

MÉTODO DE POSICIONAMENTO DE MÓDULOS FV UTILIZANDO ESTIMATIVA DA IRRADIAÇÃO INCIDENTE E APROXIMAÇÃO PELA QUALIDADE ELÉTRICA DO MÓDULO

Rafael Herrero – rherrero@lsi.usp.br

Roberto Simplicio – roberto.simplicio@lsitec.org.br

Sergio Shimura – sshimura@lsi.usp.br

Cesar Biasi de Moura – cbmoura@lsi.usp.br

Marcelo Knorich Zuffo – mkzuffo@lsi.usp.br

Universidade de São Paulo, Laboratório de Sistemas Integráveis do Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos da Escola Politécnica

Resumo. O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de posicionamento dos módulos fotovoltaicos com base na aproximação das características elétricas e irradiação solar incidente por módulo, para reduzir os percentuais de descasamento elétrico causados pelo sombreamento e tolerâncias da fabricação de módulos fotovoltaicos, atualmente praticados na estimativa da produção energética de plantas solares no meio urbano. A análise foi realizada para uma instalação fotovoltaica de aproximadamente 450 kWp a ser instalada no estacionamento do Parque Cândido Portinari, em São Paulo. Métodos tradicionais de simulação da estimativa de produção anual consideram módulos idênticos e não permitem importar arquivos flash test com os parâmetros elétricos de cada módulo fotovoltaico a ser utilizado na planta solar. A metodologia proposta incluiu a análise de irradiação global média diária anual no domínio do módulo fotovoltaico e o desenvolvimento de algoritmo de estudo e ordenação em MATLAB, no qual o catálogo do módulo e os flash test foram disponibilizados pelo fabricante. Os resultados do estudo mostram para uma associação série da planta, variação entre -1,4 e +1,2 Wp entre os valores máximos e mínimos da P_{MPP} , indicando um desvio em relação ao valor médio de 0,57% e 0,48% resultando na queda da tolerância relativa à qualidade do módulo em comparação com os valores de $\pm 2,5\%$ anteriormente praticado nas simulações. Sendo obtido uma potência total média teórica de 5,922 kWp, enquanto que em uma montagem aleatório teríamos uma potência total média teórica de 5,880 kWp, resultando em -40,49 Wp (0,7%) inferior em comparação com a string na qual foi aplicado o algoritmo de ordenação.

Palavras-chave: Descasamento elétrico, Sombreamento parcial, Matlab.

1. INTRODUÇÃO

Estudos revelam que a tendência de crescimento no setor fotovoltaico mundial nos próximos 5 anos será de 87%, sendo previsto aumento da capacidade instalada que supere os 400 GW em 2018 (EPIA, 2014).

No Brasil, o primeiro sistema solar fotovoltaico integrado à cobertura de estacionamento com potência de 3,0 kWp entrou em operação no ano 2005 na Universidade de São Paulo (USP) e, desde então, opera sem interrupção (Junior, 2005). Além deste sistema, outros estacionamentos fotovoltaicos estão em operação no país: 575,97 kWp na sede da ELETROSUL em Florianópolis, 16,3 kWp na empresa WEG em Jaraguá do Sul, 13,0 kWp na empresa KWARA no Ceará, 30,0 kWp no Instituto Lactec em Curitiba, 150 kWp da USP, 62,4 kWp no estádio de Pituaçu na Bahia e 45 kWp na sede da empresa italiana ENEL no Estado do Rio de Janeiro.

Sistemas fotovoltaicos integrados ou adaptados à cobertura de estacionamentos oferecem uma solução de minigeração para grandes consumidores no meio urbano sem afetar a ocupação de vastas áreas de solo e os custos com infraestrutura de transmissão de energia. Porém, com a tendência do crescimento destas minigerações no meio urbano, esta o fato da dificuldade de orientação e inclinação ideais dos módulos devido ao pré-estabelecimento do arruamento (desenho das vagas), bem como obstáculos no entorno e outros fatores que podem resultar na perda de desempenho na geração.

A perda de desempenho na geração é o resultado de um conjunto de fatores intrínsecos ao local de instalação e próprios da tecnologia de fabricação do módulo. Dentre os fatores do local, estão o *soiling* (Lorenzo *et al.* 2013) e a perda por degradação (Nobre *et al.* 2013), decorrentes de longos períodos de exposição em condições ambientais adversas. Soma-se o sombreamento parcial, o qual é o principal fator que afeta de maneira drástica a produtividade (*yield*) e a taxa de desempenho (PR) (Woyte *et al.* 2003), (Haberlin, 2012) e (Zomer, 2014).

Em um sistema fotovoltaico ideal, os módulos fotovoltaicos são similares, mas não idênticos, no que diz respeito aos parâmetros elétricos (Saha, *et al.* 1988), tais como: corrente de curto-circuito (I_{SC}), tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente (I_{MPP}) e tensão (V_{MPP}) no ponto de máxima potência (P_{MPP}), fator de preenchimento (FF), resistências série (R_S) e paralela (R_P), acarretando perda por descasamento elétrico na estimativa da produção da planta devido aos desvios durante o processo de fabricação das células e, conseqüentemente, também na fabricação dos módulos.

Inicialmente, Bucciarelli (1979) fundamentou através de modelos matemáticos o comportamento da corrente e tensão de células fotovoltaicas e identificou as perdas inerentes à associação série-paralela de células teoricamente idênticas. Bishop (1988) desenvolveu uma ferramenta computacional em linguagem Pascal, denominada PVNet, para simular o comportamento da curva de corrente e tensão de três associações série-paralela entre células fotovoltaicas e

comparar os efeitos simulados com os medidos experimentalmente. Posteriormente, Saha *et al.* (1988) apresentaram um modelo teórico para estimar a perda de potência relativa a uma associação série de módulos fotovoltaicos, no qual constataram experimentalmente que a I_{MPP} e o FF representariam os parâmetros mais sensíveis na ocorrência de perdas de descasamento em módulos conectados em série. Saha *et al.* (1988) propuseram também que os módulos deveriam ser selecionados com base nestes dois parâmetros, podendo reduzir o descasamento de 11,2% para 6,1%, através de técnicas de seleção adequadas.

Alguns anos depois, Zilles e Lorenzo (1993) obtiveram em comprovações experimentais utilizando módulos fotovoltaicos de um mesmo fabricante, variações de $\pm 10\%$ na potência nominal dos módulos fotovoltaicos em comparação com o catálogo do fabricante. No experimento de Chamberlin *et al.* (1995), no qual foram utilizados 192 módulos fotovoltaicos submetidos a cinco níveis de insolação entre 100 e 800 W/m² e temperaturas entre 35°C a 55°C, os resultados demonstraram uma potência nominal máxima média 14% menor quando comparada com classificação apresentada na placa de identificação dos módulos.

Outros estudos também apresentaram as diferenças entre o valor da potência nominal informada nos catálogos, em comparação com as obtidas experimentalmente (Guisan *et al.* 1993; Hecktheuer *et al.* 2001).

Iannone *et al.* (1998) utilizando técnica de Monte Carlo desenvolveram uma ferramenta de análise estatística para calcular as perdas de descasamento em sistemas fotovoltaicos e requisitos para aceitação de módulos.

Em 2004, 100 módulos fotovoltaicos foram analisados no simulador solar do Instituto Fraunhofer ISE (*Institute for Solar Energy Systems*). Hund *et al.* (2004) observaram uma melhoria no controle de qualidade em relação aos anos anteriores com valores médios de $\pm 3,5\%$. Porém, muitos deles não apresentaram a potência informada no catálogo, excedendo a tolerância de -5%.

Silvestre e Chouder (2008) direcionaram seus estudos nos efeitos de sombreamento de apenas uma célula de um módulo com 36 células associadas em série. Utilizando o modelo (Bishop, 1988) analisaram os efeitos de diferentes níveis de sombreamento no desempenho de módulos fotovoltaicos através de simulações computacionais em MATLAB, no qual foi observada uma redução da potência do módulo de 29,64% quando uma célula é totalmente sombreada. Silvestre e Chouder (2008) estudaram também a contribuição da potência dissipada pelas resistências R_s (resistência em série) e R_{SH} (resistência em paralelo) na redução da potência de saída devido ao sombreamento, sendo observado percentuais de 50% ou mais na diminuição da potência total do módulo fotovoltaico proveniente da resistência R_s . Patel e Agarwal (2008) desenvolveram em MATLAB uma ferramenta para estudar os efeitos da temperatura, variação da irradiância e níveis de sombreamento em grandes geradores fotovoltaicos. Patel e Agarwal (2008) ainda analisaram máximos locais nas curvas de Voc e Isc resultantes da associação série-paralela, causados pelo descasamento elétrico em função do sombreamento.

Chouder e Silvestre (2009) em outro estudo apresentaram resultados experimentais e modelagem em MATLAB sobre os efeitos do descasamento na associação de módulos fotovoltaicos, observando especificamente as perdas de geração devido a este efeito, sendo obtidas perdas de potência totais da energia gerada de aproximadamente 10%.

Koirala *et al.* (2009) estudaram o efeito do sombreamento de células na associação série de módulos fotovoltaicos, bem como um comparativo entre as topologias de inversor central, inversor por string, microinversor e otimizador por módulo. Ainda apresentaram a tecnologia de diodo de desvio ativo (do inglês, *active by-pass*) desenvolvido em MOSFET's, o qual apresenta menor queda de tensão e permite funcionalidades de monitoramento e segurança do módulo. Bakas *et al.* (2011) desenvolveram um estudo estatístico relacionado às perdas por descasamento elétrico dos módulos em grandes usinas fotovoltaicas e as diferentes técnicas utilizadas para reduzi-las, como a *string* inverter, otimizadores por módulo fotovoltaico e seleção dos módulos de acordo com a I_{SC} , no qual observaram que o método da seleção pela Isc é mais eficiente na redução do descasamento elétrico. Said *et al.* (2012) desenvolveram em MATLAB *simulink* uma ferramenta para estudos de desempenho de arranjos fotovoltaicos com diferentes níveis de irradiância e temperatura, observaram também a perda de eficiência do algoritmo MPPT do inversor, devido a presença de pontos de máximos locais causados pelo sombreamento e variações de temperatura.

Webber e Riley (2013) desenvolveram um estudo considerando técnicas de Monte Carlo para seleção de módulos fotovoltaicos aplicados a dois lotes de diferentes fabricantes, utilizando como parâmetros de seleção a V_{MPP} , P_{MPP} e I_{MPP} . Observaram que a classificação a partir da I_{MPP} resultou em reduções do descasamento elétrico mais consistentes em relação à seleção por V_{MPP} e P_{MPP} . Concluíram com uma análise econômica superficial, indicando pouco ganho na seleção dos módulos, no entanto, a economia é inerente para cada fabricante.

Pavan *et al.* (2014) desenvolveram um novo modelo para determinar as características I-V de módulos fotovoltaicos, pois observaram nos modelos anteriores a dificuldade de se obter os parâmetros de resistência série (R_s), e paralelo (R_{SH}), bem como da corrente de saturação sem radiação incidente (corrente no escuro), devido a recombinação em regiões quase neutras (I_{O1}) e corrente de saturação sem fótons incidentes devido a recombinação na região de depleção (I_{O2}), a partir dos dados fornecidos pelos fabricantes de células solares. Pavan *et al.* 2014 ainda desenvolveram em MATLAB uma simulação do impacto do descasamento em associações séries com a inserção de módulos fotovoltaicos de diferentes potências, no qual concluíram que o descasamento se mantém abaixo de 1% se o número de módulos com potências diferentes se limitar a três em uma mesma série e a diferença for de 5 W entre eles.

Diante do apresentado, observa-se que apesar de haver uma ampla literatura científica acerca do descasamento elétrico causado por sombreamento parcial e tecnologia de fabricação de células e módulos fotovoltaicos, revela-se a necessidade de um método que determine o posicionamento de módulos em sistemas fotovoltaicos no meio urbano, com base na aproximação das características elétricas nas condições STC e regiões homogêneas de irradiação. Desta forma, o objetivo deste trabalho é apresentar um método de análise de irradiação no domínio do módulo fotovoltaico

combinado com um algoritmo em MATLAB, aplicável na prática e que torne o processo de montagem não aleatório. Permitindo assim, a redução das perdas causadas pelo de descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos associados em série.

2. DIFICULDADES PARA A ESTIMATIVA DE DESCASAMENTO ELÉTRICO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICO PARCIAMENTE SOMBREADOS ATRAVÉS DOS SOFTWARES DISPONÍVEIS

Da variedade de ferramentas computacionais existentes para o auxílio ao projeto de sistemas fotovoltaicos, algumas delas associaram a seleção de banco de dados climatológicos, formas básicas de modelagem tridimensional (3D), escolha da tecnologia de diferentes fabricantes e simulação solar. Permitindo o avanço no dimensionamento do projeto, análise dos efeitos do sombreamento e a estimativa de geração de energia de sistemas fotovoltaicos da atualidade. Porém, algumas apresentam limitações na modelagem 3D, pois não permitem importar desenhos complexos de outras ferramentas de modelagem.

Soma-se às barreiras de modelagem, o fato de considerarem módulos idênticos nas simulações, não permitindo importar arquivos *flash test*, resultado do simulador solar, com os parâmetros elétricos de cada módulo fotovoltaico que será utilizado na implementação da planta solar, afetando a estimativa do descasamento elétrico na associação série-paralela do arranjo fotovoltaico.

Para contornar, utilizam amostras estatísticas para a estimativa da perda por descasamento, as quais permite ao projetista inserir qualquer valor de tolerância ($\pm\%$) relativa à potência indicada pelo fabricante. Além disso é dada pouca importância por parte de projetistas da existência do descasamento elétrico causado pela qualidade do módulo e por sombreamento ao se avaliar os relatórios gerados pelas ferramentas.

Portanto, há uma lacuna a ser preenchida na identificação, seleção e agrupamento dos módulos fotovoltaico que apresentam parâmetros elétricos semelhantes, bem como na alocação destes módulos em campo de acordo com as estimativas do efeito do sombreamento parcial sobre a planta fotovoltaica, para minimização das perdas por descasamento elétrico que atualmente são inevitáveis no processo complexo de fabricação das células/módulos. Esta investigação vai ao encontro desta necessidade, visando agregar conhecimento aos fabricantes, projetistas e montadores, para que estes busquem compreender a influência do descasamento elétrico inerente à tecnologia e pelos efeitos do sombreamento sobre o sistema fotovoltaico.

3. ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO PLANO

3.1 Metodologia

Com o objetivo endereçar o método proposto foi realizada uma visita ao local da instalação para o levantamento das dimensões do arruamento, formato do terreno e obstáculos no entorno. Com estas informações, foi utilizado o Google *SketchUp* para a modelagem 3D do estacionamento e dos edifícios próximos, sendo posteriormente importados para simulação no *Ecotect Analysis*. Simulações também foram conduzidas utilizando o *PVSyst V6.38*, porém como o mesmo não permitia importar desenhos complexos de outras ferramentas de modelagem, os modelos 3D foram concebidos pelos próprios recurso de desenho do *software*.

Simulações para 1 ano foram realizadas e, devido à ausência de dados locais, foi utilizada a base de dados meteorológicos *Meteonorm 7.1*, sendo verificada uma irradiação solar global anual média diária de 4,6 kWh/m². Para a simulação com o *PVSyst V6.38* foi considerado a área total de 2982 m² referente às duas superfícies planas do estacionamento (seção A e seção B) e para o *Ecotect Analysis*, as superfícies de todos os 1848 módulos fotovoltaicos.

Um estudo comparativo dos resultados obtidos a partir das duas simulações foi realizado, objetivando a proposição de uma nova divisão dos arranjos série-paralelo considerando separação dos mesmos em função das regiões com homogeneidade de irradiação e assim, a diminuição do descasamento elétrico causado pelo sombreamento, pois os módulos estarão recebendo os mesmos índices de irradiação durante o ano e ao mesmo tempo conectados ao mesmo inversor.

Para endereçar o estudo do descasamento elétrico pela tolerância de fabricação dos módulos fotovoltaicos foi desenvolvido um algoritmo em MATLAB que realiza a leitura dos dados dos de *flash tests*, o processamento dos parâmetros elétricos, a análise gráfica e o posicionamento daqueles com maiores potências nos locais com maior irradiação solar, a partir dos resultados de irradiação incidente por módulo fotovoltaico obtidos da simulação no *Ecotect Analysis* e aproximação por função polinomial de 5° ordem aplicada às curvas de PV.

3.2 Apresentação do projeto

A Fig. 1 apresenta as duas seções (Seção A e Seção B) do estacionamento fotovoltaico, sob as coordenadas 23,34°S e 46,38°O. O sistema foi dividido em duas seções com as mesmas dimensões físicas, desvio azimutal de 64° e inclinação de 6°, sendo cada seção composta por 924 módulos fotovoltaicos de silício policristalino de 245 Wp de potência nominal, 60 células, eficiência de 15,2%, V_{OC} de 37,41 V, I_{SC} de 8,65 A, V_{MPP} de 30,40 V e I_{MPP} de 8,06 A, SuryaVolt Série D SV-245D20, totalizando 1848 módulos e capacidade instalada de 452,76 kWp.

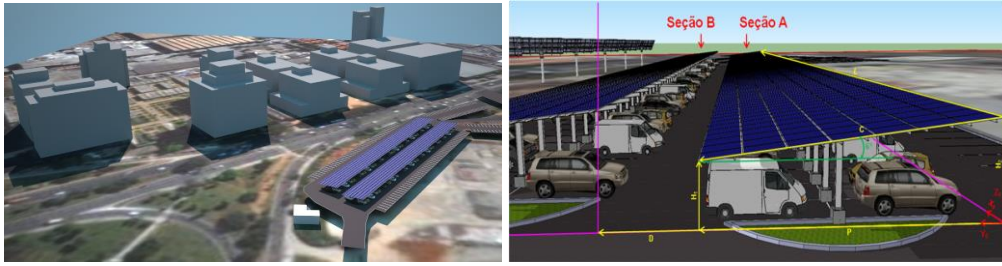


Figura 1- Modelo 3D do sistema fotovoltaico integrado a duas seções de estacionamento (Seção A e Seção B). Detalhe para proximidade de 12 edifícios no entorno com alturas entre 30 e 60 m.

3.3 Análise da configuração do sistema FV no domínio da irradiação incidente para duas superfícies planas

A Fig. 2 apresenta a configuração dos arranjos fotovoltaicos previamente definidos a partir das análises para a área total de 2982 m² referente às duas superfícies do estacionamento (seção A e seção B), resultando uma irradiação anual global horizontal incidente no plano dos módulos de 1442 kWh/m² e impacto de sombreamento nos meses de março a outubro a partir das 16h30min e nos meses de maio e julho a partir das 16h, totalizando uma perda por sombreamento anual de -1,7%, ou seja, uma irradiação efetiva no plano dos módulos de 1382 kWh/m².

O resultado da simulação com o PVsyst V6.38 apresentou uma energia injetada na rede de 512 MWh/ano, *yield* de 1132 kWh/kWp/ano e PR de 77,6%. Através do diagrama do balanço energético do sistema, observou-se uma perda de -3,7% relativa ao fator IAM (*Incidence Angle Modifier*), -5% causado pela queda de eficiência do módulo em baixas irradiações, -8,2% por temperatura, -0,2% relativa ao descasamento elétrico causado por sombreamento, -2,5% pela qualidade de fabricação do módulo, -1,0% por descasamento no arranjo, -0,9% por perda ôhmica e -1,7% de perda de eficiência do inversor durante operação, totalizando -18,22% de perdas em relação aos 626 MWh/ano no STC.

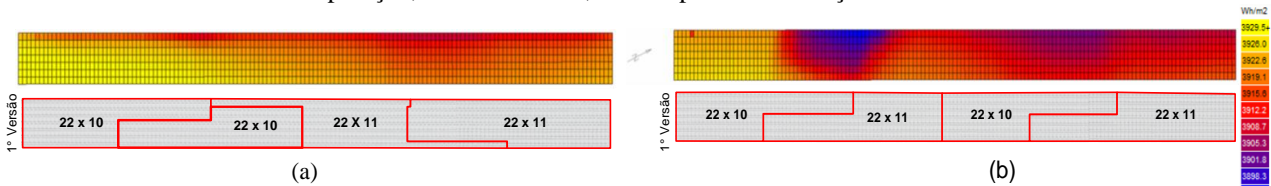


Figura 2 - 1º versão da divisão dos arranjos das seções A (a) e B (b) do sistema fotovoltaico. Sendo cada seção subdivida em 4 subseções configuradas com 2 arranjos série-paralelo de 22x10 e 2 com 22x11, interligados a 1 inversor de 100 kVA cada arranjo, de um total de 4 com 2 MPPTs.

3.4 Análise da configuração do sistema FV no domínio da irradiação incidente para 1848 superfícies planas.

Após a análise de irradiação solar incidente de cada módulo fotovoltaico, os mapas de distribuição definidos na 1º versão da divisão dos arranjos das seções A e B foram comparados com a 2º versão, conforme apresentado na Fig. 3. Na 2º versão da divisão dos arranjos, a seção A foi subdividida em 6 subseções configuradas com 2 arranjos de 24x7 e 4 de 21x7, interligados a 1 inversor de 40 kW cada arranjo, de um total de 6 com 1 MPPT. Para a seção B, a mesma também foi subdividida em 6 seções configuradas com 6 arranjos de 22x7, interligados a 1 inversor de 40 kW cada arranjo, de um total de 6 com 1 MPPT.

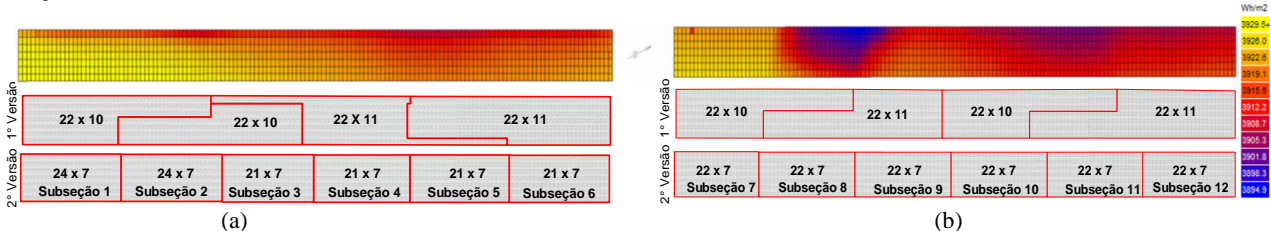


Figura 3 - Comparação da 1º e 2º versão da divisão dos arranjos da seção A e B, considerando análise da irradiação global incidente da área total das seções e incidente por módulo fotovoltaico. Detalhe para Subseção 7, na qual incide maiores índices de irradiação média diária anual, chegando a 3929,5 Wh/m².

Após a simulação e análise dos resultados da segunda versão da divisão dos arranjos, observou-se uma potência injetada na rede de 511 MWh/ano, *yield* de 1128 kWh/kWp/ano e PR de 77,3%, que em termos percentuais representaram uma queda de -0,2% de energia injetada da rede, -0,35% na produção e -0,38% no PR. Como esperado, devido à pequena perda anual por sombreamento (menor que 2%), o sistema fica muito sensível às outras perdas, como a causada pela topologia de inversores, reduzindo o valor do PR, pois o número de inversores aumentou de 4 para 12,

provocando uma queda de 1 MWh na produção anual. A vantagem desta constatação é que a divisão dos arranjos do sistema apenas pela análise da irradiação global horizontal incidente por módulo FV com níveis de sombreamento abaixo de 2%, como o constatado no caso de estudo, não trará aumento na produção de energia e redução das perdas aliadas ao descasamento elétrico causado pelo sombreamento. Desta forma a redução do efeito de incompatibilidade quando centenas ou milhares módulos com diferentes características elétricas de corrente-tensão estão interligados deve ser levada em consideração para planejamento de plantas fotovoltaicas especialmente no ambiente urbano.

3.5 Análise dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

Nesta investigação os resultados dos *flash tests* de 412 módulos de um total de 1848 previstos para todo o sistema foram obtidos através do simulador solar modelo Spi-Sun Simulator™ 4600SLP em operação na fábrica da Tecnometal em Campinas.

A análise dos parâmetros elétricos foi conduzida através da identificação da estrutura de dados do arquivo *flash test* de saída do simulador solar, na qual foi utilizada para implementação do bloco no algoritmo que procedia com a varredura, leitura e apresentação gráfica dos parâmetros elétricos V_{OC} , I_{SC} , P_{MPP} , V_{MPP} , I_{MPP} e ID de cada módulo.

A Fig. 4 apresenta as curvas IV e PV, bem como os 412 P_{MPP} (pontos em vermelho com ID do módulo), onde notou-se a não homogeneidade dos parâmetros elétricos obtidos com o auxílio do simulador solar, ainda que testados sob as mesmas condições de irradância (1000 W/m^2), temperatura (25°C) e massa de ar (AM 1,5) definidas pela STC.

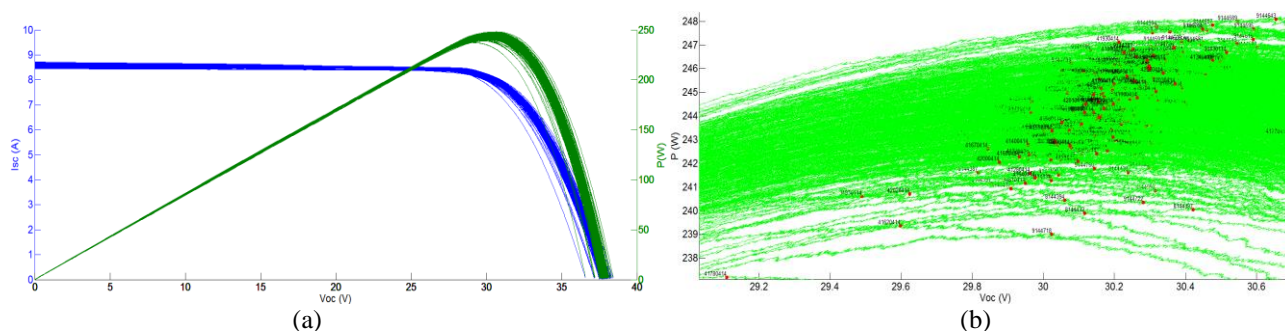


Figura 4 – (a) Curvas IV e PV para o lote de 412 módulos fotovoltaicos, (b) P_{MPP} de cada módulo com o ID

Pode-se observar no histograma da Fig. 5a o agrupamento dos módulos com similares I_{SC} nas três classes definidas pelas barras azuis, onde constatou-se que dentre os 412 módulos, 22 (5,34%) apresentaram I_{SC} entre 8,45 e 8,53 A, 225 (54,6%) entre 8,55 e 8,62 A e 165 (40,0%) entre 8,64 e 8,72 A. Observou-se também que 292 módulos (70,87%) apresentaram I_{SC} entre 8,45 e 8,65 A (variação de 200 mA) e 120 módulos (29,13%) entre 8,65 A e 8,72 A (variação de 70 mA), indicando a proximidade nos resultados da I_{SC} obtida pela análise do *flash test*. A Fig. 5b apresenta a dispersão dos valores máximos da I_{SC} e V_{OC} de cada módulo fotovoltaico, sendo identificados pelo seu número de série (ID). Em relação ao V_{OC} foram observados os valores na faixa de 38,46 V e 36,61 V.

A partir dos limites de I_{SC} e V_{OC} calculou-se a diferença e a média dos valores verificados na análise, resultando em uma variação de 269 mA e valor médio de 8,618 A para I_{SC} e 1,85 V de variação na V_{OC} com valor médio de 37,87 V.

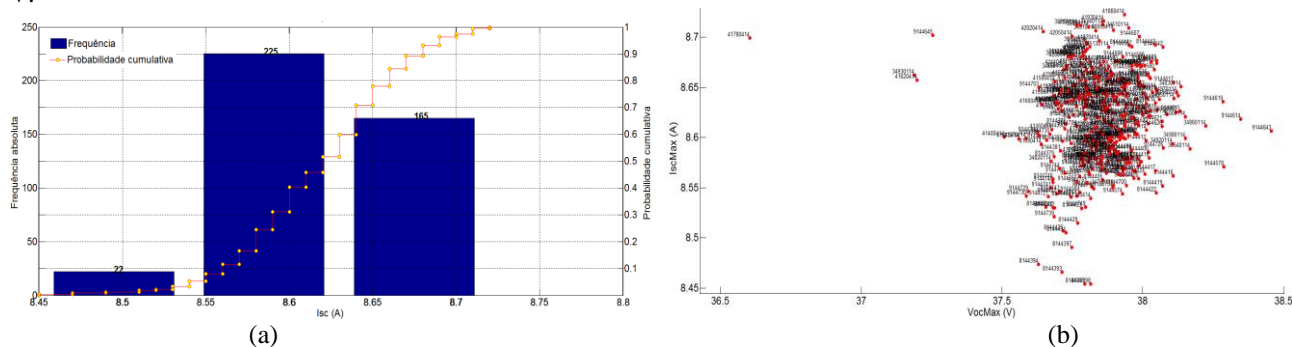


Figura 5 – Análise da I_{SC} dos 412 módulos fotovoltaicos: (a) Histograma, (b) gráfico de dispersão.

A partir da análise apresentada no histograma da Fig. 6a, observou-se que do lote avaliado, 7 apresentaram I_{MPP} entre 7,89 e 7,98 A (1,69%), 193 entre 8,00 e 8,08 A (46,84%) e 212 entre 8,1 e 8,18 A (51,46%).

Constatou-se também que 79,61% dos módulos (328) apresentaram maior I_{MPP} que a indicada pelo catálogo do fabricante de 8,06 A, mostrando entre 8,07 e 8,19 A (variação de 120 mA) e 20,39% dos módulos (84) entre 8,06 e 7,89 A (variação de 170 mA). Na Fig. 6b observa-se o gráfico de dispersão e os limites máximos superiores e inferiores da I_{MPP} e V_{MPP} verificados na análise, sendo respectivamente de 8,190 A e 7,891 A e 30,69 V e 29,11 V. Resultado uma variação de 299 mA para I_{MPP} e 1,58 V para V_{MPP} . A partir na análise observou-se uma maior variação dos resultados de I_{MPP} em comparação com I_{SC} .

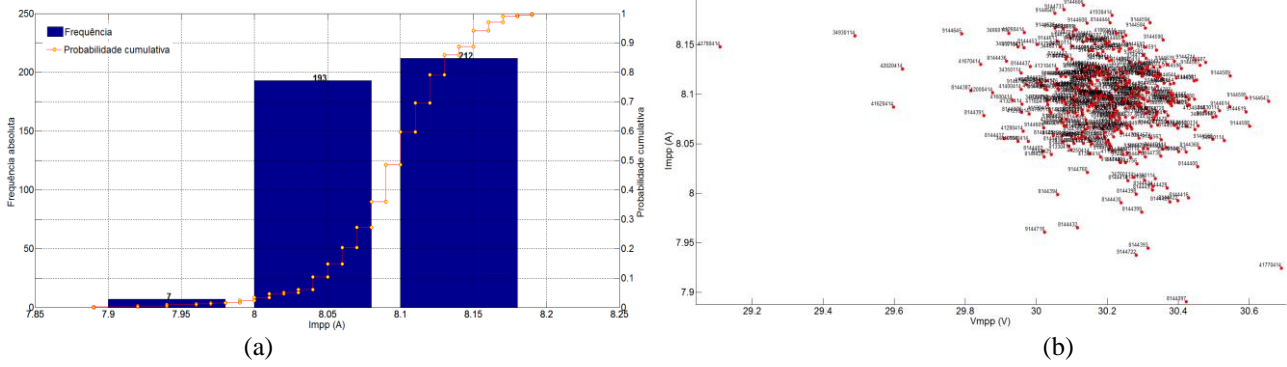


Figura 6 – Análise da I_{MPP} dos 412 módulos fotovoltaicos: (a) Histograma, (b) gráfico de dispersão.

Através do histograma apresentado na Fig. 7a, constatou-se na análise da P_{MPP} que dentre os 412 módulos, 1 módulo apresentou P_{MPP} de 237 Wp, 2 de 239 Wp, 4 de 240 Wp, 9 de 241 Wp, 21 de 242 Wp, 71 de 243 Wp, 87 de 244 Wp, 98 de 245 Wp, 86 de 246 Wp, 24 de 247 Wp e 9 de 248 Wp, indicando uma variação significativa em relação aos parâmetros I_{SC} e I_{MPP} , sendo constatados valores de potência nominal abaixo dos limites de 5 Wp definidos pelo fabricante ($245 \text{ Wp} \pm 2,5\%$). Esta tolerância representa uma variação de $\pm 6 \text{ Wp}$ entre o menor e maior valor em relação à potência nominal média, sendo a variação da potência mínima e máxima entre 239 a 251 Wp.

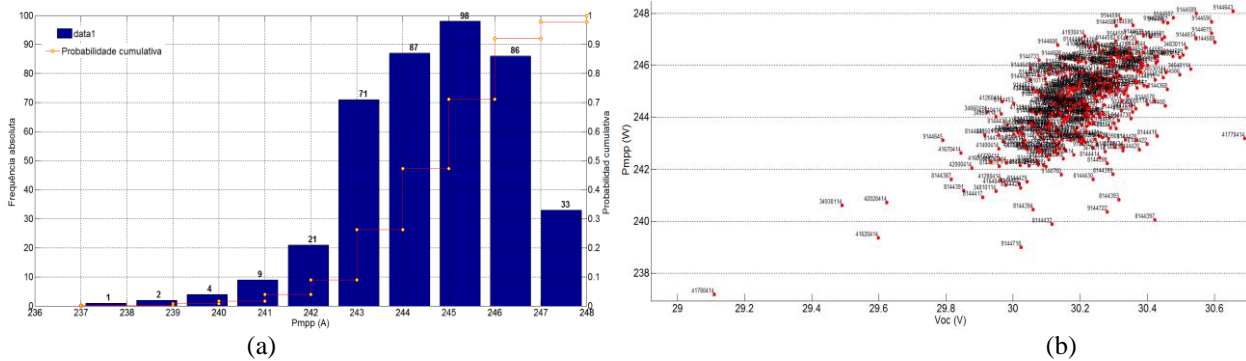


Figura 7 – Análise da P_{MPP} dos 412 módulos fotovoltaicos: (a) Histograma, (b) gráfico de dispersão.

A partir da análise comparativa dos parâmetros elétricos de I_{SC} , I_{MPP} e P_{MPP} , a proximidade dos valores de I_{MPP} e I_{SC} inviabilizaria a classificação dos módulos, pois seria necessário aumentar o número de classes com intervalos na ordem de miliampéres tornando o projeto de localização complexa para o projetista e montagem em campo impraticável em função das distintas classes. Porém, verificou-se uma variação significativa na P_{MPP} , indicando a possibilidade de viabilizar na prática a classificação e a montagem não aleatória dos módulos.

Com o parâmetro elétrico de ordenação definido, o resultado da irradiação global diária anual por módulo fotovoltaico obtido na ferramenta Ecotect Analysis foi concatenado com a matriz resultante da análise da P_{MPP} , sendo a estrutura do *string* resultante apresentada na Fig. 8, na qual a localização é indicada pelo ID fornecido pelo Ecotect (Local_ECOTECT), a irradiação média diária na base anual por módulo fotovoltaico também provida pelo Ecotect ($I_{rad} \text{ Wh/m}^2$), o número de série do módulo (ID Módulo), P_{MPP} , I_{MPP} e V_{MPP} coletadas pelo algoritmo a partir da análise dos *flash test*.

Local_ECOTECT	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152	1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160	1161	1162	1163	1164	1165	1166	
Irrad (Wh/m2)	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3928	3929	3928	3928	3928	
ID módulo	9144587	9144589	9144590	9144594	9144595	9144607	9144643	9144714	9144444	9144581	9144583	9144588	9144588	9144591	9144592	9144596	9144599	9144601	9144606	9144606	9144609	9144614	9144660	9144669	9144701
Pmpp	248	248	248	248	248	248	248	248	247	247	247	247	247	247	247	247	247	246	246	246	246	246	246	246	
I_mpp	8,1294	8,1188	8,1548	8,1723	8,0963	8,1321	8,0931	8,1348	8,1723	8,1145	8,1395	8,1279	8,0679	8,1447	8,1474	8,1259	8,1577	8,1466	8,1899	8,1654	8,0878	8,0966	8,0776	8,1596	
Vmpp	30,461	30,546	30,357	30,32	30,592	30,477	30,655	30,448	30,208	30,451	30,302	30,331	30,601	30,338	30,306	30,409	30,245	30,269	30,133	30,108	30,545	30,361	30,506	30,106	

Figura 8 - *String* da subseção 7 com maiores índices de irradiação global média diária na base anual, associado aos 24 módulos fotovoltaicos com maiores P_{mpp} em condições STC. Detalhe para o módulo ID 9144588 com menor corrente da associação série.

Com a alocação dos 24 módulos pode-se observar que cada um exibe uma I_{MPP} diferente e, conceitualmente, em uma associação série, a corrente não se altera, sendo a menor, a responsável por limitar o ponto de máxima potência da associação em conjunto com a soma das tensões individuais de cada módulo. Desta forma foi implementada uma função polinomial de 5º ordem no algoritmo e aplicada às curvas PV de cada módulo fotovoltaico, conforme exemplo apresentado na Fig. 9a para o módulo identificado com ID 420504414. Como resultados foram geradas 412 equações polinomiais de todos os módulos fotovoltaicos identificadas por seu ID Fig. 9b.

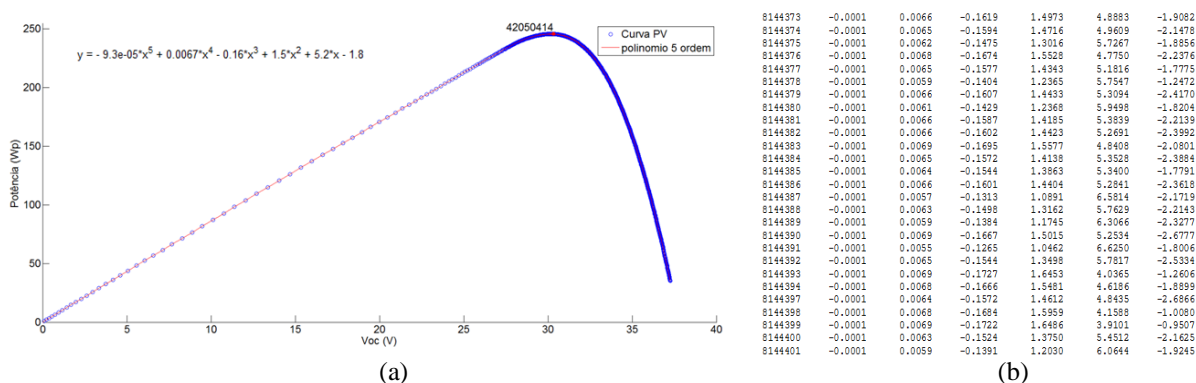


Figura 9 - (a) Curvas PV e polinomial de 5° ordem; (b) coeficientes polinominais com ID cada módulo.

A partir das equações polinominais da potência (variável y) em função da tensão (variável x), os 3950 pontos de V_{OC} apresentados no *flash test* de cada módulo foram aplicados na equação polinomial correspondente ao ID do módulo, o qual resultou na identificação da faixa de potência em cada ponto da curva PV. Em seguida a faixa de potência de operação de cada módulo definida pela função polinomial foi dividida pelos pontos de tensão para obtenção dos valores de I_{SC} .

Estando os valores da I_{SC} para cada módulo identificados e a menor corrente I_{MPP} de 8,0679 A, constatada no resultado da alocação dos módulos fotovoltaicos a partir do parâmetro elétrico da maior P_{MPP} no módulo ID 9144588, um processo de varredura foi implementado no algoritmo com objetivo de identificar a tensão V_{OC} referente aos outros módulos da associação com os IDs 9144587, 9144589, 9144590, 9144594, 9144595, 9144607, 9144643, 9144714, 8144444, 9144581, 9144583, 9144585, 9144591, 9144592, 9144596, 9144599, 9144601, 9144606, 9144659, 9144614, 9144660, 9144699, 9144701.

Pode-se observar na Fig. 10 os novos valores de V_{MPP} e P_{MPP} para cada módulo em função da menor corrente I_{MPP} , resultando nas variações de -1,4 e +1,2 Wp entre os valores máximos (247,97 Wp) e mínimos (245,37 Wp) da P_{MPP} , indicando um desvio em relação -0,57% e 0,48% em relação ao valor médio de 246,78 Wp da associação.

Na análise da potência da associação do estudo foi obtida uma potência total média teórica de 5,922 kWp, enquanto que em uma ordenação aleatório teríamos uma potência total média teórica de 5,880 kWp, ou seja, 40,49 Wp (0,7%) superior na aplicação do método de ordenação para a *string* avaliada. Indicando a possibilidade de ganho de potência e geração energética nas outras 264 associações série do sistema fotovoltaico, podendo resultar em um ganho teórico máximo de potência total de 10,7 kWp no sistema.

Local_ECOTECT	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152	1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160	1161	1162	1163	1164	1165	1166
Irrad (Wh/m2)	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3928	3928	3928
ID módulo	9144587	9144588	9144590	9144594	9144595	9144607	9144643	9144714	8144444	9144581	9144583	9144585	9144588	9144591	9144592	9144596	9144599	9144601	9144606	9144659	9144614	9144660	9144699	9144701
Pmpp	247	248	247	248	247	247	248	247	247	247	246	246	247	247	247	239	246	246	246	246	247	246	246	245
Imp	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679	8,0679
Vmpp	30,649	30,711	30,648	30,679	30,675	30,660	30,735	30,660	30,561	30,606	30,546	30,533	30,601	30,580	30,572	29,650	30,552	30,527	30,538	30,45	30,611	30,460	30,517	30,413

Figura 10. Identificação da nova P_{MPP} e V_{MPP} de cada módulo fotovoltaico, considerando a menor corrente da associação série aplicada à função polinomial de 5° ordem por módulo.

4. CONCLUSÕES

Para um projetista fotovoltaico, a obtenção de informações detalhadas sobre o descasamento elétrico do lote de módulos fotovoltaicos que serão utilizados em um sistema fotovoltaico, representa uma importante ferramenta para o posicionamento dos módulos numa planta fotovoltaica em ambiente urbano, considerando o sombreamento parcial e definição do projeto elétrico do sistema.

Portanto, conclui-se que é possível realizar o estudo de sombreamento por módulo fotovoltaico e aplicar o resultado da análise dos *flash tests* pelo algoritmo proposto como forma de posicionar os módulos fotovoltaicos com maiores potências nas regiões com maiores índices de irradiação global média diária anual para se obter uma maior geração energética, reduzindo o descasamento elétrico causado pelo sombreamento e pela tolerância inevitável da fabricação dos módulos fotovoltaicos.

Diante do exposto, o objetivo do estudo de caso de apresentar um método de classificação e ordenação de módulos fotovoltaicos sobre geradores instalados em meio urbano, foi atingido, visto que os *softwares* atuais consideram módulos idênticos e perdas por tolerâncias que podem ser reduzidas de $\pm 2,5$ Wp para $\pm 1,4$ Wp na estimativa de geração conforme apresentado pelo estudo, os quais podem ser utilizados em novos projetos, visando maximizar a geração de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados.

Agradecimentos

Este trabalho foi possível graças ao suporte da Companhia Energética de São Paulo (CESP), ao Programa de P&D estratégico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e ao Laboratório de Sistemas Integráveis Tecnológico.

REFERÊNCIAS

- EPIA, 2014. Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018, pp. 60.
- Júnior, O. L., 2005. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso - 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo, pp. 87.
- Lorenzo, E., Moreton, R., Luque, I., 2013. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp. 666–670.
- Nobre, A., Malhotra, R., Tang, C. H., Reise, C., Kiefer, K., Rüther, R., Reindl, T., 2013. Degradation analysis of photovoltaic systems in a tropical environment, Singapura.
- Woyte, A. Nijs, J. Belmans, R., 2003. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. *solar energy*, vol. 74, n. 3, pp. 217-233.
- Haberlin, H., 2012. Photovoltaics system design and practice. 1 edição. ed. united kingdom: john wiley & sons.
- Zomer, C. D., 2014. Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações. Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, pp. 258.
- Saha, h., Bhattacharya, G., Mukherjee, D., 1988. Mismatch losses in series combinations of silicon solar cell modules. *solar cells*, v. 25, n. 2, pp. 143-153.
- Bucciarelli., 1979. Power loss in photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics. *Solar Energy*, vol. 23, n. 4, pp. 277-288.
- Bishop, J. W., 1988. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. *Solar Cells*, vol. 25, pp. 73-89.
- Zilles, R., Lorenzo, E., 1993. An Analytical Model for Mismatch Losses in PV Arrays. *International Journal of Solar Energy*, Madrid, pp. 121-133.
- Chamberlin, C. E., Lehman, P., Zoellick, J., Pauletto, G., 1995. Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays. *Solar Energy*, vol. 54, n. 3, pp. 165–171.
- Guisan, O., Schaub, P., Mermoud, A., & Mermoud, A. 1992. PV module characteristics in real conditions. 11th ICPSE pp. 1348-1350.
- Hecktheuer, L. A., Krenzinger, A., & Prieb, C. W. M., 2001. Rated versus measured power of PV modules used in Brazilian rural properties electrification. *Anais do 17th EPSEC, Munique, Alemanha*, pp. 2083-2086.
- Iannone, F., Noviello, G., Sarno, A., 1997. Monte Carlo techniques to analyse the electrical mismatch losses in large-scale photovoltaic generators. *Solar Energy*, vol. 62, n. 3, pp. 85-92.
- Hund, B., Kiefer, K., Neuberger, F., Warta, W., 2004. Annual Report. Fraunhofer Institute ISE. pp. 124.
- Silvestre, S., Chouder, A., 2008. Effects of Shadowing on Photovoltaic Module Performance. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, Barcelona, pp. 141-149.
- Patel, H., Agarwal, V., 2008. MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. *IEEE Transactions on energy conversion*, pp. 302 - 310.
- Chouder, A., Silvestre, S., 2009. Analysis Model of Mismatch Power Losses in PV Systems. *Journal of Solar Energy Engineering*.
- Koirala, B., Sahan, B., Henze, N., 2009. Study on MPP Mismatch Losses in Photovoltaic Applications. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburgo. pp. 3727 - 3733.
- Bakas, P., Marinopoulos, A., Stridh, B., 2012. Impact of PV Module Mismatch on the PV Array Energy Yield and Comparison of Module, String and Central MPPT. 38th IEEE PVSC, Austin, Texas, pp. 1393 – 1398.
- Said, S., Massoud, A., Benammar, M., Ahmed, S., 2012. A Matlab/Simulink-Based Photovoltaic Array Model Employing SimPowerSystems Toolbox. *Journal of Energy and Power Engineering*, pp. 1965-1975.
- Webber, J., Riley, E., 2013. Mismatch Loss Reduction in Photovoltaic Arrays as a Result of Sorting Photovoltaic Modules by Max-Power Parameters. *International Scholarly Research Notices*.
- Pavan, A. M., Mellit, A., Pieri, de D., Lughì, V., 2014. A study on the mismatch effect due to the use of different photovoltaic modules classes in large-scale solar parks. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, pp. 332–345.

METHODOLOGY FOR POSITIONING PV MODULE IN PHOTOVOLTAIC PLANTS IN URBAN AREAS

Abstract. *In this paper, the mismatch impacts due to manufacturing tolerances, partial shading profile and solar irradiation are evaluated in order to present a new methodology Matlab-based to locate similar P_{MPP} PV modules into PV plant regions with major and homogeneous incident solar irradiation. Results are illustrated through the study case of a 450 kWp solar parking for which module datasheets as well as flash test data are available. It is shown how the effect of sorting PV modules taking into account the combination of mismatch and partial shading analysis can reduce the mismatch caused by shading and the inevitable tolerance manufacturing in the energy production simulation and which could be implemented in the real world.*

Key words: *Manufacturing mismatch losses, Partial shading profile, Matlab.*