremo Sul do Brasil, VII CBENS - VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado.
- De Paula, J. F. S., De Lima, G. P., Prym, G. C. S., Silva, J. L. de S., De Melo, K. B., Barros, T. A. dos S., Villalva, M. G., 2022. Análise Comparativa de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Simulado com as Ferramentas PVsyst e Sam (System Advisor Model). IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Dolara, A., Lazaroiu, G. C., Ogliari, E., 2016, Efficiency Analysis of PV Power Plants Shaded by MV Overhead Lines, Int. J. Energy. Environ. Eng., 7:115–123.
- Goel, S. e Sharma, R., 2021. Analysis of measured and simulated performance of a grid-connected PV system in eastern India, Environment, Development and Sustainability, vol. 23, pp. 451–476.

- Milosavljević, D. D., Kevkić, T. S., Jovanović, S. J., 2022. Review and Validation of Photovoltaic Solar Simulation Tools/Software Based on Case Study, Open Physics, vol. 20, pp. 431–451.
- PINHO, J. T. e GALDINO, M. A., Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CEPTEL – CRESESB, Edição Revisada e Atualizada, Rio de Janeiro – Março – 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro>>. Acesso em: 23 out. 2023.
- Ramos, M. da R., Medeiros, J. V. F. F. De, Miranda, D., Vilela, O. C., Pereira, A. C., Jatoba, E. B., Neto, A. C., Melo Filho, J. B. De, 2022. Avaliação de Desempenho da Planta Fotovoltaica de 2,5 MWp do CRESA com Parametrização do Software PVSyst, IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Rodrigues, M. de J. dos S., Torres, P. F., Galhardo, M. A. B., Chase, O. A., Monteiro, W. L., Vieira Filho, J. de A. A., Mares, F. M., Macêdo, W. N., 2021. A New Methodology for the Assessing of Power Losses in Partially Shaded SPV Arrays, Energy, vol. 232, 120938.
- Signorini, V. B., Vianna, S. D., Salamoni, I., 2014. Análise do Potencial de Geração de Energia Solar Fotovoltaica em um Sistema Integrado a Edificação e Interligado a Rede - Estudo de Caso no Prédio Administrativo do Campus Porto da UFPEL. Revista de Arquitetura da IMED, vol. 3, n. 2, p. 108-117.
- Trzmiel, G., Gluchy, D., Kurz, D., 2020. The Impact of Shading on the Exploitation of Photovoltaic Installations, Renewable Energy, vol. 153, pp. 480-498

THE USE OF 3D MODELS IN THE SHADING ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC MODULES IN PVSYST SOFTWARE

Abstract. Among the renewable energy sources such as wind, hydropower, biomass, geothermal, and tidal energy, photovoltaic solar energy is the one that best suits buildings, both commercial and residential, from large to smaller houses, as it is easy to install compared to others, besides being an efficient, silent, and sustainable electricity generation system. The modules can be installed in remote locations and urban areas as well, directly integrated into buildings. The main factor affecting the performance of photovoltaic power plants is shading caused by objects like vegetation, surrounding buildings, poles, and slopes, among others. Based on this, the objective of this study was to assess the potential for electricity generation by analyzing the presence or absence of shading in the photovoltaic power plant at the Federal University of Fronteira Sul, Erechim Campus. Topographic data were used to locate the power plant and identify potential shading, and the software programs SketchUp and PVSyst were used to analyze losses through three-dimensional modeling. The ground-mounted power plant consists of 4 inverters of 100 kW, with 252 modules connected to inverters 1, 2, and 3, and 248 modules connected to inverter 4, totaling 1004 modules of 405 Wp. Rows, strings, and modules that potentially received shading were identified to mitigate loss sources. The results showed that shading of the modules occurred in restricted areas and only in the early morning and late afternoon. The annual loss diagram from PVSyst indicated losses of approximately 1.5% with nearby shadows. Using data related to the dynamic behavior of voltage and current of the strings and their I-V curve, it was impossible to conclude that shading influenced or caused deviations in the I-V curve.

Keywords: Shading, Model, 3D.