

PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA P&D EM PETROLINA

Olga de Castro Vilela – ocv@ufpe.br

UFPE - Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Marco Antonio Galdino

Cepel/Eletrobras – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Elielza Moura S. Barbosa

Emerson Torres Aguiar Gomes

Diego Rodrigues de Miranda

UFPE - Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Claudio Moisés Ribeiro

UFES – Universidade Federal do Espírito Santo

Adeon Cecilio Pinto

Eubis Pereira Machado

Jadsonlee da Silva Sá

Ricardo Menezes Prates

Rodrigo Pereira Ramos

Wedson Pereira da Silva

Univasf – Universidade Federal do Vale do São Francisco

Marcia da Rocha Ramos

Cepel/Eletrobras – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Kenia Carvalho Mendes

UPE-Universidade de Pernambuco

Victor Mendonça de Azevêdo

FITec – Fundação para Inovações Tecnológicas

José Bione de Melo Filho

Alex Coutinho Pereira

Alcides Codeceira Neto

Eduardo Boudoux Jatoba

Chesf - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

Resumo. No âmbito do Cresp – Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina será implantada uma instalação fotovoltaica com potência total de 3 MWp, sendo 2,5 MWp numa instalação convencional de Silício cristalino, já em operação, conjuntamente com 0,5 MWp em diversas tecnologias de módulos FV e diferentes configurações, e que atualmente encontra-se em fase de implantação. Toda esta instalação será utilizada como infraestrutura para P&D+I e nela serão efetuados diversos experimentos, estudos e desenvolvimentos, incluindo a avaliação de desempenho comparativo de tecnologias FV, análise de qualidade de energia, modelagem computacional, análise de impacto de sujidades, análise de perdas por reflexão através de IAM (incidence angle modifier), técnicas de O&M, armazenamento e descarte de materiais, análise termográfica de módulos FV, traçado de curvas IV e modelagem da radiação. Uma descrição das instalações FV em implantação na chamada Planta Tecnológica do Cresp e dos experimentos e pesquisas previstos constituem os objetos do presente artigo.

Palavras-chave: tecnologias fotovoltaicas; análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos; impacto de sujidades

1. INTRODUÇÃO

O Cresp – Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (Chesf, 2019) compreenderá quatro plantas destinadas a P&D+I (Pesquisa & Desenvolvimento + Inovação). Sua primeira etapa consiste em duas plantas fotovoltaicas (FV) para geração de energia elétrica, totalizando uma potência de 3 MWp, sendo uma instalação de 2,5 MWp, denominada “Planta Base” (PB), já construída e em operação desde 2018, e outra de 0,5 MWp, chamada de “Planta Tecnológica” (PT), onde serão realizadas pesquisas, que se encontra atualmente em fase de implantação e é o objeto do presente trabalho.

Em função da rápida evolução da implantação de grandes usinas fotovoltaicas no Brasil, termos à disposição um berço como o Cresp para desenvolvimento de projetos numa região privilegiada em termos de recurso solar é considerado oportuno e estratégico.

A PB de 2,5 MWp foi implantada no âmbito do P&D Aneel Chamada No. 13/2011, adota tecnologia convencional de Silício cristalino (c-Si) em uma instalação fixa e opera de forma comercial. Vilela *et al.* (2014) apresentam uma descrição do contexto e do planejamento inicial. A PB fornece uma referência para a análise de viabilidade técnica e econômica de usinas convencionais, a disponibilidade local de dispositivos e serviços, bem como a formação de pessoal para a concepção, instalação e manutenção. A energia produzida é utilizada pela Chesf para compensar o consumo em diversas unidades consumidoras (UCs), fazendo uso da prerrogativa de minigeração distribuída. A UFV encontra-se classificada como: Poder Público, Classe A4, conexão em 10/08/2018, autoconsumo remoto, 91 UCs recebendo

créditos. Desde sua implantação, dados de desempenho vêm sendo coletados para acompanhamento e desenvolvimento de algoritmos para detecção de falhas ou modelagem de sua operação.

Por sua vez, a PT contempla diferentes materiais e tecnologias FV, com e sem rastreamento, bem como inversores de *string* e microinversores de diferentes potências com o objetivo de analisar o comportamento de tecnologias distintas operando em condições reais no semi-árido brasileiro. Foi realizado um trabalho envolvendo as instituições executoras do P&D: UFPE-Universidade Federal de Pernambuco, FITec-Fundação para Inovações Tecnológicas, Cepel/Eletronbras-Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Univasf-Universidade Federal do Vale do São Francisco e UPE-Universidade de Pernambuco, que resultou na especificação técnica para a PT, a qual encontra-se atualmente em vias de aquisição por meio de licitação.

Seguindo a concepção original, esta Planta pretende servir de base para teste de tecnologias avançadas de módulos fotovoltaicos e conversores de potência. Trata-se de um outro Projeto de P&D Aneel submetido pela Chesf, com parceria das cinco instituições executoras já citadas (UFPE, FITec, Cepel/Eletronbras, Univasf e UPE). A Tab. 1 apresenta a lista de experimentos a serem executados na Planta Tecnológica de Petrolina.

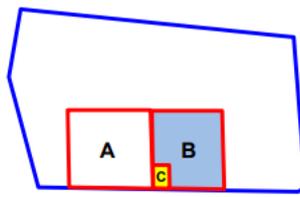
Tabela 1 – Experimentos previstos na PT Petrolina

Experimento 1	Rastreamento, concentradores (HCPV)
Experimento 2	Otimizadores, microinversores
Experimento 3	Comparação entre diferentes tecnologias
Experimento 4	Potência, FDI

A implantação da planta fotovoltaica e o Projeto de P&D correspondente envolvem etapas como: modelagem, especificação, aquisição, instalação, comissionamento e acompanhamento de desempenho. Além disso, foram previstas ações relacionadas com capacitação e treinamento, e certificação da usina de acordo com as melhores práticas de gestão de energia. As PB e PT estão localizadas conforme mostra a Fig. 1. Há diversos trabalhos e pesquisas planejadas e em execução envolvendo os grupos de pesquisa das instituições envolvidas no projeto. Os referidos trabalhos abrangem tanto a PB, quanto a PT, sendo que há grande sinergia entre as entidades participantes desde a concepção do projeto à execução e análise de resultados.



(a)



(b)



(c)

Figura 1 – (a) mapa da localização do Cresp (9° 08,001 S, 40° 21,161 W) no município de Petrolina-seta branca; (b) esquemático situacional da PB (A), PT (B) e Prédio principal do Cresp (C); e (c) vista aérea da PB e Prédio principal.

2. EXPERIMENTOS VINCULADOS À PB E À PT DA PLATAFORMA SOLAR DE PETROLINA

2.1 Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias FV

O presente projeto propõe a avaliação de desempenho de diversas tecnologias no âmbito da PT nos quatro experimentos propostos (Tab. 1). Estes experimentos são descritos a seguir e todos eles contarão com registradores de dados (*dataloggers*) para acompanhamento das informações de potência em CC e CA, entre outras variáveis, geradas por cada uma das tecnologias/configurações ensaiadas.

Experimento 1 Visa determinar o comportamento da potência gerada tanto em CC, quanto em CA, de sistemas de rastreamento com 1 e 2 eixos (esse último inclui tecnologia de concentração solar HCPV), fazendo uso de inversores idênticos para realização de tal análise comparativa. Todos os sistemas de rastreamento terão inversores de 10 kWca com as mesmas características, além de geradores FV somando 10 kWp, com vistas a analisar e comparar a geração nos diferentes sistemas de rastreamento operando com módulos de diversas tecnologias. Há previsão de implantação de nove SFCRs em rastreadores solares, sendo quatro deles de 1 eixo e quatro de 2 eixos, juntamente com o HCPV, também de 2 eixos. Porém, numa primeira etapa optou-se por implantar apenas os quatro rastreadores de 1 eixo e o HCPV, ficando os demais rastreadores de 2 eixos para uma etapa posterior. A estrutura proposta para pesquisa e desenvolvimento segue em consonância com a distribuição mostrada na Tab. 2.

Experimento 2 Tem por objetivo realizar a comparação do desempenho relativo à potência/energia gerada por sistemas fazendo uso de inversor de *string* convencional com o resultado obtido para sistemas com microinversores e com otimizadores solares. A comparação do Experimento 2 utilizará três SFCRs (Tab. 3) com módulos de mono-Si (Tipo_1_M) de mesmas características, em instalações convencionais fixas e potências de 10 kWp. Os três SFCRs com

microinversores/otimizadores solares considerados no experimento foram planejados para análise de desempenho e comparação com o inversor de *string* do Experimento 3, para operação nas condições da localidade em questão. Tais dispositivos microinversores/otimizadores, denominados por alguns autores de MLPE - *module level power electronics*, são considerados mais adequados para instalações sujeitas a sombreamento e sujidades, situações em que apresentarão desempenho superior aos inversores de *string*.

Tabela 2 – Tecnologias adotadas no Experimento 1 – Rastreamento

Rastreador	Potência CC	Tecnologia do módulo FV (*)	Inversor- Potência CA
1 eixo	10 kWp	mono-Si (Tipo 1_M)	10 kWca
		bifacial (Tipo 2_B)	
		CdTe (Tipo 3_CdTe)	
		poli-Si (Tipo 5_Poli)	
2 eixos		mono-Si (Tipo 1_M)	
		bifacial (Tipo 2_B)	
		Silício cristalino <i>all black</i> (Tipo 4_Black)	
2 eixos HCPV		poli-Si (Tipo 5_Poli)	
		concentração - HCPV – <i>high concentration photovoltaics</i>	

(*) as tecnologias de módulos FV são detalhadas na Tab. 4.

Tabela 3 – Configurações adotadas no Experimento 2

	Módulo FV	Potência CC	Configuração
SFCR 1	Tipo_1_M (mono-Si)	10 kWp	Microinversores monofásicos com transformador, com potência de 1,5 kWca, sendo dois módulos FV conectados a cada microinversor
SFCR 2			Microinversores monofásicos com transformador, com potência de 600 Wca, sendo um módulo FV por microinversor
SFCR 3			Inversor de 10 kWca dotado de entrada CC compatível com otimizadores (conversores CC-CC) de 850W, associados a dois módulos FV

Experimento 3 Análise comparativa de desempenho de diferentes tecnologias de módulos FV, entre elas: PERC, Silício vidro-vidro, Silício bifacial, conforme detalhado na Tab. 4, em operação real em campo nas condições da Região Nordeste do Brasil. Deve-se observar que além das tecnologias c-Si, nos Experimentos 1 e 3 serão ainda incluídos os módulos FV de filmes finos de CdTe e CIGS. Todas as nove tecnologias analisadas neste experimento contemplarão instalações fixas sobre o solo de 10 kWp, instaladas voltadas para o Norte e com inclinação próxima à latitude local (cerca de 15°), com inversores de *string* de 10kWca, todos de mesmo fabricante e modelo, de forma idêntica à adotada no Experimento 1. Será efetuada comparação de desempenho entre as tecnologias em instalação fixas nesse Experimento 3 e as mesmas tecnologias nos sistemas rastreados do Experimento 1.

Tabela 4 – Especificação das tecnologias de módulos FV para a PT Petrolina.

Potência CC		Tecnologia do módulo FV	Inversor- Potência CA
10 kWp	Tipo 1_M	Silício monocristalino, <i>half-cell</i> , MBB, monofacial, podendo também ser PERC	10 kWca
	Tipo 2_B	Silício cristalino, <i>half-cell</i> , MBB, bifacial, podendo também ser PERC	
	Tipo 3_CdTe	Telureto de Cádmio	
	Tipo 4_Black	Silício cristalino, <i>half-cell</i> , MBB, monofacial, módulo tipo <i>all-black</i>	
	Tipo 5_Poli	Silício policristalino, <i>half-cell</i> , MBB, monofacial, podendo também ser PERC	
	Tipo 6_HJT	Silício cristalino, <i>half-cell</i> , MBB, monofacial, com células heterojunção (HJT)	
	Tipo 7_SVV	Silício cristalino, <i>half-cell</i> , MBB, mono/bifacial, podendo também ser PERC, com encapsulamento vidro-vidro, cujo vidro contenha Grafeno em sua composição	
	Tipo 8_Si-n	Silício monocristalino, <i>half-cell</i> , MBB, mono/bifacial, podendo também ser PERC, com células FV fabricadas em substrato tipo <i>n</i> (<i>n-type</i>)	
	Tipo 9_CIGS	Seleneto de Cobre, Índio e Gálio	

Experimento 4 Consiste na análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos de maior porte, dotados de inversores com superdimensionamento de módulos, para avaliar as curvas de potência assim obtidas. O objetivo planejado para o experimento é acompanhar o desempenho de um inversor para o caso de geração acima do limite de potência do gerador FV, testando sua capacidade. O Experimento 4 contempla módulos de mono-Si (Tipo_1_M) com configurações de 100 kWp, 125 kWp e 150 kWp conforme indicado na Tab. 5, correspondendo a diferentes FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor. Os três SFCRs adotarão instalação convencional fixa e utilizarão o mesmo modelo de inversor trifásico, sem transformador, com potência nominal de 100 kWca. Deve-se ressaltar que no Brasil

observa-se ao longo do tempo uma tendência de redução dos FDIs adotados nas UFVs. O FDI médio praticado atualmente é de cerca de 0,75, mas se encontram-se valores abaixo de 0,65 (EPE, 2020). Na PT Petrolina serão testados sistemas com FDIs de 1,0, 0,8 e 0,67.

Tabela 5 – Configurações de geradores FV adotadas no Experimento 4

Instalação	Módulo FV	Potência CC (kWp)	Inversor - potência e tensão
Fixa	Tipo_1_M (mono-Si)	100	100 kWca – 1500 V
		125	
		150	

2.2 Qualidade de Energia

A planta FV de Petrolina (PB e PT) é conectada a uma linha de distribuição de 13,8 kV da Distribuidora Celpe e será efetuada uma campanha de medição de qualidade de energia elétrica (QEE) visando avaliar seu impacto nesta linha. O objetivo inicial será analisar o impacto da PB na QEE, para o que serão realizadas primeiramente medições com a planta desligada, como medições *ex-ante* à instalação da PB. Posteriormente serão efetuadas as medidas com a PB ligada, para as medições *ex-post* à instalação da PB. O período escolhido para tais medições *ex-ante* e *ex-post* irá representar uma curva de carga semanal típica, ou seja, preferencialmente sem feriados ou qualquer operação no sistema que modifique a curva de carga naquelas semanas. Além disso, para a medição *ex-post*, a PB deverá operar com 90% ou mais da potência nominal para que os harmônicos sejam medidos com menor incerteza, de forma que para isso torna-se necessária a escolha de uma semana típica do período do ano de maior geração fotovoltaica. Posteriormente à implantação da PT, prevê-se outra campanha de medição, visando detectar alguma eventual alteração.

A instrumentação para medição será instalada no ponto de acoplamento comum (PAC) em MT, por onde passa a corrente injetada pela planta. Na medição *ex-post* um instrumento também será instalado na BT (380V Φ - Φ) de saída de um dos inversores (modelo SIW700-T600-33, 600 kVA, do fabricante WEG) conectado no primário, em estrela, do transformador elevador, visando obter dados adicionais sobre eventuais fenômenos de QEE observados nas medições na MT. Os resultados das medições de QEE serão posteriormente analisados de acordo com a série de normas IEC 61000-4-x. Na medição de QEE serão registrados valores médios quadráticos a intervalos de 10 minutos dos seguintes parâmetros: magnitude das tensões e correntes das fases A, B, C; magnitude dos harmônicos de tensão e corrente das fases A, B, C; magnitude dos harmônicos de corrente das fases A, B, C; distorção harmônica total de tensão e corrente; desequilíbrios de tensão e flutuações de tensão.

3. ESTUDOS E MONITORAMENTO

3.1 Modelagem computacional

Entre outras atividades, no presente projeto de P&D+I tem-se por objetivo apresentar os modelos computacionais de alguns dos experimentos da PT, a fim de permitir a realização de estudos de regime permanente e de dinâmica, frente a variações de temperatura e irradiância. Não obstante, para a realização de simulações computacionais de sistemas fotovoltaicos, muitas vezes é necessário usar modelos de componentes e sistemas de vários níveis de complexidade, a depender do tipo de estudo realizado, a saber: transitórios eletromagnéticos, planejamento ou operação. Nos estudos de transitórios eletromagnéticos, geralmente são utilizados os modelos tipo EMT (*electromagnetic transients*), pois estes são capazes de incorporar níveis significativos de detalhes aos elementos em análise e, por isso, são mais complexos do que os demais tipos de modelo. Por outro lado, podem ser inadequados para estudos em grande escala de tempo devido, sobretudo, por exigirem pequenos passos de integração, na ordem de dezenas de microssegundos ou mesmo nano segundos, a depender do tipo de fenômeno a ser investigado. Os desafios da simulação supracitados levaram ao desenvolvimento dos chamados modelos dinâmicos de valor médio ou AVM (*average-value models*) que se aproximam do sistema original, em termos de média dentro de um período de comutação. Os estudos teóricos necessários à obtenção de modelos EMT e AVM são uma das atividades em desenvolvimento no projeto de P&D+I.

Devido às várias tecnologias dos módulos fotovoltaicos que serão instalados nos experimentos da PT, estão sendo realizados estudos teóricos dos princípios de conversão de energia de células fotovoltaicas, uma revisão dos modelos físicos, bem como uma síntese dos circuitos elétricos equivalentes e dos processos de estimação paramétrica de módulos de diferentes gerações.

A dinâmica da corrente, da tensão e da potência entregues por um gerador fotovoltaico dependem, dentre outros fatores, da dinâmica da irradiância e da temperatura, as quais são de natureza exógena, bem como do controle da impedância de saída do gerador, geralmente, regulada através de algoritmos de MPPT (*maximum power point tracking*). A partir dessa motivação, está sendo desenvolvida uma revisão bibliográfica dos principais algoritmos de MPPT, os quais permitirão investigar o desempenho das diferentes tecnologias utilizadas nos experimentos da PT, frente aos distintos algoritmos de rastreamento. A partir do levantamento do arcabouço sobre as técnicas de MPPT, a equipe vem sendo surpreendida pelo volume de publicações. Os métodos variam em complexidade, sensores necessários, velocidade de convergência, custo, faixa de eficácia, *hardware* de implementação, popularidade e em outros aspectos. Tantos métodos foram desenvolvidos que se tornou difícil, se não impossível, determinar qual o método mais apropriado para um determinado sistema fotovoltaico, um recém-proposto ou aqueles já existentes. Não obstante, em

termos de fator de impacto das publicações, os métodos P&O (Perturba e Observa) e Condutância Incremental (IC - do inglês, *incremental conductance*) são os mais empregados.

O controle da impedância de saída do gerador só é possível devido à atuação dos algoritmos de MPPT sob o ciclo de trabalho (*duty cycle*) dos conversores eletrônicos de interligação. Nas topologias de dois estágios de potência, fica sob responsabilidade do estágio CC-CC a efetivação do MPPT. Assim, estão sendo avaliados os fundamentos da modelagem matemática de tais conversores, pois são previstos sistemas de dois estágios nos experimentos da PT. A seleção de uma dada estrutura de conversor CC-CC está associada aos níveis de tensão do barramento CC do inversor, da tensão disponível na *string* do gerador fotovoltaico, bem como das características de eficiência do conversor. Por serem constituídos por elementos semicondutores e, ao mesmo tempo, estarem sujeitos a um ciclo de trabalho variante no tempo, os conversores CC-CC são um tipo de sistema não linear variante no tempo. Devido a tal natureza, faz-se necessária uma análise matemática rigorosa que permita a obtenção de um modelo computacional factível para estudos no domínio do tempo e da frequência. Os estudos teóricos necessários à obtenção desses modelos são uma das atividades em desenvolvimento.

Como elementos essenciais aos sistemas fotovoltaicos de um e de dois estágios de potência, os inversores são responsáveis por realizar a transformação CC-CA, executar o sincronismo com a rede, bem como efetuar o controle das potências ativa e reativa injetadas na rede. Além das funções supracitadas, nos sistemas fotovoltaicos de um estágio, também compete ao inversor realizar o MPPT. Assim como os conversores CC-CC, os inversores também são não lineares e variantes no tempo, o que exige um tratamento matemático apurado para se obter um modelo representativo para estudos no domínio do tempo e da frequência. Dada a natureza essencial, é importante que os modelos dos conversores sejam devidamente documentados, a fim de que possíveis melhorias nos modelos possam ser indicadas, no intuito de se ter uma melhor representatividade nos estudos de regime e dinâmica.

Com os elementos que caracterizam um dado experimento devidamente modelados, serão realizadas simulações computacionais utilizando *softwares* adquiridos neste P&D+I e os resultados comparados com os dados oriundos de registros oscilográficos reais.

3.2. Sujidades e desempenho das Plantas Base e Tecnológica

A eficiência dos painéis fotovoltaicos está diretamente relacionada à incidência da radiação solar. Esta incidência sofre grande influência da sujidade, que é sabida ser responsável pela deterioração severa do desempenho de geração fotovoltaica (Heinrich, 2020). A sujidade é provocada por fatores como deposição de poluição e partículas que provocam grande impacto na eficiência dos painéis, especialmente em períodos longos de estiagem, podendo chegar até 30% de perda (Araújo, 2018). O termo sujidade refere-se aos elementos que se depositam nos módulos fotovoltaicos e que ocasionam a diminuição da absorção de radiação, como, por exemplo, neve em locais frios, poeira, folhas de plantas, pólen de flores e excrementos de pássaros. A perda de potência na geração está diretamente relacionada à quantidade de sujidade presente nos módulos fotovoltaicos (Maghami, 2016). Devido às condições climáticas, os fatores que mais ocorrem na Planta Solar de Petrolina estão a poeira, as folhas da vegetação e o excremento de pássaros.

A poeira é caracterizada por uma deposição de uma fina camada de partículas que cobrem o painel. Ela é provocada por diversas fontes como vento, movimento de veículos e partículas de solo, dentre outras. As características da poeira, tais como cor e granulometria, estão intimamente relacionadas ao ambiente em que os painéis fotovoltaicos estão instalados. Por exemplo, em Darwish *et al.* (2015) encontraram partículas de solo, cimento, cinzas e sílica, entre outros compostos. O seu acúmulo ao longo do tempo tende a agravar os efeitos de perda na geração, especialmente em locais de baixa precipitação pluviométrica e ventos de média intensidade, como é o caso da região de Petrolina.

Outras duas fontes de sujidade são as folhas de plantas e os excrementos de pássaros, relacionadas ao bioma nos quais os painéis estão instalados. A principal característica provocada por estas fontes é o sombreamento completo ou parcial das células dos painéis fotovoltaicos. Os sombreamentos provocam um efeito de resistência elétrica das células, o que ocasiona o aquecimento dos locais de deposição da sujidade, denominados pontos quentes, podendo provocar danos ao painel fotovoltaico (Darwish *et al.*, 2015).

A limpeza tradicional dos painéis fotovoltaicos é feita de forma manual. É um processo que consome tempo e energia e precisa ser programado de maneira eficiente e otimizado, de forma a não haver perdas provocadas pelo excesso de sujidade, quando a limpeza é realizada com menor frequência que o desejado, nem haver perdas relacionadas à mobilização da equipe e ao uso em excesso de material, quando a limpeza é feita com mais frequência que o necessário. Desta maneira, a definição do tempo correto e otimizado do momento da limpeza dos painéis é um problema a ser estudado e passa pela detecção da sujidade e dos pontos quentes provocados por ela.

Neste P&D+I, será analisada a influência das sujidades locais na eficiência das Plantas Base e Tecnológica. A metodologia do trabalho é apresentada nos subitens a seguir, de acordo com os aspectos científicos/tecnológicos que se deseja observar, tendo sido definida a partir das referências (Caron & Littmann, 2013; Fathi & Abderrezek, 2017; Fraga *et al.*, 2018; Gholami *et al.*, 2018; Guan *et al.*, 2017; Kaldellis & Fragos, 2011; Kaldellis & Kokala, 2010). Além disso, será desenvolvido um sistema de monitoramento para inspeção de sujidades, bem como inspeção em usinas FV no geral, utilizando um veículo aéreo não tripulado (VANT) combinado a técnicas de aprendizado de máquina e de processamento digital de imagens.

Primeiramente será determinado o nível de perdas na quantidade de energia gerada pela PB, em decorrência da presença da sujidade depositada sobre seus painéis, levando em consideração a influência dos aspectos ambientais da região como: características geológicas e climáticas do sítio da planta, do tipo de sujidade e da fauna e flora do sítio da

planta; efeitos da velocidade e direção dos ventos; efeito da precipitação pluviométrica e das estações do ano e variação da densidade da sujidade ao longo das estações do ano. Em segundo lugar, serão identificadas as perdas de geração em função do efeito da sujidade sobre a temperatura de operação dos módulos, levando em consideração as condições climáticas do sítio da PB.

Análise dos Efeitos da Sujidade sobre a Geração de Energia dos Painéis Serão quantificados os efeitos da sujidade local sobre a geração de energia da PB. A unidade básica de observação desse experimento são as *strings* FV da PB, que contêm 19 módulos cada. Para atender às demandas da pesquisa, foram selecionadas 16 *strings*, que serão submetidas a um criterioso cronograma de limpeza e análise de desempenho. A construção desse cronograma permite que sejam observados dados de sujidade diários, semanais, quinzenais, mensais e anual. Os procedimentos de limpeza serão aplicados durante as visitas técnicas mensais, que uma equipe de pesquisadores fará à PB, com autorização e acompanhamento de técnicos da Chesf.

Caracterização da Sujidade Depositada Sobre os Painéis Será caracterizada a sujidade presente na PB, através da determinação da densidade e características físico-químicas do material depositado sobre os painéis. Para isso, um conjunto de amostras de vidro, instalado sobre uma haste montada no sítio da PB, servirá de substrato para deposição dos aerossóis que circulam no ambiente. A sujidade que contamina as amostras de vidro será a mesma que contamina os painéis, já que o conjunto de amostras estará exposto às mesmas condições ambientais da Planta. Durante o trabalho de pesquisa, a sujidade sobre os vidros será coletada, pesada e caracterizada. A importância deste trabalho está em determinar quanto e quando a sujidade depositada sobre os painéis varia ao longo do ano, assim como as características físico-químicas das partículas que a compõem. Tais informações serão importantes, não só para definir o cronograma anual de limpeza da planta, como também, as tecnologias mais adequadas para tal tarefa.

O conjunto, com três amostras de vidro, será montado em duas alturas diferentes, correspondendo às alturas máxima e mínima da mesa de painéis. Elas ficarão dispostas na mesma direção e na mesma inclinação dos painéis da planta, de modo a garantir que a sujidade, acumulada sobre elas, seja a mesma acumulada sobre os painéis. O tempo do experimento será de um ano. Algumas amostras deverão ser limpas mensalmente, outras semestralmente e outras apenas depois de um ano de exposição. A densidade da sujidade também influencia na eficiência dos painéis solares, a explicação está no fato de que sujidades de densidade mais altas, com a mesma concentração, formarão uma camada de isolamento térmico mais espessa, diminuindo a capacidade de dissipação de calor dos painéis solares.

As propriedades da poeira, como tipo, tamanho, peso e forma, também desempenham um papel importante na sua fixação ou dispersão. Camadas de sujeiras mais densas tendem a fixar-se mais fortemente sobre a superfície dos painéis e, por isso, interferem mais fortemente nas perdas de potência.

Efeito da Sujidade sobre a Temperatura de Operação dos Painéis Distribuídos ao longo de alguns painéis FV predefinidos, serão montados 16 sensores de temperatura do tipo PT 100, os quais permitirão acompanhar o efeito da sujidade sobre a temperatura de operação dos painéis da PB. A temperatura medida pelos sensores será registrada em um sistema de aquisição de dados inteligente, que além, de armazenar os dados instantâneos de temperatura, é capaz de calcular a temperatura média diária de cada painel, de forma a permitir que seja observado o comportamento desta propriedade em função do acúmulo de sujidade. O dispositivo de aquisição dos dados de temperatura foi projetado e construído especialmente para o projeto e foi testado em um sistema fotovoltaico conectado à rede, instalado no campo de pesquisa outdoor do Centro de Energias Renováveis da UFPE. Após o período de testes e ajustes, ele será levado para Central Fotovoltaica de Petrolina e instalados em dois painéis, usadas nos experimentos descritos acima. Espera-se com este trabalho, entender, para as condições climática e ambientais locais da PB, qual o efeito da sujidade sobre a temperatura de operação dos módulos e, conseqüentemente, como isso afeta sua produção de energia.

Inspeção de sujidades por visão computacional A caracterização da sujidade pode ser feita de maneira otimizada com o auxílio de técnicas de visão computacional, uma vez que a sujidade ocasiona mudanças da cor e textura dos painéis, quando se referem a poeira e outras sujidades, além de mudanças de temperatura, quando vinculadas aos pontos quentes. Para isso, câmeras de imagens naturais e câmeras térmicas, acopladas a um veículo aéreo não tripulado (VANT), podem coletar imagens dos painéis fotovoltaicos e, através de técnicas computacionais inteligentes, pode-se verificar e quantificar automaticamente a sujidade. Essa quantificação pode ser usada como auxílio à tomada de decisão para o momento ótimo de aplicação do processo de limpeza dos painéis. Além disso, por meio destas técnicas, é possível definir com precisão o ponto específico que necessita de limpeza, caso haja sujidade provocada em locais isolados na usina geradora. Para este trabalho de P&D+I, um sistema de monitoramento automatizado acoplado a um VANT está em desenvolvimento, utilizando técnicas de aprendizado de máquina e de processamento digital de imagens com o propósito de executar tarefas específicas de inspeção, a exemplo da identificação de módulos e avaliação das suas respectivas condições de conformidade. A Fig. 2 ilustra uma metodologia, considerada como apropriada para compor um sistema de inspeção visual automático de usinas solares, focado prioritariamente nas instalações vinculadas a este projeto de P&D+I. Neste exemplo hipotético de aplicação, o drone seria composto de um sistema de navegação manual/semiautônomo e teria uma câmera CCD (*charge-coupled device*) acoplada. Em um primeiro momento, ele realizaria o sobrevoo e coleta de imagens/vídeos da usina solar, para posteriormente executar as etapas de processamento das informações. Objetiva-se que a troca de sinais entre o drone e o computador ocorra através de comunicação remota, sem fios.

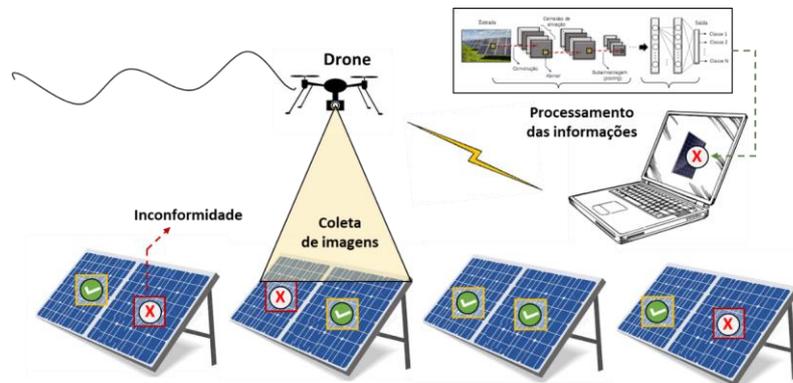


Figura 2 - Ilustração de uma forma automatizada/inteligente para inspeção de painéis solares através do uso de drones (VANTs).

3.3. Análise dos benefícios da interconexão de subestações por links lógicos de dados baseados na Norma IEC 61850

Essa pesquisa é voltada para as melhorias advindas para as redes elétricas da adoção da Norma IEC 61850. Entre outras vantagens, a adoção da referida Norma permite uma completa integração entre os diversos equipamentos digitais inteligentes, através do uso de redes locais Ethernet de alta velocidade e de elevada confiabilidade, oferecendo a garantia de interoperabilidade entre IEDs (*intelligent electronic device*) de fabricantes diferentes. Além disso, possibilita o compartilhamento das informações através do uso de tecnologias como a linguagem *Extensible Mark-up Language* (XML), facilitando dessa forma, a implantação de funções de automação e de auxílio à operação e manutenção.

Para os experimentos, foram adquiridos dois Relés de Proteção SIEMENS 7SA82 e dois Switches Ruggedcom SIEMENS, interligados por fibra óptica e que representam a comunicação entre duas subestações. Já as entradas de sinais para os relés são fornecidas por uma unidade para testes e calibração de relés da Omicron (CMC 256plus). O padrão de comunicação estabelecido na norma IEC 61850 entre as subestações local e remota, permite otimizar a sensibilidade e coordenação das proteções, bem como aumentar a confiabilidade do sistema de detecção de ilhamento dos geradores da planta. Entre os ambientes simulados está uma situação de falta de sensibilidade das proteções locais para curtos na LT de interligação da planta com a subestação remota devido à inoperabilidade na geração. Através da comunicação, via protocolo da Norma IEC 61850, pode ser enviada a condição de *weak infeed* (fonte fraca), a fim de promover mudança de grupo de ajustes para eliminação de faltas desta natureza. Outras propostas de melhorias ao projeto atualmente implantado nas instalações da Chesf estão sendo desenvolvidas e testadas e têm comprovado que a troca de informações entre subestações vizinhas pode contribuir significativamente com a melhoria do sistema de proteção, de forma ainda pouco explorada no setor elétrico.

3.4. Estudo do modificador do ângulo de incidência (IAM)

Diversos fatores como massa de ar, temperatura e ângulo de incidência da radiação influenciam na eficiência dos módulos FV. O IAM (*incidence angle modifier*) ou modificador de ângulo de incidência, é o parâmetro que contabiliza as perdas por reflexão, e é fortemente influenciado pelo ângulo de incidência. Com o objetivo de estudar a influência do IAM na geração FV, o modelo físico do IAM empregando as equações de Fresnel considerando o índice de refração do vidro de 1,513 (Lu & Yao, 2007) e os modelos desenvolvidos pelo *Sandia National Laboratories* (King, Kratochvil & Boyson, 2004), ASHRAE (*American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*) (Fanni, Virtuani & Chianese, 2011) e por Martin-Ruiz (Martin & Ruiz, 2002), foram implementados computacionalmente usando a linguagem Python e comparados com dados experimentais disponíveis na literatura para o painel multicristalino Canadian (King & Robinson, 2018). A Fig. 3 mostra as curvas com os dados experimentais e os ajustes usando os modelos.

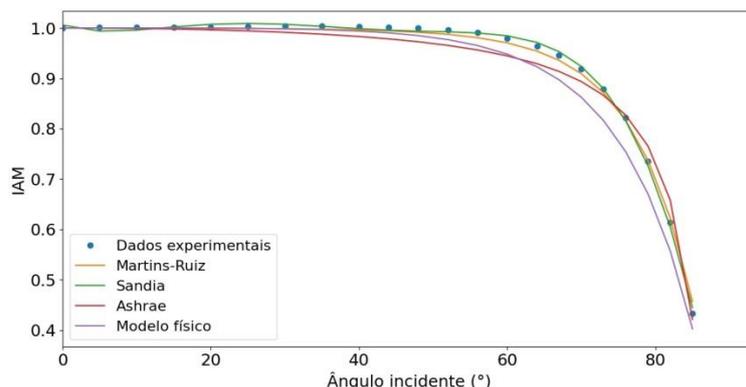


Figura 3 - Curvas do IAM mostrando o melhor ajuste dos modelos aos dados experimentais.

Os resultados foram comparados estatisticamente, utilizando o *Root Mean Square Error* – RMSE e o Coeficiente de Correlação, R^2 . Usando os dados meteorológicos do *software* Meteonorm, a perda anual na geração de energia devido ao efeito do IAM foi calculada para painéis fixos, com inclinação de 10° e orientados para o Norte na cidade de Petrolina. A Tab. 6 mostra os modelos para o IAM, parâmetros de ajustes, RMSE e R^2 , assim como o valor das perdas usando cada modelo. Os melhores resultados do ajuste foram para os modelos de Sandia e Martin-Ruiz, os quais apresentaram valores de $RMSE < 0,01$, $R^2 > 0,99$, e perdas anuais de $\sim 3\%$. Para os modelos que apresentaram $RMSE > 0,01$ e $R^2 < 0,99$, tais como os modelos da ASHRAE e físico, o valor da perda tende a ser superestimada em $\sim 30\%$. Desta forma, é importante o uso de modelos que possam descrever corretamente as perdas pelo IAM, as quais são relevantes em projetos de usinas fotovoltaicas.

Tabela 6 - Parâmetros de ajuste, RMSE, R^2 e perdas anuais de geração usando vários modelos do IAM.

Modelo	Descrição	Parâmetro ajustado	RMSE	R^2	Perda (%)
Físico	Ar/Vidro	Sem parâmetros de ajuste.	0,035	0,94	3,4
ASHRAE	$1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right)$	$b_0 = 0,055$	0,0229	0,9751	3,9
Martin-Ruiz	$\frac{1 - e^{-\frac{\cos\theta}{a_r}}}{1 - e^{-\frac{1}{a_r}}}$	$a_r = 0,143$	0,0083	0,9967	3,0
Sandia	$\alpha_0 + \alpha_1 \cdot \theta + \alpha_2 \cdot \theta^2 + \alpha_3 \cdot \theta^3 + \alpha_4 \cdot \theta^4 + \alpha_5 \cdot \theta^5$	$\alpha_0 = 1,005$; $\alpha_1 = -4,5803 \cdot 10^{-3}$; $\alpha_2 = 5,4543 \cdot 10^{-4}$; $\alpha_3 = -2,213 \cdot 10^{-5}$; $\alpha_4 = 3,6969 \cdot 10^{-7}$; $\alpha_5 = -2,2131 \cdot 10^{-9}$	0,0059	0,9983	2,9

3.5. O&M, armazenamento e descarte de materiais

O objetivo deste estudo é apresentar as melhores formas de armazenamentos dos equipamentos, desde a pré-instalação até a instalação das Plantas; os melhores métodos de gerenciamento de peças sobressalentes, durante a operação; e as melhores formas de gerenciamento de operação e manutenção (O&M) para as plantas (PB e PT).

Será proposta uma abordagem para o gerenciamento de O&M das plantas, com a apresentação dos principais modos de falha observados em instalações FV e caracterização dos principais tipos de manutenção aplicáveis, além da descrição de um plano de manutenção com o uso da ferramenta FMEA. Neste escopo, na PB já foi possível identificar e recomendar um local com melhores condições de armazenamento dos itens sobressalentes, tendo em vista que o local atualmente utilizado é a UHE Sobradinho, a uma distância de ~ 80 km do Cresp. O descarte de materiais também será abordado, com base em revisão bibliográfica do estado atual da arte sobre a legislação e normas envolvendo o armazenamento, descarte e reaproveitamento de resíduos sólidos no Brasil provenientes de implantação de UVFs.

3.6. Análise termográfica dos módulos FV

A grande expansão do setor de energia solar fotovoltaica impulsionou o desenvolvimento de tecnologias específicas para o diagnóstico de falhas em sistemas FV, de forma a garantir a produtividade e disponibilidade de energia durante rotinas de operação e manutenção. Nesse sentido, métodos de detecção e diagnóstico de falhas foram desenvolvidos no setor com vistas à inspeção de sistemas FV. Pode-se citar 4 métodos bastante utilizados e comentados na literatura: inspeção visual, termografia infravermelha, eletroluminiscência e levantamento da curva I-V de módulos ou *strings* fotovoltaicas (Oliveira, Aghaei & Rüther, 2020; Buerhop *et al.*, 2012). Dentre as técnicas citadas, a termografia infravermelha é uma das técnicas mais utilizadas no setor, por ser uma técnica não invasiva que pode ser executada em sistemas fotovoltaicos de grande e pequeno porte. Além disso, a inspeção termográfica pode ser aplicada sem a necessidade de desligar *strings* ou retirar módulos e em condições operacionais.

Neste projeto, será realizada uma inspeção visual e termográfica em todos os módulos da PB com vistas à identificação de pontos quentes, manchas e sujidades e módulos quebrados. Além disso será avaliada a acurácia da temperatura medida por duas câmeras infravermelhas (uma câmera de mão FLUKE, modelo Ti105, e uma câmera FLIR, modelo FLIR One Pro, acoplada a um drone da Bebop) em comparação com a temperatura medida por sensores de temperatura LM35 previamente calibrados afixados na parte anterior do módulo. Com isso, pode-se verificar diferenças entre as medidas de temperatura apresentadas pelas câmeras infravermelhas e pelos sensores LM35, bem como a sensibilidade das câmeras infravermelhas à diferentes ângulos de visão e valores de emissividade.

As imagens térmicas já obtidas da PB permitem observar a presença de pontos quentes na maioria dos módulos de referência da PB, que estão em curto-circuito e localizados sobre a *stringbox*. A PB conta com 4 (quatro) inversores de 600 kWca e 26 *stringboxes*, as quais recebem *strings* com 19 módulos em série cada. Os inversores 1 e 3 (INV1 e INV3) contam com 7 (sete) *stringboxes* cada, sendo 6 (seis) delas com 16 *strings* e uma com 8 (oito) *strings*. Já os inversores 2 e 4 (INV2 e INV4) têm 6 (seis) *stringboxes*, todas com 16 *strings*. Há, na usina, 20 módulos de referência (modelo Canadian Maxpower CS6U-330P) distribuídos sobre as 25 *stringboxes*. Uma avaliação termográfica está sendo realizada de forma a investigar se a presença da *stringbox* sob cada um destes módulos de referência pode estar provocando aquecimento com consequências futuras de degradação na qualidade da informação proporcionada por esses módulos e redução de vida útil. Em relação à PT, análises similares serão feitas, monitorando todos os módulos instalados das diferentes tecnologias por análise visual, termográfica, e, na ocasião do comissionamento, uma análise utilizando eletroluminiscência para verificação de possíveis defeitos presentes nos módulos (Buerhop *et al.*, 2012).

3.7. Traçado de curvas I-V dos módulos FV

Está sendo realizado o traçado periódico de curvas I-V em cada uma das *stringboxes* da PB e os dados obtidos estão sendo catalogados para análise posterior. Estão sendo realizadas medições de curvas I-V ao longo da mesma *stringbox* em cada uma das *strings* individualmente que compõe a *stringbox*, bem como associando as *strings* duas a duas em paralelo, juntamente com inspeção visual e termográfica, de forma a associar *strings* visualmente boas com *strings* com módulos visualmente deteriorados. Os resultados servirão como base para a validação dos modelos de análise de geração FV e detecção e diagnóstico de falhas em sistemas FV.

3.8. Modelagem da radiação solar

Uma parte importante do P&D consiste na análise de modelos de estimativa das componentes da radiação solar (direta e difusa) e cálculo de radiação solar no plano inclinado (Gueymard & Ruiz-Arias, 2016; Yang, 2016). Os modelos que estão sendo testados e validados com os dados da estação do Cresp e de outras estações com disponibilidade de dados permitem estimar a irradiância coletada e, conseqüentemente, a geração fotovoltaica para diferentes locais na região semiárida mesmo com a disponibilidade apenas da irradiância global. Adicionalmente, estão sendo testados modelos de estimativa da irradiância por meio de imagens de satélite, o que, com uma validação adequada, permite estender as bases de dados para diferentes localidades além de complementar dados faltantes em séries temporais. Modelos simples tais como o de Tarpley (1979) vêm sendo aprimorados com aumento da resolução espacial utilizando-se como base as imagens do GOES 16 devidamente tratadas. Também se encontra em fase de implementação a utilização do modelo Brasil SR para a estimativa da radiação solar em terra na região mencionada (Pereira *et al.*, 2017). Outra metodologia relevante, conhecida como *site adaptation* tem sido aplicada para a estimativa da radiação solar de longo prazo (Polo *et al.*, 2020). Atualmente, dados da *Copernicus Atmosphere Monitoring Service* (CAMS) têm sido utilizados para melhorar as estimativas localmente e construir séries de longo prazo com as características adequadas para projetos de sistemas fotovoltaicos de geração centralizada. Na estação solarimétrica do Cresp também está sendo medida irradiância espectral utilizando os sensores MS-711 (300 - 1100 nm) e MS-712 (900 - 1700 nm) da EKO. A irradiância espectral descreve o comportamento mais detalhado da radiação solar, com informações de intensidade de potência por comprimento de onda da luz. Essas medições são importantes, pois o espectro incidente nos módulos influencia no desempenho dos mesmos, por apresentarem uma resposta espectral diferente dependendo dos materiais que os constituem. Além disso, são escassas as medições de radiação espectrais feitas no Brasil.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a implantação do Cresp pretende-se disponibilizar em Petrolina-PE uma importante infraestrutura para P&D+I na área de energia solar, em especial a geração fotovoltaica, fonte que apresenta uma notável taxa de crescimento no país e que já atingiu uma capacidade em operação de mais de 12 GW (dezembro/2021).

Na atual fase, viabilizada por meio de um projeto de P&D Aneel submetido pela Chesf, serão implantados 0,5 MWp de sistemas fotovoltaicos em diferentes tecnologias e configurações, visando inúmeros experimentos em condições reais de operação em campo na Região Nordeste do Brasil. Os estudos contam com participação de cinco instituições executoras (UFPE, FITec, Cepel, Univasf e UPE) e deverão incluir itens como: análise de desempenho, análise de qualidade de energia, modelagens computacionais, diversas análises relativas ao impacto de sujidades, técnicas de O&M, armazenamento e descarte de materiais, entre outros.

Pretende-se que a infraestrutura ora implantada possa ser utilizada no futuro para inúmeros outros projetos de P&D+I, similares aos aqui apresentados, de forma a permitir acompanhar o rápido desenvolvimento tecnológico da energia solar fotovoltaica e fornecer apoio à sua implantação e disseminação no Brasil.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF por meio do projeto 23076.009704/2020-56 no âmbito do Programa de P&D ANEEL.

REFERÊNCIAS

- Araújo, D. N., Costa, S. C. S., Dupont, I. M., Carvalho, P. C. M., 2018. Impactos da sujidade e efeitos da limpeza no desempenho de módulos fotovoltaicos. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS, Gramado-RS.
- Buerhop, CL.; Schlegel, D.; Niess, M.; Vodermayr, C.; Weißmann, R.; Brabec, C. J. (2012). Reliability of IR-Imaging of PV-Plants under Operating Conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 107, p. 154–64.
- Caron, J. R., Littmann, B., 2013. Direct Monitoring of Energy Lost Due to Soiling on First Solar Modules in California. *IEEE Journal of Photovoltaics*. v. 3, n. 1, 2013, p. 336-340.
- Chesf, 2019. Folder Institucional do CRESP-Centro de Referência de Energia Solar de Petrolina. Chesf - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. Recife-PE.
- Darwish, Z. A., Kazem, H. A., Sopian, K., Al-Goul, M. A., Alawadhi, H., 2015. Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 41, p. 735-744.

- EPE-Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Expansão da Geração – Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia - Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019. Nota Técnica No. EPE-DEE-003/2020-r0. 23 de janeiro de 2020.
- Fathi, M., Abderrezek, M., 2017. Dust sensor based on luminescent glazing for control of photovoltaic panels cleaning. *Clean Tech Environ Policy*. v. 19, 2017, p. 1809-1814.
- Fanni, L., Virtuani, A., & Chianese, D., 2011. A detailed analysis of gains and losses of a fully-integrated flat roof amorphous silicon photovoltaic plant. *Solar Energy*, 85(9), 2360-2373.
- Fraga, M. M., Campos, B. L. O., Almeida, T. B., Fonseca, J. M. F., Lins, V. F. C., 2018. Analysis of the soiling effect on the performance of photovoltaic modules on a soccer stadium in Minas Gerais, Brazil. *Solar Energy*, v. 163, n. February, p. 387–397, 2018.
- Gholami, A., Khazaee, I., Eslami, S., Zandi, M., Akrami, E., 2018. Experimental investigation of dust deposition effects on photo-voltaic output performance. *Solar Energy*. v. 159, 2018, p. 346-352.
- Guan, Y., Zhang, H., Xiao, B., Zhou, Z., Yan, X., 2017. In-situ investigation of the effect of dust deposition on the performance of polycrystalline silicon photovoltaic modules. *Renewable Energy*. v. 101, 2017, p. 1273-1284.
- Gueymard, C. A., & Ruiz-Arias, J. A., 2016. Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Solar Energy*, 128, 1-30.
- Heinrich, M., Meunier, S., Samé, A., Quéval, L., Darga, A., Oukhellou, L., Multon, B., 2020. Detection of cleaning interventions on photovoltaic modules with machine learning. *Applied Energy*, Elsevier, Vol. 263, p. 114642.
- Kaldellis J. K., Fragos, P., 2011. Ash deposition impact on energy performance of photovoltaic generators, *Journal of Cleaner Production*, v. 19, p. 311-317, 2011.
- Kaldellis, J. K., Kokala, A., 2010. Quantifying the decrease of the photovoltaic panels' energy yield due to phenomena of natural air pollution disposal, *Energy*, v. 35, p.4862-4869, 2010.
- King, B. H., & Robinson, C. D. (2018). Comparative Angle of Incidence Characterization of Utility Grade Photovoltaic Modules (No. SAND-2018-12462). Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States).
- King, D. L., Kratochvil, J. A., & Boyson, W. E., 2004. Photovoltaic array performance model (pp. 1-43). United States Department of Energy.
- Lu, Z. H., & Yao, Q. (2007). Energy analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers. *Solar Energy*, 81(5), 636-647.
- Maghami, M. R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M. A., Rezadad, M. I., Hajjighorbani, S., 2016. Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 59, p. 1307-1316.
- Martin, N., & Ruiz, J. M., 2002. A new model for PV modules angular losses under field conditions. *International Journal of Solar Energy*, 22(1), 19-31.
- Oliveira, A. K. V.; Aghaei, M.; Rütger, R., 2020. Detecção Automática de Falhas de Sistemas Fotovoltaicos por Redes Neurais Convolucionais utilizando a Termografia Aérea Infravermelha. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Fortaleza.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Costa, R. S., Gonçalves, A. R., Lima, F. J. L., Abreu, S. L., Ruther, R., Tiepolo, G. M., Vitorino, S. P. & Souza, J. P., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª. Ed. São José dos Campos. INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017, v.1. p. 88.
- Polo, J., Fernández-Peruchena, C., Salamalikis, V., Mazorra-Aguiar, L., Turpin, M., Martín-Pomares, L., Kazantzidis, A., Blanc, P. & Remund, J., 2020. Benchmarking on improvement and site-adaptation techniques for modeled solar radiation datasets. *Solar Energy*, 201, 469-479.
- Tarpley, J. D., 1979. Estimating Incident Solar Radiation at the Surface from Geostationary Satellite Data. *Journal of Applied Meteorology*, v. 18, n. 9, p. 1172-1181.
- Vilela, O.C., Melo-Filho, J.B., Barbosa, E.M.S., Secundes U.U., Galdino, M.A., Fraidenraich N., 2014. Planta Fotovoltaica de 3 MWp de Petrolina Aspectos Tecnológicos, Legais E Ambientais. V CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife-PE. 31 a 03 de abril de 2014.
- Yang, D. (2016). Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks. *Solar Energy*, 136, 288-302.

PV PLANTS FOR RESEARCH LOCATED IN PETROLINA, NORTHEAST OF BRAZIL

Abstract. A pv plant with 3MWp is going to be installed in the CRES-Reference Center for Solar Energy, located near the City of Petrolina, in the Brazilian Federal State of Pernambuco, Northeast Region of Brazil. This plant will comprise a conventional installation of 2.5MWp (already in operation) along with another 0.5 MWp using different technologies of PV modules and inverters, and adopting different configurations. All of this installation is intended for R&D purposes, and several experiments, studies and development will take place, including comparative performance evaluation of different PV module technologies, evaluation of the energy quality, computational modelling, several analysis concerning the soiling of PV modules, reflexion losses analysis using IAM –incidence angle modifier, procedures for O&M, storage and disposal of materials, and thermographic analysis, among others. A description of the pv plant to be installed and the research in course can be found in the paper.

Key words: pv technologies; performance of PV systems, soiling losses in pv systems