RAFAEL HERRERO ALONSO

**Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas
solares no ambiente urbano**

São Paulo
2016

RAFAEL HERRERO ALONSO

**Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas
solares no ambiente urbano**

Tese apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Doutor em Ciências.

São Paulo

2016

RAFAEL HERRERO ALONSO

**Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em
plantas solares no ambiente urbano**

Tese apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Engenharia
Elétrica - Sistemas Eletrônicos

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Knorich
Zuffo

São Paulo
2016

DEDICATÓRIA

*A Deus, minha mulher, Priscila, meu filho, Lorenzo,
meus pais, Antônio Mariano e Maria Amélia,
e aos meus familiares e amigos.*

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Alonso, Rafael Herrero

Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano / R. H. Alonso -- versão corr. -- São Paulo, 2016.
217 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos.

1. Engenharia Elétrica 2. Sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos 3. Sombreamento 4. Curva I-V 5. Ordenação de módulos fotovoltaicos I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos II. t.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus, que me inspirou e iluminou meu caminho ao longo desta tese me dando forças para concluir este trabalho.

Agradeço aos meus pais, que sempre estiveram ao meu lado me incentivando e ensinando a importância da dedicação aos estudos e sempre orar a Deus nos momentos de fraqueza. São exemplos de que como a participação da família é possível chegar onde não imaginávamos.

Agradeço a minha esposa Priscila, pela força, dedicação, paciência, companhia, e, principalmente por ter me presenteado com meu filho Lorenzo durante o período do doutorado, que me fez amadurecer e afrontar os desafios para o desenvolvimento desta tese.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Marcelo Zuffo pelos doze anos de orientação, sendo o responsável por minha inclusão no grupo do Laboratório de Sistemas Integráveis em 2004, passando pelo mestrado como co-orientador e agora pelo doutorado, sempre me incentivando no caminho da pesquisa e no meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Agradeço a equipe do LSI, em especial aos engenheiros/pesquisadores competentes e dedicados da equipe de energia fotovoltaica do CITI | USP Cesar Biasi, Roberto Simplicio e Sergio Shimura, pelas contribuições e valorização da energia solar fotovoltaica no Brasil. Também agradeço a Sabrina Grecca que ajudou com eficiência as atividades administrativas. Sendo estes considerados acima de tudo, um grupo de amigos com grande amizade que tem perdurado por mais de 5 anos de convivência diária.

Agradeço a todos os membros da banca, que dedicaram seu tempo na leitura deste trabalho e contribuíram com valiosas sugestões.

Agradeço finalmente ao apoio financeiro do Projeto de P&D apresentado em resposta à Chamada de P&D Estratégico nº 013/2011 da (ANEEL) firmado entre a LSI-TEC e a CESP, AES Eletropaulo, AES Tietê, Foz do Rio Claro Energia, Ijuí Energia e TECNOMETAL, que foram fundamentais para a realização deste doutorado.

RESUMO

A geração de eletricidade fundamentada na complementariedade pelas fontes renováveis como a solar fotovoltaica distribuída, tem se tornado relevante e essencial para o fornecimento de energia elétrica no modelo atual das redes elétricas em ambientes urbanos. Porém, tendem a ser impactadas por diversos fatores, tais como sujidade, temperatura, degradação, ângulo de orientação e inclinação, bem como topografia do terreno e qualidade de fabricação do módulo. Somasse o sombreamento parcial de elementos do entorno, o qual é o principal fator que afeta a produtividade do sistema fotovoltaico. Esta tese tem como objetivo propor um método para posicionar módulos fotovoltaicos de maiores potências nominais nas regiões com maiores índices de irradiação da planta, para formar associações de módulos que iram operar em semelhantes condições de irradiação durante todo o ano e quantificar a influência da incompatibilidade elétrica devido as diferenças de fabricação dos módulos. Métodos tradicionais de simulação da estimativa de produção anual consideram módulos idênticos e não permitem importar arquivos *flash test* de cada módulo utilizado na planta fotovoltaica. O método proposto incluiu a análise de irradiação (sombreamento) global média diária anual de cada módulo e desenvolvimento de algoritmo em MATLAB para estudo da incompatibilidade elétrica e posicionamento. O método foi desenvolvido para um estudo de caso teórico de um estacionamento fotovoltaico com sombreamento parcial na cidade São Paulo, no qual o catálogo do módulo e os *flash tests* 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 uma queda da tolerância relativa à qualidade do módulo em comparação com os valores praticado nas simulações. Sendo 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%) inferior em comparação com a associação série na qual foi aplicado o algoritmo de ordenação.

Palavras-chaves: Energia solar, sistemas fotovoltaicos, fator de sombreamento, posicionamento.

ABSTRACT

The energy generation based on the complementary renewable sources as distributed photovoltaic solar energy, has become relevant and essential for current model of energy supply in the urban environment. However, tend to be impacted for several conditions whereby soiling, temperature, degradation, ground topology, orientation and tilt angle, manufacturing tolerances of photovoltaic module. In addition, the partial shading due to the surrounding elements, which is the main factor that decrease the yield of photovoltaic systems. The objective of this thesis is to propose a method to positioning the higher nominal power photovoltaic modules in the regions with higher homogeneous solar irradiance of the plant, to form a string of photovoltaic modules that will operate in a similar ambient condition during the whole year and quantify the influence of electrical mismatch due to small manufacturing differences. Traditional solar simulation tools not allow flash test dataset inputs, often modeled them as an identical devices to estimate the annual energy production. The method consists in identifying and quantifying the reduction of electrical mismatch tolerance, relating the irradiance (shading) on each photovoltaic module and propose a Matlab algorithm to study the electrical mismatch. The method was developed through a theoretical study case of a parking-integrated photovoltaic with partial shading simulated in São Paulo city for which module datasheets as well as flash test data are available. The results show that the percentage deviation of mismatch tolerance for a string of 24 modules when applied the sorting algorithm was reduced among 0.57% (1.4 Wp) and 0.48% (1.2 Wp), between the lowest and highest value of the average nominal maximum power of 245 Wp, when compared with randomly ordered of $\pm 2.5\%$ (± 6 Wp). In terms of energy production for the string, these values represents an average theoretical nominal power of 5.922 kWp for sorting algorithm and 5.880 kWp considering the random ordered, which represents a PV string energy production of -40.49 Wp (0.7%) lower without the method proposed.

Keywords: Solar Energy, photovoltaic systems, shading factor, positioning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Concepção dos sistemas fotovoltaicos P&D Villa Lobos.....	22
Figura 2. Produção de módulos fotovoltaico.....	28
Figura 3. Células/Módulos FV instalados e produzidos.....	29
Figura 4. (a) Extraído do quartzo, (b) Lingote, (c) Purificado e (d) Célula	30
Figura 5. (a) Célula solar mc-Si, (b) Módulo fotovoltaico policristalino	30
Figura 6. Filmes finos: (a) aço inox flexível, (b) vidro	31
Figura 7. CIGS: (a) Fachada, (b) flexível	33
Figura 8. (a) Módulo, (b) Flexível.....	34
Figura 9. Espectro absorvido	35
Figura 10. Eficiências para diferentes tecnologias fotovoltaicas	38
Figura 11. Produção de células solares 2008 – 2011	39
Figura 12. Comparativo entre módulos de filmes finos e silício 2006-2013.....	40
Figura 13. Mercado FV: (a) em 2011; (b) em 2012.....	40
Figura 14. Capacidade instalada mundial entre 2000-2013	41
Figura 15. (a) Mercado fotovoltaico; (b) Capacidade instalada em 2013.....	41
Figura 16. Tendência de crescimento do mercado FV mundial 2014-2018.....	42
Figura 17. Projeto MegaSolar de 3,5 MWp instalado na sede da Eletrosul	43
Figura 18. Planta de 2,68 MWp, localizada no Arizona, EUA	46
Figura 19. Planta de 59 MWp na sede da Renault, Sandouville, FRA	46
Figura 20. Primeiro estacionamento FV de 3,0 kWp, São Paulo	47
Figura 21. Planta-piloto de 150 kWp, localizada no IEE/USP, SP	48
Figura 22. Planta-piloto de 16,32 kWp, edifício da WEG, SC	48
Figura 23. Planta-piloto de 11,97 kWp, edifício da Eletrosul, SC	49
Figura 24. Planta-piloto de 3,5 MWp, edifício da Eletrosul, SC	50
Figura 25. Planta-piloto de 30,36 kWp, edifício do instituto LACTEC, PR.....	51
Figura 26. Planta de 13,0 kWp, edifício-sede da Kwara, CE	51
Figura 27. Planta-piloto de 45 kWp, edifício da ENEL, RJ	52
Figura 28. Planta-piloto de 400 kWp, estádio de Pituaçu, BA	53
Figura 29. Modelo elétrico de uma célula solar	55
Figura 30. Curva I-V-P de uma célula de Silício de 156 mm x 156 mm	56
Figura 31. Curvas características I-V em função da variação da temperatura ..	57
Figura 32. Curvas características I-V em função da variação de irradiação	57

Figura 33. Características de conexão das células no módulo FV	61
Figura 34. Ponto quente no módulo causado por sombreamento de folhas	63
Figura 35. Efeito do sombreamento na montagem vertical e horizontal	63
Figura 36. Comparativo entre series de módulos com e sem diodo de desvio	64
Figura 37. Caixa de conexões e diagrama elétrico de um módulo de 240 Wp	65
Figura 38. Circuito equivalente com 2 diodos	65
Figura 39. Curva I-V-P de uma célula de Silício	66
Figura 40. Curvas características em diferentes níveis de irradiância	67
Figura 41. Curvas características em diferentes temperaturas	67
Figura 42. Curvas I-V da associação série de módulos FV	68
Figura 43. Curvas I-V da associação paralela de módulos FV	69
Figura 44. Resultado do desvio de 100 módulos entre catalogo e simulador	72
Figura 45. Comparação entre o <i>yield</i> final de três sistemas fotovoltaicos	76
Figura 46. Desempenho (PR) de 461 plantas FV entre 1991-2005	76
Figura 47. Eficiência do inversor entre 1991-2005	77
Figura 48. Localização do estacionamento FV do estudo de caso em SP	85
Figura 49. Arruamento do estacionamento do Parque Cândido Portinari.	85
Figura 50. Vista Frontal das seções da usina fixa de 0,45 MWp	86
Figura 51. Configuração elétrica proposta inicialmente para seção B	87
Figura 52. Configuração elétrica proposta inicialmente para seção A	87
Figura 53. Edifícios nos arredores do local de instalação do sistema FV	88
Figura 54. Vista frontal dos edifícios com potencial no sistema FV	89
Figura 55. Vista frontal do Edifício A com as dimensões para modelo 3D	90
Figura 56. Vista frontal do Edifício A' com as dimensões para modelo 3D	91
Figura 57. Vista frontal do Edifício B com as dimensões para modelo 3D	92
Figura 58. Vista frontal do Edifício B' com as dimensões para modelo 3D	93
Figura 59. Vista Frontal do Edifício C com as dimensões para modelo 3D	94
Figura 60. Vista dos Edifícios D, D' e E com as dimensões para modelo 3D	95
Figura 61. Vista Frontal do Edifício G com as dimensões para modelo 3D	96
Figura 62. Vista superior dos edifícios com as distâncias para X0, Y0	97
Figura 63. Modelo 3D do estacionamento FV e edifícios	99
Figura 64. Modelo 3D para análise de sombreamento e irradiância	99
Figura 65. Componentes da irradiação média diária mensal em São Paulo	100
Figura 66. Incidência solar global média anual por município de São Paulo ..	101

Figura 67. Irradiância direta normal na base horária por semana	102
Figura 68. Irradiância direta normal na base semanal	102
Figura 69. Irradiância direta normal na base horária por semana.	103
Figura 70. Irradiância direta normal na base horária	103
Figura 71. Irradiância difusa horizontal na base horária por semana	104
Figura 72. Irradiância difusa horizontal na base semanal	104
Figura 73. Irradiância difusa horizontal na base horária por semana	105
Figura 74. Irradiância difusa horizontal na base horária	105
Figura 75. Vistas do modelo 3D sistema fotovoltaico e edifícios no <i>Ecotect</i> ..	106
Figura 76. Modelo de simulação sem a presença dos edifícios.....	107
Figura 77. Modelo de simulação com a presença dos edifícios	107
Figura 78. Seções A e B das superfícies planas com área de 2982 m2	109
Figura 79. Seções A e B com 1848 subdivisões representando cada módulo	109
Figura 80. Simulador Solar <i>Spi-Sun Simulator™ 4600SLP</i> da SPIRE.....	112
Figura 81. Etiqueta PROCEL para o módulo TECNOMETAL 245 Wp	113
Figura 82. Placa de identificação do módulo fotovoltaico.....	114
Figura 83. Inspeção entre flash test e placa de identificação	115
Figura 84. Formato .csv do simulador solar para módulo FV ID:08144362.....	116
Figura 85. Identificação dos parâmetros elétricos no arquivo .csv	117
Figura 86. Diagrama de entradas, processos e saídas do Algoritmo	118
Figura 87. Trajetória do sombreamento das 8 às 17h (intervalo de 30 min)	121
Figura 88. Trajetória do sombreamento das 8 às 17h (intervalo de 30 min)	122
Figura 89. Análise comparativa da irrad. incidente mensal sem edifícios	123
Figura 90. Análise comparativa da irrad. incidente mensal com edifícios	124
Figura 91. Análise comparativa sombreamento mensal sem edifícios	125
Figura 92. Análise comparativa do sombreamento mensal com edifícios.....	126
Figura 93. Análise comparativa da energia injetada na rede sem edifícios	127
Figura 94. Análise comparativa da energia injetada na rede com edifícios.....	128
Figura 95. Análise comparativa do PR sem edifícios.....	129
Figura 96. Análise comparativa do PR com edifícios	130
Figura 97. Análise comparativa do <i>yield</i> sem edifícios.....	131
Figura 98. Análise comparativa do <i>yield</i> com edifícios	132
Figura 99. Níveis de GHI anual média diária por módulo FV sem edifícios	134
Figura 100. GHI máx. e mín. média diária mensal para 1848 módulos FV.....	135

Figura 101. Irradiação global anual média diária por módulo sem edifícios ...	136
Figura 102. Irradiação global anual média diária por módulo com edifícios ...	137
Figura 103. Irradiação global, direta e difusa, máx. e mín, na base anual	138
Figura 104. Irradiação global anual média diária por módulo com edifícios ...	139
Figura 105. Arranjo FV da seção B anteriormente definido.....	140
Figura 106. Arranjos FV da seção B anterior e a nova proposta	141
Figura 107. Arranjo fotovoltaico da seção A anteriormente definido	142
Figura 108. Arranjos FV da seção A anterior e a nova proposta	143
Figura 109. Curvas I_{sc} , V_{oc} e potência para o lote de 412 módulos FV.....	144
Figura 110. Curvas I_{sc} , V_{oc} para o lote de 412 módulos fotovoltaicos	145
Figura 111. Histograma de frequência da I_{sc} e probabilidade cumulativa	146
Figura 112. Gráfico de dispersão da I_{sc} , V_{oc} de cada módulo com seu ID.....	146
Figura 113. Desvios da I_{sc} em relação à reta normal de probabilidade	147
Figura 114. Curvas características I_{sc} , V_{oc} com ID do lote de 412 módulos ..	148
Figura 115. Detalhe P_{mpp} ($I_{mpp} \times V_{mpp}$) de cada módulo com seu ID	148
Figura 116. Histograma da I_{mpp} com 3 classes e intervalos de 0,05 mA	149
Figura 117. Gráfico de dispersão I_{mpp} , V_{mpp} de cada módulo com seu ID ...	150
Figura 118. Desvios da I_{mpp} em relação à reta normal de probabilidade	151
Figura 119. Curvas características PV com o ID no P_{mpp}	152
Figura 120. Detalhe do P_{mpp} ($I_{mpp} \times V_{mpp}$) com seu ID na curva PV	152
Figura 121. Dispersão P_{mpp} , V_{oc} para o lote de 412 módulos fotovoltaicos .	153
Figura 122. Histograma da P_{mpp} com intervalos definido para 5 W.....	154
Figura 123. Seção B (Superior), Seção A (Inferior) e subseções de 1 a 12.....	155
Figura 136. Série de 24 módulos da subseção 7 com maior irradiação	156
Figura 125. Série de 24 módulos associada a subseção 7	156
Figura 126. Curva PV do módulo 42050414 e curva polinomial	158
Figura 127. Módulo com menor corrente da associação série da subseção 7	159
Figura 128. Nova P_{mpp} quando aplicada a função polinomial de 5° ordem....	159
Figura 129. Linha de produção de módulos FV da Tecnometal em Capinas...	182
Figura 130. Máquina de montagem (<i>Assembler</i>) das células fotovoltaicas.....	184
Figura 131. Inspeção de corrente e tensão	184
Figura 132. Laminador	185
Figura 133. Montagem do perfil de alumínio e caixa de junção (<i>junction box</i>)	186
Figura 134. Teste Dielétrico do módulo fotovoltaico	186

Figura 135. Subseção 1: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos	194
Figura 136. Subseção 2: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos	195
Figura 137. Subseção 3: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos	196
Figura 138. Subseção 4: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos	197
Figura 139. Subseção 5: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos	198
Figura 140. Subseção 6: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos	199
Figura 141. Subseção 7: Arranjo FV formado por 24 x 7 módulos	200
Figura 142. Subseção 8: Arranjo FV formado por 24 x 7 módulos	201
Figura 143. Subseção 9: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos	202
Figura 144. Subseção 10: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos	203
Figura 145. Subseção 11: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos	204
Figura 146. Subseção 12: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos	205

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparativo entre estacionamentos fotovoltaicos no Brasil.....	54
Tabela 2. Dimensões das seções A e B do sistema fotovoltaico.....	86
Tabela 3. Dimensões levantadas para o Edifício A.	90
Tabela 4. Dimensões levantadas para o Edifício A'	91
Tabela 5. Dimensões levantadas para o edifício B.....	92
Tabela 6. Dimensões levantadas para o edifício B'.....	93
Tabela 7. Dimensões levantadas para o edifício C.....	94
Tabela 8. Dimensões levantadas para os edifícios D, D', E e E'	95
Tabela 9. Dimensões levantadas para o edifício G	96
Tabela 10. Distâncias horiz. dos edifícios em relação ao referencial X0,Y0	98
Tabela 11. Distâncias vert. dos edifícios em relação ao referencial X0,Y0	98
Tabela 12. Parâmetros do Módulo Fotovoltaico SV-245D20.....	111
Tabela 13. Irradiação global mensal incidente sem edifícios.....	123
Tabela 14. Irradiação global mensal incidente com edifícios.....	124
Tabela 15. Percentuais de sombreamento mensal sem os edifícios.....	125
Tabela 16. Percentuais de sombreamento mensal com os edifícios.....	126
Tabela 17. Energia mensal injetada na rede sem os edifícios.....	127
Tabela 18. Energia mensal injetada na rede com os edifícios	128
Tabela 19. <i>Performance Ratio</i> mensal sem os edifícios	129
Tabela 20. <i>Performance Ratio</i> mensal com os edifícios.....	130
Tabela 21. <i>Yield</i> mensal sem os edifícios	131
Tabela 22. <i>Yield</i> mensal com os edifícios	132
Tabela 23. Análise da <i>string</i> de 24 módulos FV com maiores potências.....	157
Tabela 24. Estimativa do desempenho com o algoritmo de ordenação.....	160
Tabela 25. Informações do módulo FV disponibilizado pelo fabricante.....	160
Tabela 26. Análise comparativa na base anual das ferramentas utilizadas.....	165
Tabela 27. Localização do módulo FV 1 ao 19.....	187
Tabela 28. Localização do módulo FV 20 ao 39.....	187
Tabela 29. Localização do módulo FV 40 ao 59.....	187
Tabela 30. Localização do módulo FV 60 ao 79.....	188
Tabela 31. Localização do módulo FV 80 ao 99.....	188
Tabela 32. Localização do módulo FV 100 ao 119.....	188

Tabela 33. Localização do módulo FV 120 ao 140.....	189
Tabela 34. Localização do módulo FV 141 ao 161.....	189
Tabela 35. Localização do módulo FV 162 ao 182.....	189
Tabela 36. Localização do módulo FV 183 ao 202.....	190
Tabela 37. Localização do módulo FV 203 ao 222.....	190
Tabela 38. Localização do módulo FV 223 ao 244.....	190
Tabela 39. Localização do módulo FV 245 ao 264.....	191
Tabela 40. Localização do módulo FV 265 ao 284.....	191
Tabela 41. Localização do módulo FV 285 ao 304.....	191
Tabela 42. Localização do módulo FV 305 ao 325.....	192
Tabela 43. Localização do módulo FV 326 ao 346.....	192
Tabela 44. Localização do módulo FV 347 ao 366.....	192
Tabela 45. Localização do módulo FV 367 ao 387.....	193
Tabela 46. Localização do módulo FV 388 ao 404.....	193
Tabela 47. Localização do módulo FV 405 ao 412.....	193

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	17
1.1 JUSTIFICATIVA.....	23
1.2 OBJETIVOS	25
1.2.1 Objetivo geral	25
1.2.2 Objetivo específico	25
2 ESTADO DA ARTE.....	26
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	26
2.1.1 As tecnologias de módulos fotovoltaicos.....	29
2.1.2 Produção e mercado mundial da tecnologia fotovoltaica	39
2.1.3 Regulamentação e P&D da geração fotovoltaica no Brasil	43
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A ESTACIONAMENTOS ...	44
2.2.1 Estacionamentos fotovoltaicos no Brasil	47
2.3 COMPORTAMENTO ELÉTRICO DE CÉLULAS E MÓDULOS FV DE c-Si.....	55
2.3.1 Fatores que afetam o comportamento elétrico de módulos FV de c-Si.....	60
2.3.2 Associação série-paralela de módulos FV de c-Si	68
2.3.3 Efeitos da incompatibilidade elétrica em sistemas fotovoltaicos	69
2.4 DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	74
2.4.1 Produção (Yield) e Taxa de Desempenho (Performance Ratio)	75
2.4.2 Ferramentas computacionais para projetos fotovoltaicos	77
2.4.3 Dificuldades para a estimativa de descasamento elétrico utilizando as ferramentas disponíveis.....	80
3 MÉTODO	82
4 APLICAÇÃO DO MÉTODO	84
4.1 ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE	84
4.1.1 Local do estudo de caso	84
4.1.2 Características do estudo de caso	86
4.1.3 Identificação dos elementos causadores de sombreamento.....	88
4.1.4 Determinação das dimensões físicas dos edifícios	89
4.1.5 Disposição dos elementos nos arredores do local de instalação	97
4.1.6 Arquivos climático	100
4.1.7 Simulação de sombreamento e irradiação solar incidente	106

4.2 CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E ESPECIFICAÇÃO DO ALGORITMO DE ORDENAÇÃO	110
4.2.1 Simulação solar (Flash Test).....	110
4.2.2 Levantamento dos FlashTest com fabricante.....	115
4.2.3 Determinação dos parâmetros elétricos para análise	117
4.2.4 Algoritmo para estudo dos parâmetros eletricos e ordenação de módulos fotovoltaicos em função da irradiação incidente	118
5 RESULTADOS	120
5.1 ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE...	120
5.2 ANÁLISE DO DESCASAMENTO ELÉTRICO DO LOTE DE MÓDULOS...	144
5.3 ANÁLISE DO MÉTODO DE ORDENAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	155
6 CONCLUSÕES.....	163
6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	169
6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	170
7 PUBLICAÇÕES	171
7.1 PUBLICAÇÕES NO ÂMBITO DO DOUTORADO.....	171
7.2 ARTIGOS EM ANDAMENTO	172
REFERÊNCIAS.....	173
APÊNDICES.....	182
APÊNDICE A – PROCESSO DE FABRICAÇÃO DE MÓDULOS FV NA TECNOMETAL.....	182
APÊNDICE B – MAPAS DE LOCALIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOLTAICOS	187
APÊNDICE C – CÓDIGO FONTE DO ALGORITMO PROPOSTO.....	206

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, durante muitos anos foi questionada a sazonalidade da fonte solar para fornecimento de eletricidade, bem como os custos atrelados a conversão direta da luz solar em eletricidade por meio de módulos solares fotovoltaicos (PERES, 2014). Porém, estudos apontam que a participação da geração de eletricidade por fonte hídrica diminuiu de 84,5% em 2012 para 79,3% em 2013 (EPE, 2014) e sua participação na matriz elétrica nacional tem se tornada limitada e sazonal.

A sazonalidade do recurso hídrico associada às dificuldades de expansão da potência instalada do parque hidrelétrico, grandes distâncias de transmissão e o aumento do consumo de eletricidade no país de 498,4 TWh para 516,3 TWh entre 2012 e 2013 (EPE, 2014), resultaram na expansão de 75,7% da utilização de fontes não renováveis movidas a carvão (EPE, 2014).

Este cenário de geração de eletricidade baseado no modelo atual, onde predomina o uso da insuficiente fonte de origem hídrica para atendimento a demanda, aliado à pressão de organizações internacionais por sistemas de gestão ambiental, redução das emissões de CO₂ e aumento do consumo de energia elétrica (EPIA, 2011), tem indicado a importância do uso de energias alternativas como a solar para diversificação da matriz de geração de energia nacional.

Dentre os 66 países localizados entre as latitudes 35° Norte e 35° Sul, também conhecida como região do "*Sunbelt*", ou cinturão solar (EPIA, 2011), o Brasil apresenta características naturais favoráveis ao desenvolvimento da geração solar fotovoltaica, com índices de irradiação solar incidente de 22% e 45% superiores a países como Espanha e Alemanha, respectivamente. Outro fator importante são as barreiras dos custos, que estão caindo significativamente em função do crescimento da escala, com previsão para 2025 ser a fonte renovável com os menores custos em comparação com as energias produzidas a partir do carvão ou gás nas regiões do "*sunbelt*" (MAYER et al., 2015).

Além do potencial solar e viabilidade econômica, o território brasileiro por ser considerado o mais extenso do Hemisfério Sul e o 5° no mundo, com área total de 8.515.767,049 km² (IBGE, 2013), o que representa aproximadamente 96 vezes a

extensão de Portugal, 24 vezes da Alemanha e 17 vezes da Espanha, permite a construção de grandes usinas solares fotovoltaicas em meio rural. Um importante passo para o Brasil nesta direção foi o resultado do último Leilão de Energia de Reserva (LER), realizado no dia 31 de outubro 2014, sendo contratados 31 empreendimentos solares totalizando uma capacidade instalada de 889,7 MW e investimentos na ordem de R\$ 7,1 bilhões nos próximos três anos (EPE, 2014).

Para o meio urbano, outra promissora alternativa para diversificar a matriz de geração de energia elétrica são os sistemas do tipo BIPV (sistema fotovoltaicos integrados à edificação, do inglês "*Building-Integrated Photovoltaics*") e do tipo BAPV (sistema fotovoltaicos aplicados à edificação, do inglês "*Building-Adapted Photovoltaics*") (FARIAS et al., 2014), que além de contribuírem com aspectos estéticos da construção civil, já são uma realidade na maioria dos países da União Europeia, e se inicia no Brasil. Estudos indicam que estes sistemas estão prestes a se tornarem um dos segmentos que mais crescerá no setor fotovoltaico nos próximos anos, com previsão de 4,6 GW de novas instalações ao redor do mundo até 2017 (PIKERERESEARCH, 2012).

Os sistemas BIPV e BAPV podem colaborar com a redução do pico de demanda no Brasil, diminuindo a sobrecarga da rede da distribuidora principalmente nos setores comerciais, onde o uso diário dos condicionadores de ar coincide com a faixa horária de maior irradiação solar incidente (ZOMER, 2014).

No Brasil, houve um significativo progresso com a publicação da regulamentação ANEEL nº482/2012 (ANEEL, 2012), que definiu as regras para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede da concessionária, permitindo a compensação da energia consumida, por meio de créditos de energia no período de 36 meses.

Podendo ser considerados como um sistema do tipo BIPV ou BAPV, os estacionamentos solares fotovoltaicos (SERRANO-LUJÁN et al., 2013) podem contribuir na geração de eletricidade em locais com extensas áreas de estacionamento, tais como hospitais, câmaras municipais, grandes supermercados, centros comerciais, aeroportos, parques públicos, bem como em estacionamentos e indústrias, as quais, em 2013, consumiram 20,5% da eletricidade do país (EPE, 2014).

Sendo caracterizados como usinas solares fotovoltaicas de médio porte no ambiente urbano, os estacionamento solares fotovoltaicos fornecem uma quantidade de energia superior aos sistemas integrados a edificações e evitam os custos com infraestrutura de transmissão de energia associadas a grandes distâncias e a ocupação de vastas áreas de solo, inerentes às usinas instaladas no meio rural (HERRERO et al., 2014).

A geração de eletricidade tanto de usinas de grande porte com capacidade instalada de dezenas de MWp, quanto de instalações residenciais de alguns kWp, são influenciadas por diversos fatores que afetam o desempenho do sistema fotovoltaico, tais como a localização geográfica, disposição, orientação e inclinação dos módulos solares fotovoltaicos (RÜTHER, 2004), bem como a existência de sombreamento mútuo e/ou por obstáculos no entorno (ZOMER, 2014), o efeito da incompatibilidade elétrica (*mismatch*) entre módulos conectados em uma mesma série (ZILLES e LORENZO, 1992), as resistências dos condutores, estado de limpeza dos módulos (LORENZO et al., 2014) e desgaste pela exposição ao tempo (NOBRE et al., 2013).

No meio rural a disponibilidade de espaço físico e flexibilidade de orientação Norte (no Hemisfério Sul), inclinação igual ou próxima da latitude do local e disposição física dos módulos fotovoltaicos, permite maximizar o aproveitamento da energia solar e evitar sombreamento (ZOMER, 2014).

Ao contrário do que acontece no meio rural, o projeto de um sistema fotovoltaico em meio urbano precisa se adaptar às condições existentes do local, que pode apresentar em seu entorno: edifícios, torres e árvores, resultando em maiores influências de sombreamento total ou parcial (PATEL e AGARWAL, 2008).

O sombreamento parcial é responsável pela distribuição não uniforme da irradiância na superfície de módulos fotovoltaicos (MELO, 2012). Além de diminuir a captação de energia, também é responsável por incompatibilidades elétricas nas conexões entre os módulos fotovoltaicos (BAKAS et al., 2012), resultando em menor produção de energia e, em alguns casos, no surgimento de pontos quentes (do inglês, *hot spot*) que podem danificar permanentemente o módulo fotovoltaico (BISHOP, 1988).

Estudos apontam que 80% das decisões tomadas na fase inicial do projeto de um BIPV afetam o desempenho energético da instalação fotovoltaica (IEA, 2012). Além disso, revelam que existe uma ampla variedade de ferramentas computacionais para avaliar a eficiência energética, energia renovável e sustentabilidade de um BIPV. Dentre 417 ferramentas de softwares, 85 são dedicadas para análise solar e climática (DOE, 2015).

A crescente utilização de ferramentas computacionais para fase de projeto de sistemas fotovoltaicos permite por meio de modelos tridimensionais (MELO, 2012), a construção de obstáculos como postes, árvores, edifícios e montanhas. Além disso, disponibiliza através de banco de dados, a seleção de arquivos climáticos locais e de uma ampla variedade de módulos fotovoltaicos de distintos fabricantes, a fim de estimar a produção de energia resultante, bem como os efeitos de sombreamento e suas perdas associadas. Porém, as características elétricas de tensão, corrente e potência de cada módulo fotovoltaico não são semelhantes, afetando a potência máxima de arranjos fotovoltaicos em condições parcialmente sombreadas (PATEL e AGARWAL, 2008).

Desta forma, o ambiente de análise dessas ferramentas relativo ao projeto elétrico, especificadamente, no estudo da incompatibilidade elétrica entre módulos é limitado, não permitindo importar dados do *flash test* (Teste de operação em condição padrão, do inglês, STC – *Standard Test Condition*) (IEC, 2006) de cada módulo fotovoltaico diretamente para o banco de dados das ferramentas, bem como o agrupamento dos módulos que apresentam parâmetros elétricos semelhantes e a alocação destes módulos de acordo com o efeito do sombreamento parcial.

Atualmente as perdas de descasamento entre módulos em série não podem ser facilmente superadas pela indústria e apesar dos avanços no processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos, as tolerâncias atuais aceitáveis são de ± 3 a 5% entre a placa de identificação do módulo e a potência medida em campo (WEBBER e RILEY, 2013), inserindo uma perda média anual de -2,5% na produção de energia da planta fotovoltaica.

Diversos estudos já apresentaram os efeitos do descasamento entre módulos fotovoltaicos (BAKAS et al., 2011), (PATEL e AGARWAL, 2008) (WEBBER e RILEY,

2013), (ZILLES e LORENZO, 1992), bem como as consequências do impacto de sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos, (RÜTHER e DACOREGIO, 2000) (ZILLES e OLIVEIRA, 2001), (ZOMER, 2014), (ERGE et al., 2001) e (HERRERO et al., 2014). Porém, é evidente a necessidade de uma melhor compreensão do efeito do descasamento elétrico no nível do módulo fotovoltaico (BAKAS et al, 2012), quando o fator de sombreamento parcial é considerado em sistemas fotovoltaicos no meio urbano.

No caso dos estacionamentos fotovoltaicos estudados e caracterizados por usinas solares de médio porte no ambiente urbano, a maioria das instalações não são ideais em função das limitações de espaço físico, arquitetura previamente estabelecida do arruamento, orientação e inclinação. Outra barreira é o custo da estrutura civil para suportar a carga de vento e peso dos módulos fotovoltaicos (SERRANO-LUJÁN et al., 2013). Portanto, fazem-se necessários estudos mais aprofundados acerca do desempenho da geração fotovoltaica de sistemas integrados a estacionamentos e os consequentes ganhos energéticos devido ao agrupamento de módulos fotovoltaicos com as mesmas características elétricas, associado à análise de irradiação (sombreamento) parcial.

Esta tese busca contribuir com a otimização da montagem de usinas em ambiente urbano, aproximando arquitetos e engenheiros da tecnologia fotovoltaica integrada ou adaptada a estacionamentos, disponibilizando um método que pode ser aplicado no agrupamento e alocação de módulos fotovoltaicos de qualquer gerador fotovoltaico de médio e grande porte.

Como parte do desenvolvimento das pesquisas, o pesquisador realizou o doutorado no Centro Interdisciplinar em Tecnologias Interativas da USP (CITI-USP) no período de Novembro de 2012 a Novembro 2015, onde atuou no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento denominado: “Desenvolvimento e instalação piloto de geração fotovoltaica para modelo estratégico de referência tecnológica, regulatória, econômica e comercial”, apresentado em resposta à Chamada de P&D Estratégico nº 013/2011 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Conhecido como P&D Villa Lobos, é o primeiro projeto de sistema integrado de geração fotovoltaica deste porte instalado em área pública e urbana do Brasil, interligado à rede da concessionária de distribuição de energia.

O projeto é resultado da parceria de cinco empresas do setor de energia, de um Instituto de Ciência e Tecnologia (LSI-TEC), de um fabricante de módulos fotovoltaicos nacional; da Secretaria de Energia e Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, bem como do Laboratório de Sistemas Integráveis do Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos e Grupo de Energia do Departamento de Engenharia Energia e Automação Elétricas, ambos da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

O projeto Villa Lobos contempla uma estação meteorológica e quatro subsistemas fotovoltaicos instalados em dois parques públicos do Estado de São Paulo: Parque Villa Lobos e Parque Cândido Portinari, conforme **Figura 1**.

- Usina fotovoltaica de 450 kWp formatada em um estacionamento solar;
- 50 kWp dispostos em 9 seguidores solares;
- 40 postes de iluminação fotovoltaica autônomas;
- 2 micro gerações fotovoltaicas com 40 kWp e 10 kWp, instaladas na laje de dois edifícios.

Figura 1. Concepção dos sistemas fotovoltaicos P&D Villa Lobos

Fonte: Adaptada de (Google, 2015)

Os principais benefícios para a população são:

- Produção de 50.000 kWh/mês de energia limpa e renovável, suficiente para atendimento imediato de cerca de 350 famílias por meio da rede de distribuição da Eletropaulo;
- Possibilidade de aprendizado e conscientização da população que frequenta o parque, com a realização de palestras, cursos e visitas guiadas;
- Cobertura de estacionamento para cerca de 280 carros no Parque Cândido Portinari;
- Estímulo à formação e capacitação de profissionais no setor solar fotovoltaico;
- Estímulo da geração distribuída fotovoltaica pela população em geral em suas residências.

Por ser estrategicamente concebido de maneira escalável, o sistema possibilitará a integração com outros campos de pesquisa e desenvolvimento, como carro elétrico, redes inteligentes e futuras pesquisas e desenvolvimento no setor de geração solar fotovoltaica brasileiro.

1.1 JUSTIFICATIVA

Na última década, a energia solar fotovoltaica no mundo tem superado as expectativas de crescimento e as tendências no setor de geração de energia elétrica. Em apenas dez anos o mercado europeu de módulos solares fotovoltaicos apresentou um crescimento de mais de 20 vezes, no qual a Espanha instalou 15 vezes mais do que produziu e a China produziu 30 vezes mais do que instalou. Em 2008, a Espanha tornou-se o principal destino dos módulos fotovoltaicos no mundo, pela primeira vez, ultrapassando a Alemanha (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Em 2011, novamente a Europa, sobretudo a Alemanha e Espanha, excederam a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos em comparação ao resto do mundo, apresentando neste mesmo ano 52,764 GW de instalações fotovoltaicas, e, dois anos depois (2013), apresentaram um crescimento de 28,72 GW. Totalizando sua

capacidade instalada no final de 2013 em 81,48 GW (IEA, 2012), refletindo as políticas de incentivos promovidas pelos governos décadas atrás.

Em 2013, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo alcançava a marca dos 138,856 GW, sendo previsto em um cenário otimista que supere os 400 GW até 2018 (EPIA, 2014).

Estudos recentes apontam que a energia solar, em breve será a forma mais barata de geração de eletricidade nas regiões do cinturão solar, comparada com a energia gerada por gás e carvão (MAYER, 2015). Além disso, apresentou a tendência de queda nos custos dos módulos fotovoltaicos de € 10/Wp até € 0,5/Wp entre 1980 e 2014, respectivamente.

De acordo com o estudo apresentado (ANEEL, 2015), o Brasil possui um total 3.631 empreendimentos de geração de energia em operação, totalizando 135 GW de potência instalada, dos quais 15179 kW são centrais geradoras solares fotovoltaicas totalizando 317 usinas. Essa capacidade instalada representa apenas 0,01% da matriz de energia elétrica nacional, resultado do início das políticas de incentivos promovidas pelo governo e revelando que a energia solar fotovoltaica no Brasil tem grande potencial tecnológico, econômico, sustentável, social e representa uma das soluções para diversificação da matriz energética nacional.

Considerando que o consumo de energia elétrica no Brasil cresce acima do Produto Interno Bruto (PIB) para os setores energéticos: residencial e comercial (EPE, 2014), justifica-se a geração de energia elétrica por meio de usinas fotovoltaicas de médio porte no ambiente urbano. No contexto deste tipo de usina, a integração de geradores fotovoltaicos a estacionamentos fornece uma alternativa que pode contribuir com a geração de energia distribuída próxima aos locais de consumo. Porém, a integração precisa ser aprofundada, pois o sombreamento parcial e o descasamento elétrico entre módulos causam aumento das perdas de produção anual de energia e potencial dano ao módulo solar fotovoltaico.

Importante ressaltar que os resultados da pesquisa poderão ser agregados ao projeto de estacionamentos solares e a logística de montagem e localização de módulos fotovoltaicos nas estruturas dos estacionamentos, contribuindo com máxima

utilização da energia solar e mínima perda por descasamento causado pelo sombreamento parcial.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Propor um método de ordenação e localização de módulos fotovoltaicos integrados a estacionamentos solares fixos, com base na aproximação das características elétricas e regiões de sombreamento

1.2.2 Objetivo específico

Os objetivos específicos da tese são:

- Identificar e quantificar o sombreamento por módulo fotovoltaico em uma planta solar;
- Identificar e caracterizar estatisticamente a dispersão dos parâmetros elétricos em lotes de módulos fotovoltaicos.
- Propor um método de ordenação e localização de módulos fotovoltaicos que possa ser utilizado na configuração das associações série de plantas solares.
- Validar o método proposto através do estudo de caso.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A história da energia fotovoltaica remonta do ano 1839, onde Alexandre Edmond Becquerel (QUASCHNING, 2010) descobre que certos materiais produziam pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz. Em 1876, Grylls William Adams e seu aluno Richard Day Evans descobrem que um material sólido denominado Selênio, produzia eletricidade quando exposto à luz (PERLIN, 1999).

Da experiência de Charles Fritts (FRITTS, 1883), em derreter selênio revestido de material semicondutor com uma camada extremamente fina de ouro e contato no topo, em uma área de 30 cm², ele desenvolve a primeira célula solar com apenas 1% eficiência.

A era moderna da energia fotovoltaica começou em 1954, quando pesquisadores da Bell Labs nos Estados Unidos (EUA) descobriram acidentalmente que os diodos de junção "pn" geravam uma tensão quando as luzes do laboratório eram ligadas. Dentro de um ano, eles produziram uma célula solar com junção "pn" de silício e eficiência de 6% (CHAPIN et al., 1954).

No mesmo ano, o grupo na Base Aérea *Wright Patterson Air* nos EUA publicou os resultados de um filme de junção heterogenia baseada Cu₂S/CdS com eficiência de 6% (REYNOLDS et al., 1954). Um ano depois, nos EUA, foi relatada pelo laboratório RCA, uma junção "pn" de GaAs de 6% de eficiência (JENNY et al., 1956).

Realizações semelhantes em 1957 ocorriam na ex-URSS, cujo satélite *Sputnik II* foi lançado com células de silício. Nos EUA com o início dos programas espaciais, começaram a utilizar células solares para alimentação dos satélites, sendo a única aplicação na época da energia solar fotovoltaica (LUQUE; HEGEDUS, 2011) e nos EUA, ocorre o lançamento do primeiro satélite Americano, o Explorer I, em 31 de janeiro de 1958.

Em 1960, foram publicados estudos (PRINCE, 1955), (LOFERSKI, 1956), (WYSOCKI e RAPPAPORT, 1960), (SHOCKLEY e QUEISSER, 1961), dos principais fundamentos de funcionamento da junção "pn" em célula solar que mudariam a história da eletrônica moderna, incluindo a relação teórica entre *bandgap*, espectro

incidente, temperatura, termodinâmica e eficiência. Nesta mesma década, células solares a partir de filmes finos de Telureto de Cádmio (CdTe) também estavam sendo produzidos com eficiência 6% (CUSANO, 1963) e (KRANZ, 2013). Em paralelo, estudos sobre os efeitos da radiação e semicondutores mais tolerantes à radiação eram desenvolvidos com a utilização de Li-Si dopado (WYSOCKI e RAPPAPORT, 1960)

Devido à alta eficiência e resistência à radiação ionizante no espaço exterior descobertas nas células de GaAs, em 1970 um grupo do Instituto Ioffe liderada por Zhores Alferov (Prêmio Nobel), desenvolveu células solares de GaAlAs / GaAs.

Uma melhoria significativa ocorreu em 1973 quando (LINDMAYER e ALLISON, 1972) desenvolveram a "célula violeta", resultando em um aumento relativo de 30% na eficiência sobre o estado da arte das células de silício em resposta a curto comprimento de onda. Em paralelo, foram desenvolvidas células de GaAs nos EUA pela IBM, que apresentavam eficiência de 13% (WOODALL, 1975).

Em outubro de 1973, o primeiro embargo mundial de petróleo foi instituído pelos produtores do Golfo Pérsico. Este acontecimento provocou uma crise no mundo industrializado. Por outro lado, programas do governo começaram a incentivar a energia solar, inaugurando a era moderna da energia fotovoltaica e oferecendo um novo sentido nas pesquisas e desenvolvimentos de células fotovoltaicas para aplicações terrestres (PERLIN, 1999).

O setor começou a amadurecer em 1980 como ênfase na produção. Universidade e laboratórios foram erguidos nos EUA, Japão e Europa para a produção em escala piloto, das junções "pn", células solares e módulos fotovoltaicos fundamentados no silício. Paralelamente, empresas com investimento privados começavam a desenvolver tecnologias fotovoltaicas de filmes finos, tais como o silício amorfo e disseleneto de cobre e índio com eficiência inicial de 10% cuidadosamente controladas (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Infelizmente, em 1980, a maioria das empresas de semicondutores dos EUA abandonaram as pesquisas e desenvolvimentos pela ausência de investimentos e apoio governamental. Esse cenário deslocou o centro da atividade industrial do setor

fotovoltaico para fora dos EUA com destino ao Japão, Europa e China, que posteriormente se tornaria o maior produtor de células solares do mundo. Mesmo com ocorrido, os EUA lideravam a produção de módulos fotovoltaicos durante a maior parte da década de 1980 e 1990 (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Em 1998, devido ao compromisso com a redução de CO₂, conforme previsto pelo Protocolo de Kyoto, bem como a crescente demanda em desenvolver tecnologia fotovoltaica para exportação e principalmente ao apoio das políticas governamentais na Alemanha e no Japão, houve aumentos substanciais na produção de módulos fotovoltaicos de silício.

A **Figura 2**, apresenta o panorama mundial da produção de módulos fotovoltaicos entre 1996 e 2008, onde o resto do mundo (do inglês, ROW - *Rest of Word*) representado pela China e Taiwan; e Europa representada pela Alemanha e Espanha.

Figura 2. Produção de módulos fotovoltaico

Fonte: Adaptada de (LUQUE; HEGEDUS, 2011)

Durante o período entre 1998 e 2008 a instalação e produção de módulos fotovoltaicos foram multiplicadas por vinte vezes. A

Figura 3 apresenta a porcentagem de células e módulos fotovoltaicos produzidos e instalados em 2008, totalizando 5.5 GW de instalações e 7.9 GW de produzidos.

Figura 3. Células/Módulos FV instalados e produzidos

Fonte: Adaptada de (LUQUE; HEGEDUS, 2011)

Entre 2008 e 2010 o crescimento e disseminação da tecnologia fotovoltaica, bem como seus benefícios, impulsionaram o cenário fotovoltaico no mundo, resultando à medida que a escala de produção dos módulos fotovoltaicos aumentava, a diminuição dos custos dos módulos chineses tornavam os sistemas cada vez mais viáveis.

2.1.1 As tecnologias de módulos fotovoltaicos

As tecnologias de primeira geração empregam células solares de silício cristalino (c-Si) abrangidas em dois grupos: células de silício monocristalino (*single crystalline* - **Silicon**: sc-Si) e células de silício policristalino ou multicristalino (*multi crystalline* - **Silicon**: mc-Si) (TOBÍAS et al., 2011).

O processo de produção dessas células, apesar de ser bastante maduro, necessita de ampla quantidade de energia até a obtenção do grau de pureza necessário para aplicações solares. Visando diminuir os custos de produção e também estabelecer um processo mais simples, pesquisas têm sido realizadas e novas tecnologias de fabricação de células desenvolvidas.

Na fabricação de células fotovoltaicas de silício monocristalino, o silício grau metalúrgico, com pureza abaixo de 99,5%, deve ser purificado até atingir um elevado

grau de pureza, da ordem de 99,9999%, o que torna o processo dispendioso quando comparado com outros tipos de células (EPE, 2012).

Na **Figura 4**, obtidas em visita a empresa TECNOMETAL na cidade de Campinas no ano de 2013, podemos observar as quatro principais fases do processo de fabricação de células fotovoltaicas de silício monocristalino.

Figura 4. (a) Extraído do quartzo, (b) Lingote, (c) Purificado e (d) Célula

Fonte: Autor

As células solares fabricadas a partir de vários cristais de silício podem ser classificadas como sendo multicristalino, policristalino ou microcristalino, dependendo das dimensões dos grãos de silício. As células multicristalinas são constituídas por grãos de cristais individuais, cada uma na ordem de 1 mm a 10 cm (MASTERS, 2004).

Para as células policristalinas (**Figura 5**) são utilizados grãos com dimensões na ordem de 1 μm a 1 mm e a tecnologia microcristalina consiste em células com tamanhos de grão inferiores a 1 μm (TOBÍAS et al., 2011).

Figura 5. (a) Célula solar mc-Si, (b) Módulo fotovoltaico policristalino

Fonte: Autor

Na fabricação deste tipo de célula é despendido menos energia em relação à tecnologia monocristalina, razão pela qual seu grau de pureza é inferior, o que faz com que seu custo de fabricação seja menor (EPE, 2012). O cristal de silício resultante é formado por vários cristais de silício, o que aumenta o número de deformidades cristalinas da célula, aumentando o número de recombinações e, conseqüentemente, diminuindo sua eficiência, atualmente em torno de 13 a 15% (EPE, 2012).

Um dos grandes problemas das tecnologias de células sc-Si e mc-Si é o desperdício de material e a dificuldade em obter laminas mais finas. Um processo alternativo consiste em crescer uma camada fina de silício diretamente sobre um substrato, de forma a evitar a necessidade do corte do material. Esse processo é chamado de Ribbon (MASTERS, 2004).

A tecnologia de segunda geração conhecida como filmes finos ou películas finas, pode ser dividida em silício amorfo (*amorphous Silicon*: a-Si), Telureto de Cádmio (*Cadmium Telluride*: CdTe), Disseleneto de cobre-índio-gálio (*Copper Indium Gallium diSelenide*: CIGS) e Multijunção de filme fino de silício (a-Si/uc-Si) (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Células solares de filmes finos são fabricadas através da deposição de camadas muito finas de material fotossensíveis em substratos de baixo custo como vidro, aço inoxidável ou plástico (RÜTHER, 2004), podendo ser utilizado de forma flexível em telhado (**Figura 6a**) ou módulos fotovoltaicos (**Figura 6b**).

Figura 6. Filmes finos: (a) aço inox flexível, (b) vidro

(a)

(a) Fonte: (RÜTHER, 2004)

(b)

(b) Fonte: Autor

A eficiência das tecnologias de película fina mesmo que apresentem 4 e 8%, para o a-Si, 7 a 12% para o CIGS e 10 a 11% para CdTe (EPE, 2012), seu custo de fabricação é menor que as células de origem cristalina, porém necessitam de áreas maiores para produzir a mesma quantidade de energia em função de sua baixa eficiência na conversão (IEA, 2012). De qualquer forma, muitos acreditam que os módulos de filmes finos serão a tecnologia fotovoltaica dominante no futuro (MASTERS, 2004).

Aproximadamente 6% da produção de módulos fotovoltaicos da atualidade são baseados nas tecnologias de películas finas (TRENDFORCE, 2015), que apresenta eficiência de 13,4% em laboratório e de 4 a 8% em módulos comerciais (EPE, 2012). Em particular, o processo de fabricação do silício amorfo, também conhecida como amorfo hidrogenado, ocorre a temperaturas relativamente baixas ($< 300^{\circ}\text{C}$) em processos a plasma (RÜTHER, 2004).

Por apresentar uma resposta espectral voltada para a região azul do espectro eletromagnético, os módulos de películas finas possuem melhor eficiência com iluminação artificial e radiação difusa, predominante em dias com céus encobertos, em comparação com estrutura cristalina c-Si (RÜTHER, 2004). Ao contrário de todas as outras tecnologias fotovoltaicas em que o aumento da temperatura ambiente provoca perdas de desempenho dos módulos fotovoltaicos, o a-Si não apresenta redução na potência com o aumento da temperatura de operação (RÜTHER, 2004), uma vantagem nas aplicações em países de climas quentes como o Brasil.

As células solares fundamentadas no disseleneto de cobre e índio (CuInSe_2 , ou simplesmente CIS), e disseleneto de cobre, gálio e índio (Cu(InGa)Se_2 , ou simplesmente CIGS) (RÜTHER, 2004) são formada por várias camadas ultra finas de diferentes semicondutores em um complexo processo de fabricação que utiliza altas temperaturas.

Em comparação com as demais tecnologias de filmes finos, a tecnologia CIGS apresenta 20% de eficiência em laboratório, bem próxima da eficiência de células de c-Si e na faixa de 7 a 12% para módulos comerciais (EPE, 2012), pois respondem melhor ao espectro de radiação solar.

Da mesma maneira que o a-Si, a tecnologia CIGS pode ser depositada sobre substratos de vidro aço inox e plásticos leves, possibilitando sua utilização integrada nas mais diversas superfícies.

Figura 7. CIGS: (a) Fachada, (b) flexível

Fonte: (RÜTHER, 2004).

Mesmo apresentando o melhor rendimento fotovoltaico, fabricantes vêm investindo em pesquisa e desenvolvimento nesta tecnologia. A pouca abundância dos elementos envolvidos nesta tecnologia e sua toxicidade são aspectos que estão sendo considerados para produção em larga escala, caso a tecnologia CIGS se aproxime das quantidades significativas de produção do silício cristalino (RÜTHER, 2004).

Os dois principais elementos empregados na fabricação da célula de CdTe (Cadmium Telluride) são o cádmio e o telúrio. O cádmio é um subproduto da mineração de zinco e o telúrio é um subproduto do processamento de cobre (RÜTHER, 2004).

Esta tecnologia apresenta uma eficiência superior à eficiência do silício amorfo entre 10% a 13% para módulos em escala comercial (EPE, 2012), entretanto, seu processo de fabricação é mais rigoroso por causa da toxidade do cádmio e a introdução de significativas quantidades deste elemento no ambiente. Porém, seu diferencial está no fato de que painéis solares produzidos com essa tecnologia possuem alta absorção de luz e um baixo custo de fabricação (RÜTHER, 2004).

O telúrio está disponível em quantidades bem menores que o cádmio. Desta forma, sua disponibilidade depende da quantidade da indústria de cobre pode

aperfeiçoar a extração, o refinamento e a reciclagem do produto para o setor fotovoltaico.

Figura 8. (a) Módulo, (b) Flexível

- (a) Fonte: Autor
(b) Fonte: (RÜTHER, 2004)

Assim como no caso do a-Si, os custos de produção do CdTe são atrativamente baixos para produção em grande escala e esta tecnologia apresenta chances de despontar como competidor do c-Si no mercado fotovoltaico para a geração de energia elétrica (RÜTHER, 2004). Atualmente, pesquisas têm sido orientadas com o objetivo de aumentar a vida útil da célula solar e alternativa de reciclagem do cádmio.

A máxima eficiência teórica de 33,5% (SHOCKLEY e QUEISSER, 1961) das células solares fabricadas com apenas uma junção e limitações das tecnologias de silício e filmes finos na absorção de toda a radiação solar do espectro (**Figura 9**), alavancaram a tecnologia de células solares multijunção de alta eficiência (*High Efficiency III-V Multijunction Solar Cell*) (FRIEDMAN et al., 2011) desenvolvida pela composição dos elementos da coluna III e V da tabela periódica como: Fosfato de Gálio, Índio (GaInP), Arsênio de Gálio-Índio (GaInAs) e Germânio (Ge), sendo cada junção uma célula solar responsável por absorver uma parte do espectro de radiação

Figura 9. Espectro absorvido

Fonte: (DGS, 2008)

A tecnologia alcançou em laboratório eficiência de 44,7% (DIMROTH, 2013), utilizando sistema óptico de concentração formado por lentes parabólicas. Porém, sua aplicação principal se mantém restrita a sistemas onde o benefício compensa o investimento, tais como sistemas espaciais onde o silício tem sido substituído por células multijunção que apresentam melhor resistência a radiação e desempenho em condições de temperatura extrema (FRIEDMAN et al., 2011).

Sendo o custo da produção das células solares multijunção o maior dentre todos os tipos de células, somente é justificado seu uso em aplicações terrestres utilizando concentradores com tecnologia de lentes de Fresnel.

O concentrador fotovoltaico é uma tecnologia alternativa aos módulos fotovoltaicos planos, fundamentados na substituição de uma superfície plana por elementos óticos que aumentam a densidade da energia luminosa proveniente do Sol representada pela irradiância em W/m^2 e projetam sobre uma área menor que a superfície de captura (SALAS e ANTÓN, 2011).

Após 20 anos de pesquisa e desenvolvimento, o aumento da demanda por energias renováveis, os desafios na redução dos custos de fabricação e a escassez da matéria-prima, novas tecnologias e elementos alternativos tem sido o foco das

atuais pesquisas e desenvolvimento de empresas e centros de pesquisa na atualidade.

As tecnologias que compreendem a vanguarda são: células solares orgânicas (Organic Photovoltaics - OPV), células solares sensibilizadas por corante (Dye-Sensitized Solar Cells - DSSC), células solares com nano tubos de carbono (Carbon NanoTubes - CNT), cristais fotônicos (Photonic Cystal - PhC), (Quantum Dot Solar Cells - QDSC) e (Hot Electron Solar Cells - HESC) (TOBÍAS et al., 2011).

A tecnologia de células orgânicas é fabricada utilizando filmes finos, tipicamente da ordem de 100 nm de um semicondutor polimérico ou de pequenos compostos orgânicos, que convertem a energia do Sol em energia elétrica através do efeito fotovoltaico (SUN e O'NEILL, 2011). Quando um fóton atinge a célula solar, três coisas podem acontecer: ou o fóton reflete e nada acontece, ou o fóton simplesmente atravessa a célula, ou o fóton é absorvido pela camada ativa composta de semicondutores do tipo n e do tipo p. O fóton que é absorvido na camada ativa provoca uma suave separação entre elétrons e lacunas, são os chamados *excitons*. Os *excitons* se difundem até a interface entre um semicondutor orgânico tipo p e um semicondutor orgânico tipo “n” da camada ativa, separando-os em elétrons e lacunas (TOBÍAS et al., 2011).

Tipicamente, a célula apresenta uma placa frontal de vidro, uma camada transparente de óxido de índio (ITO), uma camada de polímero condutor e outra de polímero fotossensível. Por fim, uma camada de alumínio ou prata forma o contato inferior. O custo do ITO ainda é elevado e algumas pesquisas têm sido realizadas na tentativa de substituí-lo por um material polimérico transparente. A eficiência das OPVs está na faixa de 4 a 6%. Em 2009, foram fabricados 5 MW de módulos com células OPV (EPIA, 2011).

A tecnologia das células solares sensibilizadas por corante se tornou uma promissora técnica para a produção sustentável de energia elétrica (GRÄETZEL, 2006). Sua estrutura é diferente das células solares mencionadas anteriormente, absorvendo a radiação solar por um corante fotoativo (HARA e MORI, 2011). Os elétrons excitados no corante são injetados na banda de condução de um filme de óxido semicondutor, tal como dióxido de titânio (TiO₂), depositado sobre um substrato

de filme condutor, como o InSnO , de onde são transportados até um contra elétrodo, geralmente de platina (Pt), por meio de um circuito externo, onde ocorre a redução do eletrólito, que contém um par redox responsável pela regeneração do corante (HARA e MORI, 2011).

As DSSCs apresentam vantagens como a possibilidade de módulos transparentes, melhor aproveitamento sobre uma faixa mais ampla de luminosidade, menor sensibilidade ao ângulo de incidência da radiação, operam com maior estabilidade em temperaturas de até 70°C , melhor processo de produção com relação custo/benefício e podem ser fabricadas com materiais não tóxicos através de processos que não emitem gases poluentes (NOGUEIRA, 2001).

Utilizando corantes de última geração, DSSCs com eficiências em torno de 11% já foram obtidas (CHIBA et al., 2006). Cristais fotônicos são estruturas que permitem controlar a propagação de fótons em escalas nano métricas com elevado grau de confinamento. A inserção de cristais fotônicos em células solares permite aumentar a eficiência na conversão de fótons em elétrons.

Três principais técnicas são utilizadas para interceptar a luz utilizando cristais fotônicos em células solares: *Intermediate reflector tandem Cell (IRT)*, *Fluorescent concentrator (FC)* e *Back side diffraction grating (BSDG)* (GJESSING et al., 2010). A ideia de "prender" a luz pode ser muito útil para melhorar as características em células solares de multijunções, uma vez que cada junção possui uma diferente resposta no espectro de luz solar (GULDIN, 2011).

A utilização de nanotubos (REILLY, 2007) construídos em materiais como óxido de titânio (TiO_2) e carbono (C) em células solares é uma área promissora de pesquisas. Estruturas em nanotubos de TiO_2 e os nano tubos de carbono, tem sido utilizada com sucesso tanto em células OPV com o em DSSCs. Os nanotubos apresentam foto-sensibilidade e aumentam consideravelmente a área de absorção da radiação solar.

Para sumarizar as tecnologias apresentadas anteriormente, a **Figura 10** apresenta as melhores eficiências obtidas em laboratório para diversas tecnologias fotovoltaicas, até o ano de 2013.

Fonte: (NREL, 2014).

2.1.2 Produção e mercado mundial da tecnologia fotovoltaica

A melhoria da qualidade do material e compreensão mais profunda da física e ótica do substrato de silício durante várias décadas, bem como os avanços na microeletrônica em função das inovações e desenvolvimentos propostos da energia fotovoltaica, permitiu o aumento da eficiência da célula de silício em sua forma mono e policristalina (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

Em 2010, a China despontava com seu crescimento no setor fotovoltaico, se tornando a maior produtora de células fotovoltaicas do mundo. Com um aumento na produção de 9.000 para 20.000 MW em apenas um ano (IEA, 2012), conforme apresentando na **Figura 11**.

Essas melhorias permitiram maior eficiência e redução dos custos, processo reprodutível e a consequente expansão de módulos fotovoltaicos produzidos a partir de células solares de silício cristalino (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

Figura 11. Produção de células solares 2008 – 2011

Fonte: (IEA, 2012)

Em 2011, os módulos fotovoltaicos fabricados de silício cristalino despontaram no setor fotovoltaico, constituindo mais de 85% do mercado e uma produção de 30 GW de módulos de silício em comparação com os 3 GW de filmes finos (IEA, 2012), conforme apresentado na **Figura 12**.

Figura 12. Comparativo entre módulos de filmes finos e silício 2006-2013

Fonte: (IEA, 2012)

O marco fotovoltaico mundial deu início em 2011 quando a produção global de módulos fotovoltaicos aumentou em 71%. Somente a China contribuiu com mais 60% da produção, representando 21 GW de módulos fotovoltaicos e aumento de 141% na produção do país em comparação com 2010.

No ano de 2012, o setor fotovoltaico se manteve praticamente estável em comparação a 2011, apesar da diminuição do mercado Europeu de 72,7% para 53,4% (IEA, 2013), em consequência de decisões políticas para reduzir os incentivos fotovoltaicos (**Figura 13**).

Figura 13. Mercado FV: (a) em 2011; (b) em 2012

Fonte: (IEA, 2013)

Em 2013 a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos a nível mundial alcançava os 138,856 GW conforme **Figura 14**. Um aumento de 38% em relação a 2012 e 97% em relação a 2011.

Figura 14. Capacidade instalada mundial entre 2000-2013

Fonte: (EPIA, 2014)

Pela primeira vez desde 2003, a Europa perdeu a liderança para a Ásia em termos de novas instalações em 2013, especialmente a China e Japão, que hoje representam o primeiro e segundo mercados globais, respectivamente com 32% e 17%, conforme indicado na **Figura 15(a)** (EPIA, 2014). Contudo, a Alemanha ainda apresenta a maior capacidade instalada mundial com 34,714 GW de instalações fotovoltaicas **Figura 15(b)**, representando 25% em comparação ao resto do mundo.

Figura 15. (a) Mercado fotovoltaico; (b) Capacidade instalada em 2013

Fonte: (IEA e EPIA, 2014)

Estudos revelam que a tendência de crescimento no setor fotovoltaico nos próximos 5 anos (**Figura 16**) será de 87%. Sendo previsto aumento da capacidade instalada que supere os 400 GW em 2018 (EPIA, 2014).

Figura 16. Tendência de crescimento do mercado FV mundial 2014-2018

Fonte: (EPIA, 2014)

Estudos revelam que nos últimos 10 anos os módulos fotovoltaicos reduziram seus preços em 75% (SOLARPOWER EUROPE, 2015).

Com a redução anual dos preços de módulos, os investimentos iniciais dos sistemas fotovoltaicos que englobam três componentes: módulo fotovoltaico, inversores e o BOS (Balanço do Sistema do inglês, *Balance of the System* (BoS) - Engloba as estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem) (EPE, 2012), também vêm apresentando alterações. Enquanto os inversores e BOS se mantêm praticamente estáveis, a participação dos módulos fotovoltaicos nos custos vem reduzindo de 72% (DGS, 2008), 60% (EPE, 2012) e entre 35% a 40% (SOLARBUZZ, 2012).

2.1.3 Regulamentação e P&D da geração fotovoltaica no Brasil

A principal iniciativa para financiar projetos de pesquisa e desenvolvimento fotovoltaicos teve início em agosto de 2011 com a publicação da chamada n° 13 de P&D Estratégico, coordenada pela ANEEL: “Arranjos Técnicos e Comerciais Para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”.

A chamada do programa recebeu 18 propostas (17 aprovadas), totalizando um investimento total de R\$ 395.904.169,00 milhões do governo em um prazo de três anos, somando uma potência instalada de aproximadamente 24,6 MWp, envolvendo, diretamente, 96 empresas, 62 instituições e 584 pesquisadores nos projetos (EPE, 2014).

Um dos resultados do P&D estratégico foi a inauguração, em junho de 2014, do maior gerador fotovoltaico da América Latina integrado ao edifício sede da empresa Eletrosul. Conhecido como Megawatt Solar (**Figura 17**), neste projeto foi instalado um sistema fotovoltaico de 3,5 MWp na cobertura da edificação e nos estacionamentos (ZOMER, 2014).

Figura 17. Projeto MegaSolar de 3,5 MWp instalado na sede da Eletrosul

Fonte: (ZOMER, 2014)

Com o início dos investimentos em P&D do governo brasileiro no setor fotovoltaico em 2011, um marco para energia solar fotovoltaica no Brasil foi a publicação da Resolução Normativa n°482/2012 (ANEEL, 2012), que definiu as regras para regulamentação da geração distribuída (mini e micro geradores) no Brasil,

permitindo que os consumidores instalem pequenos geradores em suas unidades consumidoras (EPE, 2014) e se conectem à rede das distribuidoras de energia. A quantidade de energia produzida será descontada da energia consumida, sendo possível ainda compensar em diferentes localidades, desde que os sistemas estejam registrados sob o mesmo CPF/CNPJ e na área de concessão da mesma distribuidora. O prazo para compensação é de até 36 (trinta e seis) meses.

Outro progresso do setor fotovoltaico brasileiro foi a inserção de usinas fotovoltaicas centralizadas, via leilões de energia, conforme mencionado no capítulo anterior. Após uma infeliz participação nos Leilões A-3/2013 e A-5/2013 concorrendo igualmente com outras fontes, como eólica e térmica, nenhum projeto fotovoltaico foi vendido por terem custos mais elevados. Entretanto, em outubro de 2014, através da Portaria nº 236/2014, os projetos fotovoltaicos passaram a não competir com outras fontes, resultando pela primeira vez no Brasil, a contratação de 889,7 MW de geração de eletricidade por fonte solar fotovoltaica que levou ao um preço médio de venda da energia fotovoltaica de R\$ 215,12/MWh, em relação ao preço-teto de R\$ 262,00 (EPE, 2014).

Em comparação com os valores em US\$/MWh, os preços alcançaram cerca de US\$ 82 e 90/MWh, considerando uma taxa de câmbio de R\$ 2,45/US\$. De acordo com o estudo (EPE, 2014), o preço praticado se encontra entre os menores do mundo, indicando que se inicia um enorme mercado fotovoltaico, sobretudo, fundamental para o desenvolvimento de conhecimento científico deste setor no Brasil.

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A ESTACIONAMENTOS

Estudos apontam diferentes alternativas de integração de sistemas fotovoltaicos a estruturas civis nos centros urbanos, sendo elas divididas em três principais: Integração de sistemas solares fotovoltaicos a fachadas de edificações existentes, integração de sistemas solares a coberturas planas em edificações existentes e integração de sistemas solares em espaços abertos. (MICHAEL et al., 2010).

As plantas fotovoltaicas na cobertura de estacionamentos oferecem uma solução para disposição de usinas de médio porte nos centros urbanos sem afetar a ocupação de áreas de solo, lajes e telhados de edificações e residências, que muitas vezes são sombreadas por antenas de celular, TV a cabo, parâ-raios, compressores de condicionadores de ar, caixas d'água, clara boias e saídas de ar quente, limitando a área útil para instalação dos módulos fotovoltaicos e consequentemente a produção de energia.

Recentes estudos apontam que a integração de sistemas solares em espaços abertos pode ser subdividida em 2 tipos: públicos e privados. Para o caso de plantas fotovoltaicas integradas a estacionamentos em espaços abertos e públicos com grande fluxo de pessoas, tais como: parques, estádios de futebol, hospitais e centros comerciais, a principal vantagem é a proximidade do público em geral com a tecnologia solar fotovoltaica (MICHAEL et al., 2010), contribuindo socialmente para a propagação espontânea do uso e benefícios da geração de eletricidade a partir da energia solar, bem como papel educacional e preocupação com a conservação de energia. Porém, a principal desvantagem é à segurança das instalações (MICHAEL et al., 2010) e (ZOMER, 2014), que compreende os altos custos devido a depredação dos módulos fotovoltaicos, furtos de cabos elétricos e acesso não autorizado ao eletrocentro.

Para o segundo tipo das plantas fotovoltaicas integradas a estacionamentos em espaços abertos e privados, com controle de fluxo de pessoal, tais como: empresas, indústrias e centros de P&D, a principal vantagem é evitar os custos inerentes à utilização de eletrocalhas para proteção dos cabos elétricos espalhados na cobertura do estacionamento, sistemas antifurto de módulos fotovoltaicos, segurança dos componentes da planta, bem como a centralização de inversores no eletrocentro.

Independente da integração do sistema fotovoltaico ao estacionamento, a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos deve ser montada de forma a facilitar tanto a instalação como a manutenção e sempre que possível ser instalada o mais próximo do ponto de conexão para diminuir o comprimento dos cabos elétricos que conduzirão a energia produzida em corrente contínua até o inversor (LISITA JÚNIOR, 2005). Além disso, as estruturas necessitam fazer frente a algumas exigências como

suportar ventos de até 150 km/h; apresentar altura adequada para entrada e saída de veículos, ser fabricada com materiais não corrosivos, como o ferro galvanizado e alumínio, estar aterrada eletricamente de acordo com as normas vigentes, e assegurar que as estruturas dos painéis tenham um bom contato com o aterramento (LORENZO e ZILLES, 1994).

Ao contrário dos vastos sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos em operação na Europa e América do Norte, conforme apresentado nas **Figura 18** e **Figura 19** no Brasil o primeiro sistema solar fotovoltaico, com potência de 3,0 kWp), conectado à rede e integrado a cobertura de estacionamento, entrou em operação no ano 2005 e desde então, opera sem interrupção (LISITA JÚNIOR, 2005). Além deste sistema, outros estacionamentos fotovoltaicos estão em fase de projeto, desenvolvimento e operação no país.

Figura 18. Planta de 2,68 MWp, localizada no Arizona, EUA

Fonte: (ASU, 2011)

Figura 19. Planta de 59 MWp na sede da Renault, Sandouville, FRA

Fonte: (RENAULT, 2012)

No Reino Unido existem cerca de 4 (quatro) milhões de estacionamentos divididos em 17.000 parques. Destes, 93% se encontram sem cobertura e passíveis de integração de sistemas fotovoltaicos, os quais poderiam gerar energia suficiente para fornecer eletricidade a 1,7 milhões de habitações e evitar 2,4 milhões de toneladas de carbono para a atmosfera (GREENSAVERS, 2015).

2.2.1 Estacionamentos fotovoltaicos no Brasil

O Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP) possui dois sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos, ambos projetados pelo grupo do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) e conectados à rede elétrica de baixa tensão.

Em operação desde 2005 e com potência de 3,0 kWp, conforme mencionado anteriormente (**Figura 20**), um dos sistemas do LSF é constituído por 60 módulos fotovoltaicos de silício policristalino, modelo APX-50 do fabricante *Astropower Solar Panels* e 3 inversores SMA, modelo Sunnyboy 1100U, em uma topologia distribuída com 3 arranjos de 1 kWp (LISITA JÚNIOR, 2005). As estruturas do estacionamento foram projetadas de maneira a proporcionar uma orientação Norte e inclinação dos módulos FV de 23°, que correspondem respectivamente à orientação ideal para sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério Sul e a latitude da cidade de São Paulo (LISITA JÚNIOR, 2005).

Figura 20. Primeiro estacionamento FV de 3,0 kWp, São Paulo

Fonte: (LISITA JÚNIOR, 2005)

O outro sistema fotovoltaico integrado a estacionamento, com potência de 150 kWp (**Figura 21**), faz parte do P&D ANEEL PD-0068-0020/2011 conjuntamente com

um sistema de 156 kWp e dois BAPV de 78 kWp e 156 kWp, respectivamente instalados no telhado em um dos prédios do IEE/USP e na laje da biblioteca brasileira.

Constituído por 612 módulos fotovoltaicos de silício policristalino de 245 Wp da fabricante *Yingli Solar*, 24 inversores SMA, a estrutura do estacionamento foi projetada com 6 curvas diferentes, ocupando uma área total de 1230 m².

Figura 21. Planta-piloto de 150 kWp, localizada no IEE/USP, SP

Fonte: Autor

A empresa WEG também possui uma planta fotovoltaica integrada a estacionamento na fábrica em Jaraguá do Sul – SC (**Figura 22**). Com capacidade instalada de 16,32 kWp, o sistema é constituído por 68 módulos fotovoltaico de silício policristalino, modelo SV-245D20 da empresa Tecnometal DYA Solar e 1 inversor da REFUsol, em uma topologia distribuída com 4 arranjos série de 17 módulos FV ocupando uma área total de 110 m².

Figura 22. Planta-piloto de 16,32 kWp, edifício da WEG, SC

Fonte: Norton Mazzuco

A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) possui dois sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos no pátio do edifício-sede da Eletrosul Centrais Elétricas, ambos projetados pelo Grupo FOTOVOLTAICA/UFSC no escopo do projeto Megawatt Solar. Um deles trata-se da primeira planta-piloto curva (**Figura 23**) em operação desde fevereiro de 2009, constituída por 88 módulos fotovoltaicos de filmes finos, modelo PVL-136 do fabricante Unisolar, 3 inversores SMA modelo Sunnyboy SB4000, em uma topologia distribuída com 3 arranjos divididos nas duas seções do estacionamento. Uma das seções orientada para Nordeste e a outra para Sudoeste (URBANETZ, 2011).

Figura 23. Planta-piloto de 11,97 kWp, edifício da Eletrosul, SC

Fonte: (URBANETZ, 2011)

A outra planta-piloto é formado por 8 sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos (**Figura 24**), totalizando uma capacidade instalada de 564 kWp, 2308 módulos fotovoltaicos de 245 Wp, modelo c-Si M245 3BB 60 EU 30117 do fabricante Bosch, 48 inversores do modelo Conext TL 15000 E de 15 kVA em uma topologia distribuída com 138 arranjos serie (*strings*).

As estruturas do estacionamento foram projetadas de maneira a proporcionar uma orientação 38° NO (Noroeste), inclinação dos módulos fotovoltaicos de 10° e o projeto da instalação contou com um investimento para todos os sistemas de R\$ 6.722.416,67 milhões.

Figura 24. Planta-piloto de 3,5 MWp, edifício da Eletrosul, SC

Fonte: Adaptado de (ZOMER, 2014)

O Instituto Lactec de Curitiba (PR) possui a única planta fotovoltaica integrada a estacionamento com sistema de armazenamento do Brasil. Instalado no pátio de um dos institutos, o sistema foi projetado pelo grupo de pesquisadores envolvidos no Programa *Smart Grid*, da concessionária Light, do Rio de Janeiro, por meio de um projeto de pesquisa e desenvolvimento. O projeto buscava operacionalizar um piloto de geração e armazenamento de energia, sendo capaz de determinar os melhores horários de consumo baseado nas tarifas diferenciadas de horário. Além disso, fornece energia ao posto de carga desenvolvido para veículos elétricos (FERRONATO et al., 2014).

Em operação desde o início de 2015, a instalação contou com um investimento de R\$ 4,9 milhões para uma potência de 30,36 kWp, resultado da integração de 132 módulos fotovoltaicos de 230 Wp do fabricante WSolar, 9 inversores Outback, modelo GVFX3648LA de 3,6 kVA, 9 controladores de carga e sistema de armazenamento constituído por 24 baterias de chumbo ácido do fabricante Moura de 220Ah / 12V, totalizando capacidade de 63,36 kWh. As estruturas do estacionamento perpendiculares entre si (Figura 25) foram projetadas com inclinação de 7° e orientação Sudeste e Sudoeste. A energia produzida pela planta é suficiente para abastecer os institutos e injetar a energia remanescente para a Companhia Paranaense de Energia (Copel) (FERRONATO et al., 2014).

Figura 25. Planta-piloto de 30,36 kWp, edifício do instituto LACTEC, PR

Fonte: (FERRONATO et al., 2014)

A empresa KWARA possui uma planta fotovoltaica integrada a estacionamento na fábrica na cidade de Fortaleza (**Figura 26**), CE. Projetado pela equipe da empresa Tecnometal DYA Solar, o sistema apresenta 16,32 kWp de capacidade instalada, totalizando 56 módulos fotovoltaico de silício policristalino, modelo SV-245D20, da empresa Tecnometal DYA Solar, 3 inversores do fabricante INGLETEAM modelo Sunlite 2,5TL e 4,6TL em uma topologia distribuída com 5 arranjos série, sendo 1 arranjo com 12 módulos e 3 com de 11 módulos, ocupando 90,4 m² de área total. As estruturas do estacionamento foram projetadas de maneira a proporcionar uma inclinação de 9° e orientação de -103° Sudeste.

Figura 26. Planta de 13,0 kWp, edifício-sede da Kwará, CE

Fonte: Thiago Mendes

Em operação desde 2014, a empresa italiana ENEL com sede em Niterói - RJ, também instalou uma planta fotovoltaica integrada a estacionamento (**Figura 27**). Projetada pela própria equipe, o sistema possui 42,9 kWp de potência instalada a partir de um total de 175 módulos fotovoltaico de silício policristalino, modelo CNPV 245 Wp, da empresa CNPV Solar Power S.A e 4 inversores Fronius, modelo IG Plus 120V-3 em uma topologia distribuída. Ocupando uma área 285 m² de área total, a estrutura do sistema fotovoltaico foi projetada com uma inclinação de 3° e orientação Sudeste, de maneira a acompanhar o arruamento do estacionamento.

Figura 27. Planta-piloto de 45 kWp, edifício da ENEL, RJ

Fonte: <https://www.ambienteenergia.com.br>

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), do Grupo NeoEnergia, em parceria com o Governo do Estado da Bahia, apoio institucional do Instituto Ideal, apoio técnico da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e coordenação da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), também instalou uma planta fotovoltaica integrada a estacionamento (**Figura 28**) como parte do projeto de P&D denominado Pituaçu Solar. Inaugurada em abril de 2012, a usina conta com uma capacidade instalada total de 400 kWp, em uma topologia distribuída e ocupando uma área de 1276 m². A estrutura do sistema fotovoltaico foi projetada com uma inclinação de 6° e orientação Nordeste de maneira a acompanhar o arruamento do estacionamento.

Figura 28. Planta-piloto de 400 kWp, estádio de Pituaçu, BA

Fonte: <http://www.americadosol.org/>

Os sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos estão ganhando espaço e reconhecimento por empresa e institutos de pesquisa nas diferentes regiões do país, como uma fonte de energia complementar para redução do consumo por meio de créditos de energia, bem como na forma de pilotos para redes inteligentes, precificação dinâmica, ponto de carga para veículo elétrico e análises das mais diversas, nas quais podemos citar a produção de energia e desempenho, considerando diferentes orientações, inclinações, níveis de sombreamento formatos arquitetônicos.

Para sumarizar os sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamento no Brasil apresentados anteriormente, a **Tabela 1** expõe as particularidades de cada projeto para efeito comparativo, até outubro de 2015.

Tabela 1. Comparativo entre estacionamentos fotovoltaicos no Brasil

Estado/Cidade	Jaraguá do Sul SC	Fortaleza/CE	Florianópolis/SC	Florianópolis/SC	São Paulo/SP	São Paulo/SP	Curitiba/PR	Niterói/RJ	Pituaçu/BA
Local	Empresa WEG	Empresa KWARA	Sede ELETROSUL	Sede ELETROSUL	IEE/USP	IEE/USP	LACTEC	Sede/ENEL	Estádio de Pituaçu
Latitude (°)	26,5	3,7	27,7	27,7	23	23	25	22	12
Área utilizada da planta (m2)	110	90,4	228	10.000	40	1.230	220	285	1.276
Forma de integração	Plano	Plano	Curvo	Plano	Plano	Curvo	Plano	Plano	Plano
Modelo do módulo FV	SV-240D20 poly	SV-245D20 poly	PVL-136 thinfilm	M2453BB60 EU 30117	APX-50	YL245P 29b	YZM230M-60	CNPV 245p	PLUTO 200
Potência do módulo FV (Wp)	240	245	136	245	50	245	230	245	200
Fabricante do módulo	Tecnometal	Tecnometal	Unisolar	Bosch	Astropower	Yingli Solar	WSolar	CNPV	Suntech
Nº módulos FV utilizados	68	56	88	2.308	60	10	132	175	312
Orientação da planta FV	0° N	-103° SE	51° NE -129° SO	38° NO	15° NO	Noroeste	24°SO -127°SE	-130°SE	70° NE
Inclinação dos módulos FV	15°	9°	-	10°	23	6 inclinações	7	3	9
Capacidade instalada (kWp)	16,32	13	12	565 (8 seções)	3	150	30,36	42,9	62,4
Centralizado ou Distribuído	Distribuídos	Distribuídos	Distribuídos	Distribuídos	Distribuídos	Distribuídos	Distribuídos	Distribuído	Distribuído
Nº de inversores	1	3	3	62	4	12	9	4	6
Fabricante do inversor	REFUsoL	INGETeAM	SMA	CONEXT	SMA	SMA	Outback	FRONIUS	SMA
Modelo do inversor	REFUsoL	1x Sun Lite 2,5TL 2x Sun Lite 4,6 TL	Sunnyboy SB4000	TL 15000 E	Sunnyboy 1100U	Sunnyboy	GVFX3648LA	IG Plus 120V-3	SMC 10000 TL
Potência do inversor (kVA)	13	2,5 e 4,6	4	15	1,1	15	3,6	10,0	10,350
Nº de módulos FV por String	17	1x12 / 4x11	-	4x23 / 2x20 / 128x17	20	-	3	22/15/14	13
Geração (MWh/ano)	29,65	20,64	14,27	1.079 ¹	4,27	-	37,00	62,16	630 ²
Yield (kWh/kWp)	1816,80	1587,69	-	1062,76	1423,33	-	1218,71	1448,95	-
Performance Ratio – PR (%)	81,5	78,3	-	75,24	-	-	-	-	-
Ordenação de módulos FV	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Custo (R\$)	ND	70.000,00 ³	-	6.722.416,67 ⁴	74.234,00 ⁵	-	4.900.000,00	-	5.500.000,00 ⁶

¹ Toda a usina;² Toda a usina;³ Apenas equipamento;⁴ Todo o projeto, incluindo o telhado do edifício da sede da Eletrosul;⁵ Não foram incluídos os valores de mão-de-obra de serralheiros, pedreiros, eletricitas, ajudantes e engenheiros;⁶ Todo o projeto.

2.3 COMPORTAMENTO ELÉTRICO DE CÉLULAS E MÓDULOS FV DE c-Si

O princípio envolvido na produção de corrente elétrica por células solares é denominado efeito fotovoltaico. Ele consiste na geração de pares elétrons-lacunas, formados de elétrons localizados na banda de valência que absorvem a energia de fótons, conferindo-lhes um potencial maior que o potencial da banda proibida e assim são conduzidos para banda de condução. Posteriormente, esses elétrons são atraídos pelo campo elétrico formado na junção p-n da célula, cujo potencial, pode ser aproveitado para fazer circular corrente elétrica em um circuito externo (QUASCHNING, 2005).

Nem toda energia proveniente dos fótons que incidem na superfície da célula solar é convertida em energia elétrica, algumas fontes de perdas de energia são a reflexão, transmissão e a recombinação de pares elétron-lacunas formados distantes da junção p-n (QUASCHNING, 2005).

A **Figura 29** apresenta o circuito equivalente de uma célula solar. A corrente I_{ph} é gerada pela radiação solar que atinge a superfície da célula, a corrente I_{CD1} é a corrente de difusão através da junção p-n (D1 representa a característica do diodo ideal), I_{CP} é a corrente resultante da resistência paralela entre os terminais da célula. Finalmente, I_C é a corrente entregue ao circuito externo após passar pela resistência R_S formada por elementos resistivos no caminho da corrente. Existe ainda outro modelo de 2 diodos, conforme apresentado na **Figura 38**, que leva em conta o efeito da recombinação (QUASCHNING, 2005).

Figura 29. Modelo elétrico de uma célula solar

Fonte: (QUASCHNING, 2005)

Pela Lei dos Nós de Kirchhoff, $0 = I_{ph} - I_{CD1} - I_{CP} - I_C$, isolando a corrente I_C , substituindo I_{CD1} pela equação da corrente em um diodo ideal, e escrevendo I_{CP} em

função de I_C , V_C , R_S e R_P , o comportamento elétrico da célula solar pode ser descrito por meio da corrente I_C e tensão V_C entregues ao circuito (QUASCHINING, 2005).

A equação acima pode ser resolvida utilizando o método de Newton e outros modelos elétricos da célula solar podem ser encontrados (DGS, 2008).

Utilizando-se um simulador solar (do inglês, *Flash Tester*) parametrizado com as condições de teste padrão (do inglês *Standard Test Conditions – STC*), irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar igual a 1,5AM é possível obter a curva de corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica de silício, conforme apresentada na **Figura 30**.

Os principais parâmetros elétricos estão destacados: I_{SC} é a corrente elétrica de curto-circuito, V_{OC} é a tensão de circuito aberto, P_{MPP} é a potência máxima ou de pico e I_{MPP} e V_{MPP} são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de potência máxima (PINHO E GALDINO, 2014).

Entretanto, em condições reais de trabalho as células serão submetidas a diferentes valores de irradiância e temperatura. Outros efeitos como a distribuição espectral da irradiância e a velocidade do vento podem resultar em discrepâncias nos resultados obtidos em medições horárias de instalações fotovoltaicas, porém, quando se considera a produção anual de energia esses fatores têm pouca influência (LORENZO, 2011).

Figura 30. Curva I-V-P de uma célula de Silício de 156 mm x 156 mm

Fonte: (HABERLIN, 2012)

A irradiância e a temperatura de trabalho da célula solar são fatores que influenciam diretamente na potência elétrica disponível em seus terminais. Na presença de alta irradiação, as células operam entre 20 a 40°C acima da temperatura ambiente, provocando uma perda de energia considerável e, portanto, a redução da eficiência causada pelas altas temperaturas (HABERLIN, 2012).

A **Figura 31** e **Figura 32** apresentam as relações existentes entre a corrente e a tensão produzida pela célula solar com a variação da irradiância e da temperatura.

Figura 31. Curvas características I-V em função da variação da temperatura

Fonte: (HABERLIN, 2012)

Figura 32. Curvas características I-V em função da variação de irradiação

Fonte: (HABERLIN, 2012)

O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a reduzir a sua eficiência. Pela análise das curvas podemos observar que a corrente de curto circuito I_{SC} aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto a tensão de circuito aberto V_{OC} é mais susceptível às variações de temperatura, diminuindo com o aumento da mesma (PINHO e GALDINO, 2014).

Estudos apontam que a irradiância apresenta maior variação em comparação com a temperatura durante o dia, reduzindo em 50% a eletricidade gerada com a redução de 50% da irradiância (DGS, 2008).

Para exemplificar, um aumento de 100°C na temperatura ambiente produz uma variação da ordem de -30% em V_{OC} e de +0,2% em I_{SC} . No entanto, uma célula sob irradiância $G = 200 \text{ W/m}^2$, apresenta um decréscimo de 7% na V_{OC} e 80% em I_{SC} (LORENZO, 2011).

As equações (1) e (2) (LORENZO, 2011) realizam o ajuste dos valores de I_{SC}^* (STC) e V_{OC}^* (STC) para valores de irradiância G e temperatura T_C ao qual a célula está submetida.

$$I_{SC}(G, T_C) = I_{SC}^* \frac{G}{G^*} \left[1 + (T_C - T_C^*) \frac{dI_{SC}}{dT_C} \right] \quad (2.1)$$

$$V_{OC}(T_C, G) = V_{OC}^* + (T_C - T_C^*) \frac{dV_{OC}}{dT_C} + V_T \ln \left(\frac{G}{G^*} \right) \quad (2.2)$$

Sendo:

$$V_T = 0,025 \left(\frac{273 + T_C}{300} \right) \quad (2.3)$$

Portanto, se necessário, as equações (2.1) e (2.2) podem ser simplificadas, omitindo o efeito de T_C em I_{SC} e o efeito de G em V_{OC} .

$$I_{SC}(G) = I_{SC}^* \frac{G}{G^*} \quad (2.4)$$

$$V_{OC}(T_C) = V_{OC}^* + (T_C - T_C^*) \frac{dV_{OC}}{dT_C} \quad (2.5)$$

A temperatura de operação da célula solar pode ser relacionada ao nível da irradiância por meio das equações (2.6) e (2.7). Geralmente a Temperatura Nominal de Operação da Célula (do inglês, *Nominal Operating Cell Temperature* - NOCT), varia entre 42 a 46°C, quando seu valor é desconhecido C_t pode ser considerado 0,030 °C/(W/m²).

$$T_C = T_C + C_t G \quad (2.6)$$

$$C_t = \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20}{800W/m^2} \quad (2.7)$$

Apesar da eq. (2.1) e (2.2) descrever com boa precisão as características da tensão e da corrente em uma célula solar, nem sempre todos os dados necessários nessas equações estão disponíveis nos manuais dos fabricantes (LORENZO, 2011). Como, I_{SC} , V_{OC} e P_{MPP} normalmente são informados, a seguir é descrito um método para obter a energia produzida por uma célula solar utilizando, entre outras, essas informações.

A corrente I gerada pela célula pode ser obtida por meio da eq. (2.8). Nessa equação são adotadas as seguintes considerações: o efeito da resistência paralela R_p é considerado desprezível, I_{SC} é igual à corrente do fóton gerada I_{ph} , e o termo $\exp((V_C + I_C R_S)/V_T)$ muito maior que 1 em qualquer condição de trabalho.

$$I_C = I_{SC} \left[1 - \exp\left(\frac{V_C - V_{OC} + I_C R_S}{V_T}\right) \right] \quad (2.8)$$

A eq. (8) pode ser resolvida por meio de iteração, considerando $I = 0,9I_{SC}$ como valor inicial, o resultado pode convergir rapidamente.

O ponto de máxima potência P_{MPP} da célula poderia ser calculado com V_{MPP} e I_{MPP} quando $dP/dV = 0$, porém, um método mais simples fundamentado na relação do Fator de Preenchimento FF , que descreve quantitativamente o quanto “quadrada” é a curva I-V, com V_{OC} e I_{SC} pode ser utilizado (LORENZO, 2011).

$$FF = \frac{V_{MPP} I_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} = FF_0 (1 - r_s) \quad (2.9)$$

$$FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln(v_{OC} + 0,72)}{v_{OC} + 1} \quad (2.10)$$

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{V_T} \quad (2.11)$$

$$r_s = \frac{R_s I_{SC}}{V_{OC}} \quad (2.12)$$

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \frac{V_{OC}}{I_{SC}} \quad (2.13)$$

$$\frac{V_{MPP}}{V_{OC}} = 1 - \frac{b}{v_{OC}} \ln a - r_s(1 - a^{-b}) \quad (2.14)$$

$$\frac{I_{MPP}}{I_{SC}} = 1 - a^{-b} \quad (2.15)$$

$$a = v_{OC} + 1 - 2v_{OC}r_s \quad (2.16)$$

$$b = \frac{a}{1+a} \quad (2.17)$$

O modelo expresso nas equações de (2.9) à (2.17) é válido apenas para valores de $v_{OC} > 15$ e $r_s < 0,4$. A precisão típica obtida nessas condições é em torno de 1%. Uma vez determinada a máxima potência da célula solar, a energia que esta pode produzir em determinado intervalo de tempo é calculada na eq. (2.18).

Como exemplo, uma célula com potência máxima de 1,35 Wp pode entregar durante uma hora $E_C = 1,35(3600 - 0) = 1,35 \text{ Wh}$.

$$E_C = P_{MPP}(t_f - t_i) \quad (2.18)$$

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{G_{AM}} = \frac{FFV_{OC}I_{SC}}{G_{AM}} \quad (2.19)$$

2.3.1 Fatores que afetam o comportamento elétrico de módulos FV de c-Si

Segundo a norma ABNT NBR 10899:2013 o módulo fotovoltaico é uma unidade básica do sistema fotovoltaico, formado por um arranjo série-paralelo de células fotovoltaicas que apresentam individualmente, uma tensão entre 0,5 a 0,8 V, para as células de silício, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (ABNT, 2103).

Um módulo fotovoltaico pode ser constituído por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, porém, com a queda de preços dos módulos, atualmente os arranjos de 60 ou mais células tem apresentado um atrativo econômico para a maioria dos fabricantes (PINHO e GALDINO, 2014).

Na **Figura 33**, podemos observar o diagrama de conexão de três seções com 20 células de silício interligadas com um diodo de desvio (*by-pass*), totalizando 60 células em um módulo com potência em condições padrão de 245 Wp.

Figura 33. Características de conexão das células no módulo FV

Fonte: Autor

A eficiência de um módulo fotovoltaico relaciona a energia produzida com a energia disponível na radiação solar que atinge sua superfície. Para módulos com áreas iguais, o módulo com maior eficiência é capaz de converter em energia elétrica uma maior quantidade de energia incidente.

Para determinar a eficiência de um módulo fotovoltaico (2.20) ele é submetido, da mesma forma que a célula fotovoltaica, a ensaios em laboratório em condições STC controladas através de simulador solar.

Conhecendo a eficiência do módulo, é possível reorganizar as equações (2.18) e (2.19), para calcular a energia produzida em função da área do módulo e da irradiância.

$$E_M = \eta G A_M (t_f - t_i) \quad (2.20)$$

Considerando todas as células do módulo com as mesmas características elétricas e condições uniformes de irradiância, a tensão de circuito aberto V_{OCM} na saída de um módulo fotovoltaico é equivalente à tensão de circuito aberto de uma única célula multiplicada pelo número de células conectadas em série.

$$V_{OCM} = N_{CS} V_{OCi} \quad (2.21)$$

Já a corrente de curto circuito I_{SCM} na saída de um módulo fotovoltaico é igual à corrente de curto circuito de uma única célula multiplicada pelo número de associações em paralelo.

$$I_{SCM} = N_{CP} I_{SCi} \quad (2.22)$$

A potência P_M fornecida por um módulo fotovoltaico pode ser determinada pela soma da potência de cada uma das células que constituem o módulo.

$$P_M = \sum_{i=1}^{N_C} P_i \quad (2.23)$$

Após obter a tensão de circuito aberto V_{OCM} e a corrente de curto circuito I_{SCM} do módulo, as equações (2.21) e (2.22) podem ser utilizadas para calcular os parâmetros elétricos em condições uniformes de irradiância e temperatura, porém, vale ressaltar os seguintes pontos:

$$V_{Tm} = \sum_{i=1}^{N_{CS}} V_{Ti} \quad (2.24)$$

$$\frac{1}{R_{Sm}} = \left(\frac{1}{\sum_{is=1}^{N_{CS}} R_{Si}} \right)_1 + \left(\frac{1}{\sum_{is=1}^{N_{CS}} R_{Si}} \right)_2 \dots \left(\frac{1}{\sum_{is=1}^{N_{CS}} R_{Si}} \right)_{N_{CS}} \quad (2.25)$$

A equação (2.1) e (2.2) permitem descrever com precisão o comportamento da corrente e da tensão em uma célula solar, porém, em um módulo fotovoltaico, as células conectadas em série poderão estar sujeitas às diferentes condições de irradiância.

O sombreamento parcial de um módulo pode acarretar em diferentes níveis de irradiância para células conectadas em série (**Figura 34**). Uma célula com menor nível de irradiância produz menor corrente de curto circuito que as demais. Quando a corrente gerada pelas outras células da associação série ultrapassa a corrente de curto circuito da célula sombreada, esta passa a se comportar como uma carga, consumindo parte da energia gerada pelas demais (MASTERS, 2004).

Figura 34. Ponto quente no módulo causado por sombreamento de folhas

Fonte: (HABERLIN, 2012)

Além do sombreamento parcial das células de um módulo fotovoltaico, a perda por poeira (do inglês, *soiling*) e/ou acúmulo de neve, combinados com a forma de montagem do módulo fotovoltaico em retrato e paisagem (**Figura 35**), pode chegar a 10%, e, em alguns casos, a montagem horizontal dos módulos reduz pela metade a geração, pois, para o caso do sombreamento provocado pela neve, geralmente duas e não quatro linhas de células em cada módulo são sombreadas, como é o caso da montagem vertical (DGS, 2008).

Figura 35. Efeito do sombreamento na montagem vertical e horizontal

Fonte: Autor

A corrente que circula pela célula sombreada gera uma polarização reversa da mesma, regida pelo produto da corrente do circuito série pela resistência paralela R_p da célula. Em alguns casos a intensidade da corrente pode ser tal que a tensão de ruptura da junção p-n da célula V_{BK} é ultrapassada, passando a comportar-se como um curto e dissipar elevada potência, gerando pontos quentes (do inglês, *Hot Spots*), que podem destruir o material do encapsulamento do módulo, levar a célula à destruição e reduzir permanentemente a eficiência do módulo (BISHOP, 1988).

Uma forma de minimizar as perdas de potência e proteger as células solares contra o aquecimento excessivo causado pelos pontos quentes é utilizar diodos de desvio (do inglês, *by pass*) conectados a uma célula solar ou a um conjunto de células solares conectadas em série.

Quando a soma da tensão reversa gerada na célula sombreada, mais a tensão das outras células associadas em série for maior que 0,7 V, o diodo conduzirá, limitando a tensão reversa do conjunto e drenando parte da corrente (**Figura 36**).

Figura 36. Comparativo entre series de módulos com e sem diodo de desvio

Fonte: (MASTERS, 2004)

Geralmente é utilizado um diodo de desvio a cada conjunto de 18 a 24 células solar, é comum encontrar módulos fotovoltaicos com 3 diodos de desvio (**Figura 37**), porém quanto menor a quantidade de células conectadas ao diodo, menor será a

tensão reversa necessária para sua condução, o que diminui as perdas causadas pelo sombreamento parcial e aumenta a proteção do módulo (QUASCHNING, 2005).

Figura 37. Caixa de conexões e diagrama elétrico de um módulo de 240 Wp

Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

No modelo de (1988) a eq. (2.1) é modificada para acrescentar um novo termo que permite conhecer também o comportamento da célula quando submetida à polarização reversa.

$$I_C = I_{ph} - I_{S1} \left[\exp \left(\frac{V_C + I_C R_S}{m_1 V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_C + I_C R_S}{R_P} \left[1 + \alpha_a \left(1 - \frac{V_C + I_C R_S}{V_{BK}} \right)^{-n_a} \right] \quad (26)$$

Na **Figura 38** é apresentado o circuito equivalente de outro modelo, desenvolvido por (QUASCHNING e HANITSCHT, 1996) que expande a funcionalidade do modelo de (BISHOP, 1988) para o modelo de 2 diodos, considerado mais preciso que o modelo de 1 diodo apresentado anteriormente (QUASCHNING, 2010).

Figura 38. Circuito equivalente com 2 diodos

Fonte: (QUASCHNING, 2010)

$$I_C = I_{ph} - I_{S1} \left[\exp \left(\frac{V_C + I_C R_S}{m_1 V_T} \right) - 1 \right] - I_{S2} \left[\exp \left(\frac{V_C + I_C R_S}{m_2 V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_C + I_C R_S}{R_P} - \alpha_c (V_C + I_C R_S) \left(1 - \frac{V_C + I_C R_S}{V_{BK}} \right)^{-n_a} \quad (2.27)$$

Um módulo fotovoltaico é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), mas um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica deve ser observado. A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é fornecida com base na condição padrão de teste (STC), irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar igual a 1,5. Porém, estudos apontam que se Sol brilhar com a intensidade de 1000 W/m^2 , a temperatura da célula sempre será superior a 25°C (PAGHASIAN et al., 2011).

Desta forma, a temperatura nominal de funcionamento da célula do módulo NOCT, se mantém entre 40 e 50°C , sendo utilizada para determinados coeficientes térmicos (α , β e γ) da corrente e da tensão, pois a temperatura da célula solar é determinada a partir de uma irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s .

Utilizando-se o simulador solar, também conhecido como *flash test*, é possível obter a curva de corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em um módulo fotovoltaico de silício, conforme apresentada na **Figura 39**. Os principais parâmetros elétricos estão destacados. I_{SC} é a corrente elétrica de curto-circuito, V_{OC} é a tensão de circuito aberto, P_{MP} é a potência máxima ou de pico e I_{MP} e V_{MP} são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de potência máxima.

Figura 39. Curva I-V-P de uma célula de Silício

Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

De maneira análoga ao que ocorre com as células fotovoltaicas, o desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela irradiância e temperatura nas células (**Figura 40**) e (**Figura 41**). Para exemplificar o efeito da temperatura, a equação simplificada (28) pode ser utilizada, onde: T_m ($^{\circ}\text{C}$) é a temperatura do módulo, T_{amb} ($^{\circ}\text{C}$) indica a temperatura ambiente, K_t ($^{\circ}\text{C}/\text{W}\cdot\text{m}^2$) o coeficiente térmico para o módulo, podendo ser adotado o valor padrão de 0,03 e a G (W/m^2) irradiância.

$$T_m = T_{\text{amb}} + K_t \times G \quad (2.28)$$

Figura 40. Curvas características em diferentes níveis de irradiância

Fonte: (HABERLIN, 2012)

Figura 41. Curvas características em diferentes temperaturas

Fonte: (HABERLIN, 2012)

2.3.2 Associação série-paralela de módulos FV de c-Si

Em um sistema fotovoltaico os módulos podem se interligados eletricamente em série ou paralelo. Na associação série pode-se formar uma *string* (fileira) de módulos fotovoltaicos ou *multistrings* (múltiplas *strings*) não conectadas entre si. Para o caso da associação em paralelo é possível formar um *array* (arranjo de *multistrings* ligadas em paralelo) ou *multiarrays* (múltiplos arranjos) formados por *multistrings* conectados paralelamente e com características elétricas independentes entre os arranjos (PINHO e GALDINO, 2014), (DGS, 2008) e (HABERLIN, 2012).

Para conexão em série de módulos fotovoltaicos, o terminal positivo é ligado ao terminal negativo de outro módulo “idêntico” e assim sucessivamente, resultando no efeito elétrico observado na curva característica da **Figura 42**. Neste exemplo, cada módulo fornecendo em condições padrão de teste uma potência de 220 Wp, I_{sc} de 6,9 A e V_{oc} de 43,4 V, o conjunto resultante da ligação de 4 módulos em série (*string*), apresentaria uma potência de 880 Wp, $I_{sc} = 6,9$ A e $V_{oc} = 173,6$ V. Neste tipo de associação podemos observar que a corrente não se altera, porém, a tensão resultante é a soma das tensões V_{oc} de cada módulo (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 42. Curvas I-V da associação série de módulos FV

Fonte: Adaptada de PINHO e GALDINO (2014)

Na associação paralela de módulos fotovoltaicos, os terminais positivos de todos os módulos são conectados e procede-se da mesma forma com os terminais

negativos, resultando no efeito elétrico observado na curva característica da **Figura 43**. Neste caso, cada módulo fornecendo em condições padrão de teste a mesma potência de 220 Wp, I_{sc} de 6,9 A e V_{oc} de 43,4 V, o conjunto resultante da ligação de 4 módulos em série (*string*), proporcionaria uma potência de 880 Wp, $I_{sc} = 27,6$ A e $V_{oc} = 43,4$ V. Neste tipo de associação podemos observar que a tensão não se altera, porém, a corrente resultante é a soma das correntes I_{sc} de cada módulo (PINHO e GALDINO, 2014) e (DGS, 2008).

Figura 43. Curvas I-V da associação paralela de módulos FV

Fonte: adaptado de PINHO e GALDINO (2014).

2.3.3 Efeitos da incompatibilidade elétrica em sistemas fotovoltaicos

Com a tendência do crescimento da micro e mini geração distribuída fotovoltaica a extensas superfícies de estacionamentos no meio urbano, tais como: hospitais, câmaras municipais, grandes supermercados, centros comerciais, aeroportos e parques públicos, está o fato da dificuldade de orientação e inclinação ideais dos módulos, devido ao pré-estabelecimento do arruamento (desenho das vagas) e obstáculos no entorno, cujas alturas podem ser maiores do que a cobertura do estacionamento, resultando em 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 externos, como a sujeira (LORENZO et al., 2013) e a perda por degradação (NOBRE et al., 2013), ambos 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 (do inglês, *yield*) e a taxa de desempenho (do inglês, *Performance Ratio – PR*), do sistema fotovoltaico (HABERLIN, 2012), (WOYTE et al., 2003) e (ZOMER, 2014).

Em um sistema fotovoltaico ideal, os módulos apresentam características elétricas idênticas. No entanto, na prática, os módulos não são similares no que diz respeito aos parâmetros elétricos básicos (SAHA et al., 1988), sendo eles: 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 na perda por descasamento elétrico na estimativa da produção da planta devido aos desvios durante o processo de fabricação das células e conseqüentemente na montagem dos módulos fotovoltaicos.

O descasamento elétrico de módulos fotovoltaicos tem sido reconhecido como um problema fundamental e estudado há décadas por diferentes pesquisadores, interessados em identificar a influência do descasamento na geração energética, o qual provoca variações nos parâmetros de corrente, tensão e conseqüentemente na potência máxima de operação do módulo.

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. Já FELDMAN (1981) desenvolveu um estudo com ênfase no problema do sombreamento sobre um conjunto de células, demonstrando que é possível distribuir eletricamente o impacto do sombreamento através de um esquema de interligação elétrica não regular.

GONZALEZ (1986) identificou os tipos de perdas como o sombreamento, descasamento elétrico, níveis de irradiância, sujeira e temperatura da célula, que reduziriam o desempenho de um arranjo de módulos fotovoltaicos.

BISHOP (1988) desenvolveu uma ferramenta computacional em linguagem Pascal, denominado PVNet, para simular o comportamento da curva de corrente e tensão de três associações série-paralela entre células fotovoltaicas e comparar os efeitos simulados aos medidos experimentalmente.

Posteriormente, SAHA (1988) apresentou um modelo teórico para estimar a perda de potência relativa a uma associação série de módulos fotovoltaicos, no qual constatou experimentalmente que I_{MPP} e o FF representam os parâmetros mais sensíveis na ocorrência de perdas de descasamento em módulos conectados em série. SAHA (1988) propôs também, que os módulos deveriam ser selecionados com base nestes dois parâmetros, em vez do processo convencional baseado nas I_{sc} . Podendo reduzir o descasamento de 11,2% para 6,1%, através de técnicas de seleção adequadas.

Alguns anos depois, ZILLES (1992) e ZILLES e LORENZO (1993) obtiveram em comprovações experimentais, utilizando módulos fotovoltaicos de um mesmo fabricante e com as mesmas características elétricas, variações de $\pm 10\%$ na potência nominal dos módulos fotovoltaicos em comparação com o catálogo do fabricante.

CHAMBERLIN (1995) desenvolveu um experimento com 192 módulos fotovoltaicos submetidos a cinco níveis de insolação entre 800 – 100 W/m² e temperaturas entre 35°C a 55°C, sendo observadas potências menores de 14% da potência nominal indicada pelo fabricante e que os valores V_{oc} e I_{sc} são dependentes da temperatura e irradiação. Outros estudos também apresentaram as diferenças entre o valor da potência nominal informada nos catálogos em comparação com as obtidas em comprovação experimental (GUISAN et al., 1993), (HECKTHEUER et al., 2001).

IANNONE (1998) utilizando técnica de Monte Carlo desenvolveu uma ferramenta de análise estatística para calcular as perdas de descasamento em geradores fotovoltaicos e requisitos para aceitação de módulos fotovoltaicos.

Em 2004, 100 módulos fotovoltaicos foram analisados no simulador solar do Instituto Fraunhofer ISE (*Institute for Solar Energy Systems*). HUND (2004) observou 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% de acordo com a linha verde horizontal apresenta na **Figura 44**.

Figura 44. Resultado do desvio de 100 módulos entre catalogo e simulador

Fonte: (HUND et al., 2004)

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 de (BISHOP, 1988) analisaram os efeitos de diferentes níveis de sombreamento no desempenho de módulos fotovoltaicos, através de simulações computacionais em MATLAB (MATHWORKS, 2015), no qual foi observado uma redução da potência do módulo fotovoltaico de 29,64% quando uma célula é totalmente sombreada. Silvestre e Chouder (2008) estudaram também a contribuição da potência dissipada pelas resistências R_s e R_{sh} , na redução da potência de saída devido a sombreamento, sendo observado percentuais de 50%, ou mais, na redução da potência total do módulo fotovoltaico proveniente da resistência série 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 V_{oc} e I_{sc} 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, com especial atenção para as perdas de geração devido a este efeito, sendo obtidas perdas de potência totais da energia gerada de aproximadamente 10%.

KOIRALA (2009) estudou 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. KOIRALA (2009) ainda apresentaram a tecnologia de diodo de desvio ativo (do inglês, *active bypass*) utilizando tecnologia MOSFET's, o qual tem menor dissipação de tensão e permite funcionalidades de monitoramento e segurança do módulo, ao invés do diodo tradicional atualmente utilizado na maioria dos módulos fotovoltaicos.

BAKAS (2011) desenvolveu um estudo estatístico relacionado as perdas por descasamento elétrico dos módulos em grande usinas fotovoltaicas e as diferentes técnicas utilizadas para reduzi-las, como *string inverter*, otimizadores por módulo fotovoltaico e seleção dos módulos de acordo com a corrente de curto circuito, no qual observaram que o método da seleção pela I_{sc} em condições padrão, é mais eficiente na redução do descasamento elétrico.

SAID (2012) desenvolveu 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 à 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 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 (2014) desenvolveu um novo modelo para determinar as características I-V de módulos fotovoltaicos, pois observaram nos modelos anteriores a dificuldade de se obter os parâmetros da R_s , 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 fabricantes de células solares. PAVAN (2014). Ainda desenvolveu em Matlab uma simulação do impacto do descasamento em associações séries com a inserção de módulos fotovoltaicos de diferentes potências, no qual concluiu 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 a ordenação 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 é apresentar um método de análise de irradiação no domínio do módulo FV e um algoritmo em MATLAB, aplicável na prática e que torne o processo de montagem não aleatório. Permitindo assim, a redução das perdas causadas pelo descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos associados em série.

2.4 DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O desempenho de um sistema fotovoltaico pode ser impactado por fatores que afetam a operação da tecnologia e/ou limitações condicionadas ao local de instalação do projeto.

Estudos apontam que o desempenho do sistema fotovoltaico é inerente à própria tecnologia quando exposta às condições meteorológicas locais, essencialmente da irradiação e temperatura, e dos limites de espaço físico estabelecidos para instalação da estrutura/suporte. Influenciando a orientação e inclinação dos módulos, bem como os níveis de sombreamento na presença de

obstáculos que não podem ser minimizados. A eficiência do inversor e distância entre o arranjo fotovoltaico, as conexões de cabos, os dispositivos de proteção, condição de limpeza e degradação dos módulos, também influenciam no desempenho do sistema (HABERLIN, 2012); (BURGER e RÜTHER, 2005) e (ZOMER et al., 2014).

Outro importante fator relativo à tecnologia que afeta o rendimento de um sistema fotovoltaico é o efeito do descasamento entre módulos fotovoltaicos de uma mesma série (do inglês, *module mismatch losses*). Diversos estudos já apresentaram suas implicações (BAKAS et al., 2011), (PATEL e AGARWAL, 2008), (WEBBER e RILEY, 2013), (ZILLES e LORENZO, 1992) e (BURGER e RÜTHER, 2005), o qual será foco desta pesquisa.

Considerando todas as perdas mencionadas, a capacidade instalada, a produção de energia final e a máxima teórica, é possível avaliar a taxa de desempenho real (do inglês, *Performance Ratio* – PR) do sistema fotovoltaico. Estudos apontam que as taxas de desempenho dos sistemas fotovoltaicos podem variar de 60 a 90%, sendo que valores abaixo de 70% são avaliados como baixos e acima de 80% considerados bons (MARION et al., 2005), (ZOMER, 2014), (HABERLIN, 2012), (OLIVEIRA e ZILLES, 2001), (RÜTHER e DACOREGIO, 2000)). Porém, o estudo (REICH et al., 2011) indica a possibilidade de sistemas fotovoltaicos com valores de PR acima de 90% em um futuro próximo.

2.4.1 Produção (Yield) e Taxa de Desempenho (Performance Ratio)

De acordo com o padrão IEC 61724, os principais parâmetros utilizados para se avaliar o desempenho de uma usina fotovoltaica são: *yield* final (Y_f), *yield* de referência (Y_r) e taxa de desempenho (PR). O *yield* indicado em horas ou kWh/kWp, representa o número de horas necessária para que o sistema fotovoltaico, operando em sua potência nominal (STC), produza a mesma quantidade de energia. O *yield* de referência também representado em horas ou kWh/kW, relaciona a irradiância total no plano inclinado e a irradiância das condições padrão STC de 1 kW/m², o qual é condicionado à localização, orientação e inclinação do sistema fotovoltaico, bem como à variação meteorológica do local. O PR é a divisão do *yield* final (Y_f) pelo *yield* de referência (Y_r), quantificando a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico incluído todas as perdas (MARION et al., 2005).

A **Figura 45** apresenta um estudo comparativo entre *yield* final em kWh/kWp no ano de 2003, para três sistemas conectados à rede em 3 diferentes elevações e em operação há 10 anos: Gfeller (3,18 kWp, 540 m); Mont Soleil (555 kWp, 1270 m); Jungfrauoch Mountain (1,152 kWp, 3454 m) (HABERLIN, 2012).

Figura 45. Comparação entre o *yield* final de três sistemas fotovoltaicos

Fonte: (HABERLIN, 2012)

Quando observados os resultados é possível efetuar comparações do rendimento energético das instalações fotovoltaicas de tamanhos variados e em diferentes localizações, utilizando *yield* final dos sistemas.

O resultado da avaliação de 461 sistemas fotovoltaicos conectados à rede e com potências menores que 10 kWp (**Figura 46**) indica uma tendência ascendente da taxa de desempenho médio anual de 64% em 1991 para 74% em 2005 (IEA, 2007). Isso demonstra um aumento do PR e confiabilidade dos componentes dos sistemas fotovoltaicos ao longo dos anos (SHIMURA et al., 2014).

Figura 46. Desempenho (PR) de 461 plantas FV entre 1991-2005

Fonte: Adaptado de (IEA, 2007)

Um fator que contribui para a melhoria da taxa de desempenho das plantas fotovoltaicas é o aumento da eficiência dos inversores ao longo do tempo (**Figura 47**), também indicando uma tendência de aumento da média anual de 87% em 1991 para 94% em 2005, de acordo com 331 plantas FV monitoradas (IEA, 2007). Atualmente, inversores têm alcançado valores próximos a 99% de eficiência.

Figura 47. Eficiência do inversor entre 1991-2005

Fonte: Adaptado de (IEA, 2007)

2.4.2 Ferramentas computacionais para projetos fotovoltaicos

Projetos clássicos de sistemas fotovoltaicos são guiados pelo ângulo de inclinação com a mesma latitude do ponto de instalação (Ex: São Paulo = 23°) e orientação, como sendo a oposta ao hemisfério que o sistema está localizado (Ex: Hemisfério Sul = Norte) (ZOMER et al., 2014).

Alguns estudos consideram a utilização de redes neurais (CHATTERJEE e KEYHANI, 2012), a previsão de radiação solar (QIAN et al., 2010) e o ajuste sazonal da orientação (TANG e LIU, 2010). Porém, na atualidade, são utilizadas ferramentas computacionais, em sua grande maioria pagas, as quais auxiliam nos projetos de sistemas fotovoltaicos da concepção ao monitoramento, por meio da análise de viabilidade, dimensionamento, simulação de geração, localização, monitoramento, curvas de carga, cabeamento, dados climatológicos e modelagem tridimensional, para estudos comparativos entre os resultados estimados e os dados medidos em campo (PINHO e GALDINO, 2014).

De acordo com os estudos (IEA, 2012), (PINHO e GALDINO, 2014) e (DOE, 2015), existe uma variedade de ferramentas computacionais para as diferentes fases do projeto apresentadas acima, das quais podemos citar o AutoCAD, ArchiCAD, Autodesk Revit Architecture, VectorWorks, Autodesk Ecotect Analysis, Autodesk Project Vasari, METEONOR e WheatherTool. Podemos citar também, o GoogleSketchup com *plug-in* EnergyPlus, RETScreen International, Radiance, IES VE, SolarBILANZ, bSol 4, DAYSIM, Design Performance Viewer (DPV), Lesosai, Polysun, PVsyst, PV*Sol Expert 5.0, T*Sol Pro 5.0.

Podemos destacar os programas de computador desenvolvidos por laboratórios em universidade e centros de pesquisa brasileiros, como o SOLAR3DBR (MELO, 2012), resultado de uma pesquisa de mestrado do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, onde foi proposto um *plug-in* gratuito para *Google SketchUp*, que estima o fator de sombreamento e a irradiação em modelos tridimensionais. Outros importantes desenvolvimentos têm sido realizados pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS, 2015), como o pacote SOLARCAD, que disponibiliza os módulos RADIUSOL2 e ESPECTRO, bem como os módulos PVSIZE, PVSIM e CREARRAY, que se encontram em fase de elaboração pela equipe de pesquisa. A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) também desenvolveu um programa denominado *BIPV Design*, para auxiliar no projeto de integração fotovoltaica à arquitetura, como parte de uma pesquisa de doutorado (SANTOS, 2015) e (SANTOS e RÜTHER, 2012).

Da variedade de softwares mencionados esta tese utiliza SketchUp 2014 o METEONORM 6.1, Autodesk Wheather Tool, Autodesk Ecotect Analysis 2011 e MATLAB R2013a.

O SketchUp (GOOGLE, 2015) é programa para a criação de formas e volumes tridimensionais que podem ser exportados para outras ferramentas de simulação. Foi utilizado para o modelo tridimensional do estacionamento fotovoltaico, considerando todos os módulos, estruturas, bases de concreto e suportes. Estando suas dimensões, inclinação e orientação, de acordo com o arruamento do estacionamento a ser construído no Parque Cândido Portinari na cidade de São Paulo.

O METEONORM 7.1 (METEONORM, 2015) é uma base de dados meteorológica reconhecida mundialmente, que compreende informações coletadas de milhares de estações ao redor do planeta. Nesta tese, devido à ausência de dados meteorológicos no local do estacionamento fotovoltaico no Parque Cândido Portinari, foi utilizado como fonte de dados das componentes de Irradiação solar global horizontal (GHI), difusa horizontal (DHI), direta horizontal (BHI) e direta normal (BNI) na base média diária para cada mês do ano em São Paulo.

O Weather Tool (AUTODESK, 2015) é uma ferramenta de análise meteorológica do Autodesk Ecotect Analysis, que fornece bases climatológicas de diferentes estações meteorológicas e permite geração de bases sintéticas para simulação em diferentes condições ambientais. A fonte de irradiação solar global, do METEONORM foi importada e convertida no formato compatível para simulações no *software* Autodesk Ecotect Analysis.

O Autodesk Ecotect Analysis (AUTODESK, 2015) é uma ferramenta que permite importar modelos tridimensionais complexos de outros programas de computador, para se avaliar níveis de irradiância, percentuais de sombreamento, horas de insolação e outras análises energéticas na fase conceitual do projeto. Foi utilizado como principal programa de análise de sombreamento e nível de irradiância por módulo fotovoltaico do sistema.

Além dos softwares mencionados, esta tese também utilizou o MATLAB R2013a (MATHWORKS, 2015) que se trata de uma ferramenta interativa de alto desempenho, voltado para cálculos numéricos, processamento de ampla base de dados, construção gráfica, entre outras funcionalidades. Nesta tese, foi utilizado como principal plataforma para o desenvolvimento de um algoritmo que efetua a leitura de um banco de dados com os resultados do *flash test* de cada módulo fotovoltaico, determinados pelo simulador solar do fabricante do módulo, processa os dados identificando cada parâmetro elétrico com identificação única do módulo, gera gráficos comparativos dos parâmetros elétricos (I_{SC} , I_{MPP} , V_{OC} , V_{MPP} , P_{MPP}) e implementa funções polinomiais de 5° ordem aplicadas às curvas *PV* de cada módulo fotovoltaico, objetivando obtenção do posicionamento dos módulos que maximizem a produção de energia e minimizem o descasamento elétrico entre módulos em uma mesma *string*.

Os *softwares* PVSyst V6.38 (PVSYST, 2015) e Solar3DBR (MELO, 2012) foram utilizados para validar os resultados e análises realizados com o ECOTECT.

2.4.3 Dificuldades para a estimativa de descasamento elétrico utilizando as ferramentas disponíveis

Da variedade de ferramentas computacionais mencionadas anteriormente, algumas delas, como é o caso do PVSYST V6.38, associaram em uma única ferramenta, a seleção de banco de dados climatológicos, formas básicas de desenho, 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.

Mesmo sendo uma das ferramentas mais utilizada por pesquisadores, engenheiros e projetistas, o PVSyst é limitado na modelagem tridimensional, não permitindo importar desenhos complexos de outras ferramentas de modelagem amplamente conhecidas e utilizadas, como o SketchUp e Autocad.

Soma-se as barreiras de modelagem tridimensional, o fato que o PVsyst considera módulos idênticos nas simulações, não permitindo importar arquivos *flash test* dos módulos que serão utilizados na implementação da planta solar, pois as características elétricas de cada modulo não são rigorosamente idênticas, afetando a estimativa do descasamento elétrico na associação série e paralela do arranjo fotovoltaico.

Na versão do *PVsyst* 6.38 a ferramenta utiliza amostras estatísticas dos módulos fotovoltaicos para a estimativa da perda por descasamento, as quais permite ao projetista inserir qualquer valor de tolerância por manufatura ($\pm\%$) inferior à potência indicada pelo fabricante do módulo e, por padrão, a ferramenta define a metade deste valor, o que significa que a amostra do módulo fotovoltaico pode apresentar uma potência média entre a menor tolerância e o valor nominal, o qual pode não condizer com a realidade. Além disso, há 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.

A ferramenta também não permite o posicionamento dos módulos fotovoltaicos que apresentam parâmetros elétricos semelhantes e a alocação de acordo com o efeito do sombreamento parcial, o que impacta no resultado da simulação em diferentes condições de temperatura e irradiância.

Portanto, há uma lacuna a ser preenchida na identificação, seleção, e ordenação dos módulos fotovoltaicos que apresentam parâmetros elétricos semelhantes, bem como na alocação destes módulos em campo de acordo com o efeito do sombreamento parcial da planta fotovoltaicos, para minimização das perdas por descasamento elétrico que atualmente são inevitáveis no processo complexo de fabricação das células/módulos, melhor entendimento por parte dos projetistas dos efeitos do descasamento elétrico na estimativa de geração do sistema fotovoltaico e montagem otimizada de cada módulo, resultando na melhoria do desempenho na produção de energia de toda usina.

Esta tese vai ao encontro desta necessidade, visando agregar conhecimento aos fabricantes, projetistas e montadores, para que estes busquem, entre as ferramentas disponíveis, a melhor forma de compreender a influência do descasamento elétrico inerente à tecnologia e pelos efeitos do sombreamento sobre o sistema fotovoltaico na sua geração energética

3 MÉTODO

A fim de avaliar a influência do descasamento elétrico na geração energética de sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos, esta tese apresenta um método que ordena e localiza os módulos fotovoltaicos com base na aproximação das características elétricas e regiões de sombreamento.

Este método pode ser aplicado a lotes de módulos de qualquer projeto de sistema fotovoltaico. O método foi aplicado a 412 módulos fotovoltaicos dos 1848, definidos no estudo de caso do Projeto Villa Lobos.

O método foi dividido em 5 etapas: A primeira consistiu na visita ao local da instalação do estacionamento fotovoltaico para o levantamento das dimensões do formato do terreno e obstáculos no entorno.

Com base nas informações levantadas, a segunda etapa consistiu na modelagem tridimensional do estacionamento FV e dos edifícios próximos, utilizando o SketchUpPro 2014 com o objetivo de estabelecer o modelo conceitual, considerando as dimensões, inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos de acordo com o arruamento (vagas de garagem) do estacionamento e potência à ser instalado, sendo posteriormente importados para simulação solar no Ecotect Analysis 2011. Simulações também foram conduzidas utilizando o Solar3DBR e PVSyst V6.38, porém o último não permitia importar desenhos complexos de outras ferramentas de modelagem, os modelos 3D foram concebidos pelos próprios recurso de desenho da ferramenta.

Na terceira etapa, 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 foi considerada todas as 1848 superfícies dos módulos fotovoltaicos.

A quarta etapa consistiu no estudo comparativo dos resultados obtidos a partir das duas simulações, objetivando a proposição de uma nova divisão dos arranjos série-paralelos considerando separação dos mesmos em função das regiões com

homogeneidade de irradiação e assim, possibilitar a diminuição do descasamento elétrico causado pelo sombreamento no arranjo, 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, a quinta e última etapa consistiu no desenvolvimento de um algoritmo em MATLAB que realiza a leitura de *flash test*, o processamento dos parâmetros elétricos, a análise gráfica e o posicionamento daqueles com maiores potências nos locais com maiores irradiações solares, a partir da aproximação por função polinomial de 5º ordem aplicada às curvas de *PV*. Sendo posteriormente validado o método proposto, comparando uma associação série utilizando o algoritmo de ordenação e uma associação de módulos posicionados aleatoriamente, objetivando a redução do percentual de descasamento elétrico pela qualidade de fabricação do módulo, que hoje incide uma perda anual de -2,5%, bem como o descasamento elétrico causado por sombreamento de -0,2% nas estimativas de produção energética.

Por uma questão de foco, o método não contemplará as perdas de origem óptica e térmicas. Essas questões poderão ser aprofundadas em trabalhos posteriores.

4 APLICAÇÃO DO MÉTODO

4.1 ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE

O projeto do estacionamento fotovoltaico no escopo da Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, código ANEEL PE-0061-0034/2011, denominado “Desenvolvimento e instalação piloto de geração fotovoltaica para modelo estratégico de referência tecnológica, regulatória, econômica e comercial” apresentado em resposta à Chamada Pública nº 013/2011 da ANEEL para elaboração de projeto estratégico “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, foi selecionado como estudo de caso desta tese.

4.1.1 Local do estudo de caso

A **Figura 48** apresenta a localização do estacionamento fotovoltaico no estado de São Paulo na região Sudeste do Brasil. A área do estado possui 248 mil km², a maior parte acima do Trópico de Capricórnio, sob as coordenadas 23,34°S e 46,38°O. Com mais de 44 milhões de habitantes (IBGE, 2013), o que equivale a 22% da população brasileira, é o estado mais populoso do Brasil.

O território paulista abrange sete tipos climáticos distintos, levando-se em conta as temperaturas e as precipitações. Nas áreas serranas do estado, existem os climas subtropicais, nas áreas de maior altitude, como as serras da Mantiqueira e do Mar, apresentam verões úmidos, quentes e temperaturas médias inferiores a 18°C no mês mais frio do ano; e oceânico com chuvas regulares e bem distribuídas durante todo o ano e verões mais amenos.

O clima tropical de altitude predominante no território paulista, mais especificamente no centro do estado, é caracterizado por uma estação chuvosa no verão e outra seca no inverno, com temperatura superior a 22°C no mês mais quente do ano. Nas demais áreas, há o clima semiúmido com precipitação inferior a 60 milímetros em um ou mais meses do ano e mais quente, sendo as temperaturas médias superiores a dezoito graus durante o ano.

A ocorrência de neve é muito rara, mas já foi registrada em Campos do Jordão e também há relatos de que o fenômeno tenha ocorrido em vários pontos do sul do

estado. As geadas são comuns, principalmente em áreas mais elevadas, com altitude superior a 800 metros.

Figura 48. Localização do estacionamento FV do estudo de caso em SP

Fonte: adaptada do (Google™ Earth)

A **Figura 49** apresenta o local definido para instalação do estacionamento fotovoltaico. Nomeado de Parque Cândido Portinari, o novo parque foi inaugurado em 2014 e conta com uma ciclovia de 1.300 metros integrada, 940 metros de local para caminhada, pista de skate, quatro quadras poliesportivas, minicampo de futebol, duas quadras de vôlei de areia e 640 vagas de estacionamento, dos quais 280 serão cobertas pelo estacionamento fotovoltaico com 2987 m² de área.

Figura 49. Arruamento do estacionamento do Parque Cândido Portinari.

Fonte: adaptada (Google™ Earth)

4.1.2 Características do estudo de caso

Devido à escassez de espaço físico no parque Candido Portinari foi definido pela integração do sistema fotovoltaico a cobertura de um estacionamento.

Após a identificação visual, levantamento detalhado das dimensões do arruamento e formato do terreno do estacionamento, o mesmo foi modelado tridimensionalmente e geolocalizado no software SketchUp. O sistema fotovoltaico foi dividido em duas seções com as mesmas dimensões físicas (Seção A e Seção B), sendo que cada seção composta por 924 módulos fotovoltaicos de silício policristalino na marca DYA Energia Solar®, modelo SV-245D20 (245 Wp). São 1848 módulos totalizando 452,76 kWp, desvio azimutal de 64°NO e inclinação de 6°, conforme o perfil ilustrado na **Figura 50** e dimensões apresentadas na **Tabela 2**.

Figura 50. Vista Frontal das seções da usina fixa de 0,45 MWp

Fonte: Autor

Tabela 2. Dimensões das seções A e B do sistema fotovoltaico

Dimensões das seções	Medida (m)
Altura H_1	3,0
Altura H_2	4,2
Comprimento da cobertura de painéis C	11,7
Distância entre Seções D	4,4
Largura das Seções L	133,4
Profundidade das Seções P	11,6

Fonte: Autor

A **Figura 51** e **Figura 52** apresentam os esquemáticos para as duas seções do estacionamento, demonstrando que cada uma das seções foi subdividida em quatro subseções (SEC-01 a SEC-04) e (SEC-05 a SEC-08), nas quais foram configurados os arranjos série-paralelos dos módulos fotovoltaicos que serão detalhamos na próxima seção.

Figura 51. Configuração elétrica proposta inicialmente para seção B

Fonte: Autor

Figura 52. Configuração elétrica proposta inicialmente para seção A

Fonte: Autor

4.1.3 Identificação dos elementos causadores de sombreamento

Considerando que o estacionamento fotovoltaico está localizado em área urbana densamente povoada, a identificação do sombreamento no estudo de caso foi feita por visita ao local, no qual foram observados 10 (dez) edifícios construídos no entorno da instalação do sistema fotovoltaico e a existência de 2 (dois) terrenos, conforme indicado na **Figura 53**.

Figura 53. Edifícios nos arredores do local de instalação do sistema FV

Fonte: Adaptada (Google™ Earth)

Após a identificação visual e registro fotográfico dos edifícios, também foram efetuadas medições com trena métrica da fachada e largura dos edifícios, levantamento do comprimento da fachada dos edifícios através do Google™ Earth, para comparação com as medições realizadas com a trena métrica e verificação de possíveis erros de medida intrínsecos as medições realizadas através do Google™ Earth. Estimativa da altura dos edifícios com base nos registros fotográficos do local, nas medições realizadas com a trena métrica confrontadas com as medições realizadas através do Google™ Earth e na quantidade de andares de cada edifício.

A **Figura 54** apresenta a vista frontal dos edifícios e os terrenos localizados nos arredores do local de instalação do sistema fotovoltaico integrado ao estacionamento, mostrando que suas alturas e dimensões não são desprezíveis e merecem ser alvo de análises e simulações computacionais para verificar os impactos causados por cada um na geração de energia das do estacionamento FV.

Figura 54. Vista frontal dos edifícios com potencial no sistema FV

Fonte: Autor

4.1.4 Determinação das dimensões físicas dos edifícios

Através de medidas realizadas em campo, quantidade de andares do edifício e relações matemáticas, bem como utilizando a ferramenta Google™ Earth para a confirmação das medições realizadas em campo e estimativas de medidas em locais não acessíveis, foi possível definir as dimensões de cada edifício.

Os dois terrenos indicados por F e F' não foram abordados nesta tese pela indisponibilidade de informações do plano diretor das obras. Desta forma, foram definidos com mesma altura dos edifícios D, D', E e E' de 30 metros.

Foi verificado que o terreno do local de instalação do sistema fotovoltaico situa-se na área do estacionamento do parque Candido Portinari, ao lado da Av. Queiroz Filho, com um perfil topográfico elevado de aproximadamente 4,0 m de altura em relação ao nível da Avenida, sendo que esta elevação deve ser levada em conta em qualquer simulação de sombreamento e estimativa de produção de energia da planta FV.

Edifício A

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que o edifício A apresenta o perfil ilustrado na **Figura 55**, com as dimensões apresentadas na **Tabela 3**.

Figura 55. Vista frontal do Edifício A com as dimensões para modelo 3D

Fonte: Autor

Tabela 3. Dimensões levantadas para o Edifício A.

Dimensões do edifício	Medida (m)
Altura H_1	40,0
Altura H_2	37,0
Altura H_3	34,0
Largura L_1	57,0
Largura L_2	45,0
Largura L_3	23,0
Profundidade P_1	20,0
Profundidade P_2	10,0

Fonte: Autor

Edifício A'

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que o edifício A' apresenta o perfil ilustrado na **Figura 56**, com as dimensões apresentadas na **Tabela 4**.

Figura 56. Vista frontal do Edifício A' com as dimensões para modelo 3D

Fonte: Autor

Tabela 4. Dimensões levantadas para o Edifício A'

Dimensões do edifício	Medida (m)
Altura H_1	42,0
Altura H_2	36,0
Largura L_1	45,0
Largura L_2	12,0
Profundidade P	20,0

Fonte: Autor

Edifício B

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que o edifício B apresenta o perfil ilustrado **Figura 57**, com as dimensões apresentadas na **Tabela 5**.

Figura 57. Vista frontal do Edifício B com as dimensões para modelo 3D

Fonte: Autor

Tabela 5. Dimensões levantadas para o edifício B.

Dimensões do edifício	Medida (m)
Altura H_1	45,0
Altura H_2	39,0
Altura H_3	33,0
Largura L_1	43,0
Largura L_2	30,0
Largura L_3	20,0
Profundidade P_1	35,0
Profundidade P_2	20,0
Profundidade P_3	15,0

Fonte: Autor

Edifício B'

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que o edifício B' apresenta o perfil ilustrado na **Figura 58**, com as dimensões apresentadas na **Tabela 6**.

Figura 58. Vista frontal do Edifício B' com as dimensões para modelo 3D

Fonte: Autor

Tabela 6. Dimensões levantadas para o edifício B'.

Dimensões do edifício	Medida (m)
Altura H_1	42,0
Altura H_2	36,0
Altura H_3	33,0
Largura L_1	40,0
Largura L_2	30,0
Largura L_3	10,0
Profundidade P_1	5,0
Profundidade P_2	15,0

Fonte: Autor

Edifício C

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que o edifício C apresenta o perfil ilustrado na **Figura 59** com as dimensões apresentadas na **Tabela 7**.

Figura 59. Vista Frontal do Edifício C com as dimensões para modelo 3D

Fonte: Autor

Tabela 7. Dimensões levantadas para o edifício C.

Dimensões do edifício	Medida (m)
Altura H_1	42,0
Altura H_2	35,0
Altura H_3	32,0
Largura L	15,0
Profundidade P_1	50,0
Profundidade P_2	40,0
Profundidade P_3	18,0

Fonte: Autor

Edifício D, D', E e E'

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que os edifícios D, D', E e E' apresentam o mesmo perfil, sendo ele ilustrado na **Figura 60** com uma imagem dos edifícios D, D' e E, além das dimensões apresentadas na **Tabela 8**.

Figura 60. Vista dos Edifícios D, D' e E com as dimensões para modelo 3D

Fonte: Autor

Tabela 8. Dimensões levantadas para os edifícios D, D', E e E'

Dimensões dos edifícios	Medida (m)
Altura H ₁	30,0
Altura H ₂	25,0
Altura H ₃	9,0
Largura L ₁	48,0
Largura L ₂	30,0
Largura L ₃	12,0
Profundidade P ₁	42,0
Profundidade P ₂	12,0

Fonte: Autor

Edifício G

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que o edifício G apresenta o perfil ilustrado na **Figura 61** com as dimensões apresentadas na **Tabela 9**.

Figura 61. Vista Frontal do Edifício G com as dimensões para modelo 3D

Fonte: Autor

Tabela 9. Dimensões levantadas para o edifício G

Dimensões do edifício	Medida (m)
Altura H_1	60,0
Altura H_2	50,0
Altura H_3	54,0
Largura L_1	18,0
Largura L_2	12,0
Profundidade P_1	23,0
Profundidade P_2	10,0
Profundidade P_3	12,0
Profundidade P_4	7,0

Fonte: Autor

4.1.5 Disposição dos elementos nos arredores do local de instalação

Após a identificação visual e levantamento detalhado das dimensões dos 10 (dez) edifícios construídos no entorno do local de instalação das usinas fotovoltaicas, sendo os dez edifícios nomeados respectivamente de (A, A', B, B', C, D, D', E, E' e G) e os dois terrenos com espaço suficiente para construção de novos edifícios nomeados respectivamente de (F e F'), todos os elementos foram locados geograficamente em relação ao objeto de estudo, conforme **Figura 62**.

Figura 62. Vista superior dos edifícios com as distâncias para X_0 , Y_0

Fonte: Autor

O levantamento de campo e as análises realizadas posteriormente revelaram que os edifícios apresentavam as distâncias listadas na **Tabela 10** e **Tabela 11** para o referencial X_0 e Y_0 para a instalação das fileiras do estacionamento.

Tabela 10. Distâncias horiz. dos edifícios em relação ao referencial X0,Y0

Distância horizontal do edifício para o referencial X ₀ ; Y ₀	Medida (m)
Distância DH _A	- 1,9
Distância DH _{A'}	- 6,2
Distância DH _B	81,6
Distância DH _{B'}	84,1
Distância DH _C	124,0
Distância DH _D	154,7
Distância DH _{D'}	170,3
Distância DH _E	224,3
Distância DH _{E'}	239,9
Distância DH _F	282,4
Distância DH _{F'}	298,0
Distância DH _G	330,4

Fonte: Autor

Tabela 11. Distâncias vert. dos edifícios em relação ao referencial X0,Y0

Distância vertical do edifício para o referencial X ₀ ; Y ₀	Medida (m)
Distância DV _A	181,0
Distância DV _{A'}	229,0
Distância DV _B	130,0
Distância DV _{B'}	284,3
Distância DV _C	177,9
Distância DV _D	110,6
Distância DV _{D'}	160,2
Distância DV _E	88,7
Distância DV _{E'}	138,2
Distância DV _F	66,7
Distância DV _{F'}	116,3
Distância DV _G	155,9

Fonte: Autor

Após a identificação visual dos elementos de sombreamento e do levantamento detalhado do entorno, da mesma maneira efetuada para o sistema fotovoltaico, os edifícios foram modelados tridimensionalmente no SketchUpPro 2014 e geolocalizados em conjunto com o modelo do estacionamento fotovoltaico, conforme **Figura 63** e desta forma o modelo final para análise de sombreamento e irradiação solar incidente foi desenvolvido (**Figura 64**).

Figura 63. Modelo 3D do estacionamento FV e edifícios

Fonte: Autor

Figura 64. Modelo 3D para análise de sombreamento e irradiância

Fonte: Autor

4.1.6 Arquivos climático

Os arquivos climáticos utilizados na presente tese foram obtidos da fonte de dados climáticos *Meteonorm 7.1* para cidade de São Paulo, devido à ausência de dados meteorológicos na área do sistema fotovoltaico no Parque Cândido Portinari.

A **Figura 65** apresenta os valores da irradiação solar global horizontal, difusa horizontal, direta horizontal e direta normal média diária para cada mês do ano em São Paulo, ($23^{\circ}32'51.36''S$ $46^{\circ}43'53.76''E$).

Figura 65. Componentes da irradiação média diária mensal em São Paulo

Fonte Autor

De acordo com os dados do levantamento do potencial de energia solar paulista, apresentados no relatório da Subsecretária de Energias Renováveis da Secretária de Energia do Governo de São Paulo (**Figura 66**), a irradiação solar global anual média diária é de $4,6 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, a qual também foi identificada na base de dados do *Meteonorm 7.1*.

Figura 66. Incidência solar global média anual por município de São Paulo

Fonte: (SEE/SP, 2013)

Após o arquivo climático ser exportado do *PVsyst* V6.38 foi utilizando a ferramenta Weather Tool do *Ecotect* Analysis para conversão da extensão .dat para .wea, onde podemos observar entre a **Figura 67** e **Figura 74** os valores da base meteorológica sintética utilizada nesta tese, para simulação do sombreamento e irradiação solar incidente no sistema fotovoltaico integrado ao estacionamento do Parque Cândido Portinari previamente apresentado.

Figura 67. Irradiância direta normal na base horária por semana

Fonte: Autor

Figura 68. Irradiância direta normal na base semanal

Fonte: Autor

Figura 69. Irradiância direta normal na base horária por semana.

Fonte Autor

Figura 70. Irradiância direta normal na base horária

Fonte: Autor.

Figura 71. Irradiância difusa horizontal na base horária por semana

Fonte: Autor

Figura 72. Irradiância difusa horizontal na base semanal

Fonte: Autor

Figura 73. Irradiância difusa horizontal na base horária por semana

Fonte: Autor.

Figura 74. Irradiância difusa horizontal na base horária

Fonte: Autor

4.1.7 Simulação de sombreamento e irradiação solar incidente

Para a simulação do sombreamento e irradiação solar incidente, foi utilizado o Ecotect Analysis 2011, pela razão de ser possível avaliar os níveis de irradiação, percentuais de sombreamento, horas de insolação, faixa de sombreamento entre outras análises, por módulo fotovoltaico e em diferentes bases horárias. Além disso, o Ecotect Analysis permite importar modelos tridimensionais complexos de outros programas, como o SketchUp e Autocad, que apresentam interfaces para o desenvolvimento de modelos tridimensionais complexos.

A análise do sistema fotovoltaico no Ecotect Analysis foi conduzida com a exportação do arquivo do modelo tridimensional desenvolvido em SketchUp para a extensão .3ds e posteriormente importado pelo Ecotect Analysis (**Figura 75**). Após a importação, foi ajustado o posicionamento do modelo em relação ao norte verdadeiro e selecionado o arquivo climático em formato .wea, contendo os dados das componentes de irradiação solar.

Figura 75. Vistas do modelo 3D sistema fotovoltaico e edifícios no *Ecotect*

Fonte: Autor

Para analisar a irradiação solar incidente na superfície das duas seções do sistema fotovoltaico integrado a cobertura do estacionamento, simulações foram conduzidas para cada mês do ano, com e sem a presença dos elementos de sombreamento, neste caso, os edifícios, utilizando a ferramenta de cálculo de exposição solar do Ecotect Analysis nomeada de *Solar Exposure*.

A **Figura 76** e **Figura 77** apresentam os modelos de simulação sem e com presença dos edifícios, respectivamente, para avaliação do sombreamento e irradiação incidente no ECOTECT.

Figura 76. Modelo de simulação sem a presença dos edifícios

Fonte: Autor

Figura 77. Modelo de simulação com a presença dos edifícios

Fonte: Autor

Além da análise de irradiação global incidente, a energia injetada na rede, o *PR* e *yield* também foram calculados com base nos resultados obtidos na simulação de exposição solar. Para a análise da produção de energia injetada na rede pelo sistema fotovoltaico integrado à cobertura do estacionamento, a ferramenta de cálculo de *Resource Consumption* do *Ecotect Analysis* com resolução temporal na base mensal foi utilizada.

Ao calcular a irradiação solar incidente para a seção A e seção B individualmente, sem a presença dos elementos de sombreamento, o resultado da simulação é apresentado na base horário mensal, na coluna *INCIDENT*. Em seguida foi calculada a redução de irradiação incidente para obtenção do percentual de sombreamento resultante total anual e mensal.

Para validação dos resultados obtidos no *Ecotect Analysis* foram conduzidas simulações no *software* PVSYST (PVSYST, 2015) e SOLAR3DBR (MELO, 2012) utilizando a mesma base climatológica. Sendo apresentados os resultados mensais do percentual de sombreamento, irradiação global incidente, energia injetada na rede, *PR* e *yield*, com e sem a presença dos elementos de sombreamento.

Preliminarmente ao cálculo das perdas de irradiação incidente, duas simulações foram conduzidas utilizando a ferramenta *shadow range* do *Ecotect Analysis*, com o objetivo de identificar o comportamento do sombreamento mútuo entre as seções e o causado pelos edifícios no sistema fotovoltaico. A função desta ferramenta é projetar o sombreamento em um determinado período de tempo, com intervalos configurados pelo usuário que podem variar de 15 min, 30 min e 60 min.

Após análise da irradiação solar incidente e sombreamento para a área total das superfícies das seções A e B do estacionamento (**Figura 78**), simulações acerca da irradiação solar incidente por módulo fotovoltaico (**Figura 79**) foram conduzidas utilizando a ferramenta de cálculo *Solar Access Analysis* do *Ecotect Analysis*, a fim de avaliar o comportamento do sombreamento parcial e redução da irradiação incidente por módulo, objetivando a redução das perdas elétricas na geração elétrica das usinas parcialmente sombreadas.

Cada simulação levou em média 5 horas e teve seus dados exportados para uma planilha do aplicativo Microsoft Excel. No total, foram exportadas 12 tabelas referentes à irradiação incidente sem a presença dos edifícios e 12 tabelas referentes à irradiação incidente com a presença dos edifícios.

Figura 78. Seções A e B das superfícies planas com área de 2982 m²

Fonte: Autor

Figura 79. Seções A e B com 1848 subdivisões representando cada módulo

Fonte: Autor

4.2 CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E ESPECIFICAÇÃO DO ALGORITMO DE ORDENAÇÃO

Os projetos de P&D apresentados no ano de 2013 em resposta à Chamada Pública nº 013/2011 da ANEEL para elaboração de projeto estratégico “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, movimentaram o setor fotovoltaico até então adormecido no Brasil.

Cerca de 80% da potência instalada até a presente data se deve aos projetos de P&D, com destaque para as usinas fotovoltaicas de Tubarão de 3 MW da empresa TRACTBEL e do estádio Mineirão com 1,48 MW da CEMIG. Porém, nenhum dos projetos utilizou módulo fotovoltaico nacional, somente o P&D do estudo de caso desta tese teve essa preocupação.

Apesar do recente amadurecimento do mercado, muitos entraves ainda são enfrentados pela indústria nacional destacando-se: alta carga tributária nos insumos de produção do módulo e a falta de incentivos na criação da demanda no país para geração de energia por micro e mini geradores.

4.2.1 Simulação solar (*Flash Test*)

Para o estudo de caso desta tese os 412 módulos fotovoltaicos foram produzidos e testados na Fábrica da Tecnometal Equipamentos em Campinas no ano de 2014.

Os módulos foram testados conforme os primeiros procedimentos da Norma IEC 61215 – *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval*.

Por mais que todos os componentes utilizados na fabricação do módulo fotovoltaico sejam similares, os módulos fotovoltaicos possuem variações nos parâmetros de corrente, tensão e potência máxima. Esta variação é aceitável até certo limite.

Os módulos são classificados em sua potência nominal medida nas condições STC (*standard test conditions*) de 1,5 ATM, 25°C de temperatura de célula e 1000

W/m² de irradiação. O simulador solar é capaz de reproduzir as condições acima e medir efetivamente a tensão e corrente do módulo para esta condição. Sendo o resultado seus parâmetros apresentados conforme **Tabela 12**.

Tabela 12. Parâmetros do Módulo Fotovoltaico SV-245D20

Descrição	Unidade	Requisito
Características dos Módulos FV c-Si		
Tipo da Célula		Policristalino
Potência Nominal (STC)	Wp	245
Quantidade de Células		60
Eficiência da Célula	%	15,2%
Coeficiente de Temperatura na Potência (sinal negativo)	%/°C	-0.45%
Temperatura NOCT	°C	46 ± 3
Parâmetros Elétricos		
Tensão de Circuito Aberto	V	37,41
Corrente de Curto Circuito	A	8,65
Tensão de Máxima Potência	V	30,40
Corrente de Máxima Potência	A	8,06
Parâmetros Físicos		
Peso	kg	18
Dimensões (CxLxA)	mm	1645 x 981 x 34
Tipos de Conectores		MC4
<i>Standard Test Conditions (STC) - 1000 W/m², 25°C, 1.5 ATM</i>		

Fonte: Tecnometal (2014)

Após esse teste, caso a potência medida seja menor ou maior que o valor nominal esperado este poderá ser comercializado em outra categoria. Os módulos comerciais tipicamente são classificados em saltos de 5 Wp (240, 245 e 250 Wp).

A potência final do módulo irá depender fortemente da eficiência da célula utilizada no processo e da presença ou não de inconformidades. Caso a potência alcançada seja muito inferior ao valor esperado, o módulo provavelmente apresenta algum problema incapacitante e deve ser descartado.

Para o teste de simulação solar de cada módulo foi utilizado o equipamento modelo *Spi-Sun Simulator™ 4600SLP* da fabricante SPIRE (SPIRE, 2015) já em operação na fábrica da Tecnometal (**Figura 80**).

O simulador é aderente a norma internacional IEC 60904-9 (2007) com classificação AAA. Utiliza uma lâmpada de xênon e opera através de um único pulso com duração de 20 a 100 ms em 1000 W/m^2 . Seu espectro é de $\pm 25\%$ em AM1.5G, sua estabilidade temporal é de $0,2\%$ em 1000 W/m^2 , apresenta uma uniformidade da irradiância espacial de $\pm 2\%$ e resolução I-V de $0,003\%$.

Figura 80. Simulador Solar *Spi-Sun Simulator™ 4600SLP* da SPIRE

Fonte: Tecnometal (2014)

Para certificação e etiquetagem dos módulos fotovoltaicos, a Portaria 004, de 04 de janeiro de 2011, aprovada pelo INMETRO regulamenta os requisitos de avaliação de conformidade para sistema e equipamentos para energia fotovoltaica. O módulo para ser comercializado no Brasil necessariamente precisa apresentar SELO ENCE (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia). O selo é obtido através de testes de conformidade realizados por Laboratórios acreditados pelo INMETRO no território nacional. Os equipamentos aprovados recebem o registro do INMETRO válido por 1 ano e sua renovação exige novos testes.

O módulo aprovado nos testes recebe uma classificação de A a E conforme sua eficiência final. Os módulos de 245 Wp produzidos pela TECNOMETAL para este caso de estudo possuem classificação conforme indicado pela **Figura 81**.

Figura 81. Etiqueta PROCEL para o módulo TECNOMETAL 245 Wp

Fonte: Tecnometal (2014)

Para identificação do módulo após o processo de produção, estes são identificados através de um número de série. Este identificador também é utilizado para numerar os arquivos de dados de *flash test* de cada unidade produzida.

Figura 82. Placa de identificação do módulo fotovoltaico

Fonte: Tecnometal (2014)

Até 2014 o número de série era definido por:

XXXX MM AA

XXXX – número sequencial;

MM – dígitos do mês de produção;

AA – dígitos do ano de produção.

A partir desta data foram adotados códigos de barras para identificação dos módulos e o número de série passou a ser constituído por:

MM AA XXXX

MM – dígitos do mês de produção;

AA – dígitos do ano de produção;

XXXX – número sequencial.

Os módulos produzidos para o caso de estudo apresentam os identificadores nas duas modalidades.

4.2.2 Levantamento dos *FlashTest* com fabricante

Após fabricação e execução dos testes em 412 módulos FV de um total de 1848, estes foram inspecionados para estudo de caso (**Figura 83**). Para isto, o número de série indicado no resultado do simulador solar (*flash test*) em formato impresso foi comparado com o número serial da placa de identificação de cada módulo fotovoltaico para comprovação.

Figura 83. Inspeção entre flash test e placa de identificação

Fonte: Autor

Além disso, cópias dos *flash tests* de todos os módulos produzidos foram disponibilizados em formato .csv, no qual podemos observar a estrutura dos dados de medição que o *Spi-Sun Simulator™ 4600SLP* da fabricante SPIRE apresenta para cada módulo fotovoltaico (**Figura 84**).

Figura 84. Formato .csv do simulador solar para módulo FV ID:08144362

	A		A		A
1	Title: ,SV2450D20	81	Voltage: , Current:	120	2.4619900 , 8.5643940
2	Comment: ,Cesar	82	-0.939502 , 8.6536030	121	2.7960810 , 8.5635970
3	Op: ,Operad	83	-0.938004 , 8.6497750	122	3.1669570 , 8.5613960
4	ID: ,8144362	84	-0.939194 , 8.6482740	123	3.5476380 , 8.5600360
5	Mod Type: ,Modulo 245W	85	-0.922165 , 8.6444390	124	3.9588000 , 8.5591040
6	Date: ,4/30/2014	86	-0.917050 , 8.6423290	125	4.3819440 , 8.5564330
7	Time: ,09:58:26	87	-0.904465 , 8.6394660	126	4.8407770 , 8.5540340
8	Irradiance: ,99.8242	88	-0.902252 , 8.6353010	127	5.3043400 , 8.5517700
9	IrrCorr: ,100	89	-0.880751 , 8.6338940	128	5.7906040 , 8.5482920
10	Lamp Voltage:,2315	90	-0.864794 , 8.6307600	129	6.2929110 , 8.5469370
11	Corrected To:,100	91	-0.854714 , 8.6278780	130	6.7959030 , 8.5453780
12	Module Temp: ,24.9185	92	-0.837072 , 8.6246660	131	7.3334440 , 8.5424640
13	Corrected To:,25	93	-0.815997 , 8.6222660	132	7.8638980 , 8.5397990
14	RCCC: ,0.8751	94	-0.791260 , 8.6202950	133	8.4153430 , 8.5381380
15	Voc: ,37.8830	95	-0.768056 , 8.6191000	134	8.9683280 , 8.5355080
16	Isc: ,8.58635	96	-0.742089 , 8.6148800	135	9.5219880 , 8.5331340
17	Rseries: ,0.51135	97	-0.700524 , 8.6122450	136	10.077880 , 8.5288170
18	Rshunt: ,106.375	98	-0.663778 , 8.6100400	137	10.647180 , 8.5258730
19	Pmax: ,244.409	99	-0.635818 , 8.6070650	138	11.196020 , 8.5241550
20	Vpm: ,30.1471	100	-0.586598 , 8.6041900	139	11.741840 , 8.5210210
21	Ipm: ,8.10721	101	-0.536151 , 8.6020390	140	12.286470 , 8.5163970
22	Fill Factor: ,0.75138	102	-0.479033 , 8.5998330	141	12.818190 , 8.5143430
23	Active Eff: ,16.7385	103	-0.430203 , 8.5975630	142	13.345360 , 8.5118640
24	Aperture Eff:,15.115	104	-0.358636 , 8.5960190	143	13.863970 , 8.5099980
25	Segment Area:,243.36	105	-0.293788 , 8.5945130	144	14.365090 , 8.5084420
26	Segs in Ser: ,60	106	-0.206132 , 8.5929670	145	14.849440 , 8.5044710
27	Segs in Par: ,1	107	-0.109166 , 8.5896470	146	15.338250 , 8.5034210
28	Panel Area: ,16170	108	-0.008148 , 8.5890220	147	15.793490 , 8.5008630
29	Vload: ,0	109	0.1072648 , 8.5871960	148	16.247100 , 8.4999670
30	Ivld: ,0	110	0.2341308 , 8.5832480	149	16.679000 , 8.4986960
31	Pvld: ,0	111	0.3801402 , 8.5821730	150	17.107130 , 8.4965370
32	Frequency: ,213000	112	0.5415739 , 8.5794370	151	17.521230 , 8.4942770
33	SweepDelay: ,10	113	0.7018368 , 8.5780710	152	17.903710 , 8.4924190
34	SweepLength: ,80	114	0.8932145 , 8.5769150	153	18.279770 , 8.4918150
35	SweepSlope: ,0.025	115	1.1070960 , 8.5756030	154	18.654810 , 8.4898540
36	SweepDir: ,0	116	1.3416970 , 8.5739950	155	19.000170 , 8.4900540
37	RCCC2: ,0.8748	117	1.5822560 , 8.5715600	156	19.343130 , 8.4882360
38	RCCC3: ,1.17353	118	1.8546530 , 8.5700450	157	19.663360 , 8.4866940
39	RCCC4: ,1.17353	119	2.1535090 , 8.5666990	158	19.974250 , 8.4854730
40	LampI: ,99.8012	120	2.4619900 , 8.5643940	159	20.273760 , 8.4839460
41	IntV: ,5.3137	121	2.7960810 , 8.5635970	160	20.564310 , 8.4849040
	08144362		08144362		08144362

Fonte: Autor

4.2.3 Determinação dos parâmetros elétricos para análise

Para a análise dos parâmetros elétricos resultantes do teste de desempenho e levantamento da curva característica de cada módulo fotovoltaico foi avaliado a estrutura de dados de medição em um dos arquivos .csv e identificadas as linhas que apresentavam os parâmetros elétricos (V_{OC} , I_{SC} , R_s , R_{SH} , P_{MPP} , V_{MPP} , I_{MPP}) de cada módulo, bem como o número de série (ID), corrente (I_{SC}) e tensão (V_{OC}) ponto a ponto, resultantes do simulador solar tachados na cor vermelha na **Figura 85**.

Figura 85. Identificação dos parâmetros elétricos no arquivo .csv

4	ID: ,8144362	81	Voltage: , Current:
5	Mod Type: ,Modulo 245W	82	-0.939502 , 8.6536030
6	Date: ,4/30/2014	83	-0.938004 , 8.6497750
7	Time: ,09:58:26	84	-0.939194 , 8.6482740
8	Irradiance: ,99.8242	85	-0.922165 , 8.6444390
9	IrrCorr: ,100	86	-0.917050 , 8.6423290
10	Lamp Voltage:,2315	87	-0.904465 , 8.6394660
11	Corrected To:,100	88	-0.902252 , 8.6353010
12	Module Temp: ,24.9185	89	-0.880751 , 8.6338940
13	Corrected To:,25	90	-0.864794 , 8.6307600
14	RCCC: ,0.8751	91	-0.854714 , 8.6278780
15	Voc: ,37.8830	92	-0.837072 , 8.6246660
16	Isc: ,8.58635	93	-0.815997 , 8.6222660
17	Rseries: ,0.51135	94	-0.791260 , 8.6202950
18	Rshunt: ,106.375	95	-0.768056 , 8.6191000
19	Pmax: ,244.409	96	-0.742089 , 8.6148800
20	Vpm: ,30.1471	97	-0.700524 , 8.6122450
21	Ipm: ,8.10721	98	-0.663778 , 8.6100400
		99	-0.635818 , 8.6070650
		100	-0.586598 , 8.6041900
		101	-0.536151 , 8.6020390

Fonte: Autor

Após a identificação das linhas que apresentavam os parâmetros necessários para a análise elétrica de cada módulo fotovoltaico, à plataforma MATLAB foi utilizada para o desenvolvimento do algoritmo de leitura e análise dos parâmetros elétricos. Esta plataforma de alto desempenho disponibiliza recursos matemáticos, linguagem de programação e construção gráfica de fácil manuseio, permitindo identificar e comparar os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos levantados.

4.2.4 Algoritmo para estudo dos parâmetros elétricos e ordenação de módulos fotovoltaicos em função da irradiação incidente

A obtenção das informações detalhadas sobre os parâmetros elétricos do lote de módulos fotovoltaicos que serão utilizados em uma planta solar, representa uma importante ferramenta para a ordenação e localização dos módulos na planta solar.

Com base nas informações elétricas de cada módulo fotovoltaico, um algoritmo foi proposto com base no diagrama apresentado na **Figura 86** para ser utilizado em estudos a partir da avaliação e identificação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, bem como análise dos resultados comparativos apresentados pela ferramenta para identificação do parâmetro elétrico que será utilizado na ordenação dos módulos fotovoltaicos.

Figura 86. Diagrama de entradas, processos e saídas do Algoritmo

Fonte: Autor

Desta forma, o algoritmo foi desenvolvido em 5 etapas: A primeira consistiu no acesso a um banco de dados contendo os arquivos *flash test* e na conversão do formato .csv de cada módulo fotovoltaico em uma matriz de dados, considerando que todos os parâmetros elétricos de um mesmo módulo estivessem associados ao seu

número de identificação (ID). Após a conversão foi criada uma variável nomeada de *M* para alocação desta matriz utilizando a biblioteca do MATLAB *dlmwrite*.

A segunda etapa consistiu em efetuar o acesso aos arquivos .txt, a leitura por meio da função *dlmread* de cada parâmetro do módulo conforme especificado na seção anterior e o armazenamento das informações nas variáveis R_s , R_{sh} , P_{MPP} , V_{MPP} , I_{MPP} , FF , V_{OC} , I_{SC} .

A terceira consistiu no desenvolvimento de doze funções utilizando bibliotecas gráficas do MATLAB com o objetivo de apresentar as curvas características de *IV* e *PV*, dispersão, histograma e distribuição estatística normal para todo o lote de 412 módulos fotovoltaicos disponibilizados pelo fabricante.

Na quarta etapa um estudo comparativo dos resultados observados na análise dos parâmetros elétricos de I_{SC} , I_{MPP} e P_{MPP} foi realizado para definição do parâmetro que poderia viabilizar, na prática, a classificação e a montagem não aleatória dos módulos.

Com o parâmetro elétrico de ordenação definido foi implementada uma função polinomial de 5° ordem e aplicada às curvas de *PV* de cada módulo fotovoltaico, resultando em 412 equações polinomiais de todos os módulos fotovoltaicos, identificadas por seu ID para definição do novo ponto de máxima potência máxima de operação de cada módulo.

Na quinta e última etapa, o resultado da irradiação global diária média anual por módulo fotovoltaico, gerado pelo Ecotect Analysis, foi concatenado com a matriz resultante do parâmetro elétrico, objetivando ordenação e localização dos módulos fotovoltaicos com base na aproximação das características elétricas e irradiação solar incidente por módulo.

5 RESULTADOS

5.1 ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE

Na etapa de identificação do sombreamento das seções da cobertura do estacionamento fotovoltaico, a trajetória da sombra ao longo do ano foi visualizada através da ferramenta *Shadow Range* do *Ecotect Analysis*, a qual apresenta a fração de cobertura sombreada para cada mês e para um determinado período. Os tons de cinza mais claros representam menos horas sombreadas do que os tons mais escuros.

A **Figura 87** apresenta a análise da trajetória de sombreamento nas seções A (tom verde) e B (tom laranja) do estacionamento sem a presença dos edifícios no entorno, para o período das 8 às 17h e com intervalos de 30 minutos, sendo a mesma análise apresentada na **Figura 88**, porém, com a presença dos edifícios.

Na primeira análise, a cobertura da seção A do estacionamento é parcialmente sombreada pela Seção B nos meses de abril a agosto, mais significativamente no mês de julho a partir das 16h40min, horário este que a fração de irradiação direta é menor para região de São Paulo.

Na segunda análise com a presença dos elementos de sombreamento no entorno, neste caso de estudo, os edifícios, as coberturas A e B são sombreadas pelos edifícios nos meses de março a outubro a partir das 16h30min e nos meses de maio e julho a partir das 16h.

Os horários de sombreamento supracitados foram obtidos através das máscaras de sombreamento sobre o modelo ortogonal gerado no *Ecotect Analysis* pela ferramenta *Sun-Path Diagram*.

Buscando comparar os resultados obtidos na análise de sombreamento e irradiação, simulações utilizando o Solar3DBR, PVSyst V.38 e *Ecotect Analysis* foram conduzidas para as duas seções do estacionamento com e sem a presença dos edifícios e na resolução temporal na base mensal. Sendo os resultados apresentados ao longo desta seção.

Figura 87. Trajetória do sombreamento das 8 às 17h (intervalo de 30 min)

Fonte: Autor

Figura 88. Trajetória do sombreamento das 8 às 17h (intervalo de 30 min)

Fonte: Autor

Para a análise da irradiação solar incidente efetiva nas duas seções do estacionamento sem a presença dos edifícios, a ferramenta de cálculo de exposição solar do *Ecotect Analysis* com resolução temporal na base mensal foi utilizada, sendo os resultados da irradiação e variação percentual apresentados na **Tabela 13** e **Figura 89**. Observou-se uma variação em fevereiro de -6,7% na comparação Solar3DBR (124,64 kWh/m²) com o PVSyst (133,53 kWh/m²) e +4% em janeiro na comparação Ecotect (139,23 kWh/m²) com PVSyst (133,88 kWh/m²). A variação percentual média anual em relação ao PVSYST foi de +1,8% para Ecotect e +0,4% para Solar3DBR.

Tabela 13. Irradiação global mensal incidente sem edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST (%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST (%)	PVSYST	
Sem Prédios	Irrad. incidente efetiva (kWh/m ²)		Sem Prédios	Irrad. incidente efetiva (kWh/m ²)		Sem Prédios	Irrad. incidente efetiva (kWh/m ²)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	138,83	3,7%	Jan	139,23	4,0%	Jan	133,88
Fev	124,64	-6,7%	Fev	134,87	1,0%	Fev	133,53
Mar	125,27	3,5%	Mar	122,81	1,4%	Mar	121,06
Abr	106,36	0,4%	Abr	107,51	1,5%	Abr	105,92
Mai	101,64	4,0%	Mai	100,35	2,7%	Mai	97,69
Jun	88,64	0,9%	Jun	90,79	3,3%	Jun	87,87
Jul	101,73	4,2%	Jul	99,25	1,7%	Jul	97,58
Ago	118,08	3,9%	Ago	114,94	1,1%	Ago	113,69
Set	109,65	0,5%	Set	110,12	0,9%	Set	109,12
Out	124,25	4,0%	Out	121,87	2,0%	Out	119,46
Nov	143,23	-0,2%	Nov	145,42	1,3%	Nov	143,58
Dez	138,44	3,2%	Dez	134,77	0,5%	Dez	134,10
Ano	1402,39	0,4%	Ano	1421,94	1,8%	Ano	1397,24

Fonte: Autor

Figura 89. Análise comparativa da irrad. incidente mensal sem edifícios

Fonte: Autor

Os resultados da simulação de irradiação global mensal incidente nas duas seções do estacionamento com a presença dos edifícios, bem como a variação percentual entre os *softwares* de simulação podem ser observados na **Tabela 14** e **Figura 90**, sendo obtidos resultados muito semelhantes de janeiro a dezembro, mostrando uma variação em fevereiro entre Solar3DBR (122,17 kWh/m²) e PVSyst (132,42 kWh/m²) de -7,7% e 4,2% em janeiro entre Ecotect (138,30 kWh/m²) e PVSYST (132,76 kWh/m²). A variação percentual média anual foi de -1,2% para Solar3DBR e 2,3% para Ecotect na comparação com o PVSyst.

Tabela 14. Irradiação global mensal incidente com edifícios

Solar3DBR		Desvio do PVSYST (%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST (%)	PVSYST	
Com prédios	Irrad. incidente efetiva (kWh/m ²)		Com prédios	Irrad. incidente efetiva (kWh/m ²)		Com prédios	Irrad. incidente efetiva (kWh/m ²)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	135,56	2,1%	Jan	138,30	4,2%	Jan	132,76
Fev	122,17	-7,7%	Fev	134,28	1,4%	Fev	132,42
Mar	121,72	1,7%	Mar	121,97	1,9%	Mar	119,67
Abr	102,84	-1,4%	Abr	106,92	2,5%	Abr	104,26
Mai	98,27	2,5%	Mai	99,34	3,6%	Mai	95,85
Jun	85,67	-0,6%	Jun	90,29	4,7%	Jun	86,21
Jul	98,75	2,9%	Jul	98,58	2,8%	Jul	95,94
Ago	114,39	2,3%	Ago	114,00	2,0%	Ago	111,79
Set	106,30	-1,4%	Set	109,55	1,6%	Set	107,86
Out	120,82	2,0%	Out	121,08	2,2%	Out	118,47
Nov	140,61	-1,4%	Nov	144,51	1,4%	Nov	142,54
Dez	135,59	2,0%	Dez	133,90	0,7%	Dez	132,99
Ano	1364,86	-1,2%	Ano	1412,72	2,3%	Ano	1381,20

Fonte: Autor

Figura 90. Análise comparativa da irrad. incidente mensal com edifícios

Fonte: Autor

A análise dos resultados obtidos com a simulação do sombreamento nas duas seções do estacionamento sem a presença dos edifícios é apresentada na **Figura 91**. As mesmas informações podem ser lidas através da **Tabela 15** com o acréscimo da variação percentual entre as das simulações, nos quais verificamos uma maior percentual de sombreamento quando comparado o Solar3DBR (0,80%) e Ecotect (0,70%) com o resultados do PVSyst (0,30%), chegando a 166,7% (janeiro) e 164,2% (junho) e uma variação no percentual de sombreamento anual de 100% e 117% respectivamente, indicando as pequenas diferenças na modelagem 3D do sistema FV e edifício, bem como na orientação e desvio azimutal adotados.

Tabela 15. Percentuais de sombreamento mensal sem os edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST (%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST (%)	PVSYST	
Sem Prédios	% Sombreamento		Sem Prédios	%Sombreamento		Sem Prédios	%Sombreamento
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	0,80	166,7%	Jan	0,70	133,9%	Jan	0,30
Fev	0,60	100,0%	Fev	0,47	56,7%	Fev	0,30
Mar	0,70	133,3%	Mar	0,57	88,7%	Mar	0,30
Abr	0,70	75,0%	Abr	0,65	63,1%	Abr	0,40
Mai	0,60	100,0%	Mai	0,59	95,1%	Mai	0,30
Jun	0,60	100,0%	Jun	0,70	132,0%	Jun	0,30
Jul	0,60	100,0%	Jul	0,79	164,2%	Jul	0,30
Ago	0,70	75,0%	Ago	0,80	99,1%	Ago	0,40
Set	0,70	75,0%	Set	0,70	74,5%	Set	0,40
Out	0,70	75,0%	Out	0,75	87,6%	Out	0,40
Nov	0,50	66,7%	Nov	0,57	91,3%	Nov	0,30
Dez	0,60	100,0%	Dez	0,59	97,6%	Dez	0,30
Ano	0,60	100,0%	Ano	0,65	117,0%	Ano	0,30

Fonte: Autor

Figura 91. Análise comparativa sombreamento mensal sem edifícios

Fonte: Autor

Os resultados do percentual de sombreamento com a presença dos edifícios são apresentados na **Tabela 16**. Nesta simulação foi observada uma maior variação dos resultados obtidos pelo Solar3DBR em relação aos resultados do Ecotect e PVSyst, com variação no percentual de +94,1% na comparação anual, chegando a 133,3% para o mês de outubro. Enquanto que o Ecotect apresentou resultados semelhantes ao PVSyst, com variação média anual de -3,0%. Tendo em conta que Solar3DBR é uma ferramenta acadêmica em desenvolvimento, a disparidade de valores do sombreamento está sendo investigado pelo desenvolvedor.

Tabela 16. Percentuais de sombreamento mensal com os edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST (%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST (%)	PVSYST	
Com prédios	% Sombreamento		Com prédios	% Sombreamento		Com prédios	% Sombreamento
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	3,10	121,4%	Jan	1,67	19,3%	Jan	1,40
Fev	2,50	92,3%	Fev	1,44	10,7%	Fev	1,30
Mar	3,50	118,8%	Mar	1,68	5,2%	Mar	1,60
Abr	4,00	81,8%	Abr	1,55	-29,5%	Abr	2,20
Mai	3,90	56,0%	Mai	2,01	-19,7%	Mai	2,50
Jun	3,90	56,0%	Jun	1,55	-38,1%	Jun	2,50
Jul	3,50	59,1%	Jul	1,67	-24,2%	Jul	2,20
Ago	3,80	72,7%	Ago	1,82	-17,1%	Ago	2,20
Set	3,80	123,5%	Set	1,52	-10,4%	Set	1,70
Out	3,50	133,3%	Out	1,65	10,1%	Out	1,50
Nov	2,30	109,1%	Nov	1,63	47,9%	Nov	1,10
Dez	2,70	107,7%	Dez	1,64	26,4%	Dez	1,30
Ano	3,30	94,1%	Ano	1,65	-3,0%	Ano	1,70

Fonte: Autor

Figura 92. Análise comparativa do sombreamento mensal com edifícios

Fonte: Autor

Para a análise da produção de energia injetada na rede pelo sistema fotovoltaico sem a presença dos edifícios, a ferramenta de cálculo de *Resource Consumption* do *Ecotect Analysis* com resolução temporal na base mensal foi utilizada. A **Figura 93** apresenta a similaridade nos resultados e as variações nos percentuais anuais de 11,6% (Solar3DBR) e +4,4% (Ecotect) em comparação com PVSyst, o que representa respectivamente 57,72 MWh/ano e 21,83 MWh/ano de diferença na produção de energia. O Solar3DBR apresentou maior variação em outubro de +14,3%, enquanto o Ecotect resultou em menor variação percentual em fevereiro e junho, atingindo +8,4%.

Tabela 17. Energia mensal injetada na rede sem os edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST (%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST (%)	PVSYST	
Sem prédios	Energia injetada na rede (MWh)		Sem prédios	Energia injetada na rede (MWh)		Sem prédios	Energia injetada na rede (MWh)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	53,71	14,0%	Jan	48,27	2,5%	Jan	47,10
Fev	48,22	3,0%	Fev	50,78	8,4%	Fev	46,83
Mar	48,75	14,2%	Mar	45,60	6,8%	Mar	42,69
Abr	41,74	9,9%	Abr	39,24	3,4%	Abr	37,97
Mai	40,25	13,6%	Mai	35,97	1,5%	Mai	35,44
Jun	35,27	10,3%	Jun	34,68	8,4%	Jun	31,99
Jul	40,40	13,0%	Jul	35,31	-1,2%	Jul	35,75
Ago	46,47	12,9%	Ago	41,53	0,9%	Ago	41,17
Set	43,19	9,5%	Set	40,12	1,7%	Set	39,46
Out	48,58	14,3%	Out	45,48	7,0%	Out	42,51
Nov	55,46	8,6%	Nov	52,94	3,7%	Nov	51,07
Dez	53,65	14,0%	Dez	50,94	8,3%	Dez	47,05
Ano	556,74	11,6%	Ano	520,85	4,4%	Ano	499,02

Fonte: Autor

Figura 93. Análise comparativa da energia injetada na rede sem edifícios

Fonte: Autor

A **Tabela 18** apresenta os resultados da energia injetada pelo sistema fotovoltaico com a presença dos edifícios e as variações no percentual da energia produzida mensal e anualmente, mostrando que o Solar3DBR resultou novamente um percentual maior quando comparado com PVSyst, variando entre 1,8% em fevereiro (47,30 MWh) e 12,6% em dezembro (52,59 MWh). O Ecotect resultou valores próximos a PVSyst, variando percentualmente entre 0,2% em julho (35,05 MWh) e 9,9% em junho (34,43 MWh). Na **Figura 94** pode-se observar o comportamento semelhante dos resultados os três *softwares* de simulação.

Tabela 18. Energia mensal injetada na rede com os edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST (%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST (%)	PVSYST	
Com prédios	Energia injetada na rede (MWh)		Com prédios	Energia injetada na rede (MWh)		Com prédios	Energia injetada na rede (MWh)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	52,50	12,4%	Jan	47,95	2,7%	Jan	46,69
Fev	47,30	1,8%	Fev	50,51	8,7%	Fev	46,45
Mar	47,43	12,4%	Mar	45,28	7,3%	Mar	42,19
Abr	40,41	8,2%	Abr	39,01	4,4%	Abr	37,36
Mai	38,96	12,2%	Mai	35,72	2,8%	Mai	34,73
Jun	34,13	8,9%	Jun	34,43	9,9%	Jun	31,34
Jul	39,25	11,7%	Jul	35,05	-0,2%	Jul	35,13
Ago	45,08	11,5%	Ago	41,35	2,2%	Ago	40,45
Set	41,92	7,5%	Set	39,88	2,3%	Set	39,00
Out	47,30	12,3%	Out	45,14	7,2%	Out	42,10
Nov	54,50	7,5%	Nov	52,66	3,9%	Nov	50,70
Dez	52,59	12,6%	Dez	50,65	8,5%	Dez	46,69
Ano	542,41	10,1%	Ano	517,63	5,0%	Ano	492,84

Fonte: Autor

Figura 94. Análise comparativa da energia injetada na rede com edifícios

Fonte: Autor

A taxa de desempenho e os desvios percentuais obtidos nas simulações conduzidas por cada *software* são apresentados na **Tabela 19** e **Figura 95**. Considerando a ausência dos edifícios foram observadas variações no percentual médio anual de +11,8% e +7,1%, respectivamente para o Solar3DBR e Ecotect em comparação com o PVSyst, chegando a valores de PR anuais de 85,78% (Solar3DBR), 82,13% (ECOTECT) e 76,7% (PVSYST).

Tabela 19. Performance Ratio mensal sem os edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST (%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST (%)	PVSYST	
Sem prédios	PR (%)		Sem prédios	PR (%)		Sem prédios	PR (%)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	83,48%	10,4%	Jan	77,73%	2,7%	Jan	75,6%
Fev	83,66%	10,6%	Fev	84,42%	11,6%	Fev	75,6%
Mar	84,09%	10,8%	Mar	83,25%	9,7%	Mar	75,9%
Abr	84,72%	10,3%	Abr	81,84%	6,5%	Abr	76,8%
Mai	85,61%	10,3%	Mai	80,36%	3,6%	Mai	77,6%
Jun	86,01%	10,7%	Jun	85,65%	10,2%	Jun	77,7%
Jul	85,86%	9,8%	Jul	79,77%	2,0%	Jul	78,2%
Ago	85,03%	9,4%	Ago	81,02%	4,3%	Ago	77,7%
Set	85,02%	9,4%	Set	81,68%	5,1%	Set	77,7%
Out	84,42%	10,5%	Out	83,66%	9,5%	Out	76,4%
Nov	83,76%	9,1%	Nov	81,62%	6,3%	Nov	76,8%
Dez	83,75%	10,7%	Dez	84,75%	12,0%	Dez	75,7%
Ano	85,78%	11,8%	Ano	82,13%	7,1%	Ano	76,7%

Fonte: Autor

Figura 95. Análise comparativa do PR sem edifícios

Fonte: Autor

A taxa de desempenho e os desvios percentuais obtidos nas simulações são apresentados na **Tabela 20**. A **Figura 96** revela o baixo impacto do sombreamento sobre o PR causado pela proximidade dos edifícios, sendo a maior variação constatada em fevereiro tanto para o Solar3DBR (82,08%) quanto para o Ecotect (83,97%) de respectivamente 9,4% e 11,9% em comparação com o PVSyst (75%) e variações médias anuais de +10,3% e +7,7%, chegando a valores de PR anuais de 83,57% (Solar3DBR), 81,62% (Ecotect) e 75,8% (PVSyst).

Mesmo apresentado diferenças nos resultados da irradiação solar incidente, energia produzida e percentual de sombreamento 100% maiores, o resultado do PR para o Solar3DBR e Ecotect mantém-se com valores relativamente constantes e similares ao longo de todo o ano quando comparado com os resultados do PVSyst.

Tabela 20. Performance Ratio mensal com os edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST(%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST(%)	PVSYST	
Com prédios	PR (%)		Com prédios	PR (%)		Com prédios	PR (%)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	81,60%	8,8%	Jan	77,22%	3,0%	Jan	75,0%
Fev	82,08%	9,4%	Fev	83,97%	11,9%	Fev	75,0%
Mar	81,82%	9,1%	Mar	82,67%	10,2%	Mar	75,0%
Abr	82,02%	8,5%	Abr	81,36%	7,6%	Abr	75,6%
Mai	82,85%	8,9%	Mai	79,80%	4,9%	Mai	76,0%
Jun	83,22%	9,3%	Jun	85,03%	11,7%	Jun	76,1%
Jul	83,41%	8,5%	Jul	79,19%	3,0%	Jul	76,8%
Ago	82,49%	8,1%	Ago	80,65%	5,6%	Ago	76,3%
Set	82,52%	7,5%	Set	81,20%	5,8%	Set	76,8%
Out	82,19%	8,6%	Out	83,05%	9,7%	Out	75,7%
Nov	82,32%	8,0%	Nov	81,19%	6,5%	Nov	76,2%
Dez	82,10%	9,3%	Dez	84,27%	12,2%	Dez	75,1%
Ano	83,57%	10,3%	Ano	81,62%	7,7%	Ano	75,8%

Fonte: Autor

Figura 96. Análise comparativa do PR com edifícios

Fonte: Autor

Os resultados da produtividade mensal e anual para os *softwares* de simulação, foram conduzidos utilizando a energia produzida por mês e a capacidade instalada nominal do sistema FV.

Na **Tabela 21** e **Figura 97** podemos observar variações percentuais médias anuais entre o Ecotect e Solar3DBRde em comparação com o PVSyst de 11,6% e 4,4% respectivamente, sendo a maior variação de 14,3% constatada em outubro para o Solar3DBR (1248,29 kWh/kWp) e 8,4% nos meses Fevereiro e Junho para o Ecotect (1167,83 kWh/kWp), quando comparados com os resultados do PVSyst (1118,88 kWh/kWp).

Tabela 21. Yield mensal sem os edifícios

Solar 3DBR		Desvio do PVSYST(%)	ECOTECT		Desvio do PVSYST(%)	PVSYST	
Sem prédios	Produção (kWh/kWp)		Sem prédios	Produção (kWh/kWp)		Sem prédios	Produção (kWh/kWp)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	120,42	14,0%	Jan	108,22	2,5%	Jan	105,61
Fev	108,11	3,0%	Fev	113,87	8,4%	Fev	105,00
Mar	109,31	14,2%	Mar	102,24	6,8%	Mar	95,72
Abr	93,58	9,9%	Abr	87,99	3,4%	Abr	85,13
Mai	90,26	13,6%	Mai	80,64	1,5%	Mai	79,46
Jun	79,08	10,3%	Jun	77,76	8,4%	Jun	71,73
Jul	90,57	13,0%	Jul	79,17	-1,2%	Jul	80,16
Ago	104,20	12,9%	Ago	93,12	0,9%	Ago	92,31
Set	96,84	9,5%	Set	89,95	1,7%	Set	88,48
Out	108,93	14,3%	Out	101,96	7,0%	Out	95,31
Nov	124,34	8,6%	Nov	118,69	3,7%	Nov	114,51
Dez	120,28	14,0%	Dez	114,22	8,3%	Dez	105,49
Ano	1248,29	11,6%	Ano	1167,83	4,4%	Ano	1118,88

Fonte: Autor

Figura 97. Análise comparativa do yield sem edifícios

Fonte: Autor

Os resultados da produtividade para cada mês e as variações percentuais obtidos nos cálculos considerando a presença dos edifícios são apresentados na **Tabela 22**. A **Figura 98** indica a similaridade do comportamento dos resultados, onde podemos observar a variação no percentual médios anuais entre o Ecotect e Solar3DBR de em comparação com o PVSyst de 10,1% e 5,0% respectivamente, sendo a maior variação de 12,6% constatada em dezembro para o Solar3DBR e 9,9% em junho para o Ecotect, quando comparados com os resultados do PVSyst. Comparando-se os valores anuais, o Solar3DBR, Ecotect e PVSyst apresentaram produtividade de 1216,18 kWh/kWp, 1160,61 kWh/kWp e 1105,02 kWh/kWp.

Tabela 22. Yield mensal com os edifícios

Solar 3DBR			ECOTECT			PVSYST	
Com prédios	Produção (kWh/kWp)	Desvio do PVSYST(%)	Com prédios	Produção (kWh/kWp)	Desvio do PVSYST(%)	Com prédios	Produção (kWh/kWp)
Mês	SOLAR3DBR		Mês	ECOTECT		Mês	PVSYST
Jan	117,70	12,4%	Jan	107,52	2,7%	Jan	104,69
Fev	106,06	1,8%	Fev	113,26	8,7%	Fev	104,15
Mar	106,35	12,4%	Mar	101,53	7,3%	Mar	94,60
Abr	90,60	8,2%	Abr	87,48	4,4%	Abr	83,77
Mai	87,35	12,2%	Mai	80,08	2,8%	Mai	77,87
Jun	76,52	8,9%	Jun	77,20	9,9%	Jun	70,27
Jul	87,99	11,7%	Jul	78,59	-0,2%	Jul	78,77
Ago	101,09	11,5%	Ago	92,70	2,2%	Ago	90,70
Set	94,00	7,5%	Set	89,42	2,3%	Set	87,44
Out	106,05	12,3%	Out	101,22	7,2%	Out	94,39
Nov	122,20	7,5%	Nov	118,06	3,9%	Nov	113,68
Dez	117,92	12,6%	Dez	113,57	8,5%	Dez	104,69
Ano	1216,18	10,1%	Ano	1160,61	5,0%	Ano	1105,02

Fonte: Autor

Figura 98. Análise comparativa do yield com edifícios

Fonte: Autor

A comparação dos resultados de simulação da irradiação solar incidente, energia injetada na rede, percentual de sombreamento, PR e *yield* entre os softwares Ecotect, Solar3DBR e PVSyst, demonstrou que os resultados obtidos apresentaram comportamentos semelhantes anuais, porém com maiores variações no percentuais de sombreamento para o Solar3DBR e Ecotect em função das diferenças na modelagem 3D das duas seções do estacionamento fotovoltaico e dos edifício desenvolvidos em ferramentas de simulação diferentes. Além disso, podemos considerar a fase atual do desenvolvimento do *plug-in* Solar3DBR e as perdas de orientação e desvio azimutal nos modelos 3D ocorridos nos processos de importação de uma ferramenta para outra.

Através desta comparação, validou-se os resultados obtidos pelo Ecotect e observou-se que os valores anuais apresentam maior grau de confiabilidade quando comparado com a base mensal. Porém, as simulações da irradiação solar incidente e percentuais sombreamento conduzidas consideraram apenas duas áreas de superfícies planas (seção A e seção B), o que não condiz com a realidade, pois cada seção possui 924 áreas de superfícies planas, totalizando 1848 módulos, que recebem irradiações solar e níveis de sombreamento diferentes ao longo do ano.

Para que estes fatores sejam levados em consideração e produzam uma estimativa mais próxima da realidade, são necessárias análises mais precisas e particulares com a subdivisão das duas seções e simulações de todas as superfícies dos módulos.

Para a análise da irradiação solar incidente de cada módulo fotovoltaico do sistema sem e com a presença dos edifícios, a ferramenta *surface subdivision* do *Ecotect Analysis* foi utilizada e uma análise na base anual média diária estabelecida.

A **Figura 99** apresenta os resultados da simulação de irradiação solar global incidente em médias diárias para cada mês do ano. Os tons mais próximos do amarelo representam maior irradiação, os próximos do azul menos irradiação.

Figura 99. Níveis de GHI anual média diária por módulo FV sem edifícios

Fonte: Autor

As faixas uniformes nos tons azuis e laranjas indicam o impacto de sombreamento causado pela seção B (à esquerda) nas três primeiras linhas de módulos fotovoltaicos da seção A (à direita) nos meses de janeiro a dezembro, exceto nos meses de maio, julho e setembro. Considerando que cada seção possui 924 módulos fotovoltaicos em um arranjo físico de 132 linhas por 7 colunas, verificamos que as 3 linhas de módulos representam 396 módulos fotovoltaicos parcialmente sombreadas pela proximidade das seções. Porém, analisando os valores máximos e mínimos da irradiação global incidente nos 1848 módulos fotovoltaicos para cada mês do ano foram verificadas pequenas variações na ordem 0,51% (janeiro); 0,51% (Fevereiro); 0,45% (Março); 0,58% (abril); 1,35% (maio); 0,36% (junho); 1,42% (julho); 0,64% (agosto); 0,91% (setembro); 0,48% (outubro); 0,43% (novembro); 0,46% (Dezembro), conforme indicado pela **Figura 100**.

Figura 100. GHI máx. e mín. média diária mensal para 1848 módulos FV

Fonte: Autor

A **Figura 101** apresenta os resultados da simulação de irradiação solar global incidente em cada módulo fotovoltaico sem a presença dos edifícios, na base temporal anual média diária, onde podemos observar o perfil do sombreamento e a localização dos 1848 módulos fotovoltaicos na seção A (inferior) e seção B (superior) do estacionamento fotovoltaico.

A identificação de cada módulo é definida pelo Ecotect durante a utilização da ferramenta *surface subdivision*, sendo numerada em linha da esquerda para direita. Desta forma, para o módulo fotovoltaico #1, localizado no canto esquerdo da seção A (inferior) tem sua identificação definida como 442 e o último módulo fotovoltaico da seção A (#923), tem sua identificação definida como 1366. O mesmo padrão de

numeração é utilizado para a seção B, totalizando 924 módulos fotovoltaicos por seção.

Comparando o gráfico com a simulação podemos observar o padrão de agrupamento de cada módulo, representados pelos pontos azuis, em função nos níveis de irradiação incidente. Mesmo com uma pequena variação da irradiação incidente global, podem-se verificar seis grupos de módulos fotovoltaicos que recebem distintas irradiações diárias durante todo o ano.

Este resultado pode auxiliar na associação série de módulos fotovoltaicos que recebem irradiações diárias similares evitando que módulos de uma mesma série operem de maneira distinta e reduzam o desempenho da associação em comparação com associações de módulos nos quais incide uma irradiação global incidente bem próxima da homogenia.

Figura 101. Irradiação global anual média diária por módulo sem edifícios

Fonte Autor

A **Figura 102** apresenta os resultados da simulação de irradiação solar global incidente em cada módulo fotovoltaico com a presença dos edifícios, na base temporal de médias diárias para cada mês do ano.

Figura 102. Irradiação global anual média diária por módulo com edifícios

Com presença dos edifícios podemos observar a dinâmica do sombreamento durante os meses do ano, na qual apresenta maior influência nos módulos fotovoltaicos posicionados na seção B (Esquerda) que estão localizados próximos aos elementos de sombreamento.

Analisando os valores máximos e mínimos da irradiação global incidente nos 1848 módulos fotovoltaicos para cada mês do ano foram verificadas variações na ordem 0,59% (janeiro); 0,91% (fevereiro); 1,37% (março); 1,29% (abril); 2,99% (maio); 3,49% (junho); 2,64% (julho); 0,98% (agosto); 1,40% (setembro); 1,64% (outubro); 0,88% (novembro) e 0,45% (dezembro).

Os maiores desvios percentuais, ocorridos nos meses de maio, junho e julho, entre o módulo fotovoltaico que recebe maior incidência de irradiação global em comparação com o que recebe menos, indicam uma redução de 97,6 Wh/m²/dia; 105,42 Wh/m²/dia e 85,17 Wh/m²/dia respectivamente.

A **Figura 103** apresenta uma análise comparativa da irradiação global, direta e difusa, máxima e mínima incidente nos 1848 para cada mês do ano, indicando pequena variação significativa mesmo com a presença dos edifícios.

Figura 103. Irradiação global, direta e difusa, máx. e mín, na base anual

Fonte: Autor

A **Figura 104** apresenta os resultados da simulação de irradiação solar global incidente em cada módulo fotovoltaico da seção A (inferior) e seção B (superior), considerando a presença dos edifícios e na base temporal anual média diária.

Figura 104. Irradiação global anual média diária por módulo com edifícios

Fonte: Autor

Mesmo com uma variação anual da irradiação incidente global máxima e mínima de 0,88% (34 Wh/m²/dia), pode-se observar o efeito do sombreamento e a redução da irradiação solar incidente causada pelos edifícios em todas as superfícies dos módulos, tendo maior influência em um grupo de módulos da seção B nos tons próximos do azul.

Comparando o resultado da simulação com o gráfico podemos observar claramente a separação das duas seções pelos pontos azuis e as diferentes irradiações em cada módulo, sendo a redução de irradiação seguindo da esquerda

para direita nos tons amarelos para os azuis. Este comportamento indica a não homogeneidade no padrão de irradiação nos módulos do estacionamento, podendo afetar a operação individual dos módulos e consequentemente o desempenho da associação série, mesmo sendo pequena a variação de irradiação incidente máxima e mínima entre os módulos.

Após a análise de irradiação solar incidente de cada módulo fotovoltaico com a presença dos edifícios, os mapas de distribuição dos arranjos fotovoltaicos da seção A e B anteriormente definidos (**Figura 105**) foram comparados com a nova proposta adotada nesta tese, que considera as associações série-paralela da planta fotovoltaica de acordo os níveis de irradiação solar incidente em cada módulo fotovoltaico.

Figura 105. Arranjo FV da seção B anteriormente definido

Fonte: Autor

O arranjo fotovoltaico da seção B anteriormente definido foi subdividida em quatro subseções (SEC -05 a SEC -08) e sua configuração elétrica sugerida para operar com dois inversores de 100 kVA com duas entradas de MPPT (*Máximo Power Point Tracking*). Os arranjos das seções 08 e 07 estão conectados em cada uma das entradas MPPT de um dos inversores e os arranjos das seções 06 e 05, estão conectados cada um deles em uma das entradas MPPT do outro inversor de 100 kVA.

Comparando o arranjo anterior sem a análise da irradiação incidente por módulo fotovoltaico com a **Figura 106**, que considera análise por módulos, podemos observar a associação série de 22 módulos com maior incidência na ordem de 3929,00 a 3919,00 Wh/m²/dia indicados entre os tons amarelo e vermelho, conectados aos módulos com menor incidência, entre os tons roxo e azul, com valor de irradiação entre 3905,00 a 3894,00 Wh/m²/dia. Representando uma variação de 27 Wh/m²/dia entre os módulos com maior e menor incidência de irradiação, ou seja, módulos não sombreados e sombreados conectados ao mesmo tempo ao mesmo inversor.

Figura 106. Arranjos FV da seção B anterior e a nova proposta

Mesmo com uma pequena variação entre os valores máximos e mínimos de irradiação, a não homogeneidade na irradiação solar incidente nas associações série do arranjo podem apresentar as perdas por descasamento elétrico causado por sombreamento superior a 1% no resultado de geração elétrica anual do sistema fotovoltaico. Desta forma, métodos que evitam este tipo de perda podem auxiliar projetistas e engenheiros na configuração elétrica do gerador e nas melhores estimativas de geração energética.

Utilizando a primeira etapa do método proposto nesta tese, podemos verificar que a seção B foi subdividida em seis subseções de 22 módulos associados em série e 7 associados em paralelo, com objetivo de manter a homogeneidade dos níveis de irradiação e o mínimo de variação nas áreas com maior irradiação incidente, sendo apenas de 4 Wh/m²/dia em comparação com o arranjo sugerido anteriormente. Procurando deixar módulos fotovoltaicos com os mesmos níveis de irradiação e

módulos sombreados ao mesmo tempo, conectados a entradas MPPT diferentes do mesmo inversor ou conectados a inversores do tipo *multistring*.

Figura 107. Arranjo fotovoltaico da seção A anteriormente definido

Fonte: Autor

Para o arranjo fotovoltaico da seção A anteriormente definido (**Figura 107**), onde podemos observar cada associação série de módulos em um tom de cor diferente, a seção também foi subdividida em quatro seções (SEC -01 a SEC -04) e sua configuração elétrica sugerida para operar também com dois inversores de 100 kVA com duas entradas de MPPT (*Máximum Power Point Tracking*). Os arranjos das seções 04 e 03 conectados em cada uma das entradas MPPT de um dos inversores e os arranjos das seções 02 e 01, conectados cada um deles em uma das entradas do outro inversor de 100 kVA.

Comparando o arranjo anterior sugerido para a seção A sem a análise da irradiação incidente por módulo fotovoltaico com o mapa de irradiação resultado da simulação anual (**Figura 108**), podemos observar que os quatro arranjos não acompanham a variação de irradiação nos tons amarelo, vermelho e laranja, representados pelos níveis de irradiação entre 3929 e 3908 Wh/m²/dia respectivamente. Sendo associados os módulos com diferentes irradiações em série o que poderia causar perdas por descasamento elétrico e consequentemente diminuição da geração.

Figura 108. Arranjos FV da seção A anterior e a nova proposta **Fonte: Autor**

Quando comparado o arranjo da seção A sugerido anteriormente com o proposto que adota o método deste trabalho, podemos observar que os arranjos acompanham os níveis de irradiação por módulo, sendo subdivididos em 6 subseções, 4 seguindo uma configuração de 21 módulos associados em série e 7 associados em paralelo e 2 em um arranjo de 24 módulos associados em série e 6 associados em paralelo com objetivo de manter a homogeneidade e o mínimo de variação nas áreas com maior irradiação incidente, sendo indicados pelos tons laranja (3922 $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$) e vermelho (3917 $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$), separadas dos arranjos com maiores níveis de irradiação nos tons amarelo entre 3929 e 3926 $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$.

A proposta do mapa de distribuição dos arranjos mantém uma variação entre 3 e 18 $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$, respectivamente para as áreas com maior e menor incidência de irradiação. Desta forma, a obtenção de informações detalhadas de sombreamento e irradiação em cada superfície de uma edificação representa uma importante ferramenta para a definição dos mapas de distribuição dos arranjos e projeto elétrico de um sistema fotovoltaico.

Estando o mapa de distribuição dos arranjos fotovoltaicos definidos pela primeira etapa do método proposto nesta tese, os resultados do agrupamento dos módulos utilizando a ferramenta de análise dos parâmetros elétricos desenvolvida serão apresentados na próxima seção.

5.2 ANÁLISE DO DESCASAMENTO ELÉTRICO DO LOTE DE MÓDULOS

Na etapa de análise do comportamento elétrico do primeiro lote de 412 módulos fotovoltaicos que serão utilizados na cobertura do estacionamento solar, as curvas características de corrente de curto-circuito por tensão de circuito aberto (IV), potência por tensão de circuito aberto (PV), os gráficos de dispersão da corrente e tensão no ponto máxima potência ($I_{mpp} \times V_{mpp}$) e histogramas foram geradas através do algoritmo desenvolvido nesta tese, utilizando a plataforma MATLAB R2013a com base nos *flash tests* resultantes do simulador solar *Spi-Sun Simulator™ 4600SLP*.

A **Figura 109** apresenta as curvas IV e PV dos 412 módulos fotovoltaicos do lote avaliado, onde nota-se preliminarmente a não homogeneidade dos parâmetros elétricos obtidos a partir da simulação solar, ainda que testados sob as mesmas condições de irradiância (1000 W/m^2), temperatura (25°C) e massa de ar ($1,5\text{AM}$) definidas pela STC.

Figura 109. Curvas I_{sc} , V_{oc} e potência para o lote de 412 módulos FV

Fonte: Autor

Na análise efetuada pelo algoritmo (**Figura 110**) verificaram-se os limites máximos superiores e inferiores da corrente I_{sc} e da tensão V_{oc} do lote avaliado, sendo de 8,723 A no módulo identificado com o ID 41860414 e 8,454 A para o módulo com ID 8144398. Em relação ao V_{oc} os valores de 38,457 V no módulo com ID 9144643 e 36,605 V no módulo com ID 41780414.

A partir dos limites de I_{sc} e V_{oc} calculou-se a diferença e a média dos valores verificados na análise do *flash test*, resultando em uma variação de 269 mA e valor médio de 8,618 A para I_{sc} e 1,852 V de variação na V_{oc} com valor médio de 37,865 V.

Figura 110. Curvas I_{sc} , V_{oc} para o lote de 412 módulos fotovoltaicos

Fonte: Autor

Para a análise pormenorizada da variação dos limites superiores e inferiores da máxima I_{sc} anteriormente observada, as funções de histograma de frequência absoluta identificada com as barras azuis e a probabilidade cumulativa representada pela linha pontilhada foram desenvolvidas pelo algoritmo proposto, objetivando a avaliação da distribuição dos valores da I_{sc} (**Figura 111**).

Para construção do histograma foram consideradas as 412 amostras dos módulos e três classes para os limites máximo inferior e superior coletados pela análise dos *flash tests*.

Figura 111. Histograma de frequência da I_{sc} e probabilidade cumulativa

Fonte: Autor

Pode-se observar na **Figura 111** o agrupamento dos módulos com similares I_{sc} nas três classes definidas pelas barras azuis, onde constatou-se que dentre os 412 módulos 22 apresentaram I_{sc} entre 8,45 e 8,53 A (5,34%), 225 módulos entre 8,55 e 8,62 A (54,6%) e 165 módulos entre 8,64 e 8,72 A (40,0%). Observa-se também que 70,87% dos módulos (292) apresentaram I_{sc} entre 8,45 e 8,65 A (variação de 200 mA) e 29,13% (120) entre 8,65 A e 8,72 A (70 mA), indicando a proximidade nos resultados da I_{sc} obtida pela análise do *flash test*.

No gráfico de dispersão conforme **Figura 112** é possível observar os valores I_{sc} e V_{oc} de cada módulo fotovoltaico identificados com um ponto vermelho.

Figura 112. Gráfico de dispersão da I_{sc} , V_{oc} de cada módulo com seu ID.

Fonte: Autor

Diante do exposto, pode-se verificar na **Figura 113** os desvios da I_{sc} de cada módulo fotovoltaico em relação à reta normal de probabilidade gerado pelo algoritmo, indicando a probabilidade de 75% dos módulos apresentarem I_{sc} indicada pelo fabricante de 8,65 A e apenas 5% de probabilidade de ser inferior a 8,55 A.

Figura 113. Desvios da I_{sc} em relação à reta normal de probabilidade

Fonte: Autor

Através da análise de I_{sc} , validou-se a proximidade dos valores obtidos pelo simulador solar para a I_{sc} e os estudos anteriores que inviabilizaram a classificação dos módulos pela corrente de curto-circuito, sendo necessária a análise de outros parâmetros elétricos, resultado do *flash test*, para classificação dos módulos fotovoltaicos de maneira a reduzir o descasamento elétrico.

Considerando os estudos de (SAHA et al., 1988), (WEBBER e RILEY, 2013) e (PAVAN et al., 2014) os quais constataram experimentalmente que a corrente máxima (I_{mpp}) representa o parâmetro mais sensível na ocorrência de perdas de descasamento em módulos conectados em série e demonstraram que o descasamento se mantém abaixo de 1% se o número de módulos com potências diferentes se limitar a três em uma mesma série, sendo a diferença de 5 W entre eles, o algoritmo proposto foi reajustado para análise do ponto de operação da máxima potência (P_{mpp}) e corrente no ponto de máxima potência (I_{mpp}) indicados pelos estudos anteriores.

Para análise do comportamento da corrente no ponto de máxima potência (I_{mpp}), os parâmetros elétricos de I_{mpp} e V_{mpp} obtidos pelo *flash test* foram

processados pelo algoritmo e inseridos no gráfico I/V conforme a **Figura 114**, onde cada círculo vermelho representa o ponto de máxima potência definida pela corrente e tensão máxima.

Figura 114. Curvas características I_{sc} , V_{oc} com ID do lote de 412 módulos

Fonte: Autor

Na **Figura 115** pode-se observar com maiores detalhes o ponto de máxima potência de operação de cada módulo fotovoltaico identificado com seus IDs e os limites máximos superiores e inferiores da I_{mpp} e V_{mpp} verificados na análise, sendo respectivamente de 8,190 A (ID: 9144606) e 7,891 A (ID: 8144397) e 30,69 V (ID: 41770414) e 29,11 V (ID: 41780414), resultado uma variação de 299 mA para I_{mpp} e 1,58 V para V_{mpp} .

Figura 115. Detalhe P_{mpp} ($I_{mpp} \times V_{mpp}$) de cada módulo com seu ID

Fonte: Autor

Da mesma maneira realizada para a I_{sc} , também foi conduzida uma análise da variação da I_{mpp} através da função de histograma do tipo frequência absoluta e cumulativa, para avaliação da distribuição dos valores da corrente I_{mpp} no ponto de máxima potência.

Para construção do histograma considerando as 412 amostras de módulos fotovoltaicos e limites máximos superiores e inferiores identificados anteriormente, três classes também foram definidas para efeito comparativo com o especificado para a corrente de circuito-aberto (I_{sc}).

A partir do resultado do histograma (**Figura 116**) esta análise mostrou que dentre os 412 módulos analisados 7 apresentaram I_{mpp} entre 7,89 e 7,98 A (1,69%), 193 módulos entre 8,00 e 8,08 A (46,84%) e 212 módulos e entre 8,1 e 8,18 A (51,46%).

Observa-se também que 79,61% dos módulos (328) apresentaram I_{mpp} maior que a indicada pelo fabricante de 8,06 A, entre 8,07 e 8,19 A (variação de 120 mA) e 20,39% dos módulos (84) entre 7,89 e 8,06 A (variação de 170 m).

A partir na análise nota-se uma maior variação dos resultados de I_{mpp} em comparação com I_{sc} .

Figura 116. Histograma da I_{mpp} com 3 classes e intervalos de 0,05 mA

Fonte: Autor

Na **Figura 117**, percebe-se uma maior dispersão dos valores de I_{mpp} em relação à análise da I_{sc} conforme mencionado anteriormente, correspondendo a uma variação de 10% entre os limites máximos e mínimos superiores da I_{sc} e I_{mpp} de 269 mA e 299 mA respectivamente.

Figura 117. Gráfico de dispersão I_{mpp} , V_{mpp} de cada módulo com seu ID

Fonte: Autor

Diante do exposto, pode-se observar na **Figura 118** os desvios da I_{mpp} de cada módulo fotovoltaico em relação à reta normal de probabilidade gerado pelo algoritmo proposto, resultando em uma probabilidade entre 14,93 e 20,27% da I_{mpp} apresentar a mesma definida no catálogo do fabricante de 8,06 A e 50% de probabilidade de apresentar I_{mpp} de 8,1 A.

Percebe-se também a dispersão das I_{mpp} em relação à reta normal para os módulos que apresentaram I_{mpp} abaixo de 8,3 A chegando até 7,89 A (ID 8144397), os quais poderiam resultar na redução da corrente em uma associação série e consequentemente a diminuição da produção de energia no *string*, estando estes módulos associados aleatoriamente com outros módulos com maiores correntes.

Figura 118. Desvios da I_{mpp} em relação à reta normal de probabilidade

Fonte Autor

Mesmo considerando que a menor corrente em uma associação série de módulos fotovoltaicos montados aleatoriamente será aquela adotada para definição do ponto de máxima potência de toda a associação, a proximidade dos valores de I_{mpp} observados na análise do lote de módulos avaliado inviabilizaria a classificação pela I_{mpp} , pois seria necessário aumentar o número de classes com intervalos na ordem de mA, tornando o projeto de ordenação e localização dos módulos complexa para o projetista e montagem em campo impraticável em função das distintas classes de módulos.

Desta forma, observou-se a necessidade da análise da potência nominal (P_{mpp}) resultante do *flash test* para classificação dos módulos fotovoltaicos, combinada com o mapa de irradiação por módulo desenvolvida na primeira etapa do método desta tese, no qual pode resultar na redução do descasamento elétrico nas associações série do sistema fotovoltaico do caso de estudo proposto.

Para análise do ponto de máxima potência (P_{mpp}) de cada módulo fotovoltaico avaliado, os parâmetros elétricos obtidos do *flash test* de corrente e tensão máxima foram processados e inseridos no gráfico PV da **Figura 119** na forma de círculos vermelhos com o ID de cada módulo.

Figura 119. Curvas características PV com o ID no P_{mp}

Fonte Autor

A partir da análise, pode-se observar na **Figura 120** maiores detalhes do ponto de máxima potência de cada módulo fotovoltaico e os valores máximos e mínimos verificados na análise dos *flash tests*, onde constatou-se que o módulo de maior potência, apresentou 248,09 Wp (ID: 9144643) e o de menor potência 237,19 Wp (ID: 41780414), resultando-se em uma variação de 10,9 Wp e valor médio de 244,5 Wp.

Figura 120. Detalhe do P_{mp} (*I_{mp}* x *V_{mp}*) com seu ID na curva PV

Fonte Autor

No gráfico de dispersão PV apresentado na **Figura 121**, nota-se a distribuição dos pontos de máxima potência obtida partir da análise dos resultados do simulador solar nas condições STC de cada módulo fotovoltaico, sendo constatados valores de

potência nominal acima e abaixo dos limites de 5 Wp definidos pelo catálogo do fabricante de 245 Wp.

Figura 121. Dispersão P_{mpp} , V_{oc} para o lote de 412 módulos fotovoltaicos

Fonte Autor

A partir da análise pelo algoritmo proposto, verificou-se que os módulos identificados com os IDs 41780414, 41620414, 9144718 e 8144432 apresentaram P_{mpp} abaixo 240 Wp e módulos como é o caso ID 9144643, superaram os 247 Wp, chegando a 248 Wp.

Para análise detalhada dos resultados da P_{mpp} apresentados nos *flash tests*, a função de histograma do tipo frequência absoluta e probabilidade cumulativa para este parâmetro elétrico foram incluídas no algoritmo proposto, objetivando a avaliação da distribuição dos valores de potência de operação em STC dos módulos e identificação dos mesmos.

Através da **Figura 122** observa-se que dentre os 412 módulos analisados, 1 módulo apresentou P_{mpp} de 237 Wp, 2 de 239 Wp, 4 de 240 Wp, 9 de 241 Wp, 21 de 242 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.

Figura 122. Histograma da P_{mpp} com intervalos definido para 5 W

Fonte Autor

A partir da análise comparativa dos parâmetros elétricos de I_{sc} , I_{mpp} e P_{mpp} , apresentada pelo algoritmo desenvolvido, observou-se uma variação significativa na P_{mpp} em relação aos outros fatores, indicando a possibilidade de viabilizar a configuração dos arranjos série dos módulos fotovoltaicos de maneira não aleatória, utilizando para este fim o parâmetro da P_{mpp} , resultado do simulador solar em condições STC, agrupado em ordem decrescente, ou seja, da maior P_{mpp} para a menor P_{mpp} , associado aos locais com maiores índices de irradiação conforme apresentado na primeira etapa do método proposto nesta tese.

Na combinação do primeiro método com o segundo propostos, não teremos associações série com módulos de potência diferentes de 5 W, o que manteria o descasamento abaixo de 1% conforme estudo (PAVAN et al., 2014) e os módulos com maior potência nominal em condições STC estariam localizados nos pontos da usina com maiores índices de irradiação incidente anual, tornando o processo de montagem não complexo, permitindo a redução das possibilidades de descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos associados em série, bem como a possibilidade de aumento na produção de energia por *string* e da planta FV de maneira geral.

5.3 ANÁLISE DO MÉTODO DE ORDENAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Estando definidos os mapas dos arranjos fotovoltaicos considerando a distribuição homogênea dos níveis de irradiação anual incidente, resultado da primeira etapa do método, bem como o parâmetro elétrico de agrupamento e identificação dos módulos apresentado na segunda etapa, a função de combinação de ambos foi desenvolvida pelo algoritmo proposto nesta tese para a localização de cada módulo fotovoltaico nas duas seções do estacionamento.

O resultado de irradiação global diária anual por módulo fotovoltaico gerado pelo *software* ECOTECT foi exportado em formato.txt para o mesmo banco de dados dos arquivos *flash test* e concatenado com a matriz resultante da análise da potência no ponto de máxima potência (P_{mpp}) com identificação por módulo, bem como a I_{mpp} e V_{mpp} correspondentes.

Após a combinação dos métodos propostos, a ordenação e localização dos módulos fotovoltaicos de maneira não aleatório são apresentados no Apêndice B, indicando a localização (ID local ECOTECT), irradiação média diária na base anual por módulo fotovoltaico analisada pelo ECOTECT ($\text{Wh/m}^2/\text{dia}$), o número de série do módulo fotovoltaico (ID_módulo), a potência (P_{mpp}), corrente (I_{mpp}) e tensão (V_{mpp}) levantadas pelo algoritmo de análise desenvolvido em MATLAB.

Considerando que sistema fotovoltaico deste caso de estudo é constituído de 1848 módulos fotovoltaicos divididos em duas seções com 924 e até a presente data foram disponibilizados apenas 412 *flash tests*, buscou-se validar o método proposto localizando os 412 módulos analisados em 412 posições da usina, das 1848, com maiores índices de irradiação. Sendo os mapas de localização apresentados no Apêndice B de acordo com as subseções da **Figura 123**.

Figura 123. Seção B (Superior), Seção A (Inferior) e subseções de 1 a 12.

Fonte: Autor

A partir dos resultados obtidos nos mapas de localização, constatou-se que a subseção 7 recebeu a maior quantidade de irradiação global em comparação com as outras subseções do sistema fotovoltaico e também onde foram alocados um maior número de módulos dentre os 412 analisados pelo algoritmo.

Através da **Figura 124** apresenta-se no tom escuro as 24 posições da subseção 7 (Seção A) que receberam a maior quantidade de irradiação global do sistema de 3,929 Wh/m²/dia, na qual foram alocados os módulos com as maiores potências P_{mpp} do lote avaliado, conforme observa-se na **Figura 125**

Figura 124. Série de 24 módulos da subseção 7 com maior irradiação

Fonte: Autor

Figura 125. Série de 24 módulos associada a subseção 7

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	9144588	9144590	9144594	9144595	9144607	9144643	9144714	8144444	9144581	9144583	9144585	9144588	9144591	9144592	9144596	9144599	9144601	9144606	9144659	9144614	9144660	9144699	9144701
P_{mpp}	248	248	248	248	248	248	248	248	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	246	247	246	246	246
I_{mpp}	8,1294	8,1188	8,1548	8,1723	8,0963	8,1321	8,0931	8,1348	8,1722	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
V_{mpp}	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	30,243	30,269	30,133	30,108	30,545	30,361	30,506	30,106

Fonte: Autor

Com a alocação dos 24 módulos pode-se observar na **Tabela 23** o resultado do desempenho da associação quando consideramos apenas a soma das potências individuais de cada módulo. Porém, os resultados não representam o comportamento real de uma associação série, pois nota-se que cada módulo exibe uma corrente diferente e, conceitualmente, em uma associação série a corrente não se altera, sendo a menor, a responsável por definir o ponto de máxima potência da associação em conjunto com a soma das tensões individuais de cada módulo.

Tabela 23. Análise da *string* de 24 módulos FV com maiores potências

	Mín.	Méd.	Máx.
Pmpp (Wp)	246	247	248
Desvio (%)	-0,40%	-	0,40%
Variação em relação à média (Wp)	1,0		1,0
Potência do <i>String</i> (Wp)	5904,00	5928,00	5952,00
Variação da Pot. <i>string</i> Mín. e Máx. (Wp)	48		

Fonte: Autor

Desta forma, foi necessário desenvolver uma função no algoritmo proposto que identifica a nova potência de operação para cada módulo, a partir da menor corrente *Impp* constatada na alocação dos módulos fotovoltaicos pelo paramétrico elétrico da potência máxima *Pmpp*.

Com base nos resultados dos *flash tests* considerando a menor corrente da associação série previamente definida pelas maiores *Pmpp* foi implementada no algoritmo proposto a função polinomial de 5º ordem aplicada as curvas *PV* de cada módulo fotovoltaico através da equação:

$$\gamma = b + c_1x + c_2x^2 + c_3x^3 + \dots + c_5x^5 \quad (4.1)$$

Onde: b e $c_1 \dots c_5$ são constantes, γ representa a potência e x a tensão Voc.

Considerando esta abordagem, apresenta-se na **Figura 126** um exemplo para o módulo identificado com ID 420504414 o resultado da função polinomial de 5º ordem, proporcionando a melhor adequação quando aplicada na curva *PV*.

Além disso, nota-se a equação resultante obtida da potência (y) em função da tensão (x).

Figura 126. Curva PV do módulo 42050414 e curva polinomial

Fonte: Autor

Como resultados foram geradas 412 funções polinomiais de 5º ordem para todos os módulos fotovoltaicos do lote disponibilizado para análise, sendo cada função identificada pelo ID do módulo, conforme observa-se na lista.

ID módulo	coef. b	coef. c1	coef. c2	coef. c3	coef. c4	coef. c5
8144360	-0.0001	0.0062	-0.1508	1.3659	5.3493	-1.9241
8144361	-0.0001	0.0065	-0.1571	1.4106	5.4138	-2.1856
8144362	-0.0001	0.0066	-0.1628	1.5056	4.9255	-2.2352
8144363	-0.0001	0.0070	-0.1753	1.6665	4.3246	-2.6111
8144364	-0.0001	0.0063	-0.1505	1.3398	5.6203	-2.4152
8144365	-0.0001	0.0069	-0.1690	1.5577	4.9293	-2.4295
8144366	-0.0001	0.0065	-0.1565	1.4133	5.3284	-2.4324
8144367	-0.0001	0.0067	-0.1657	1.5285	4.9152	-2.4631
8144368	-0.0001	0.0063	-0.1518	1.3578	5.5505	-2.3928
8144369	-0.0001	0.0063	-0.1522	1.3499	5.6145	-2.3985
8144370	-0.0001	0.0068	-0.1665	1.5409	4.7657	-1.9572
8144371	-0.0001	0.0067	-0.1660	1.5488	4.6193	-1.9485
8144372	-0.0001	0.0068	-0.1663	1.5413	4.8063	-2.5437
8144373	-0.0001	0.0066	-0.1619	1.4973	4.8883	-1.9082
8144374	-0.0001	0.0065	-0.1594	1.4716	4.9609	-2.1478
8144375	-0.0001	0.0062	-0.1475	1.3016	5.7267	-1.8856
8144376	-0.0001	0.0068	-0.1674	1.5528	4.7750	-2.2376
8144377	-0.0001	0.0065	-0.1577	1.4343	5.1816	-1.7775
8144378	-0.0001	0.0059	-0.1404	1.2365	5.7547	-1.2472
8144379	-0.0001	0.0066	-0.1607	1.4433	5.3094	-2.4170
8144380	-0.0001	0.0061	-0.1429	1.2368	5.9498	-1.8204
8144381	-0.0001	0.0066	-0.1587	1.4185	5.3839	-2.2139
8144382	-0.0001	0.0066	-0.1602	1.4423	5.2691	-2.3992
8144383	-0.0001	0.0069	-0.1695	1.5577	4.8408	-2.0801
8144384	-0.0001	0.0065	-0.1572	1.4138	5.3528	-2.3884
8144385	-0.0001	0.0064	-0.1544	1.3863	5.3400	-1.7791
8144386	-0.0001	0.0066	-0.1601	1.4404	5.2841	-2.3618
8144387	-0.0001	0.0057	-0.1313	1.0891	6.5814	-2.1719
8144388	-0.0001	0.0063	-0.1498	1.3162	5.7629	-2.2143
8144389	-0.0001	0.0059	-0.1384	1.1745	6.3066	-2.3277
8144390	-0.0001	0.0069	-0.1667	1.5015	5.2534	-2.6777
8144391	-0.0001	0.0055	-0.1265	1.0462	6.6250	-1.8006
8144392	-0.0001	0.0065	-0.1544	1.3498	5.7817	-2.5334
8144393	-0.0001	0.0069	-0.1727	1.6453	4.0365	-1.2606
8144394	-0.0001	0.0068	-0.1666	1.5481	4.6186	-1.8899
8144397	-0.0001	0.0064	-0.1572	1.4612	4.8435	-2.6866
8144398	-0.0001	0.0068	-0.1684	1.5959	4.1588	-1.0080
8144399	-0.0001	0.0069	-0.1722	1.6486	3.9101	-0.9507
8144400	-0.0001	0.0063	-0.1524	1.3750	5.4512	-2.1625
8144401	-0.0001	0.0059	-0.1391	1.2030	6.0644	-1.9245
8144402	-0.0001	0.0057	-0.1359	1.1874	6.0310	-1.9827
8144403	-0.0001	0.0057	-0.1378	1.2345	5.7919	-2.2616
8144404	-0.0001	0.0065	-0.1576	1.4393	5.1813	-2.2046
8144405	-0.0001	0.0062	-0.1503	1.3449	5.5684	-2.5338
8144406	-0.0001	0.0062	-0.1493	1.3138	5.7866	-2.1736
8144407	-0.0001	0.0060	-0.1425	1.2586	5.7689	-1.5512
8144408	-0.0001	0.0063	-0.1532	1.3840	5.3768	-1.9813

A partir dos modelos polinomiais da potência em função da tensão, os 3950 pontos de tensão apresentadas no *flash test* de cada módulo foram aplicados na função polinomial do módulo, resultando a 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, resultando na identificação dos 3950 pontos de corrente de operação para cada módulo fotovoltaico.

Estando os valores de corrente em cada ponto da curva I_{sc} para cada módulo identificados e a menor corrente I_{mpp} constatada no resultado da alocação dos módulos fotovoltaicos pelo paramétrico elétrico da maior P_{mpp} de 8,0679 A no módulo ID 9144588, conforme nota-se na **Figura 127**, um processo de varredura foi implementado no algoritmo com objetivo de identificar a tensão V_{oc} referente aos outros módulos da associação identificados 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, considerando a I_{sc} de 8,0679 A.

Pode-se observa na **Figura 128** os novos valores de V_{mpp} e P_{mpp} em cada módulo ID em função da menor corrente e a estimativa de desempenho da associação na **Tabela 23**.

Figura 127. Módulo com menor corrente da associação série da subseção 7

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	8144444	9144581	9144583	9144585	9144588	9144591	9144592	9144596	9144599	9144601	9144606	9144659	9144614	9144660	9144699	9144701
Pmpp	248	248	248	248	248	248	248	248	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	246	247	246	246	246
Impp	8,1294	8,1188	8,1548	8,1723	8,0963	8,1321	8,0931	8,1348	8,1722	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	30,243	30,269	30,133	30,108	30,545	30,361	30,506	30,106

Fonte: Autor

Figura 128. Nova P_{mpp} quando aplicada a função polinomial de 5° ordem

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	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	247	246	246	246	246	247	246	246	245
Impp	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

Fonte: Autor

Tabela 24. Estimativa do desempenho com o algoritmo de ordenação

	Mín.	Méd.	Máx.
Pmpp (Wp)	245	247	248
Desvio (%)	-0,57%	-	0,48%
Variação em relação à média (Wp)	-1,410		1,2
Potência do String (Wp)	5888,86	5922,70	5951,21
Variação Pot. String Máx. e Mín. (Wp)	62		
Impp Mín. Do String (A)	8,0679		
Vmpp média do String (V)	30,587		
Σ (Vmpp) do string	734,092		
Potência STC do string (Imppmin. x ΣVmpp)	5922,58		

Fonte: Autor

Buscando avaliar os resultados do método proposto da associação série ordenada em função das maiores *Pmpp* com a montagem aleatória utilizando as informações do catálogo, o desempenho das associações visualizadas através da **Tabela 24** e **Tabela 25** foram comparados.

Tabela 25. Informações do módulo FV disponibilizado pelo fabricante

	Mín.	Méd.	Máx.
Pmpp (Wp)	239	245	251
Desvio datasheet (%)	2,50%	-	2,50%
Variação da Pot. em relação à média (Wp)	-6,0	0,0	6,0
Potência do String (Wp)	5736,00	5880,00	6024,00
Variação Pot. String Máx. e Mín. (Wp)	288		
Impp Datasheet (A)	8,06		
Vmpp Datasheet (V)	30,4		
Σ (Vmpp) do string (V)	729,6		
Potência STC do string (Imppmin x ΣVmpp)	5880,58		

Fonte: Autor

O modelo de módulo fotovoltaico apresenta uma tolerância inevitável de fabricação de $\pm 2,5\%$ com relação à potência nominal média de 245 Wp. Esta tolerância representa uma variação de ± 6 Wp entre o menor e maior valor em relação à potência nominal média, sendo aceitáveis valores de potência mínima e máxima que podem variar respectivamente de 239 a 251 Wp.

Através desta análise pode-se dizer que em uma montagem aleatória de módulos fotovoltaicos considerando esta variação é provável a ocorrência de associações série com módulos diferentes de 5 Wp, que conforme estudo (PAVAN et al., 2014), pode aumentar o descasamento elétrico acima de 1%, caso a associação tenha mais que três módulos com diferentes potências.

Quando comparamos com os resultados do algoritmo de ordenação apresentados na **Figura 128** pode-se observar na associação série que a variação entre os valores máximos e mínimos da P_{mpp} apresentaram valores de -1,4 e +1,2 Wp em relação montagem aleatória, o qual representa um desvio percentual da potência de -0,57% e 0,48 entre o menor e maior valor em relação à potência nominal média de 245 Wp.

A redução da variação da potência em uma associação série através da ordenação pela P_{mpp} , permite reduzir as chances do montador em campo conectar módulos fotovoltaicos que apresentem potências diferentes de 1 Wp, o que resultaria na redução do percentual do descasamento elétrico abaixo de 1% por associação, em função da aproximação dos pontos de máxima potência dentre os módulos associados em série.

Além disso, sendo alocados nas posições com irradiações homogêneas, evita o descasamento elétrico causado por sombreamento, pois os módulos associados estarão recebendo os mesmos índices de irradiação médios diários mensais durante o ano, gerando maior quantidade de energia e de maneira constante.

Em relação à potência total média da associação série ordenada, obteve-se um valor médio de 5,922 kWp considerando o produto da menor corrente da associação pela soma das tensões individuais de cada módulo.

A partir do estudo teórico dos valores da potência total média resultante da associação série com e sem ordenação, constatou-se uma potência de 40,49 Wp superior, o que representa em termos percentuais um aumento de 0,7% da potência resultante da associação no qual foi aplicado o método de ordenação. Indicando a possibilidade de ganho de potência e geração energética nas outras 264 associações

série do sistema fotovoltaico, podendo resultar em um ganho máximo de potência total de 10,7 kWp no 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 mensal, para se obter uma melhor geração energética reduzindo o descasamento elétrico causado pelo sombreamento e pela tolerância inevitável da fabricação dos módulos fotovoltaicos.

6 CONCLUSÕES

Esta tese foi desenvolvida visando agregar conhecimento e contribuir para o rompimento dos principais desafios que impedem um maior aproveitamento da energia solar integrada a estacionamentos no meio urbano: a perda por descasamento elétrico causado pelo sombreamento parcial e o causado pela associação série de módulos fotovoltaicos com parâmetros elétricos não semelhantes em função das inevitáveis tolerâncias de fabricação.

Ao contrário do que acontece no meio rural, o projeto de um sistema fotovoltaico em meio urbano, precisa se adaptar as condições existentes do local, que pode apresentar em seu entorno: edifícios, torres e árvores, os quais suas alturas podem ser maiores do que a cobertura do estacionamento. Além disso, o projetista tem que contornar as dificuldades de orientação e inclinação ideais dos módulos devido ao pré-estabelecimento do arruamento (desenho das vagas) nos estacionamentos. Estas adaptações e dificuldades, quando não superadas, resultam em maiores influências de sombreamento total ou parcial no sistema e consequentemente em perda de desempenho na geração.

Neste contexto, através do uso de ferramentas computacionais de modelagem tridimensional, simulação solar e desenvolvimento de *software* de conhecimento da comunidade científica, a tese buscou demonstrar de que forma a montagem dos módulos fotovoltaicos poderia ser efetuada de maneira ordenada e aplicável na prática. O principal objetivo foi propor um método que determinasse o posicionamento de módulos fotovoltaicos integrados a estacionamentos com base na aproximação das características elétricas e regiões de sombreamento parcial, tornando o processo de montagem não aleatório. Ainda que este estudo tenha como foco um modelo de módulo fotovoltaico e o efeito do sombreamento em um sistema fotovoltaico integrado a estacionamento, o método aqui desenvolvido se aplica a outros modelos de módulos e geradores solares fotovoltaicos de médio e grande porte.

A primeira etapa desta tese consistiu em modelar, simular e analisar o desempenho de um gerador solar fotovoltaico integrado a duas seções de estacionamento, a ser construído no Parque Cândido Portinari, localizado na cidade de São Paulo, sob as coordenadas 23,34°S e 46,38°O, atendendo as dimensões,

inclinações e orientações de acordo com o projeto executivo, bem como analisar a redução de irradiação incidente causada pela presença de 10 (dez) edifícios no entorno. A modelagem tridimensional foi realizada utilizando o *software* Google SketchUp, através de medidas realizadas em campo, perfil topográfico, relações matemáticas e ferramenta Google™ Earth, buscando comparar as medições e estimativas em locais não acessíveis.

A simulação computacional foi realizada em duas fases. A primeira consistiu em analisar a irradiação solar incidente efetiva, energia injetada na rede, percentual de sombreamento, PR e *yield*, nas duas áreas de superfícies planas (seção A e seção B) do estacionamento para cada mês do ano, considerando dois casos de estudo: A presença e a ausência dos edifícios, buscando comparar os resultados com os *softwares* PVSYST e Solar3DBR. As análises incluíram a utilização da ferramenta *shadow range* do Ecotect Analysis para identificar o comportamento do sombreamento mutuo entre as seções e o causado pelos edifícios.

Para simulação foi utilizando o *software* Ecotect Analysis para o período das 8 às 17h, com intervalos de 30 minutos, sendo observado que seção A do estacionamento é parcialmente sombreada pela Seção B nos meses de abril a agosto, mais significativamente no mês de julho a partir das 16h40min, horário este que a fração de irradiação direta é menor para região de São Paulo. Com a presença dos edifícios, as coberturas A e B são sombreadas pelos edifícios nos meses de março a outubro a partir das 16h30min e nos meses de maio e julho a partir das 16h.

Utilizando o *software* PVSYST como referência, a comparação dos resultados da simulação entre o Ecotect e Solar3DBR demonstraram valores mensais diferentes, com variações significativas nos resultados de sombreamento.

As diferenças nos resultados obtidos pelas simulações no Solar3DBR em fase atual de desenvolvimento e pelo Ecotect refletem os desvios nas distâncias dos modelos tridimensionais e no fator de transposição para o caso da variação do sombreamento. Assim como a indisponibilidade da inserção de alguns parâmetros como a eficiência do inversor, perda ôhmica, fatores de qualidade e modelo do módulo, os quais são somados em apenas um campo e contabilizados em formato percentual. No entanto, na base anual, as três simulações apresentaram valores

próximos conforme apresentado na **Tabela 26**, validando-se o estudo realizado pelo software Ecotect e comprovando-se que os valores anuais apresentaram maior grau de confiabilidade quando comparado com a base mensal.

Tabela 26. Análise comparativa na base anual das ferramentas utilizadas

Métricas	Sem prédios			Com prédios		
	Solar3DBR	ECOTECT	PVSYST	Solar3DBR	ECOTECT	PVSYST
Irrad. efetiva (kWh/m2/ano)	1402,39	1421,94	1397,24	1364,86	1412,72	1381,20
Desvio (kWh/m2/ano)	5,15	24,70	-	-16,34	31,52	-
Desvio percentual	0,37%	1,77%	-	-1,18%	2,28%	-
Sombreamento próximo	0,60	0,65	0,30	3,30	1,65	1,70
Desvio percentual	-50,00%	-53,85%	-	51,52%	-3,01%	-
Energy grid	556,74	520,85	499,02	542,41	517,63	492,84
Desvio percentual	-10,37%	4,37%	-	10,06%	5,03%	-
PR	85,78%	82,13%	76,7%	83,57%	81,62%	75,8%
Desvio percentual	11,82%	7,06%		10,30%	7,73%	
Yield	1248,29	1167,83	1118,88	1216,18	1160,61	1105,02
Desvio percentual	11,57%	4,37%	-	10,06%	5,03%	-

Fonte: Autor

A segunda fase consistiu na simulação acerca da irradiação solar incidente nas 1848 posições dos módulos fotovoltaicos do gerador solar, para os cenários com e sem a presença dos edifícios, utilizando a ferramenta de cálculo *Solar Access Analysis*, a fim de analisar a influência do sombreamento parcial e redução da irradiação incidente nas posições de cada módulo.

Para ambos os cenários, o que se observou foi que, mesmo com uma pequena variação da irradiação incidente global de 0,65% entre os cenários avaliados e a dinâmica do sombreamento mensal, constataram-se padrões de agrupamento das posições dos módulos quando comparado o gráfico (irradiação incidente versus número de posições) com os mapas da irradiação por módulo resultado da simulação. Relacionando as associações série-paralela de módulos fotovoltaicos com os níveis de irradiação incidente na base temporal média diária anual, apresentando maior influência de sombreamento nas posições da seção B mais próximas aos edifícios.

Após a análise de irradiação solar incidente de cada módulo fotovoltaico com a presença dos edifícios, os mapas de distribuição dos arranjos fotovoltaicos da seção

A e B anteriormente definidos no projeto executivo foram comparados com a nova proposta adotada nesta tese, que considera as associações série-paralela da planta fotovoltaica de acordo os níveis de irradiação solar incidente em cada módulo fotovoltaico. A validação comparativa foi feita através do *software* PVSYST, no qual resultou em uma potência injetada na rede de 512 MWh/ano e 511 MWh/ano, que em termos percentuais representa um desvio de -0,2% de energia injetada da rede na nova proposta. Como esperado, os baixos níveis de sombreamento anuais menores que 2% nas duas seções do gerador fotovoltaico, o aumento da perda de eficiência de -1,7% para -2,1% em função da alteração do número de inversores de 4 com potência de 100 kWp para 12 de 40 kWp, resultou em uma queda de produção de 1 MWh/ano. A grande vantagem desta constatação é que a configuração dos arranjos do gerador solar fotovoltaico pelo agrupamento das superfícies que recebem maiores e menores irradiações não trará aumento na produção de energia, se utilizada de maneira isolada da análise do descasamento elétrico por módulo fotovoltaico, desenvolvida com parte deste trabalho de pesquisa, para baixos níveis de sombreamento como o constatado no caso de estudo.

Portanto, como resultado preliminar desta tese, pode-se afirmar que a análise da irradiação solar incidente em cada superfície do sistema trará uma estimativa de geração mais próxima da realidade com menores erros percentuais na configuração das associações série e arranjos série-paralelos, quando combinada com a análise do descasamento elétrico causado pela qualidade do módulo e sombreamento incidente.

Desta forma, a segunda etapa desta tese buscou-se analisar em detalhes as características de fabricação do módulo fotovoltaico, coletar os resultados do simulador solar (*flash tests*) com fabricante, determinar os parâmetros elétricos relevantes e desenvolver um algoritmo para estudo dos parâmetros elétricos e ordenação de módulos em geradores fotovoltaicos parcialmente sombreados.

A análise da qualidade dos módulos fotovoltaicos consistiu em visitas técnicas a fábrica da TECNOMETAL divisão DYA Energia Solar, estabelecida na cidade de Campinas – SP, para avaliação dos processos de montagem considerando os equipamentos utilizados, materiais, recurso humano empregado, identificação dos

módulos, bem como para validação dos testes e aderência as normas brasileiras vigentes para certificação de módulos fotovoltaicos.

A partir das visitas, observaram-se processos fabris bem estabelecidos desde a interligação das células por equipamentos automatizados até a montagem dos perfis e caixas de conexão executados por 3 a 5 funcionários. Soma-se o atendimento as normas para os procedimentos de testes de isolamento, desempenho, certificação e etiquetagem INMETRO. Porém, notou-se que o local não apresentava temperatura controlada e sala limpa para manuseio das células. Além disso, durante a fase de inspeção de 180 módulos fotovoltaicos e levantamento dos resultados do simulador solar (*flash tests*) foram identificados 6% do total de módulos com certificados de ensaio (*flash test*) com número de série errado, o que exigiu a repetição do ensaio e nova inspeção. Como resultado desta constatação no escopo do método proposto nesta tese, a fabricante alterou o processo de inserção dos números de série no resultado do *flash test* da forma manual para forma automática, através de leitor e código de barra na placa de identificação de cada módulo.

Estando os números de série corrigidos, os arquivos .csv dos *flash tests* de 412 módulos foram armazenados e através da plataforma MATLAB foi desenvolvido um algoritmo de leitura, análise e ordenação de módulos com base nos parâmetros elétricos nas condições STC.

Neste contexto, doze funções utilizando bibliotecas gráficas do MATLAB foram implementadas com o objetivo de apresentar gráficos das características de corrente por tensão, potência por tensão, dispersão, histograma, distribuição estatística normal, bem como as curvas e as funções polinomiais de cada módulo.

Além disso, estudar o comportamento das características elétricas do lote avaliado, definir o paramétrico elétrico para efeito da classificação e ordenação com base na irradiação solar incidente efetiva, que possa ser utilizado na configuração dos arranjos série/paralelo.

A partir da análise comparativa dos parâmetros elétricos de I_{sc} , I_{mpp} e P_{mpp} , observou-se uma variação significativa na P_{mpp} em relação aos outros fatores, indicando a possibilidade de viabilizar na prática a classificação dos arranjos série dos

módulos fotovoltaicos de maneira não aleatória, utilizando para este fim o parâmetro da P_{mpp} , resultado do simulador solar em condições STC, agrupado em ordem decrescente, ou seja, da maior P_{mpp} para a menor P_{mpp} , associado aos locais com maiores índices de irradiação.

Por fim na terceira etapa o resultado de irradiação global diária anual por módulo fotovoltaico gerado pelo *software* ECOTECT foi concatenado com a matriz resultante da análise da potência no ponto de máxima potência (P_{mpp}) com identificação por módulo, bem como a I_{mpp} e V_{mpp} correspondentes.

A partir disso, a função polinomial de 5º ordem foi implementada e aplicada às curvas de potência versus tensão de cada módulo fotovoltaico, para definição do novo ponto de máxima potência máxima de operação de cada módulo, a partir da menor corrente I_{mpp} constatada na ordenação dos módulos fotovoltaicos pelo paramétrico elétrico da potência máxima P_{mpp} , no qual resultou uma variação entre os valores máximos e mínimos da P_{mpp} de -1,4 e +1,2 Wp em relação montagem aleatória de ± 6 Wp. Representando percentualmente desvio da potência de -0,57% e 0,48 entre o menor e maior valor em relação à potência nominal média de 245 Wp.

A significativa redução da variação da potência em uma associação série através da ordenação pela P_{mpp} , permite reduzir as chances do montador em campo conectar módulos fotovoltaicos que apresentem potências diferentes de 1 Wp, o que resultaria na redução do percentual do descasamento elétrico abaixo de 1% por associação, em função da aproximação dos pontos de máxima potência dentre os módulos associados em série.

Além disso, considerando a análise detalhada dos períodos de sombreamento os módulos estarão alocados nas posições com irradiações homogêneas, evitando o descasamento elétrico causado por sombreamento, pois estarão recebendo os mesmos índices de irradiação médios diários mensais durante o ano e ao mesmo tempo conectados ao mesmo inversor.

Em relação à potência total média da associação série ordenada, obteve-se um valor médio de 5,922 kWp considerando a multiplicação da menor corrente da associação pela soma das tensões individuais de cada módulo.

A partir do estudo teórico dos valores da potência total média resultante da associação série com e sem ordenação, constatou-se uma potência de 40,49 Wp superior, o que representa em termos percentuais um aumento de 0,7% da potência resultante da associação no qual foi aplicado o método de ordenação. Indicando a possibilidade de ganho de potência e geração energética nas outras 264 associações série do sistema fotovoltaico, podendo resultar em um ganho máximo de potência total de 10,7 kWp no sistema.

Diante do exposto, o objetivo da presente tese, de apresentar um método de classificação e ordenação de módulos fotovoltaicos sobre geradores fotovoltaicos 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 $\pm 1,5$ Wp na estimativa de geração conforme apresentado pelo estudo do exemplo da presente tese, os quais podem ser utilizados em novos projetos, visando maximizar a geração de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados.

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante a elaboração deste trabalho, alguns fatores foram observados como limitações do método adotado:

- O método foi elaborado para um sistema fotovoltaico integrado ao estacionamento de uma localidade utilizando uma base meteorológica sintética. O estudo não avalia o mesmo estudo em outras localidades e nem em outros modelos tridimensionais de estacionamentos fotovoltaicos, com diferentes condições de orientação e inclinação de módulos, bem como diferentes elementos de sombreamento no entorno.
- O método foi elaborado para um modelo de módulo fotovoltaico. O estudo não avalia o descasamento causado pela fabricação nos modelos de módulos fotovoltaicos utilizados nos outros sistemas fotovoltaicos integrados a estacionamentos, para identificação da variação dos parâmetros elétricos.

- O método foi elaborado para a condição de operação padrão de teste (STC), condição está, utilizada pelo simulador solar para gerar o *flash test* resultante de cada módulo. O estudo não avalia outras condições de temperatura e irradiação.
- O método apresentado não entra no mérito das perdas pelo efeito da temperatura de cada módulo fotovoltaico, ou seja, não se avalia as perdas térmicas totais no gerador fotovoltaico como um todo e sua influência na tensão de circuito aberto (V_{oc}). O método apenas direciona o pesquisador na identificação da irradiação incidente por módulo fotovoltaico, a análise da variação dos parâmetros elétricos resultantes em um lote de módulos fotovoltaicos teoricamente idênticos e a possibilidade de localização daqueles que apresentaram melhor rendimento de acordo com o simulador solar, nas áreas com maior incidência de irradiação em médios e grandes sistemas fotovoltaicos.

6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros, os resultados das simulações de incidência e localização dos módulos fotovoltaicos propostos nesta tese podem ser verificados em testes de campo, para levantamento do tempo e custo de montagem não aleatória, bem como validação dos ganhos de produção de energia.

O método descrito nesta tese pode também ser aprofundado, efetuando simulações em Matlab/simulink considerando cada módulo fotovoltaico com seus parâmetros elétricos identificados nos *flash tests*, recebendo diferentes níveis de irradiação, a fim de verificar o quanto o método pode ser viável tecnicamente e financeiramente.

7 PUBLICAÇÕES

7.1 PUBLICAÇÕES NO ÂMBITO DO DOUTORADO

- ALONSO, R.H.; COSTA, L.C.P.; CALIXTO, G.M.; ZUFFO, M.K.; LOPES, R.D. A solar wireless mesh access point solution to assist rural, remote and border areas in Brazil. In: **EUROPEAN PV SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION**, 28. França, 2013;
- ALONSO, R.H.; MELO, E.; SHIMURA, S.; MOURA, C.B.; COSTA, T.; SIMPLICIO, R.S.; GRIMONNI, J.A.B.; ZUFFO, M.K. Comparing energy yield simulation in grid-connected 450kwp parking-integrated photovoltaics - case study: Villa Lobos project in Sao Paulo, Brazil, In: **EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION**, 29. Holanda, 2014;
- SHIMURA, S.; SIMPLICIO, R.S.; ALONSO, R.H.; MOURA, C.B.; ZUFFO, M.K.; LOPES, R.D. *Methodology for comparing the pv plant topology based on availability and production costs using reliability* – case study Villa Lobos project in Sao Paulo, Brazil, In: **EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION**, 29. Holanda, 2014;
- SHIMURA, S.; SIMPLICIO, R.S.; ALONSO, R.H.; MOURA, C.B.; ZUFFO, M.K.; LOPES, R.D. Financial analysis of PV plants based on new method of LCOE estimation using reliability block diagram — case study Villa Lobos project in Sao Paulo, Brazil, In: **EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION**, 31. Alemanha, 2015;

7.2 ARTIGOS EM ANDAMENTO

HERRERO, R.; SHIMURA, S.; SIMPLICIO, R.S.; MOURA, C.B.; ZUFFO, M.K. Método de ordenação de módulos fotovoltaicos para plantas fotovoltaicas no meio urbano. In: **CBENS**, 6. Belo Horizonte (Artigo aceito para apresentação e publicação em abril de 2016).

ALONSO, R.H.; MELO, E.; SHIMURA, S.; MOURA, C.B.; COSTA, T.M.; SIMPLICIO, R.S.; GRIMONNI, J.A.B.; ZUFFO, M.K. Performance analysis in a grid-connected parking integrated photovoltaics using three solar analysis tools - a 450 kwp case study in Sao Paulo. **Energy and Buildings**, (em revisão).

ALONSO, R.H.; MELO, E.; SHIMURA, S.; MOURA, C.B.; COSTA, T.M.; SIMPLICIO, R.S.; GRIMONNI, J.A.B.; FADIGAS, E.A.F.A.; ZUFFO, M.K. MATLAB flash test analyzer, to study the mismatch effects combined with dynamically shading pattern simulation on PV module level - Case study Villa Lobos Project in São Paulo, Brazil. **Progress in Photovoltaic**, a ser submetido em 2016.

SHIMURA, S.; SIMPLICIO, R.S.; ALONSO, R.H.; MOURA, C.B.; ZUFFO, M.K. Estimativa do custo de geração de usinas fotovoltaicas usando confiabilidade. In: **CBENS**, 6. Belo Horizonte, (Artigo aceito para apresentação e publicação em abril de 2016).

SIMPLICIO, R.S.; ALONSO, R.H.; SHIMURA, S.; MOURA, C.B.; ZUFFO, M.K. Impacto do sombreamento em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. In: **CBENS**, 6. Belo Horizonte, (Artigo aceito para apresentação e publicação em abril de 2016)

MOURA, C.B.; SIMPLICIO, R.S.; ALONSO, R.H.; SHIMURA, S.; ZUFFO, M.K. Impacto do sombreamento em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. . In: **CBENS**, 6. Belo Horizonte, (Artigo aceito para apresentação e publicação em abril de 2016)

REFERÊNCIAS

- ABNT. NBR 10899:2013. **Energia solar fotovoltaica**: terminologia, 2103.
- ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Capacidade de geração do Brasil. Brasília: ANEEL, 2015.
- ANEEL. **Resolução Normativa n. 482**. Brasília: ANEEL, 2012.
- ASU. **Asu Solar**. Arizona State University. Arizona: ASU, 2011.
- AUTODESK. **Autodesk Ecotect Analysis 2011**.
- BAKAS, P.; MARINOPOULOS, A.; STRIDH, B. Impact of PV module mismatch on the PV array energy yield and comparison of module, string and central MPPT in IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 38, Austin, Texas, **Conference...**, Austin, Texas, EUA, 2012.
- BISHOP, J. W. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. **Solar Cells**, v. 25, n. 1, p. 73-89, 1988.
- BUCCIARELLI, L. L. Power loss in photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics. **Solar Energy**, v. 23, n. 4, p. 277-288, 1979.
- BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32-45, 2006.
- CHAMBERLIN, C. E. et al. Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays. **Solar Energy**, v. 54, n. 3, p. 165-171, 1995.
- CHAPIN, D. M.; FULLER, C.; PEARSON, G. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. **Journal of Applied Physics**, n. 25, p. 676-677, 1954.
- CHATTERJEE, A.; KEYHANI, A. Neural Network Estimation of Microgrid Maximum Solar Power. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1860-1866, 2012.
- CHIBA, Y. et al. Dye-Sensitized Solar Cells with Conversion Efficiency of 11.1%. **Jpn. Journal of Application Physics**, v. 45, n. 25, p. L638-L640, 2006.
- CHOUDER, A.; SILVESTRE, S. Analysis Model of Mismatch Power Losses in PV Systems. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 131, n. 2, p. 024504, 2009.
- CUSANO, D. A. CdTe solar cells and photovoltaic heterojunctions in II–VI compounds. **Solid-State Electronics**, v. 6, n. 3, p. 217-218, 1963.
- DIMROTH, F. World record solar cell with 44.7% efficiency. Press release Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Soitec, CEA-Leti, Freiburg, 2013.

DOE. Department of Energy, **Building Energy Software Tools** Directory. energy.gov, Disponível em: <http://www.buildingenergysoftwaretools.com/>, EUA, 2015.

DSG. **Planning and installing photovoltaic systems**: a guide for installers, architects and engineers, v. 2, Earthscan, London, 2007.

EPE. **Balanco energético nacional**. Brasília: MME, 2014.

EPE. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: MME, 2012.

EPIA. **Global market outlook for photovoltaics 2014—2018**, Photovoltaic Industry Association, 2014. p. 17-18, Brussels, 2014.

EPIA. **Solar generation 6: solar photovoltaic electricity empowering the world**. European Photovoltaic Industry Association, 2011. v.23

EPIA. **Unlocking the Sunbelt potential of photovoltaics**. European Photovoltaic Industry Association with the collaboration of the Strategy Consulting firm AT Kearney, v. 3, 2011.

ERGE, T.; HOFFMANN, V. U.; KIEFER, K. The German experience with grid-connected PV-systems. **Solar Energy**, v. 70, n. 6, p. 479-487, 2001.

FARIAS, R. T. et al. BIPV e BAPV: avaliações a partir de conceitos teóricos, de aspectos positivos e negativos e de estimativas de desempenho energético para regiões de baixa latitude em CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, V, Recife, **Anais...** Recife, 2014. p. 10.

FELDMAN, J.; SINGER, S.; BRAUNSTEN, A. Solar cell interconnections and the shadow problem. **Solar Energy**, v. 26, n. 5, p. 419-428, 1981.

FERRONATO, F. A. S. et al. Case study on distributed generation for electric vehicle and energy storage integration, em IEEE PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, Medellin, **Conference...** Medellin, 2014.

FRIEDMAN, D. J.; OLSON, J. M.; KURTZ, S. High-efficiency III-V multijunction solar cells, In: LUQUE A.; HEGEDEUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**, United Kingdom: Wiley-Blackwell, p. 314-364, 2010.

FRITTS, C. The american association for the advancement of science. **Science**, v. ns-2, n. 27, p. 151-153, 1883.

GJESSING, J.; SUDBØ, A.; MARSTEIN, E. S. 2-D blazed grating for light trapping in thin silicon solar cells. **OPTICS FOR SOLAR ENERGY**, Tucson, Arizona United States, 2010.

GONZALEZ, C. Photovoltaic array loss mechanisms. **Solar Cells**, v. 18, n. 3-4, p. 373-382, 1986.

GOOGLE Corp, Google **Sketchup**, 2015.

GRÄTZEL, M. The advent of mesoscopic injection solar cells in **Progress in Photovoltaic Research and Application**, v. 14, n. 5, p. 429-442, 2006.

GREENSAVERS. **Parques de estacionamento com painéis solares podem garantir energia para 1,7 milhões de casas britânicas para 1,7 milhões de casa britânicas**. Disponível em: <http://greensavers.sapo.pt/2015/05/23/parques-de-estacionamento-com-paineis-solares-podem-garantir-energia-para-17-milhoes-de-casas-britanicas/>, 2015. Acesso em: 05/05/2015.

GULDIN, S. Dye-sensitized solar cell based on a three-dimensional photonic crystal. **Nano Letters**, v. 10, n. 7, p. 2303-2309, 2010.

GUISAN, O. et al. **PV module characteristics in real conditions**, 1992.

HÄBERLIN, H. **Photovoltaics: system design and practice**. Wiley-Blackwell, United Kingdom, 2012.

HARA, K.; MORI, S. Dye-sensitized solar cells. In: LUQUE, A.; HEGEDEUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**, United Kingdom: Wiley-Blackwell, 2010. p. 314-364

HECKTHEUER, L.; KRENZINGER, A.; PRIEB, C. Rated Versus Measured Power of PV Modules Used in Brazilian Rural Properties Electrification in EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 17, Munique, Alemanha, **Conference...** Munique, Alemanha, 2001.

HERRERO, R. et al. Comparing energy yield simulation in grid-connected 450 kwp parking-integrated photovoltaics-case study: Villa Lobos project in São Paulo, Brazil. In EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 29, Amsterdam, Holanda, **Conference...** Amsterdam, Holanda, 2014.

HERRERO, R. et al. Método de ordenação de módulos fotovoltaicos para plantas fotovoltaicas no meio urbano em CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, VI, Belo Horizonte, **Anais...** Belo Horizonte, (em revisão para publicação em 2016).

HUND, B. et al Fraunhofer ISE: CaLAB - Calibration of Solar Cells and Modules **Annual report: Achievements and Results** p. 92, 2004.

IEA. Cost and performance trends in grid-connected photovoltaic systems and case studies. **Report IEA-PVPS T2-06**, International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme IEEA PVPS Taks 2, 2007.

IANNONE, F.; NOVIELLO, G.; SARNO, A. Monte Carlo techniques to analyse the electrical mismatch losses in large-scale photovoltaic generators. **Solar Energy**, v. 62, n. 2, p. 85-92, 1998.

IBGE. **Área territorial brasileira**. IBGE, 2013.

IEA, A snapshot of global PV–1992-2012. **Report IEA-PVPS T1-22**, 2013.

IEA, Solar Design of Buildings for Architects: Review of Solar Design Tools. Task 41 - Solar Energy and Architecture, Subtask B - Methods and Tools for Solar Design. **Report T.41.B.3**, 2012.

IEA. Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011. **Report IEA-PVPS T1-21**, 2012.

IEC. IEC 60904-1 **Photovoltaic devices – Part 1**: measurement of photovoltaic current-voltage characteristics, 2006.

JENNY, D. A.; LOFERSKI, J. J.; RAPPAPORT, P. Photovoltaic effect in GaAs p – n junctions and solar energy conversion. **Phys. Rev.**, v. 101, n. 3, p. 1208-1209, 1956.

KOIRALA, B. P.; SAHAN, B.; HENZE, N.; Study on MPP mismatch losses in EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 24, Hamburg, Germany, **Conference...** Hamburg, Germany, 2009. p. 3727-3733.

KRANZ, L.; BUECHELER, S.; TIWARI, A. N. Technological status of CdTe photovoltaics. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 119, p. 278-280, 2013.

LINDMAYER, J.; ALLISON, J. F. The violet cell: an improved silicon solar cell. **Solar Cells**, v. 29, n. 2-3, p. 151-166, 1990.

LISITA JUNIOR, O. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede**: estudo de caso - 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP. 2005. 84p. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

LOFERSKI, J. J. Theoretical considerations governing the choice of the optimum semiconductor for photovoltaic solar energy conversion. **Journal of Application Physics**, v. 27, n. 7, p. 777, 1956.

LORENZO, E. Energy collected and delivered by PV modules. In: LUQUE A.; HEGEDEUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, United Kingdom: Wiley-Blackwell, p. 314-364, 2010.

LORENZO, E.; ZILLES, R. El generador fotovoltaico. In: LORENZO, E. Org. **Electricidad solar**: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos, Sevilla, Espanha, Progensa, 1994. p. 338.

LORENZO, E.; MORETÓN, R.; LUQUE, I. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. **Progress in Photovoltaic: Research and Application**, v. 22, n. 6, p. 666-670, 2013.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. United Kingdom: Wiley-Blackwell, 2010.

MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected PV systems in IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALIST CONFERENCE AND EXHIBITION, 31, Lake Buena Vista, Florida, **Conference...** Lake Buena Vista, Florida, 2005.

PAVAN, A. M. et al. A study on the mismatch effect due to the use of different photovoltaic modules classes in large-scale solar parks. **Progress in Photovoltaic: Research and Application**, v. 22, n. 3, p. 332-345, 2012.

MASTERS, G. M. **Renewable and efficient electric power systems**. New Jersey, Wiley-Blackwell, p. 676, 2004.

MATWORKS. **MatLab** 2013a, 2015.

MAYER, J. N. **Study on behalf of Agora Energiewende**: current and future cost of photovoltaics; long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility scale PV-systems. Freiburg, Germany: FRAUNHOFER ISE, 2015.

MELO, E. G. **Geração solar fotovoltaica**: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações. 2012. 141p. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, 2012.

METEONORM. **Meteonorm** – Global Meteorological Database Handbook part I, v. 7, Switzerland, 2015.

MICHAEL, A.; BOUGIATIOTI, F.; OIKONOMOU, A. Less could be more: architectural integration of active solar systems in existing urban centres in MEDITERRANEAN CONFERENCE AND EXHIBITION ON POWER GENERATION, TRANSMISSION, DISTRIBUTION AND ENERGY CONVERSION, Agia Napa, Cyprus, **Conference...** Agia Napa, Cyprus, 2010.

NOBRE. A. et al. Degradation analysis of photovoltaic systems in a tropical environment in EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 28, Paris, France, **Conference...**, Paris, France, p. 3673-7, 2013.

NOGUEIRA, A. **Células solares de “Grätzel” com eletrólito polimérico**. 2001. 185 p. Tese (Doutorado em Química) - Instituto de Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

OLIVEIRA, S. H. F.; ZILLES, R. Grid-connected photovoltaic systems: the Brazilian experience and the performance of an installation. **Progress in Photovoltaic: Research and Application**, v. 9, n. 5, p. 341-347, 2001.

PAGHASIAN, K.; TAMIZHMANI, G. Photovoltaic module power rating per IEC 61853-1 standard—A study under natural sunlight. Arizona, IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 37. Arizona, EUA, **Conference...** Arizona, EUA, 2011,

PATEL, H.; AGARWAL, V. MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, n. 1, p. 302-310, 2008.

PERES, B. Dilma defende potencial hidrelétrico e minimiza energia solar e eólica. Disponível em: <http://www.valor.com.br/eleicoes2014/3641048/dilma-defende-potencial-hidreletrico-e-minimiza-energia-solar-e-eolica>, 2014. Acesso em: 26/05/2015.

PERLIN, J. **From space to earth: the story of solar electricity**. Michigan: AATEC Publications, 1999.

PIKERESearch. **Building Integrated Photovoltaics BIPV and BAPV: market drivers and challenges, technology issues, competitive landscape, and global market forecasts**. Boulder, Colorado p. 20. 2012.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES). Rio de Janeiro: GTES, 2014.

PRINCE, M. B. Silicon solar energy converters. **Journal Application of Physics.**, v. 26, n. 5, p. 534, 1955.

PVSYST. **PVsynt Photovoltaic Software** 6.38 2015.

QIAN, Z.; PENG, W.; LALIT, G. Optimal PV panel tilt angle based on solar radiation prediction. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS (PMAPS), 11. Singapore. **Conference...** Singapore, 2011.

QUASCHNING, V. **Renewable energy and climate change**. EUA: Wiley-IEEE Press, 2010. p. 320

QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. **Solar Energy**, v. 56, n. 6, p. 513-520, 1996.

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; KIEFER, K.; REISE, C. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? **Progress in Photovoltaic: Research and Application**, v. 20, n. 6, p. 717-726, 2012.

REILLY, R. M. Carbon nanotubes: potential benefits and risks of nanotechnology in nuclear medicine. **Journal of Nuclear Medicine**, v. 48, n. 7, p. 1039-1042, 2007.

RENAULT. **Renault inaugura o maior parque fotovoltaico da indústria automobilística mundial**. Disponível em: <http://imprensa.renault.com.br/page/releases/renault-inaugura-o-maior-parque-fotovoltaico-da-industria-automobilistica-mundial>, Saundoville, France, 2012.

REYNOLDS, D. C.; LEIES, G.; ANTES, L. L.; MARBURGER, R. E. Photovoltaic effect in cadmium sulfide. **Phys. Rev.**, v. 96, n. 2, p. 533-534, 1954.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis, 2004.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M. M. Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. **Progress in Photovoltaic Application**, v. 8, n. 2, p. 257-266, 2000.

SAHA, H.; BHATTACHARYA, G.; MUKHERJEE, D. Mismatch losses in series combinations of silicon solar cell modules. **Solar Cells**, v. 25, n. 2, p. 143-153, 1988.

SAID, S. et al. A Matlab/Simulink based photovoltaic array model employing SimPowerSystems toolbox. **Journal of Energy and Power Engineering**, v. 6, n. 12, p. 1965-1975, 2012.

SALAS, G.; ANTÓN, I. Photovoltaic concentrators. In: LUQUE, A.; HEGEDEUS, S. / **Handbook of photovoltaic science and engineering**, p. 402 -451, United Kingdom: Wiley-Blackwell, 2010.

SANTOS, I. P. **BIPV Design**. Software desenvolvido como parte do doutorado em Engenharia Civil na UFSC, UFSC, Florianópolis, 2015.

SANTOS, Í. P.; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 50, p. 290-297, 2012.

SEE. **Energia solar paulista** - levantamento do potencial, Governo do Estado de São Paulo. Secretaria de Energia Subsecretaria de Energias Renováveis, p. 28. ed., 2013. Disponível em:
<<http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/455.pdf>> Acesso em: 30/07/2015.

SERRANO-LUJÁN, L. et al. Environmental benefits of parking-integrated photovoltaics: a 222 kWp experience. **Progress in Photovoltaics: Research and Application**, v. 23, n. 2, p. 253-264, 2013.

SHIMURA, S. et al. Methodology for comparing the pv plant topology based on availability and production costs using reliability-case study Villa Lobos project in São Paulo, Brazil. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 29, Paris, **Conference...** Paris, France, 2014. p. 2674.

SHOCKLEY, W.; QUEISSER, H. J. Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. **Journal Application of Physics**, v. 32, n. 3, p. 510, 1961.

SILVESTRE, S.; CHOUDER, A. Effects of shadowing on photovoltaic module performance. **Progress in Photovoltaic: Research and Application**, v. 16, n. 2, p. 141-149, 2008.

SOLARBUZZ. **PV market size**: segmentation by application. Disponível em <www.solarbuzz.com> Acesso em: 06/09/2015.

SOLARPOWER EUROPE, **Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019**, 2015

SPIRE Corp. **Spi-Sun Simulator™** 4600SLP, 2015. Disponível em: <http://www.spirecorp.com/products/spi-sun-simulator-4600-slp.cfm>. Acesso em: 20/08/2015.

SUN, S.-S.; O'NEILL, H. Sunlight energy conversion via organics. In: LUQUE, A.; HEGEDEUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**, United Kingdom: Wiley-Blackwell, 2010. p. 675-715

TANG, R.; LIU, X. Installation design of solar panels with seasonal adjustment of tilt angles. China, In: POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE (APPEEC). **Conference...** China, 2010.

TOBIÁS, I.; DEL CAÑIZO, C.; ALONSO, J. Crystalline silicon solar cells and modules. In: LUQUE, A.; HEGEDEUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, United Kingdom: Wiley-Blackwell, 2010. p. 265-313

UFRGS, **Laboratório de energia solar - LABSOL**, Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>. Acesso em: 15/07/2015.

TRENDFORCE. **Mono-Si market is the only exception to a hot PV sector**, Disponível em: http://pv.energytrend.com/price/MonoSi_Market_is_the_Only_Exception_to_A_Hot_PV_Sector.html, Acesso em: 20/03/2015.

URBANETZ, J.; ZOMER, C. D.; RÜTHER, R. Compromises between form and function in grid-connected, building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitude sites. **Energy Building and Environment**, v. 46, n. 10, p. 2107-2113, 2011.

WEBBER, J.; RILEY, E. Mismatch loss reduction in photovoltaic arrays as a result of sorting photovoltaic modules by max-power parameters. **ISRN Renewable Energy**, v. 2013, p. 1-9, 2013.

WOODALL, J. M. and HOVEL H. J. Outlooks for GaAs terrestrial photovoltaics. **J. Vac. Sci. Technol.**, v. 12, n. 5, p. 1000, 1975.

WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. **Solar Energy**, v. 74, n. 3, p. 217-233, 2003.

WYSOCKI, J. J.; RAPPAPORT, P. Effect of temperature on photovoltaic solar energy conversion. **Journal Application of Physics**, v. 31, n. 3, p. 571, 1960.

ZILLES, R.; LORENZO, E. Experimental Study of the Mismatch Losses in a 100 kWp PV Array. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONGRESS, 11, 1992, Montreux, Munich, **Congress...** Montreux, Munich H. S. Stephens & Associates, 1992. v. 2. p. 1331-1333.

ZOMER, C. et al. The balance between aesthetics and performance in building-integrated photovoltaics in the tropics. **Progress in Photovoltaic: Research and Application**, v. 22, n. 7, p. 744-756, 2013.

ZOMER, C. D. **Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações**. 258 p. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.

ZOMER, C. D. et al. Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. **Energy and Buildings**, v. 66, p. 607-615, 2013.

APÊNDICES

APÊNDICE A – PROCESSO DE FABRICAÇÃO DE MÓDULOS FV NA TECNOMETAL

A fábrica da TECNOMETAL possui uma capacidade de produção entre 20 e 25 MWp em módulos por ano. Este número equivale à produção de aproximadamente 100.000 módulos de 245 Wp e sua linha de produção conforme apresentado na **Figura 129** possui capacidade de executar os seguintes processos: Lavagem dos vidros, corte de filmes EVA e *Backsheet*, conexão das células (fabricação de *strings*), teste visual em bancada, colocação/sobreposição de materiais, solda de terminais, laminação/encapsulamento do módulo, mesa para corte de rebarba de filmes após a laminação, emolduramento do módulo (colocação de adesivo e perfis de alumínio), colocação/conexão de caixa de ligação (*junction box*), testes de rigidez dielétrica, teste de simulação solar e classificação e embalagem.

Figura 129. Linha de produção de módulos FV da Tecnometal em Capinas

Fonte: Tecnometal (2014)

PROCESSO DE LAVAGEM DE VIDROS

Os vidros do módulo fotovoltaico são de um tipo especial, não produzido no Brasil que possuem como característica principal a alta transmitância de luz (baixo índice de reflexão) e baixo teor de ferro. Outra importante característica deste vidro é baixa aderência, possibilitando a instalação dos módulos em baixas inclinações sem que haja acúmulo de sujeira significativo.

No processo os vidros antes do processo de encapsulamento são lavados para que não haja risco de haver partículas entre o encapsulante e o vidro. Quando há partículas, óleo ou outras impurezas no vidro durante o processo de encapsulamento, estes podem causar bolhas ou mesmo não prover a aderência necessária do encapsulante ao vidro resultando na perda do módulo.

ASSEMBLER (MONTADORA DE STRINGS)

As células são dispostas em séries nos módulos. Apesar de se dar o nome de *string* a uma série de módulos, a associação de células também deve ser tratada por *string*. Assim como nas associações de módulos é possível dispor as células tanto em série quanto em paralelo. Essa associação permite então a produção de módulos com tensão e corrente de variadas amplitudes. Tipicamente, para o funcionamento com conversores para injeção na rede, as células dentro dos módulos são todas conectadas em série permitindo assim a máxima tensão de saída possível.

A máquina *Assembler* é responsável pela interconexão das células. Cada célula possui tipicamente duas ou mais linhas impressas de material condutor chamadas de *bus bar* onde são soldados os *ribbons* (**Figura 130**). Quanto maior o número de barras melhor será a condutividade do módulo e consequentemente menores serão suas perdas por condução.

Na **Figura 130** é possível ver o mecanismo de colocação dos *ribbons* em posição e solda destes na célula. A máquina ainda conta com *slots* para posicionamento das células e mecanismo de movimentação das séries via sistemas elétrico/pneumáticos. No processo de montagem os *ribbons* devem ficar perfeitamente alinhados aos barramentos na célula e caso se constate algum desvio a série deverá ser retrabalhada manualmente.

No caso de módulos de 245 Wp (60 células) deste caso de estudo cada série de 10 (dez) células é disposta logo após a sua predecessora em 6 *strings*. O arranjo é colocado sobre o vidro com uma folha de EVA por cima, o fechamento é dado por outra folha de EVA e *backsheet*.

Figura 130. Máquina de montagem (*Assembler*) das células fotovoltaicas

Fonte: Tecnometal (2014)

Após este processo é feita uma inspeção visual para controle de células trincadas ou quebradas e logo em seguida um teste de tensão e corrente. Arranjos que apresentarem valores fora da especificação são reprovados.

Figura 131. Inspeção de corrente e tensão

Fonte: Tecnometal (2014)

LAMINADOR

O laminador é responsável pela formação de uma peça única entre vidro, encapsulante, célula e *backsheet*. A laminação é um processo que submete o material a um vácuo em alta temperatura promovendo a fusão do EVA e consequente fixação dos materiais entre si. O processo é automatizado e controlado de acordo com os materiais utilizados, tamanho do módulo entre outras condições de contorno.

Figura 132. Laminador

Fonte: Tecnometal (2014)

O módulo laminado após este processo pode apresentar bolhas ou falta de fusão de material. Produtos que apresentem estes defeitos são descartados. Após o processo de laminação concluído procede-se com a rebarba dos módulos eliminando os excessos de EVA e *backsheet*.

MONTAGEM DO PERFIL E JUNCTION BOX

O módulo laminado apesar de já conter características mecânicas suficientes para sua integração em edificações e coberturas devido à sua grande área de superfície, pouca rigidez contra torções ou mesmo apoio em qualquer região de sua superfície. Os perfis de alumínio (frames de alumínio) são fixados ao laminado para garantir as propriedades de rigidez necessárias para sua manipulação na maioria das aplicações de geração de energia.

Figura 133. Montagem do perfil de alumínio e caixa de junção (*junction box*)

Fonte: Tecnometal (2014)

Após a montagem do *frame*, o módulo já pode receber a caixa de ligação. Cada *junction box* possui além de terminais para receber os *ribbons* das séries possuem diodos de *by-pass*. Cada diodo possui a capacidade de “isolar” uma série que esteja sobre efeito de sombreamento ou outro defeito que limite sua capacidade de condução de corrente. Nos módulos de 245 Wp são utilizados 3 diodos de *by-pass*, caracterizando 20 células por diodo.

Após a montagem destes componentes os módulos são submetidos aos testes de isolamento e desempenho para levantamento da curva $I \times V$ característica do módulo fotovoltaico, bem como aceitação e classificação.

TESTES DE ISOLAÇÃO

Esse teste é feito com uma conexão do cabo do instrumento entre o cabo de saída do módulo e a moldura de alumínio, aplicando a tensão de 1000 volts, para medir a isolamento do modulo, se houver fuga de tensão esse modulo deve ser rejeitado.

Figura 134. Teste Dielétrico do módulo fotovoltaico

Fonte: Tecnometal (2014)

APÊNDICE B – MAPAS DE LOCALIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOLTAICOS

Tabela 27. Localização do módulo FV 1 ao 19.

Número de módulos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ID local ECOTECT	1285	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152	1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160
Irradiação (Wh/m2/dia)	3930	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929
ID_Módulo	9144584	9144587	9144589	9144590	9144594	9144595	9144607	9144643	9144714	8144444	9144581	9144583	9144585	9144588	9144591	9144592	9144596	9144599	9144601
Pmpp (Wp)	248	248	248	248	248	248	248	248	248	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247
Impp (A)	8,17	8,13	8,12	8,15	8,17	8,1	8,13	8,09	8,13	8,17	8,11	8,14	8,13	8,07	8,14	8,15	8,13	8,16	8,15
Vmpp (V)	30,31	30,46	30,55	30,36	30,32	30,59	30,48	30,66	30,45	30,21	30,45	30,3	30,33	30,6	30,34	30,31	30,41	30,24	30,27

Tabela 28. Localização do módulo FV 20 ao 39.

20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
1161	1163	1284	1286	1287	1288	1289	1290	1291	1292	1293	1294	1295	1296	1297	1298	1299	1300	1301	1302
3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929
9144606	9144614	9144619	9144635	9144639	9144644	9144661	9144703	9144708	9144726	9144732	34830114	41860414	41930414	8144440	8144442	8144447	8144448	8144449	8144450
247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	246	246	246	246	246	246
8,19	8,09	8,08	8,11	8,13	8,12	8,15	8,13	8,16	8,13	8,14	8,08	8,16	8,18	8,12	8,16	8,1	8,13	8,12	8,14
30,13	30,55	30,59	30,44	30,39	30,39	30,25	30,35	30,25	30,37	30,31	30,52	30,23	30,21	30,29	30,16	30,42	30,3	30,35	30,19

Tabela 29. Localização do módulo FV 40 ao 59.

40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1303	1304	1305	1306	1307	1308	1309	1310	1311	861	862	863	864	865	866	867	1002	1003	1004	1005
3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928
8144451	8144452	8144454	9144566	9144580	9144582	9144586	9144593	9144597	9144598	9144600	9144603	9144608	9144612	9144617	9144621	9144622	9144624	9144625	9144626
246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
8,17	8,12	8,11	8,05	8,1	8,15	8,14	8,15	8,16	8,12	8,16	8,09	8,17	8,09	8,12	8,06	8,1	8,09	8,1	8,1
30,08	30,32	30,31	30,5	30,45	30,2	30,15	30,24	30,18	30,35	30,14	30,43	30,14	30,43	30,34	30,45	30,3	30,4	30,32	30,39

Fonte: Autor

Tabela 30. Localização do módulo FV 60 ao 79.

60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
1006	1007	1008	1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1162	1164
3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928
9144627	9144628	9144629	9144631	9144632	9144634	9144638	9144640	9144642	9144647	9144648	9144649	9144650	9144654	9144655	9144656	9144657	9144658	9144659	9144660
246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
8,09	8,09	8,11	8,12	8,11	8,11	8,1	8,11	8,13	8,13	8,09	8,18	8,1	8,11	8,15	8,15	8,14	8,13	8,17	8,1
30,38	30,43	30,36	30,34	30,34	30,38	30,38	30,26	30,26	30,31	30,37	30,05	30,39	30,39	30,19	30,21	30,2	30,31	30,11	30,36

Tabela 31. Localização do módulo FV 80 ao 99.

80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
1165	1166	1167	1168	1169	1170	1171	1172	1173	1174	1175	1312	1313	1314	1315	1316	1317	1318	1319	1320
3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928
9144699	9144701	9144707	9144710	9144717	9144721	9144724	9144728	9144733	9144734	9144735	34500114	34530114	34540114	34560114	34570114	34640114	34650114	34740114	34840114
246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
8,08	8,16	8,1	8,09	8,12	8,14	8,16	8,15	8,19	8,12	8,15	8,1	8,07	8,12	8,14	8,12	8,05	8,09	8,09	8,12
30,51	30,11	30,38	30,38	30,33	30,17	30,1	30,13	30,08	30,24	30,16	30,31	30,46	30,25	30,23	30,3	30,53	30,38	30,38	30,3

Tabela 32. Localização do módulo FV 100 ao 119.

100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119
1321	720	721	722	723	724	725	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880
3928	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927
34860114	34890114	34910114	35130114	35140114	35150114	35170114	35190114	41340414	41800414	41810414	41820414	41840414	41850414	41910414	41920414	41940414	41990414	42040414	42050414
246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
8,08	8,11	8,17	8,15	8,13	8,14	8,13	8,13	8,08	8,15	8,15	8,12	8,12	8,15	8,12	8,12	8,13	8,12	8,13	8,1
30,5	30,28	30,11	30,26	30,27	30,16	30,21	30,21	30,48	30,2	30,14	30,3	30,25	30,22	30,29	30,3	30,23	30,34	30,29	30,34

Fonte: Autor

Tabela 33. Localização do módulo FV 120 ao 140.

120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140
881	882	883	1024	1025	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1176	1177	1178	1179	1180
3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927
8144363	8144365	8144367	8144368	8144369	8144370	8144372	8144374	8144382	8144383	8144406	8144407	8144438	8144443	8144446	8144453	9144567	9144570	9144572	9144575	9144576
245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
8,07	8,09	8,09	8,05	8,11	8,09	8,11	8,07	8,12	8,1	8,11	8,09	8,11	8,14	8,13	8,15	8,07	8,11	8,1	8,09	8,09
30,34	30,3	30,25	30,46	30,15	30,26	30,16	30,33	30,15	30,22	30,24	30,22	30,15	30,09	30,17	30	30,4	30,25	30,3	30,21	30,29

Tabela 34. Localização do módulo FV 141 ao 161.

141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161
1181	1182	1183	1322	1323	1324	1325	1326	1327	1328	579	580	581	582	726	727	728	729	730	731	732
3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926
9144577	9144578	9144579	9144604	9144610	9144611	9144613	9144615	9144616	9144618	9144633	9144636	9144641	9144646	9144651	9144695	9144702	9144704	9144706	9144711	9144712
245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
8,09	8,04	8,07	8,1	8,12	8,08	8,15	8,07	8,09	8,11	8,14	8,17	8,13	8,12	8,1	8,09	8,1	8,13	8,11	8,09	8,09
30,29	30,42	30,37	30,21	30,22	30,33	30,06	30,42	30,31	30,23	30,1	30,05	30,18	30,2	30,29	30,31	30,28	30,13	30,23	30,28	30,3

Tabela 35. Localização do módulo FV 162 ao 182.

162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182
733	734	735	736	737	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	1037	1038	1039
3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926
9144715	9144719	9144720	9144723	9144725	9144736	9144745	9144747	9144754	34330114	34420114	34430114	34450114	34460114	34510114	34520114	34550114	34610414	34630114	34670114	34680114
245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
8,14	8,11	8,08	8,11	8,1	8,1	8,09	8,12	8,08	8,12	8,11	8,12	8,11	8,15	8,15	8,1	8,1	8,1	8,09	8,09	8,12
30,08	30,25	30,36	30,24	30,27	30,29	30,27	30,18	30,34	30,2	30,16	30,14	30,25	30,07	30,1	30,2	30,27	30,18	30,24	30,22	30,17

Fonte: Autor

Tabela 36. Localização do módulo FV 183 ao 202.

183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202
1040	1041	1042	1043	1184	1185	1186	1187	1188	1189	1329	1330	1331	1332	1333	1334	2271	2272	2273	2274
3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926
3471011 4	3472011 4	3473011 4	3487011 4	3488011 4	3490011 4	3492011 4	3497011 4	3498011 4	3510011 4	3511011 4	3512011 4	3516041 4	3518011 4	4115041 4	4126041 4	4130041 4	4143041 4	4144041 4	4146041 4
245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
8,08	8,12	8,12	8,08	8,1	8,12	8,09	8,07	8,09	8,11	8,12	8,1	8,1	8,12	8,09	8,16	8,12	8,11	8,11	8,13
30,31	30,19	30,18	30,34	30,21	30,13	30,25	30,32	30,29	30,23	30,14	30,26	30,27	30,16	30,25	29,97	30,2	30,17	30,17	30,15

Tabela 37. Localização do módulo FV 203 ao 222.

203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222
2275	2276	2277	2278	2279	2280	2281	2282	2283	2284	2285	2286	2287	2288	2289	2290	583	584	585	738
3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3925	3925	3925	3925
41470414	41610414	41700414	41730414	41740414	41750414	41760414	41790414	41890414	41900414	41950414	41960414	41970414	42010414	42030414	8144361	8144362	8144366	8144371	8144373
245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	244	244	244	244	244
8,12	8,11	8,12	8,13	8,1	8,11	8,12	8,15	8,07	8,09	8,1	8,13	8,08	8,12	8,08	8,12	8,11	8,07	8,09	8,08
30,17	30,16	30,2	30,14	30,2	30,26	30,2	30,07	30,39	30,27	30,29	30,16	30,32	30,12	30,37	30,11	30,15	30,24	30,17	30,21

Tabela 38. Localização do módulo FV 223 ao 244.

223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244
739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	897	898	899	900	901	902	1044	1045	1046
3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925
814437 5	814437 6	814437 7	814438 1	814438 4	814438 6	814438 9	814439 0	814440 0	814440 4	814440 8	814440 9	814441 1	814441 9	814443 7	814444 5	814445 5	914456 3	914456 8	914456 9	914457 3	914457 4
244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
8,06	8,11	8,09	8,1	8,1	8,08	8,08	8,08	8,03	8,09	8,07	8,04	8,08	8,04	8,13	8,09	8,12	8,05	8,1	8,09	8,09	8,06
30,24	30,06	30,16	30,06	30,19	30,23	30,13	30,25	30,45	30,19	30,27	30,36	30,15	30,31	29,98	30,22	30,07	30,35	30,17	30,15	30,21	30,32

Fonte: Autor

Tabela 39. Localização do módulo FV 245 ao 264.

245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264
1047	1048	1049	1190	1191	1192	1193	1194	1195	1335	1336	1337	1338	1339	1340	1341	1342	1989	1990	1991
3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925
9144623	9144637	9144653	9144705	9144709	9144713	9144716	9144727	9144731	9144737	9144738	9144744	9144746	9144748	9144749	9144751	9144752	9144753	9144755	9144757
244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
8,11	8,08	8,04	8,06	8,05	8,08	8,11	8,07	8,1	8,1	8,04	8,1	8,08	8,1	8,11	8,1	8,08	8,09	8,07	8,11
30,1	30,27	30,3	30,29	30,31	30,22	30,15	30,19	30,16	30,11	30,35	30,1	30,13	30,19	30,03	30,13	30,23	30,11	30,2	30,06

Tabela 40. Localização do módulo FV 265 ao 284.

265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284
1992	1993	1994	1998	1999	2000	2003	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142
3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925
9144761	34360114	34380114	34400114	34410114	34470114	34580114	34590114	34600114	34660114	34690114	34700114	34750114	34850114	34940114	34950114	34960114	34990114	35000114	35090114
244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
8,1	8,06	8,07	8,11	8,05	8,04	8,07	8,06	8,1	8,16	8,08	8,09	8,1	8,09	8,11	8,15	8,09	8,08	8,04	8,08
30,11	30,23	30,27	30,13	30,37	30,29	30,26	30,24	30,12	29,92	30,22	30,11	30,14	30,15	30,12	29,95	30,18	30,21	30,4	30,23

Tabela 41. Localização do módulo FV 285 ao 304.

285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304
2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2291	2292	2293	2294	586	587	588	589	590
3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3924	3924	3924	3924	3924
4112041 4	4121041 4	4122041 4	4127041 4	4131041 4	4138041 4	4139041 4	4141041 4	4142041 4	4145041 4	4158041 4	4163041 4	4165041 4	4166041 4	4168041 4	4171041 4	4183041 4	4187041 4	4188041 4	4198041 4
244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
8,09	8,08	8,11	8,07	8,13	8,07	8,07	8,09	8,1	8,06	8,11	8,09	8,09	8,1	8,12	8,15	8,08	8,1	8,1	8,11
30,11	30,23	30,11	30,23	30,06	30,26	30,22	30,15	30,18	30,22	30,05	30,17	30,16	30,18	30,08	29,97	30,22	30,17	30,14	30,12

Fonte: Autor

Tabela 42. Localização do módulo FV 305 ao 325.

305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325
591	592	752	753	754	755	756	757	758	903	904	905	906	907	908	1050	1051	1052	1053	1054	1055
3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924
8144360	8144364	8144379	8144380	8144385	8144388	8144392	8144401	8144405	8144412	8144413	8144415	8144416	8144418	8144420	8144422	8144423	8144424	8144428	8144433	8144434
243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
8,06	8,05	8,11	8,06	8,1	8,06	8,07	8,06	8,03	8,05	8,07	8,06	8	8,05	7,99	7,99	8,06	8,04	8,01	8	8,01
30,14	30,15	30,02	30,13	30,03	30,1	30,08	30,19	30,25	30,2	30,14	30,11	30,43	30,13	30,38	30,4	30,13	30,26	30,37	30,33	30,33

Tabela 43. Localização do módulo FV 326 ao 346.

326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346
1056	1196	1197	1198	1199	1200	1201	1202	1203	1343	1344	1345	1346	1347	1348	1349	1707	1708	1848	1849	1850
3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924
8144436	8144439	8144441	9144562	9144564	9144565	9144620	9144630	9144645	9144652	9144700	9144729	9144730	9144739	9144740	9144741	9144742	9144743	9144750	9144756	9144758
243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
8,13	8,04	8,08	8,09	8,05	8,07	8,04	8,06	8,16	8,08	8,04	8,08	8,05	8,01	8,11	8,08	8,03	8,06	8,08	8,03	8,06
29,92	30,2	30,13	30,08	30,21	30,14	30,27	30,18	29,79	30,07	30,22	30,11	30,16	30,31	29,97	30,11	30,24	30,12	30,09	30,28	30,22

Tabela 44. Localização do módulo FV 347 ao 366.

347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366
1851	1852	1853	1854	1855	1856	1857	1858	1859	1860	1861	1862	1863	1864	1865	1866	1867	1995	1996	1997
3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924
9144759	34340114	34350114	34370114	34390114	34440114	34480114	34490114	34620114	34760114	34770114	34780114	34790114	34800114	34820114	41130414	41140414	41160414	41180414	41190414
243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
8,09	8,07	8,12	8,06	8,01	8,07	8,05	8,06	8,09	8,02	8,09	8,08	8,07	8,06	8,07	8,08	8,11	8,09	8,11	8,04
30,04	30,12	29,96	30,14	30,34	30,16	30,21	30,17	30,03	30,27	30,08	30,04	30,08	30,19	30,08	30,04	30	30,03	30,01	30,25

Fonte: Autor

Tabela 45. Localização do módulo FV 367 ao 387.

367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387
2001	2002	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2295	593	594	595	596	597	598	599	600	601
3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923
4120041 4	4124041 4	4136041 4	4137041 4	4140041 4	4159041 4	4167041 4	4169041 4	4177041 4	814437 8	814438 7	814439 8	814439 9	814440 3	814441 0	814441 4	814442 5	814442 7	814442 9	814443 0	814443 1
243	243	243	243	243	243	243	243	243	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242
8,09	8,07	8,04	8,05	8,1	8,11	8,13	8,07	7,92	8,08	8,1	8	7,98	8,05	8,05	8,01	8,06	8,05	8,04	7,99	8,06
30,07	30,15	30,18	30,2	29,96	30,02	29,84	30,07	30,69	29,96	29,82	30,28	30,3	30,11	30,07	30,26	30,05	30,09	30,04	30,24	30,07

Tabela 46. Localização do módulo FV 388 ao 404.

388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404
602	603	604	605	606	607	608	759	760	761	909	910	911	912	913	914	1057
3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923
9144609	9144760	41250414	41280414	41290414	41320414	41330414	41600414	42000414	8144391	8144393	8144402	8144417	8144426	34810114	34930114	41640414
242	242	242	242	242	242	242	242	242	241	241	241	241	241	241	241	241
8,07	8,02	8,04	8,06	8,08	8,09	8,04	8,09	8,1	8,08	7,94	8,04	8,06	8,04	8,05	8,16	8,05
30,02	30,14	30,15	29,96	29,98	29,96	30,1	29,93	29,88	29,85	30,32	30,02	29,91	30,02	29,95	29,49	29,98

Tabela 47. Localização do módulo FV 405 ao 412.

405	406	407	408	409	410	411	412
1058	1059	1060	1061	1062	1063	1204	1205
3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923
42020414	8144394	8144397	8144432	9144722	9144718	41620414	41780414
241	240	240	240	240	239	239	237
8,13	8	7,89	7,97	7,94	7,96	8,09	8,15
29,62	30,06	30,42	30,12	30,28	30,02	29,6	29,11

Fonte: Autor

Figura 135. Subseção 1: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos

Local_ECOTECT	2412	2413	2414	2415	1429	1430	1431	1432	1433	1434	1435	1436	1437	1438	1439	1440	1441	1442	1443	1444	1445	1446
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Imp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1566	1567	1568	1569	1570	1571	1572	1573	1574	1575	1576	1577	1578	1579	1580	1581	1582	1583	1584	1585	1586	1587
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Imp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1707	1708	1709	1710	1711	1712	1713	1714	1715	1716	1717	1718	1719	1720	1721	1722	1723	1724	1725	1726	1727	1728
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Imp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1848	1849	1850	1851	1852	1853	1854	1855	1856	1857	1858	1859	1860	1861	1862	1863	1864	1865	1866	1867	1868	1869
Irrad (Wh/m2)	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	
ID módulo	9144750	9144756	9144758	9144759	34340114	34350114	34370114	34390114	34440114	34480114	34490114	34620114	34760114	34770114	34780114	34790114	34800114	34820114	41130414	41140414		
Pmpp	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243		
Imp	8,08	8,03	8,06	8,09	8,07	8,12	8,06	8,01	8,07	8,05	8,06	8,09	8,02	8,09	8,08	8,07	8,06	8,07	8,08	8,11		
Vmpp	30,09	30,28	30,22	30,04	30,12	29,96	30,14	30,34	30,16	30,21	30,17	30,03	30,27	30,08	30,04	30,08	30,19	30,08	30,04	30		
Local_ECOTECT	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Irrad (Wh/m2)	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3924	3924	3924	3925	3925	3925	3924	3924	3925	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924
ID módulo	9144753	9144755	9144757	9144761	34360114	34380114	41160414	41180414	41190414	34400114	34410114	34470114	41200414	41240414	34580114	41360414	41370414	41400414	41590414	41670414	41690414	41770414
Pmpp	244	244	244	244	244	244	243	243	243	244	244	244	243	243	244	243	243	243	243	243	243	243
Imp	8,09	8,07	8,11	8,1	8,06	8,07	8,09	8,11	8,04	8,11	8,05	8,04	8,09	8,07	8,07	8,04	8,05	8,1	8,11	8,13	8,07	7,92
Vmpp	30,11	30,2	30,06	30,11	30,23	30,27	30,03	30,01	30,25	30,13	30,37	30,29	30,07	30,15	30,26	30,18	30,2	29,96	30,02	29,84	30,07	30,69
Local_ECOTECT	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151
Irrad (Wh/m2)	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925
ID módulo	34590114	34600114	34660114	34690114	34700114	34750114	34850114	34940114	34950114	34960114	34990114	35000114	35090114	41120414	41210414	41220414	41270414	41310414	41380414	41390414	41410414	41420414
Pmpp	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
Imp	8,06	8,1	8,16	8,08	8,09	8,1	8,09	8,11	8,15	8,09	8,08	8,04	8,08	8,09	8,08	8,11	8,07	8,13	8,07	8,07	8,09	8,1
Vmpp	30,24	30,12	29,92	30,22	30,11	30,14	30,15	30,12	29,95	30,18	30,21	30,4	30,23	30,11	30,23	30,11	30,23	30,06	30,26	30,22	30,15	30,18
Local_ECOTECT	2271	2272	2273	2274	2275	2276	2277	2278	2279	2280	2281	2282	2283	2284	2285	2286	2287	2288	2289	2290	2291	2292
Irrad (Wh/m2)	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3925	3925
ID módulo	41300414	41430414	41440414	41460414	41470414	41610414	41700414	41730414	41740414	41750414	41760414	41790414	41890414	41900414	41950414	41960414	41970414	42010414	42030414	8144361	41630414	41650414
Pmpp	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	244	244	244
Imp	8,12	8,11	8,11	8,13	8,12	8,11	8,12	8,13	8,1	8,11	8,12	8,15	8,07	8,09	8,1	8,13	8,08	8,12	8,08	8,12	8,09	8,09
Vmpp	30,2	30,17	30,17	30,15	30,17	30,16	30,2	30,14	30,2	30,26	30,2	30,07	30,39	30,27	30,29	30,16	30,32	30,12	30,37	30,11	30,17	30,16

Fonte: Autor

Figura 136. Subseção 2: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos

Local_ECOTECT	1447	1448	1449	1450	1451	1452	1453	1454	1455	1456	1457	1458	1459	1460	1461	1462	1463	1464	1465	1466	1467	1468
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1588	1589	1590	1591	1592	1593	1594	1595	1596	1597	1598	1599	1600	1601	1602	1603	1604	1605	1606	1607	1608	1609
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1729	1730	1731	1732	1733	1734	1735	1736	1737	1738	1739	1740	1741	1742	1743	1744	1745	1746	1747	1748	1749	1750
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1870	1871	1872	1873	1874	1875	1876	1877	1878	1879	1880	1881	1882	1883	1884	1885	1886	1887	1888	1889	1890	1891
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Irrad (Wh/m2)	3924	3924																				
ID módulo	8144378	8144387																				
Pmpp	242	242																				
Impp	8,08	8,1																				
Vmpp	29,96	29,82																				
Local_ECOTECT	2152	2153	2154	2155	2156	2157	2158	2159	2160	2161	2162	2163	2164	2165	2166	2167	2168	2169	2170	2171	2172	2173
Irrad (Wh/m2)	3925	3925																				
ID módulo	41450414	41580414																				
Pmpp	244	244																				
Impp	8,06	8,11																				
Vmpp	30,22	30,05																				
Local_ECOTECT	2293	2294	2295	2296	2297	2298	2299	2300	2301	2302	2303	2304	2305	2306	2307	2308	2309	2310	2311	2312	2313	2314
Irrad (Wh/m2)	3925	3925	3924																			
ID módulo	41660414	41680414	8144398																			
Pmpp	244	244	242																			
Impp	8,1	8,12	8																			
Vmpp	30,18	30,08	30,28																			

Fonte: Autor

Figura 137. Subseção 3: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos

Local_ECOTECH	1469	1470	1471	1472	1473	1474	1475	1476	1477	1478	1479	1480	1481	1482	1483	1484	1485	1486	1487	1488	1489	1490
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECH	1610	1611	1612	1613	1614	1615	1616	1617	1618	1619	1620	1621	1622	1623	1624	1625	1626	1627	1628	1629	1630	1631
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECH	1751	1752	1753	1754	1755	1756	1757	1758	1759	1760	1761	1762	1763	1764	1765	1766	1767	1768	1769	1770	1771	1772
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECH	1892	1893	1894	1895	1896	1897	1898	1899	1900	1901	1902	1903	1904	1905	1906	1907	1908	1909	1910	1911	1912	1913
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECH	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECH	2174	2175	2176	2177	2178	2179	2180	2181	2182	2183	2184	2185	2186	2187	2188	2189	2190	2191	2192	2193	2194	2195
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECH	2315	2316	2317	2318	2319	2320	2321	2322	2323	2324	2325	2326	2327	2328	2329	2330	2331	2332	2333	2334	2335	2336
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						

Fonte: Autor

Figura 138. Subseção 4: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos

Local_ECOTECT	1491	1492	1493	1494	1495	1496	1497	1498	1499	1500	1501	1502	1503	1504	1505	1506	1507	1508	1509	1510	1511	1512
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1632	1633	1634	1635	1636	1637	1638	1639	1640	1641	1642	1643	1644	1645	1646	1647	1648	1649	1650	1651	1652	1653
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1773	1774	1775	1776	1777	1778	1779	1780	1781	1782	1783	1784	1785	1786	1787	1788	1789	1790	1791	1792	1793	1794
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1914	1915	1916	1917	1918	1919	1920	1921	1922	1923	1924	1925	1926	1927	1928	1929	1930	1931	1932	1933	1934	1935
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2196	2197	2198	2199	2200	2201	2202	2203	2204	2205	2206	2207	2208	2209	2210	2211	2212	2213	2214	2215	2216	2217
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2337	2338	2339	2340	2341	2342	2343	2344	2345	2346	2347	2348	2349	2350	2351	2352	2353	2354	2355	2356	2357	2358
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						

Fonte: Autor

Figura 139. Subseção 5: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos

Local_ECOTECT	1513	1514	1515	1516	1517	1518	1519	1520	1521	1522	1523	1524	1525	1526	1527	1528	1529	1530	1531	1532	1533	1534
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1654	1655	1656	1657	1658	1659	1660	1661	1662	1663	1664	1665	1666	1667	1668	1669	1670	1671	1672	1673	1674	1675
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1795	1796	1797	1798	1799	1800	1801	1802	1803	1804	1805	1806	1807	1808	1809	1810	1811	1812	1813	1814	1815	1816
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1936	1937	1938	1939	1940	1941	1942	1943	1944	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2218	2219	2220	2221	2222	2223	2224	2225	2226	2227	2228	2229	2230	2231	2232	2233	2234	2235	2236	2237	2238	2239
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2359	2360	2361	2362	2363	2364	2365	2366	2367	2368	2369	2370	2371	2372	2373	2374	2375	2376	2377	2378	2379	2380
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						

Fonte: Autor

Figura 140. Subseção 6: Arranjo FV formado por 22 x 7 módulos

Local_ECOTECT	1535	1536	1537	1538	1539	1540	1541	1542	1543	1544	1545	1546	1547	1548	1549	1550	1551	1552	1553	1554	1555	1556
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1676	1677	1678	1679	1680	1681	1682	1683	1684	1685	1686	1687	1688	1689	1690	1691	1692	1693	1694	1695	1696	1697
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1817	1818	1819	1820	1821	1822	1823	1824	1825	1826	1827	1828	1829	1830	1831	1832	1833	1834	1835	1836	1837	1838
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2240	2241	2242	2243	2244	2245	2246	2247	2248	2249	2250	2251	2252	2253	2254	2255	2256	2257	2258	2259	2260	2261
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						
Local_ECOTECT	2381	2382	2383	2384	2385	2386	2387	2388	2389	2390	2391	2392	2393	2394	2395	2396	2397	2398	2399	2400	2401	2402
Irrad (Wh/m2)																						
ID módulo																						
Pmpp																						
Impp																						
Vmpp																						

Fonte: Autor

Figura 141. Subseção 7: Arranjo FV formado por 24 x 7 módulos

Local_ECOTECT	1425	1426	1427	1428	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461
Irrad (Wh/m2)																								
ID módulo																								
Pmpp																								
Imp																								
Vmpp																								
Local_ECOTECT	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602
Irrad (Wh/m2)	3926	3926	3926	3926	3925	3925	3925	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923
ID módulo	9144633	9144636	9144641	9144646	8144362	8144366	8144371	41710414	41830414	41870414	41880414	41980414	8144360	8144364	8144399	8144403	8144410	8144414	8144425	8144427	8144429	8144430	8144431	9144609
Pmpp	245	245	245	245	244	244	244	244	244	244	244	244	243	243	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242
Imp	8,14	8,17	8,13	8,12	8,11	8,07	8,09	8,15	8,08	8,1	8,1	8,11	8,06	8,05	7,98	8,05	8,05	8,01	8,06	8,05	8,04	7,99	8,06	8,07
Vmpp	30,1	30,05	30,18	30,2	30,15	30,24	30,17	29,97	30,22	30,17	30,14	30,12	30,14	30,15	30,3	30,11	30,07	30,26	30,05	30,09	30,04	30,24	30,07	30,02
Local_ECOTECT	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743
Irrad (Wh/m2)	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3925	3925	3925	3925	3925	3925
ID módulo	34890114	34910114	35130114	35140114	35150114	35170114	9144651	9144635	9144702	9144704	9144706	9144711	9144712	9144715	9144719	9144720	9144723	9144725	8144373	8144375	8144376	8144377	8144381	8144384
Pmpp	246	246	246	246	246	246	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	244	244	244	244	244	244	
Imp	8,11	8,17	8,15	8,13	8,14	8,13	8,1	8,09	8,1	8,13	8,11	8,09	8,09	8,14	8,11	8,08	8,11	8,1	8,08	8,06	8,11	8,09	8,1	8,1
Vmpp	30,28	30,11	30,26	30,27	30,16	30,21	30,29	30,31	30,28	30,13	30,23	30,28	30,3	30,08	30,25	30,36	30,24	30,27	30,21	30,24	30,06	30,16	30,06	30,19
Local_ECOTECT	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884
Irrad (Wh/m2)	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3926
ID módulo	9144598	9144600	9144603	9144608	9144612	9144617	9144621	35190114	41340414	41800414	41810414	41820414	41840414	41850414	41910414	41920414	41940414	41990414	42040414	42050414	8144363	8144365	8144367	9144736
Pmpp	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	245	245	245	245
Imp	8,12	8,16	8,09	8,17	8,09	8,12	8,06	8,13	8,08	8,15	8,15	8,12	8,12	8,15	8,12	8,12	8,13	8,12	8,13	8,1	8,07	8,09	8,09	8,1
Vmpp	30,35	30,14	30,43	30,14	30,43	30,34	30,45	30,21	30,48	30,2	30,14	30,3	30,25	30,22	30,29	30,3	30,23	30,34	30,29	30,34	30,34	30,3	30,25	30,29
Local_ECOTECT	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008	1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1024	1025
Irrad (Wh/m2)	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3927	3927
ID módulo	9144622	9144624	9144625	9144626	9144627	9144628	9144629	9144631	9144632	9144634	9144638	9144640	9144642	9144647	9144648	9144649	9144650	9144654	9144655	9144656	9144657	9144658	8144368	8144369
Pmpp	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	245	245	
Imp	8,1	8,09	8,1	8,1	8,09	8,09	8,11	8,12	8,11	8,11	8,1	8,11	8,13	8,13	8,09	8,18	8,1	8,11	8,15	8,15	8,14	8,13	8,05	8,11
Vmpp	30,3	30,4	30,32	30,39	30,38	30,43	30,36	30,34	30,34	30,38	30,38	30,26	30,26	30,31	30,37	30,05	30,39	30,39	30,19	30,21	30,2	30,31	30,46	30,15
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	8144444	9144581	9144583	9144585	9144588	9144591	9144592	9144596	9144599	9144601	9144606	9144659	9144614	9144660	9144699	9144701
Pmpp	248	248	248	248	248	248	248	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	246	246	246	246	
Imp	8,13	8,12	8,15	8,17	8,1	8,13	8,09	8,13	8,17	8,11	8,14	8,13	8,07	8,14	8,15	8,13	8,16	8,15	8,19	8,17	8,09	8,1	8,08	8,16
Vmpp	30,46	30,55	30,36	30,32	30,59	30,48	30,66	30,45	30,21	30,45	30,3	30,33	30,6	30,34	30,31	30,41	30,24	30,27	30,13	30,11	30,55	30,36	30,51	30,11
Local_ECOTECT	1284	1285	1286	1287	1288	1289	1290	1291	1292	1293	1294	1295	1296	1297	1298	1299	1300	1301	1302	1303	1304	1305	1306	1307
Irrad (Wh/m2)	3929	3930	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929	3929
ID módulo	9144619	9144584	9144635	9144639	9144644	9144661	9144703	9144708	9144726	9144732	34830114	41860414	41930414	8144440	8144442	8144447	8144448	8144449	8144450	8144451	8144452	8144454	9144566	9144580
Pmpp	247	248	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	
Imp	8,08	8,17	8,11	8,13	8,12	8,15	8,13	8,16	8,13	8,14	8,08	8,16	8,18	8,12	8,16	8,1	8,13	8,12	8,14	8,17	8,12	8,11	8,05	8,1
Vmpp	30,59	30,31	30,44	30,39	30,39	30,25	30,35	30,25	30,37	30,31	30,52	30,23	30,21	30,29	30,16	30,42	30,3	30,35	30,19	30,08	30,32	30,31	30,5	30,45

Fonte: Autor

Figura 142. Subseção 8: Arranjo FV formado por 24 x 7 módulos

Local_ECOTECT	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485
Irrad (Wh/m2)																								
ID módulo																								
Pmpp																								
Imp																								
Vmpp																								
Local_ECOTECT	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626
Irrad (Wh/m2)	3923	3923	3923	3923	3923	3923																		
ID módulo	9144760	41250414	41280414	41290414	41320414	41330414																		
Pmpp	242	242	242	242	242	242																		
Imp	8,02	8,04	8,06	8,08	8,09	8,04																		
Vmpp	30,14	30,15	29,96	29,98	29,96	30,1																		
Local_ECOTECT	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767
Irrad (Wh/m2)	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3923	3923	3923						
ID módulo	8144386	8144389	8144390	8144400	8144404	8144408	8144409	8144411	8144379	8144380	8144385	8144388	8144392	8144401	8144405	41600414	42000414	8144391						
Pmpp	244	244	244	244	244	244	244	244	243	243	243	243	243	243	243	242	242	241						
Imp	8,08	8,08	8,08	8,03	8,09	8,07	8,04	8,08	8,11	8,06	8,1	8,06	8,07	8,06	8,03	8,09	8,1	8,08						
Vmpp	30,23	30,13	30,25	30,45	30,19	30,27	30,36	30,15	30,02	30,13	30,03	30,1	30,08	30,19	30,25	29,93	29,88	29,85						
Local_ECOTECT	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908
Irrad (Wh/m2)	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3924	3924	3924	3924	3924	3924
ID módulo	9144745	9144747	9144754	34330114	34420114	34430114	34450114	34460114	34510114	34520114	34550114	34610414	8144419	8144437	8144445	8144455	9144563	9144568	8144412	8144413	8144415	8144416	8144418	8144420
Pmpp	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	244	244	244	244	244	243	243	243	243	243	243	243
Imp	8,09	8,12	8,08	8,12	8,11	8,12	8,11	8,15	8,15	8,1	8,1	8,1	8,04	8,13	8,09	8,12	8,05	8,1	8,05	8,07	8,06	8	8,05	7,99
Vmpp	30,27	30,18	30,34	30,2	30,16	30,14	30,25	30,07	30,1	30,2	30,27	30,18	30,31	29,98	30,22	30,07	30,35	30,17	30,2	30,14	30,11	30,43	30,13	30,38
Local_ECOTECT	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1037	1038	1039	1040	1041	1042	1043	1044	1045	1046	1047	1048	1049
Irrad (Wh/m2)	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3925	3925	3925	3925	3925	3925
ID módulo	8144370	8144372	8144374	8144382	8144383	8144406	8144407	8144438	8144443	8144446	8144453	34630114	34670114	34680114	34710114	34720114	34730114	34870114	9144569	9144573	9144574	9144623	9144637	9144653
Pmpp	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	244	244	244	244	244	244	244
Imp	8,09	8,11	8,07	8,12	8,1	8,11	8,09	8,11	8,14	8,13	8,15	8,09	8,09	8,12	8,08	8,12	8,12	8,08	8,09	8,09	8,06	8,11	8,08	8,04
Vmpp	30,26	30,16	30,33	30,15	30,22	30,24	30,22	30,15	30,09	30,17	30	30,24	30,22	30,17	30,31	30,19	30,18	30,34	30,15	30,21	30,32	30,1	30,27	30,3
Local_ECOTECT	1167	1168	1169	1170	1171	1172	1173	1174	1175	1176	1177	1178	1179	1180	1181	1182	1183	1184	1185	1186	1187	1188	1189	1190
Irrad (Wh/m2)	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3926	3926	3926	3926	3926	3926	3925
ID módulo	9144707	9144710	9144717	9144721	9144724	9144728	9144733	9144734	9144735	9144567	9144570	9144572	9144575	9144576	9144577	9144578	9144579	34880114	34900114	34920114	34970114	34980114	35100114	9144705
Pmpp	246	246	246	246	246	246	246	246	246	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	244
Imp	8,1	8,09	8,12	8,14	8,16	8,15	8,19	8,12	8,15	8,07	8,11	8,1	8,09	8,09	8,09	8,04	8,07	8,1	8,12	8,09	8,07	8,09	8,11	8,06
Vmpp	30,38	30,38	30,33	30,17	30,1	30,13	30,08	30,24	30,16	30,4	30,25	30,3	30,21	30,29	30,29	30,42	30,37	30,21	30,13	30,25	30,32	30,29	30,23	30,29
Local_ECOTECT	1308	1309	1310	1311	1312	1313	1314	1315	1316	1317	1318	1319	1320	1321	1322	1323	1324	1325	1326	1327	1328	1329	1330	1331
Irrad (Wh/m2)	3929	3929	3929	3929	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3928	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3927	3926	3926	3926
ID módulo	9144582	9144586	9144593	9144597	34500114	34530114	34540114	34560114	34570114	34640114	34650114	34740114	34840114	34860114	9144604	9144610	9144611	9144613	9144615	9144616	9144618	35110114	35120114	35160414
Pmpp	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Imp	8,15	8,14	8,15	8,16	8,1	8,07	8,12	8,14	8,12	8,05	8,09	8,09	8,12	8,08	8,1	8,12	8,08	8,15	8,07	8,09	8,11	8,12	8,1	8,1
Vmpp	30,2	30,15	30,24	30,18	30,31	30,46	30,25	30,23	30,3	30,53	30,38	30,38	30,3	30,5	30,21	30,22	30,33	30,06	30,42	30,31	30,23	30,14	30,26	30,27

Fonte: Autor

Figura 143. Subseção 9: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos

Local_ECOTECT	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929
Irrad (Wh/m2)	3923	3923	3923	3923	3923	3923															
ID módulo	8144393	8144402	8144417	8144426	81444114	34930114															
Pmpp	241	241	241	241	241	241															
Impp	7,94	8,04	8,06	8,04	8,05	8,16															
Vmpp	30,32	30,02	29,91	30,02	29,95	29,49															
Local_ECOTECT	1050	1051	1052	1053	1054	1055	1056	1057	1058	1059	1060	1061	1062	1063	1064	1065	1066	1067	1068	1069	1070
Irrad (Wh/m2)	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3923	3923	3923	3923	3923	3923	3923							
ID módulo	8144422	8144423	8144424	8144428	8144433	8144434	8144436	41640414	42020414	8144394	8144397	8144432	9144722	9144718							
Pmpp	243	243	243	243	243	243	243	241	241	240	240	240	240	239							
Impp	7,99	8,06	8,04	8,01	8	8,01	8,13	8,05	8,13	8	7,89	7,97	7,94	7,96							
Vmpp	30,4	30,13	30,26	30,37	30,33	30,33	29,92	29,98	29,62	30,06	30,42	30,12	30,28	30,02							
Local_ECOTECT	1191	1192	1193	1194	1195	1196	1197	1198	1199	1200	1201	1202	1203	1204	1205	1206	1207	1208	1209	1210	1211
Irrad (Wh/m2)	3925	3925	3925	3925	3925	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3923	3923					
ID módulo	9144709	9144713	9144716	9144727	9144731	8144439	8144441	9144562	9144564	9144565	9144620	9144630	9144645	41620414	41780414						
Pmpp	244	244	244	244	244	243	243	243	243	243	243	243	243	239	237						
Impp	8,05	8,08	8,11	8,07	8,1	8,04	8,08	8,09	8,05	8,07	8,04	8,06	8,16	8,09	8,15						
Vmpp	30,31	30,22	30,15	30,19	30,16	30,2	30,13	30,08	30,21	30,14	30,27	30,18	29,79	29,6	29,11						
Local_ECOTECT	1332	1333	1334	1335	1336	1337	1338	1339	1340	1341	1342	1343	1344	1345	1346	1347	1348	1349	1350	1351	1352
Irrad (Wh/m2)	3926	3926	3926	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3925	3924	3924	3924	3924	3924	3924	3924			
ID módulo	35180114	41150414	41260414	9144737	9144738	9144744	9144746	9144748	9144749	9144751	9144752	9144652	9144700	9144729	9144730	9144739	9144740	9144741			
Pmpp	245	245	245	244	244	244	244	244	244	244	244	243	243	243	243	243	243	243			
Impp	8,12	8,09	8,16	8,1	8,04	8,1	8,08	8,1	8,11	8,1	8,08	8,08	8,04	8,08	8,05	8,01	8,11	8,08			
Vmpp	30,16	30,25	29,97	30,11	30,35	30,1	30,13	30,19	30,03	30,13	30,23	30,07	30,22	30,11	30,16	30,31	29,97	30,11			

Fonte: Autor

Figura 144. Subseção 10: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos

Local_ECOTECT	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1071	1072	1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1083	1084	1085	1086	1087	1088	1089	1090	1091
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1212	1213	1214	1215	1216	1217	1218	1219	1220	1221	1222	1223	1224	1225	1226	1227	1228	1229	1230	1231	1232
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1353	1354	1355	1356	1357	1358	1359	1360	1361	1362	1363	1364	1365	1366	1367	1368	1369	1370	1371	1372	1373
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					

Fonte: Autor

Figura 145. Subseção 11: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos

Local_ECOTECT	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1092	1093	1094	1095	1096	1097	1098	1099	1100	1101	1102	1103	1104	1105	1106	1107	1108	1109	1110	1111	1112
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1233	1234	1235	1236	1237	1238	1239	1240	1241	1242	1243	1244	1245	1246	1247	1248	1249	1250	1251	1252	1253
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1374	1375	1376	1377	1378	1379	1380	1381	1382	1383	1384	1385	1386	1387	1388	1389	1390	1391	1392	1393	1394
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Impp																					
Vmpp																					

Fonte: Autor

Figura 146. Subseção 12: Arranjo FV formado por 21 x 7 módulos

Local_ECOTECT	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Imp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Imp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Imp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Imp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1113	1114	1115	1116	1117	1118	1119	1120	1121	1122	1123	1124	1125	1126	1127	1128	1129	1130	1131	1132	1133
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Imp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1254	1255	1256	1257	1258	1259	1260	1261	1262	1263	1264	1265	1266	1267	1268	1269	1270	1271	1272	1273	1274
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Imp																					
Vmpp																					
Local_ECOTECT	1395	1396	1397	1398	1399	1400	1401	1402	1403	1404	1405	1406	1407	1408	1409	1410	1411	1412	1413	1414	1415
Irrad (Wh/m2)																					
ID módulo																					
Pmpp																					
Imp																					
Vmpp																					

Fonte: Autor

APÊNDICE C – CÓDIGO FONTE DO ALGORITMO PROPOSTO

CÓDIGO FONTE DO ALGORITMO EM MATLAB DESENVOLVIDO COMO PARTE DO DOUTORADO, QUE REALIZA A LEITURA DE ARQUIVOS FLASH .CSV COM O RESULTADO DOS *FLASH TEST*, O PROCESSAMENTO DOS PARÂMETROS ELÉTRICO, A ANÁLISE GRÁFICA E O POSICIONAMENTO DAQUELES COM MAIORES POTÊNCIAS NOS LOCAIS COM MAIORES IRRADIAÇÕES SOLAR, A PARTIR DA APROXIMAÇÃO POR FUNÇÃO POLINOMIAL DE 5° ORDEM APLICADA ÀS CURVAS DE PV

```

clf;
clear;
delete myfile.txt;
delete listacsv.txt;
delete histograma.txt;
delete ID_Isc.txt;
delete ID_Impp.txt;
delete ID_Ppmax.txt;
delete ID_Impp_Ppmax_Vpmax.txt;
delete testel.txt;
delete Voc2Isc.txt;
listOfCSV = dir('*.csv');
numberOfCSV = numel(listOfCSV);
numberOfCSVTot=numberOfCSV;
list=ls('*.csv');
dlmwrite('listacsv.txt', list,'delimiter','')
fid = fopen('listacsv.txt','rt');
a=fgetl(fid);
    while ischar(a)
        Status=sprintf('Lendo FlashTest %d de
%d',numberOfCSV,numberOfCSVTot);
        numberOfCSV = numberOfCSV-1;
        disp(Status);

%% Initialize variables to GetID
filename = a;
delimiter = ',';
startRow = 4;
endRow = 4;

%% Format string for each line of text:
%   column2: double (%f)
% For more information, see the TEXTSCAN documentation.
formatSpec = '%*s%f%[\n\r]';

%% Open the text file.
fileID = fopen(filename,'r');

%% Read columns of data according to format string.
% This call is based on the structure of the file used to generate this
% code. If an error occurs for a different file, try regenerating the code
% from the Import Tool.
textscan(fileID, '%[\n\r]', startRow-1, 'ReturnOnError', false);
dataArray = textscan(fileID, formatSpec, endRow-startRow+1, 'Delimiter',
delimiter, 'ReturnOnError', false);

```

```

%% Close the text file.
fclose(fileID);

%% Create output variable
ID = [dataArray{1:end-1}];

%% Clear temporary variables
clearvars filename delimiter startRow endRow formatSpec fileID dataArray
ans;

%% Gerando funções polinominais dos módulos FV
filename = a;
delimiter = ',';
startRow = 82;
endRow = 4037;

%% Format string for each line of text:
%   column1: double (%f)
%   column2: double (%f)
% For more information, see the TEXTSCAN documentation.
formatSpec = '%f%f%[\n\r]';

%% Open the text file.
fileID = fopen(filename,'r');

%% Read columns of data according to format string.
% This call is based on the structure of the file used to generate this
% code. If an error occurs for a different file, try regenerating the code
% from the Import Tool.
textscan(fileID, '%[\n\r]', startRow-1, 'ReturnOnError', false);
dataArray = textscan(fileID, formatSpec, endRow-startRow+1, 'Delimiter',
delimiter, 'EmptyValue', NaN, 'ReturnOnError', false);

%% Close the text file.
fclose(fileID);

%% Create output variable
Untitled = [dataArray{1:end-1}];
%% Clear temporary variables
clearvars filename delimiter startRow endRow formatSpec fileID dataArray
ans;

columnVoc = Untitled(:,1);
columnIsc = Untitled(:,2);
Pvetor=columnIsc.*columnVoc;
p = polyfit(columnVoc,Pvetor,5);
columnVoc1=columnVoc;
Pvetor1=polyval(p,columnVoc1);
figure
plot(columnVoc,Pvetor,'o')
hold on
plot (columnVoc1,Pvetor,'r')
axis([0,40,0,255]);
ylabel('Potência (Wp)','FontName','Arial','FontSize', 18);
xlabel('Voc (V)','FontName','Arial','FontSize', 18);
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
legend('Curva PV','polinomio 5 ordem')
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(Vpmax,Ppmax,'red','filled');

```



```

text(Vpmax,Ppmax, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right','FontSize',18)
fileId = fopen('testel.txt','a');

fprintf(fileId,'%8.0f\t%8.4f\t%8.4f\t%8.4f\t%8.4f\t%8.4f\t%8.4f\n',ID,p);
fclose(fileId);
Potencia=polyval(p,columnVoc);
I=Potencia./columnVoc;
Isingle=single(I);
k = find(abs(Isingle-8.0679) < 0.0001);
ind=k;
x=getelements(columnVoc,ind);
xMean=mean(x);
fileId = fopen('Voc2Isc.txt','a');
fprintf(fileId,'%8.0f\t%8.3f\n',ID,xMean);
fclose(fileId);

%% Initialize variables to get Electrical Parameters
filename = a;
delimiter = ',';
startRow = 5;
endRow = 4128;

%% Read columns of data as strings:
% For more information, see the TEXTSCAN documentation.
formatSpec = '%s%s%[\n\r]';

%% Open the text file.
fileID = fopen(filename,'r');

%% Read columns of data according to format string.
% This call is based on the structure of the file used to generate this
% code. If an error occurs for a different file, try regenerating the code
% from the Import Tool.
dataArray = textscan(fileID, formatSpec, endRow, 'Delimiter', delimiter,
'ReturnOnError', false);

%% Close the text file.
fclose(fileID);

%% Convert the contents of columns containing numeric strings to numbers.
% Replace non-numeric strings with NaN.
raw = repmat({''},length(dataArray{1}),length(dataArray)-1);
for col=1:length(dataArray)-1
    raw(1:length(dataArray{col}),col) = dataArray{col};
end
numericData = NaN(size(dataArray{1},1),size(dataArray,2));

for col=[1,2]
    % Converts strings in the input cell array to numbers. Replaced non-
    numeric
    % strings with NaN.
    rawData = dataArray{col};
    for row=1:size(rawData, 1);
        % Create a regular expression to detect and remove non-numeric
        prefixes and
        % suffixes.

```

```

        regexstr = '(<prefix>.*?)(?<numbers>([-\
]*(\d+[\,\,]*)+[\.\,]{0,1}\d*[eEdD]{0,1}[-+]*\d*[i]{0,1})|([-\
]*(\d+[\,\,]*)*[\.\,]{1,1}\d+[eEdD]{0,1}[-+]*\d*[i]{0,1}))(<suffix>.*)';
        try
            result = regexp(rawData{row}, regexstr, 'names');
            numbers = result.numbers;

            % Detected commas in non-thousand locations.
            invalidThousandsSeparator = false;
            if any(numbers=='\,');
                thousandsRegExp = '^\\d+?(\\,\\d{3})*\\.\\{0,1\\}\\d*$';
                if isempty(regexp(thousandsRegExp, '\\,', 'once'));
                    numbers = NaN;
                    invalidThousandsSeparator = true;
                end
            end
            % Convert numeric strings to numbers.
            if ~invalidThousandsSeparator;
                numbers = textscan(strrep(numbers, '\\,', '\\'), '%f');
                numericData(row, col) = numbers{1};
                raw{row, col} = numbers{1};
            end
        catch me
        end
    end
end

%% Replace non-numeric cells with NaN
R = cellfun(@(x) ~isnumeric(x) && ~islogical(x), raw); % Find non-numeric
cells
raw(R) = {NaN}; % Replace non-numeric cells

%% Create output variable
M = cell2mat(raw);
%% Clear temporary variables
clearvars filename delimiter endRow formatSpec fileID dataArray ans raw col
numericData rawData row regexstr result numbers invalidThousandsSeparator
thousandsRegExp me R;

%% Module electrical parameter parser
dlmwrite('myfile.txt', M, 'delimiter', '\t');
ModTemp=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B12..B12');
ModTempCorr=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B13..B13');
VocMax=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B15..B15');
IscMax=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B16..B16');
Rserie=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B17..B17');
Rshunt=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B18..B18');
Ppmax=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B19..B19');
Vpmax=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B20..B20');
Ipmax=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B21..B21');
FF=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B22..B22');
Voc=dlmread('myfile.txt', '\t', 'A82..A4128');
Isc=dlmread('myfile.txt', '\t', 'B82..B4128');
Pvector=Voc.*Isc;

%% Curva Voc versus Isc
figure(1);
grid on;

```

```

title('Isc versus Voc de 412 módulos FV');
ylabel('Isc (A)');
xlabel('Voc (V)');
axis([0,40,0,10]);
plot(Voc,Isc);
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
hold on;

%% Curva Pmpp versus Voc
figure(2);
grid on;
title('Voc versus Pot de 412 módulos FV');
ylabel('P (W)');
xlabel('Voc (V)');
axis([0,40,0,250])
plot(Voc,Pvector, 'g');
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
hold on;

%% Curva Isc, Voc, (Voc Pvector)
figure(3)
[AVoc,Isc,Voc] = plotyy(Voc,Isc,Voc,Pvector);
title('Voc versus Isc Versus Pot. - Curva Isc, Voc, Voc Pvector');
xlabel('Voc (V)');
ylabel(AVoc(1), 'Isc (A)');
ylabel(AVoc(2), 'P(W)', 'FontSize', 18);
set(AVoc(1), 'XLim', [0 40]);
set(AVoc(2), 'XLim', [0 40]);
set(AVoc(1), 'YLim', [0 10]);
set(AVoc(2), 'YLim', [0 250]);
set(AVoc(1), 'YTick', 0:1:10)
set(AVoc(2), 'YTick', 0:50:250, 'FontSize', 18)
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
hold on;

%% Curva Isc x Voc com ID de cada módulo no Impp e Vmpp
figure(4);
grid on;
title('Curva Isc x Voc com ID de cada módulo no Impp e Vmpp');
ylabel('Isc (A)');
xlabel('Voc (V)');
axis([0,40,0,10]);
plot(Voc,Isc);
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(Vpmax,Ipmax,'red','filled');
text(Vpmax,Ipmax, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
hold on;

%% Curva P versus Voc com ID de cada módulo no Impp e Vmpp
figure(5);
grid on;
title('Voc versus Pot de 412 módulos FV');
ylabel('P (W)');

```

```

xlabel('Voc (V)');
axis([0,40,0,250])
plot(Voc,Pvector,'g');
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(Vpmax,Ppmax,'red','filled');
text(Vpmax,Ppmax, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
hold on;

%% Dispersão Pmpp versus Voc
figure(5);
grid on;
title('Voc versus Pot de 412 módulos FV');
ylabel('Pmpp (W)');
xlabel('Voc (V)');
axis([0,40,0,250])
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(Vpmax,Ppmax,'red','filled');
text(Vpmax,Ppmax, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
hold on;

%% Dispersão Vmpp versus Impp
figure(6);
grid on;
title('Gráfico de dispersão Impp versus Vpmax de 412 módulos');
ylabel('Impp (A)');
xlabel('Vmpp (V)');
axis([0,40,0,10]);
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(Vpmax,Ipmax,'red','filled');
text(Vpmax,Ipmax, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
hold on;

%% Dispersão VocMax versus IscMax
figure(7);
grid on;
title('Gráfico de dispersão IscMax versus VocMax de 412 módulos');
ylabel('IscMax (A)');
xlabel('VocMax (V)');
axis([0,40,0,10]);
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(VocMax,IscMax,'red','filled');
text(VocMax,IscMax, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)
hold on;

%% Dispersão Rserie versus Pot.
figure(5);
grid on;
title('Distribuição estatística Rsérie versus Pot de 412 módulos');
ylabel('Rserie (ohms)');

```

```

xlabel('Pmpp (W)');
axis([0,40,0,10]);
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(Ppmax,Rserie,'red','filled');
text(Ppmax,Rserie, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
hold on;

%% Dispersão Rshunt versus Pot.
figure(6);
grid on;
title('Distribuição Rshunt versus Pot de 412 módulos');
ylabel('Rshunt (ohms)');
xlabel('Pmpp (W)');
axis([0,40,0,10]);
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(Ppmax,Rshunt,'red','filled');
text(Ppmax,Rshunt, labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
hold on;

%% Curva ModTemp versus Pmpp
figure(9);
grid on;
title('Temp versus Pmpp de 412 módulos');
ylabel('Pot (W)');
xlabel('Temp (C)');
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(ModTemp,Ppmax,'red','filled');
text(ModTemp,Ppmax,labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
hold on;

%% Curva ModTemp versus Impp
figure(10);
grid on;
title('Temp versus Impp de 412 módulos');
ylabel('Impp (W)');
xlabel('Temp (C)');
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(ModTemp,Ipmax,'red','filled');
text(ModTemp,Ipmax,labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
hold on;

%% Curva ModTemp versus Vmpp
figure(11);
grid on;
title('Temp versus Vmpp de 412 módulos');
ylabel('Vmpp (W)');
xlabel('Temp (C)');
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(ModTemp,Vpmax,'red','filled');
text(ModTemp,Vpmax,labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
hold on;

%% Curva ModTempCorr versus Pmpp
figure(12);
grid on;

```

```

title('Temp versus Pot de 412 módulos');
ylabel('Pot (W)');
xlabel('TempCorrected (C)');
labels = cellstr(num2str(ID));
scatter(ModTempCorr,Ppmax,'red','filled');
text(ModTempCorr,Ppmax,labels,
'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right')
hold on;

%% Arquivos dos dos parâmetros elétricos para análise estatística

fileID = fopen('histograma.txt','a');

fprintf(fileID,'%8.0f\t%8.2f\t%8.3f\t%8.3f\t%8.3f\t%8.3f\t%8.3f\t%8.3f\n',I
D,ModTemp,ModTempCorr,VocMax,Rserie,Rshunt,Vpmax,FF);
fclose(fileID);

fileID = fopen('ID_Ppmax.txt','a');
fprintf(fileID,'%8.0f\t%d\n',ID,round(Ppmax));
fclose(fileID);

fileID = fopen('ID_Isc.txt','a');
fprintf(fileID,'%8.0f\t%8.6f\n',ID,IscMax);
fclose(fileID);

fileID = fopen('ID_Imppt.txt','a');
fprintf(fileID,'%8.0f\t%8.6f\n',ID,Ipmax);
fclose(fileID);

fileID = fopen('ID_Imppt_Ppmax_Vpmax.txt','a');

fprintf(fileID,'%8.0f\t%d\t%8.6f\t%8.6f\n',ID,round(Ppmax),Ipmax,Vpmax);
fclose(fileID);

a = fgetl(fid);
end

%% Dados para histograma
data=load('histograma.txt');

%% IscMax análises
IDisc=load('ID_Isc.txt');
MediaIDisc=mean(IDisc);
DpIDisc=std(IDisc);
IDiscAscente=sortrows(IDisc,2);
columnIsc = IDiscAscente(:,2);
f13=figure;
columnIsc1=axes('Parent',f13);
[counts,centers] = hist(columnIsc,3);
bar(centers,count);
h=bar(centers,count);
ybuff=2;
for i=1:length(h)
    XDATA=get(get(h(i),'Children'),'XData');
    YDATA=get(get(h(i),'Children'),'YData');
    for j=1:size(XDATA,2)
        x=XDATA(1,j)+(XDATA(3,j)-XDATA(1,j))/2;
        y=YDATA(2,j)+ybuff;
    end
end

```

```

t=num2str(YDATA(2,j),3);

text(x,y,t,'Color','k','HorizontalAlignment','left','Rotation',0,'FontSize'
,16,'FontWeight','bold')
end
end
columnIsc2=axes('Parent',f13);
cdfplot(columnIsc);
h=cdfplot(columnIsc);
set(h,'color','r');
grid on
set(columnIsc2,'Color','none')
set(columnIsc2,'YAxisLocation','right');
ylabel(columnIsc1,'Frequência absoluta','FontSize',18)
ylabel(columnIsc2,'Frequência cumulativa','FontSize',18);
xlabel('Isc (A)','FontSize',18);
legend(columnIsc2,'Frequência cumulativa')
legend(columnIsc1,'Frequência');
set(columnIsc2,'FontSize',18);
set(columnIsc1,'FontSize',18);
legend1 = legend(columnIsc1,'show');
set(legend1,'YColor',[1 1 1],'XColor',[1 1 1],...
'Position',[0.1415798611111106 0.853551097268236 0.0932291666666667
0.0432409739714526]);
legend1 = legend(columnIsc2,'show');
set(legend1,'YColor',[1 1 1],'XColor',[1 1 1],...
'Position',[0.1407986111111111 0.804785894206549 0.1708333333333333
0.0432409739714526]),...
'Color',[1 1 1]);

figure(15)
normplot(columnIsc)
xlabel('Isc (A)','FontSize',18);
ylabel('Probabilidade','FontSize',18);
set(gca,'FontName','Arial');
set(gca,'FontSize',18);

%% Impp análises
IDImpp=load('ID_Impp.txt');
MediaIDImpp=mean(IDImpp);
DpIDImpp=std(IDImpp);
IDImppAscente=sortrows(IDImpp,2);
columnImpp = IDImppAscente(:,2);
f16=figure;
columnImpp1=axes('Parent',f16);
[counts,centers] = hist(columnImpp,3);
bar(centers,count);
h=bar(centers,count);
ybuff=2;
for i=1:length(h)
    XDATA=get(get(h(i),'Children'),'XData');
    YDATA=get(get(h(i),'Children'),'YData');
    for j=1:size(XDATA,2)
        x=XDATA(1,j)+(XDATA(3,j)-XDATA(1,j))/2;
        y=YDATA(2,j)+ybuff;
        t=num2str(YDATA(2,j),3);

text(x,y,t,'Color','k','HorizontalAlignment','left','Rotation',0,'FontSize'
,16,'FontWeight','bold')
end

```

```

end
columnImp2=axes('Parent',f16);
cdfplot(columnImp);
c=cdfplot(columnImp);
set(c,'color','r');
grid on
set(columnImp2,'Color','none')
set(columnImp2,'YAxisLocation','right')
ylabel(columnImp1,'Frequência absoluta','FontSize',18)
ylabel(columnImp2,'Frequência cumulativa','FontSize',18);
xlabel('Imp (A)','FontSize',18);
legend(columnImp2,'Frequência cumulativa')
legend(columnImp1,'Frequência');
set(columnImp2,'FontSize',18);
set(columnImp1,'FontSize',18);
legend1 = legend(columnImp1,'show');
set(legend1,'YColor',[1 1 1],'XColor',[1 1 1],...
    'Position',[0.141579861111106 0.853551097268236 0.0932291666666667
0.0432409739714526]);
legend1 = legend(columnImp2,'show');
set(legend1,'YColor',[1 1 1],'XColor',[1 1 1],...
    'Position',[0.140798611111111 0.804785894206549 0.170833333333333
0.0432409739714526],...
    'Color',[1 1 1]);

figure(18)
normplot(columnImp)
xlabel('Imp (A)','FontSize',18);
ylabel('Probabilidade','FontSize',18)
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)

%% Pmpp análises
IDPpmax=load('ID_Ppmax.txt');
MediaIDPpmax=mean(IDPpmax);
DpIDPpmax=std(IDPpmax);
IDPpmaxAscending=sortrows(IDPpmax,2);
columnPpmax = IDPpmaxAscending(:,2);
f19=figure;
columnPpmax1=axes('Parent',f19);
[counts,centers] = hist(columnPpmax);
bar(centers,counts);
h=bar(centers,counts);
ybuff=2;
for i=1:length(h)
    XDATA=get(get(h(i),'Children'),'XData');
    YDATA=get(get(h(i),'Children'),'YData');
    for j=1:size(XDATA,2)
        x=XDATA(1,j)+(XDATA(3,j)-XDATA(1,j))/2;
        y=YDATA(2,j)+ybuff;
        t=num2str(YDATA(2,j),3);
        text(x,y,t,'Color','k','HorizontalAlignment','left','Rotation',0,'FontSize'
,16,'FontWeight','bold')
    end
end
columnPpmax2=axes('Parent',f19);
cdfplot(columnPpmax);
c=cdfplot(columnPpmax);
set(c,'color','r');
grid on;

```



```

set(columnPpmax2, 'Color', 'none');
set(columnPpmax2, 'YAxisLocation', 'right');
ylabel(columnPpmax1, 'Frequência absoluta', 'FontSize', 18);
ylabel(columnPpmax2, 'Frequência cumulativa', 'FontSize', 18);
xlabel('Pmpp (Wp)');
legend(columnPpmax2, 'Frequência cumulativa')
legend(columnPpmax1, 'Frequência');
xlabel('Pmpp (A)', 'FontSize', 18);
ylabel('Frequência cumulativa', 'FontSize', 18)
set(columnPpmax2, 'FontSize', 18);
set(columnPpmax1, 'FontSize', 18);
legend1 = legend(columnPpmax1, 'show');
set(legend1, 'YColor', [1 1 1], 'XColor', [1 1 1], ...
    'Position', [0.1415798611111106 0.853551097268236 0.0932291666666667
0.0432409739714526]);
legend1 = legend(columnPpmax2, 'show');
set(legend1, 'YColor', [1 1 1], 'XColor', [1 1 1], ...
    'Position', [0.1407986111111111 0.804785894206549 0.1708333333333333
0.0432409739714526], ...
    'Color', [1 1 1]);

figure(21)
normplot(columnPpmax)
xlabel('Pmpp (Wp)', 'FontSize', 18);
ylabel('Probabilidade', 'FontSize', 18)
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)

%% Localização Módulos em função da Irradiação média diária
Irrad=load('IrradAnual.txt'); %% From Ecotect Analysis to Matlab Matrix
IrradDesc=sortrows(Irrad,-2); % Organiza da irradi maior para menor;
columnIrradDes = IrradDesc(:,2); % Coluna de Irradiação
IdImpppPmppVmpp=load('ID_Imppp_Ppmax_Vpmax.txt');
IdImpppPmppVmppDescending = sortrows(IdImpppPmppVmpp,-2);
ConcatenaIrradPmppImpppVmpp=[IrradDesc IdImpppPmppVmppDescending];
ConcatenaIrradPmppImpppVmppAscendent =
sortrows(ConcatenaIrradPmppImpppVmpp,1);
Mapa=transpose(ConcatenaIrradPmppImpppVmppAscendent);

%% Irrad análises
f22=figure;
columnIrradDes1=axes('Parent',f22);
[counts,centers] = hist(columnIrradDes);
bar(centers,counts);
h=bar(centers,counts);
ybuff=2;
for i=1:length(h)
    XDATA=get(get(h(i), 'Children'), 'XData');
    YDATA=get(get(h(i), 'Children'), 'YData');
    for j=1:size(XDATA,2)
        x=XDATA(1,j)+(XDATA(3,j)-XDATA(1,j))/2;
        y=YDATA(2,j)+ybuff;
        t=num2str(YDATA(2,j),3);
        text(x,y,t, 'Color','k', 'HorizontalAlignment','left', 'Rotation',0, 'FontSize'
,16, 'FontWeight','bold')
    end
end
columnIrradDes2=axes('Parent',f22);
cdfplot(columnIrradDes);
c=cdfplot(columnIrradDes);

```

```

set(c, 'color', 'r');
grid on;
set(columnIrradDes2, 'Color', 'none');
set(columnIrradDes2, 'YAxisLocation', 'right');
ylabel(columnIrradDes1, 'Frequência absoluta', 'FontSize', 18);
ylabel(columnIrradDes2, 'Frequência cumulativa', 'FontSize', 18);
xlabel('Pmpp (Wp)');
legend(columnIrradDes2, 'Probabilidade cumulativa')
legend(columnIrradDes1, 'Frequência');
xlabel('Pmpp (A)', 'FontSize', 18);
ylabel('Probabilidade', 'FontSize', 18)
set(columnIrradDes2, 'FontSize', 18);
set(columnIrradDes1, 'FontSize', 18);
legend1 = legend(columnIrradDes1, 'show');
set(legend1, 'YColor', [1 1 1], 'XColor', [1 1 1], ...
    'Position', [0.1415798611111106 0.853551097268236 0.0932291666666667
0.0432409739714526]);
legend1 = legend(columnIrradDes2, 'show');
set(legend1, 'YColor', [1 1 1], 'XColor', [1 1 1], ...
    'Position', [0.1407986111111111 0.804785894206549 0.1708333333333333
0.0432409739714526], ...
    'Color', [1 1 1]);

figure(23)
normplot(columnIrradDes)
xlabel('Irrad (Wh/m2/dia)', 'FontSize', 18);
ylabel('Probabilidade', 'FontSize', 18)
set(gca, 'FontName', 'Arial')
set(gca, 'FontSize', 18)

%%
fclose(fid);
disp('Leitura do banco de FlashTest finalizada')

```