

ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS  
DOUTORADO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

TAILA CRISTIANE POLICARPI

**REDUÇÃO DA POTÊNCIA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: ANÁLISE DOS  
PARÂMETROS ELÉTRICOS INICIAIS E DA DEGRADAÇÃO NOS PRIMEIROS ANOS EM  
CONDIÇÕES EXTERNAS**

Porto Alegre  
2024

PÓS-GRADUAÇÃO - *STRICTO SENSU*



Pontifícia Universidade Católica  
do Rio Grande do Sul



**REDUÇÃO DA POTÊNCIA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:  
ANÁLISE DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS INICIAIS E DA  
DEGRADAÇÃO NOS PRIMEIROS ANOS EM CONDIÇÕES  
EXTERNAS**

**TAILA CRISTIANE POLICARPI**

LICENCIADA EM FÍSICA

MESTRA EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**TESE PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTORA EM ENGENHARIA E  
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

**Porto Alegre**

**Março, 2024**



**REDUÇÃO DA POTÊNCIA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:  
ANÁLISE DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS INICIAIS E DA  
DEGRADAÇÃO NOS PRIMEIROS ANOS EM CONDIÇÕES  
EXTERNAS**

**TAILA CRISTIANE POLICARPI**

LICENCIADA EM FÍSICA

MESTRA EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

ORIENTADOR: Prof. Dr. Adriano Moehlecke

COORIENTADORA: Profa. Dra. Izete Zanescó

Tese realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutora em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

*Trabalho vinculado aos projetos de P&D “Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais”, Convênio n° 4500040746 e “Células solares tipo n-PERC com regiões p+ obtidas por difusão com radiação laser”, CNPq 306916/2017 e CNPq 440044/2019-7.*

**Porto Alegre**

**Março, 2024**

## Ficha Catalográfica

P766r Policarpi, Taila Cristiane

Redução da Potência em Módulos Fotovoltaicos - Análise dos Parâmetros Elétricos Iniciais e da Degradação nos Primeiros Anos em Condições Externas / Taila Cristiane Policarpi. – 2024.

184 p.

Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PUCRS.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Moehlecke.

Coorientadora: Profa. Dra. Izete Zanesco.

I. Módulos Fotovoltaicos. I. Moehlecke, Adriano. II. Zanesco, Izete. III. . . IV. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da PUCRS com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bibliotecária responsável: Clarissa Jesinska Selbach CRB-10/2051



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul  
ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**Redução da Potência em Módulos Fotovoltaicos: Análise dos Parâmetros Elétricos Iniciais e da Degradação nos Primeiros Anos em Condições Externas**

**CANDIDATA: TAILA CRISTIANE POLICARPI**

Esta Tese de Doutorado foi julgada para obtenção do título de DOUTOR EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

DR. ADRIANO MOEHLECKE - ORIENTADOR

DRA. IZETE ZANESCO - COORIENTADORA

**BANCA EXAMINADORA**

DR. ARNO KRENZINGER - DA ESCOLA DE ENGENHARIA - UFRGS

DR. ROBERTO ZILLES - INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA - USP

DR. CARLOS ALEXANDRE DOS SANTOS - PGETEMA - PUCRS

PUCRS

Campus Central  
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 32 - Sala 507 - CEP: 90619-900  
Telefone: (51) 3353.4069 - Fax: (51) 3320.3625  
E-mail: engenharia.pg.materiais@pucrs.br  
www.pucrs.br/politecnica

*“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes” (Marthin Luther King).*

À minha querida filha Letícia, que compreendeu e aceitou a minha  
ausência com amor e paciência, sempre me dando forças com sua  
pureza de coração.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, fonte de inspiração e amor ao conhecimento.

Ao meu irmão, por seu carinho, incentivo e confiança que sempre depositou em mim.

A todos os queridos amigos da equipe do NT-Solar, Moussa, Bruno, Mario e Gabriel, agradeço profundamente por estarem sempre disponíveis para ajudar e pelo espírito colaborativo que tornou esse processo melhor. Em especial, agradeço ao João Victor por sua amizade e pelo tratamento de dados, o qual foi fundamental para a elaboração da tese e ao Lucas por seu apoio e força nos momentos de dúvidas.

A toda equipe do projeto Itaipu “Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais”, pelo acompanhamento da instalação dos sistemas fotovoltaicos bem como da caracterização dos módulos fotovoltaicos.

Ao meu orientador Prof. Adriano e à minha co-orientadora Profa. Izete pelo apoio, compreensão, incentivo e disponibilidade na orientação.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, (CAPES) e ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (CNPq) pela concessão das bolsas de estudos, no âmbito do projeto de P&D.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS .....</b>	<b>31</b>
1.1. Justificativas .....	31
1.2. Objetivos .....	33
<b>2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>35</b>
2.1. Células solares de silício mono e multicristalino .....	35
2.1.1. Silício cristalino .....	35
2.1.2. Estruturas e processos de fabricação de células solares .....	38
2.2. Módulos fotovoltaicos fabricados com células solares de silício mono e multicristalino .....	45
2.3. Processo de produção de módulos fotovoltaicos .....	48
<b>3. DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MONO E MULTICRISTALINO .....</b>	<b>51</b>
3.1. Degradação e defeitos de módulos fotovoltaicos .....	51
3.1.1. Encapsulante .....	59
3.1.2. Fissuras e quebras de módulos .....	67
3.1.3. Pontos quentes .....	69
3.1.4. Degradação induzida por potencial .....	70
3.1.5. Defeito na caixa de junção .....	72
3.1.6. Trilhas de caracol .....	73
3.2. Influência das condições climáticas na taxa de degradação de módulos fotovoltaicos .....	74
3.3. Degradação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos .....	80
3.4. Expectativa de vida útil dos módulos fotovoltaicos .....	84
3.5. Análise da distribuição estatística dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos após fabricação .....	87
3.6. Análise do desempenho global corrigido pela temperatura e taxa de degradação .....	96
<b>4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM PROPRIEDADES RURAIS ..</b>	<b>101</b>
4.1. Sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais no Brasil .....	101

<b>4.2. Sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais no oeste do Paraná .....</b>	<b>103</b>
4.2.1. Sistema fotovoltaico instalado em Medianeira .....	104
4.2.2. Sistema fotovoltaico instalado em Cafelândia .....	105
4.2.3. Sistema fotovoltaico instalado em Assis Chateaubriand .....	107
<b>5. METODOLOGIA .....</b>	<b>108</b>
<b>5.1. Metodologia adotada para a análise da redução de potência dos módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>108</b>
<b>5.2. Caracterização de módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>108</b>
5.2.1. Análise visual.....	108
5.2.2. Caracterização elétrica.....	109
<b>5.3. Análise estatística de distribuição de parâmetros elétricos de módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>112</b>
<b>5.4. Análise de degradação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>114</b>
<b>5.5. Análise de sujidade .....</b>	<b>115</b>
<b>5.6. Análise da degradação pelo desempenho global .....</b>	<b>116</b>
5.6.1. Sistema de monitoramento.....	116
5.6.2. Temperatura efetiva nos módulos fotovoltaicos .....	116
5.6.3. Desempenho global e produtividade .....	117
5.6.4. Estimativa da degradação pelo desempenho global .....	118
<b>6. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>120</b>
<b>6.1. Identificação de defeitos .....</b>	<b>120</b>
<b>6.2. Comparação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>123</b>
6.2.1. Sistema fotovoltaico com módulos de 270 Wp com células solares de silício multicristalino .....	123
6.2.2. Sistema fotovoltaico com módulos de 325 Wp com células de silício multicristalino .....	125
6.2.3. Sistema fotovoltaico com módulos de 340 Wp com células de silício monocristalino .....	128
<b>6.3. Análise estatística da distribuição de parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>130</b>
<b>6.4. Análise da degradação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>138</b>

<b>6.5. Análise da influência da sujidade na redução da potência dos módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>151</b>
<b>6.6. Análise da degradação dos sistemas fotovoltaicos .....</b>	<b>155</b>
6.6.1. Análise e comparação dos sistemas fotovoltaicos por meio dos índices de mérito .....	155
6.6.2. Análise da degradação pelo desempenho global .....	156
<b>7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE .....</b>	<b>162</b>
<b>8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS REVISAR .....</b>	<b>165</b>
<b>9. ANEXO I .....</b>	<b>176</b>
<b>10. ANEXO II .....</b>	<b>182</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Esquema representativo resumido das etapas da produção de silício, da extração até a formação de silício ultrapuro (MOEHLECKE; ZANESCO, 2021).....	35
Figura 2.2. Produção de silício monocristalino (Moehlecke; Zanesco, 2021).....	37
Figura 2.3. Representação do crescimento do lingote de silício monocristalino pela técnica Cz (Swart, 2003).....	37
Figura 2.4. Produção de silício multicristalino (Luque; Hegedus, 2011).....	38
Figura 2.5. Distribuição de grãos com múltiplas orientações cristalográficas em lâmina de silício multicristalino (Bentzen; Holt, 2009).....	38
Figura 2.6. Processo básico industrial para fabricação de células solares n <sup>+</sup> pp <sup>+</sup> . Adaptado.....	42
Figura 2.7. No ponto de potência máxima, a principal perda de potência por recombinação ocorre na interface posterior de metal/semicondutor (49%), enquanto a base tipo p contribui com 26% e o emissor frontal dopado com fósforo (incluindo sua superfície) contribui com 24%. Adaptado. (Battaglia; Cuevas; Wolf, 2016).....	43
Figura 2.8. Esquema de uma célula solar PERC com metalização posterior de Al. Adaptado. (Liu, <i>et al.</i> , 2018).....	44
Figura 2.9. Número de módulos fotovoltaicos com células solares de silício monocristalino em função da (a) potência máxima, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) eficiência (Araújo <i>et al.</i> , 2018 <sup>a</sup> ). .....	46
Figura 2.10. Número de módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino em função da (a) potência máxima, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) eficiência (Araújo <i>et al.</i> , 2018 <sup>a</sup> ). .....	47
Figura 2.11. Eficiência em função da potência para módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício (a) monocristalino e (b) multicristalino (Araújo <i>et al.</i> , 2018 <sup>a</sup> ).....	48
Figura 2.12. a) Fluxo do processo (superior) e b) produto acabado (inferior) para montagem do módulo de silício monocristalino padrão de 60 células solares. Adaptado (Woodhouse <i>et al.</i> , 2019). ....	49

Figura 3.1. Distribuição da presença de defeitos ao longo dos anos de operação do sistema fotovoltaico: (a) indica a frequência de todos os defeitos e tipo de defeitos; (b) indica a frequência e os tipos de defeitos que ocasionaram redução de potência. Adaptado. (KÖNTGES <i>et al</i> , 2017).	52
Figura 3.2. Taxa de defeitos em %/ano (eixo esquerdo) e defeito no tempo (eixo direito) de módulos e sistemas fotovoltaicos durante os últimos 35 anos, cores codificadas pelo clima e símbolos codificados pela configuração de montagem. O defeito no tempo é uma métrica de confiabilidade que informa o número de defeitos em 1 bilhão de horas operacionais. Adaptado de JORDAN <i>et al.</i> , 2017	53
Figura 3.3. Composição de um módulo fotovoltaico padrão. Adaptada de OMAZIC <i>et al.</i> , 2018.	57
Figura 3.4. Histograma das taxas de degradação relatadas para a) todas as taxas de degradação, b) apenas para Si e (c) apenas para tecnologias de filme fino. Mediana, média e o número de taxas de degradação relatadas são indicados. Além disso, o Si e o filme fino são codificados por cores e por data de instalação em pré-2000 e pós-2000. Adaptado de Jordan; Kurtz, 2013.	58
Figura 3.5. Níveis de escurecimento concêntrico sobre uma célula solar (Lillo-Sánchez <i>et al.</i> , 2021).	61
Figura 3.6. Níveis de descoloração não simétricos em células solares localizadas no perímetro do módulo FV (caixa vermelha) (Lillo-Sánchez <i>et al.</i> , 2021).	62
Figura 3.7. Módulo com delaminação na borda (Kaplanis <i>et al.</i> , 2011).	63
Figura 3.8. Módulo com delaminação devido à perda de adesão do EVA (Kim <i>et al.</i> , 2021).	63
Figura 3.9. Padrão leitoso na proximidade das fitas de interconexão (a) e no perímetro de descoloração da célula (b) (Lillo-Sánchez <i>et al.</i> , 2021).	64
Figura 3.10. Esquema representativo do mecanismo de corrosão em células solares de silício. H <sub>2</sub> O e O <sub>2</sub> entram pelas bordas da parte posterior ou da moldura de alumínio e penetram no encapsulante causando corrosão e formando hidrogênio. As bolhas de hidrogênio podem crescer aumentando a delaminação (Kim <i>et al.</i> , 2021).	65
Figura 3.11. Módulo fotovoltaico com degradação por umidade próxima da moldura. Adaptado. (Yousuf <i>et al.</i> , 2021).	65
Figura 3.12. Esquema representativo das etapas de corrosão nos lados frontal e posterior de uma célula solar. Adaptado. (Kim <i>et al.</i> , 2021).	65

Figura 3.13. Módulo fotovoltaico com bolhas na face frontal e posterior (Munoz <i>et al.</i> , 2011).	67
Figura 3.14. Módulo fotovoltaico com muitas bolhas (Kim <i>et al.</i> , 2021).	67
Figura 3.15. (a) Módulo fotovoltaico com vidro quebrado e (b) célula solar deteriorada por operar em alta temperatura (Kim <i>et al.</i> , 2021).	67
Figura 3.16. Células solares trincadas nas fitas de conexão (Lillo-Sánchez <i>et al.</i> , 2021).	68
Figura 3.17. Módulo FV com ponto quente (Yousuf <i>et al.</i> , 2021).	69
Figura 3.18. Dois módulos FVs com pontos quentes, sendo que no segundo a célula solar foi destruída (Kim <i>et al.</i> , 2021).	69
Figura 3.19. Diagrama esquemático simplificado de um sistema fotovoltaico com um potencial flutuante. Os módulos estão conectados em série, representados pelas linhas sólidas na cor laranja, enquanto as molduras estão aterradas. São mostrados apenas cinco módulos, mas mais módulos estão conectados em série. A diferença de potencial entre a célula e a moldura do módulo no meio é zero e aumenta em magnitude em direção às extremidades do painel. A diferença de potencial máxima pode exceder centenas de volts (Luo <i>et al.</i> , 2017).	70
Figura 3.20. Seção transversal de um módulo FV convencional de Si-c construído com vidro-encapsulante-célula-encapsulante-filme posterior e modelagem das possíveis vias de corrente de fuga. As células solares têm polarização negativa, enquanto a estrutura do módulo está aterrada. A seta representa a direção das correntes de fuga. Íons positivos, como íons de sódio (Na <sup>+</sup> ), migram para a célula quando as mesmas estão sob potencial negativo. Adaptado de	71
Figura 3.21. Caixas de junção deterioradas por defeitos no funcionamento (Kim <i>et al.</i> , 2021).	73
Figura 3.22. Defeitos da caixa de junção: Condutor degradado (a) e caixa de junção quebrada (b) (Lillo-Sánchez <i>et al.</i> , 2021).	73
Figura 3.23 Trilhas de caracol observadas nas: (a) bordas e (b) nas regiões afastadas das bordas das células solares (Ferronato, 2022).	74
Figura 3.24. Modos de degradação mais significativos para (a) todos os anos e (b) sistemas instalados nos últimos 10 anos. As colunas são codificadas por cores de acordo com a gravidade. Adaptado (Jordan <i>et al.</i> , 2017).	78

Figura 3.25. Delaminação do encapsulante: (a) na interface encapsulante-silício e geralmente começa a aparecer ao longo do barramento da célula; (b) na interface vidro-encapsulante e (c) dependendo da duração e gravidade da exposição no campo, a delaminação pode ser acompanhada pela descoloração das trilhas metálicas (Jordan <i>et al.</i> , 2017).....	78
Figura 3.26. Distribuição dos dados coletados nas principais zonas climáticas. Adaptada.....	79
Figura 3.27. Taxas de degradação para módulos fotovoltaicos com células solares de silício mono e multicristalino. Cada módulo é representado por um símbolo diferente. Si-mono estão em vermelho enquanto os módulos Si-Mc estão em azul. Um valor negativo implica diminuição do desempenho com o tempo. Adaptada (Smith; Jordan; Kurtz, 2012). .....	82
Figura 3.28. Dispersão dos parâmetros elétricos antes da instalação: (a) potência máxima, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) fator de forma (Fonseca et al., 2020). .....	83
Figura 3.29. Dispersão dos parâmetros elétricos após 15 anos de operação: (a) potência nominal, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) fator de forma (Fonseca et al., 2020).....	84
Figura 3.30. Modos de degradação de módulos fotovoltaicos de silício nos últimos 10 anos .....	85
Figura 3.31. Representação conceitual do TA de módulos fotovoltaicos. Adaptada.	86
Figura 3.32. Sequência de teste IEC 61215 do programa de teste de qualificação de módulos FV. Adaptado (Kim <i>et al.</i> , 2021).....	86
Figura 3.33. Histogramas de frequência de FF para módulos M 40 L (a) e M 75 L (b) ajustados com a função distribuição normal. Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991). .....	89
Figura 3.34. Histogramas de frequência de $V_{oc}$ para módulos M 40 L (a) e M75 L (b) ajustados com a função distribuição normal. Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991). .....	89
Figura 3.35. Histogramas de frequência de $I_{sc}$ para módulos M 40 L (a) e M 75 L ajustados com a função distribuição normal. Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991). .....	90
Figura 3.36. Histogramas de frequência de $I_{sc}$ para módulos M 40 L (a) e M 75 L que melhor se encaixam com a função distribuição <i>Weibull</i> . Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991). .....	90

Figura 3.37. Histogramas de frequências para (a) $P_{MP}$ com curva normalizada e função de densidade de probabilidade (PDF - <i>probability density functions</i> ) normal e (b) $I_{MP}$ com PDF <i>Weibull</i> normalizado. Adaptado de Gasparin <i>et al.</i> , 2016.....	91
Figura 3.38. Histogramas de frequências para (a) $I_{SC}$ com PDF <i>Weibull</i> normalizado e (b) $V_{MP}$ com rebarba normalizada e PDF normal. Adaptado de Gasparin <i>et al.</i> , 2016.....	92
Figura 3.39. Histogramas de frequências para (a) $V_{OC}$ com rebarba normalizada e PDF normal e (b) FF com <i>Weibull</i> , <i>Burr</i> e PDF normal. Adaptado de Gasparin <i>et al.</i> , 2016.....	92
Figura 3.40. Histograma e funções de densidade de probabilidade para (a) $V_{OC}$ e (b) $V_{MP}$ . A linha azul é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde com a distribuição usada em trabalhos anteriores (Moehlecke <i>et al.</i> , 2020).....	94
Figura 3.41. Histograma e funções de densidade de probabilidade para (a) $I_{SC}$ e (b) $I_{MP}$ .....	94
Figura 3.42. Histograma e funções de densidade de probabilidade para FF (Moehlecke <i>et al.</i> , 2020). .....	94
Figura 3.43. Histograma e funções de densidade de probabilidade para a ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos (Moehlecke <i>et al.</i> , 2020)...	95
Figura 3.44. Histograma e funções de densidade de probabilidade para a eficiência (a) dos módulos fotovoltaicos e das (b) células solares. A distribuição <i>Dagum</i> é a que apresentou o melhor resultado no teste de <i>Kolmogorov-Smirnov</i> ; <i>Log-Pearson</i> é a função mais bem ajustada para o histograma de $P_{MP}$ e <i>Burr</i> foi a utilizada por Gasparin e colaboradores (2016). .....	95
Figura 3.45. (a) Média mensal do desempenho global (PR) e (b) média mensal de PR corrigida para 25 °C dos arranjos fotovoltaicos. Adaptado de Ishii e Masuda, 2017.....	98
Figura 3.46. Valores médios anuais de PR corrigido para 25°C dos arranjos fotovoltaicos (método B). Adaptado de Ishii e Masuda, 2017.....	98
Figura 3.47. potência média em ambientes internos (W) dos módulos fotovoltaicos, que foram determinadas por meio de medições utilizando um simulador solar do tipo pulso, seguidas pela normalização com a potência nominal especificada pelos fabricantes. As setas amarelas (E-1B) e azul-claras (E-2B) indicam a degradação inicial induzida pela luz, que ocorre imediatamente após a exposição à luz solar (método C). Adaptado de Ishii e Masuda, 2017.....	99

Figura 3.48. PR mensais corrigidos pela temperatura: (a): Si-a, (b): Si-Mc e (c): Si-mono ao longo de seis anos operando ao ar livre na região montanhosa. Adaptado de Ameur <i>et al.</i> , 2022.....	100
Figura 4.1. Evolução do uso de energia no setor agropecuário (TOLEDO <i>et al.</i> , 2022) .....	101
Figura 4.2. Evolução da potência elétrica total e no meio rural instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída e percentual da potência no meio rural nos três estados brasileiros com maior número de instalações (Toledo <i>et al.</i> , 2022). .....	102
Figura 4.3. (a) Propriedade rural com ligação do gerador fotovoltaico ao <i>string-box</i> + inversor no sistema, (b) detalhe dos módulos fotovoltaicos sobre o galpão e (c) arranjo fotovoltaico instalado com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Araújo <i>et al.</i> , 2018b) (Moehlecke <i>et al.</i> , 2020). ...	105
Figura 4.4. (a) Propriedade rural com ligação do gerador fotovoltaico ao <i>string-box</i> + inversor no sistema, (b) propriedade rural, destacando a área do arranjo FV (Araújo <i>et al.</i> , 2018b) e (c) arranjo fotovoltaico instalado em solo com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Moehlecke <i>et al.</i> , 2020).....	106
Figura 4.5. (a) Propriedade rural com ligação do gerador fotovoltaico ao <i>string-box</i> + inversor no sistema, (b) propriedade rural, destacando a área do arranjo FV (Araújo <i>et al.</i> , 2018b) e (c) arranjo fotovoltaico instalado em solo com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Moehlecke <i>et al.</i> , 2020).....	107
Figura 5.1. Diagrama da metodologia adotada para a análise da redução de potência dos módulos fotovoltaicos. ....	108
Figura 5.2. Representação esquemática da disposição das células solares nos módulos fotovoltaicos constituídos de 60 células solares e com potência de 270 W.....	109
Figura 5.3. Simulador solar PSS8 da empresa BERGER <i>Lichttechnik</i> GmbH & Co. KG constituído de: (a) lâmpada de xenônio com filtros e (b) fonte de tensão para a lâmpada .....	110
Figura 5.4. Módulo fotovoltaico de 270 Wp colocado na estrutura de fixação para medição da curva característica corrente elétrica em função da tensão elétrica (I-V). Na parte acima do módulo, há uma célula solar padrão para medir a irradiância incidente.....	110

- Figura 5.5. Curva da corrente elétrica e da potência elétrica em função da tensão aplicada de um módulo fotovoltaico em condições padrão de medição (RAMANAUSKAS, 2019). ..... 111
- Figura 5.6. Histograma e distribuição estatística de  $V_{oc}$  de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), apresentada pelo software *EasyFit* com a curva da função distribuição estatística *Burr* (4P) ajustada..... 113
- Figura 5.7. Funções distribuição e seus coeficientes para distribuição estatística de  $V_{oc}$  de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), apresentada pelo software *EasyFit* para a função *Burr* (4P) ajustada. 113
- Figura 5.8. Funções distribuição, classificação das funções ajustadas aos dados e os três métodos que o programa possui: *Kolmogorov-Smirnov*, *Anderson Darling* e *Chi Squared*, com a significância de ajuste de cada método e função para distribuição estatística de  $V_{oc}$  de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), com a função *Burr* (4P) ajustada apresentada pelo software *EasyFit*. ..... 114
- Figura 6.1. Imperfeições identificadas na análise visual inicial. a) Mancha vermelha identificada na célula solar do módulo fotovoltaico A34. b) Falha na trilha metálica na célula solar do módulo B35. c) Célula solar quebrada na borda e risco (considerado interno) do módulo fotovoltaico C12. d) Sujeira metálica e redução da largura da fita de solda da célula solar no módulo fotovoltaico C13. e) Solda pontual com alturas diferentes na fita de soldagem do módulo fotovoltaico C67. .... 120
- Figura 6.2. Imperfeições identificadas na análise visual final. a) Defeitos na superfície do vidro do módulo A34. b) Parte inferior do vidro manchada no módulo C12. c) Detalhe da mancha observada no vidro do módulo FV C13. d) Risco no vidro do módulo C60. e) Imperfeição como risco no vidro (externo) no módulo A5. f) Módulo fotovoltaico B35 com detalhe da moldura metálica manchada. g) Módulo fotovoltaico B56 destacando a região riscada que se estende por três células solares..... 122
- Figura 6.3. Planta de situação para a instalação do arranjo fotovoltaico para a propriedade rural em Medianeira, PR. Foram usados módulos FVs de 270 Wp. Cada cor identifica um painel com os módulos conectados em série. Os módulos de teste estão na cor branca com linhas amarelas. .... 125
- Figura 6.4. Distribuição dos módulos FVs de 325 Wp no arranjo FV instalado em Cafelândia/PR. Os módulos de teste estão na cor branca. Cada cor identifica um painel FV com os módulos conectados em série. .... 127
- Figura 6.5. Distribuição dos módulos FVs de 340 Wp no arranjo FV instalado na propriedade rural em Assis Chateaubriand/PR. Cada cor identifica um painel com os 15 módulos FVs conectados em série. Os módulos de teste estão na cor branca com linhas amarelas. .... 130

- Figura 6.6. Histograma e função de densidade de probabilidade para  $V_{OC}$  dos módulos de 325 Wp. A linha vermelha é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde é a função distribuição de trabalho anterior (Gasparin *et al.*, 2016)..... 131
- Figura 6.7. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $V_{MP}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). ..... 131
- Figura 6.8. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $I_{SC}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). ..... 131
- Figura 6.9. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $I_{MP}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). ..... 131
- Figura 6.10. Histograma e função de densidade de probabilidade para o FF dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). ..... 132
- Figura 6.11. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $P_{MP}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). ..... 132
- Figura 6.12. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $\eta_{Módulo}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste e a curva da potência e (b) melhor curva de ajuste como a melhor curva utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020). ..... 132
- Figura 6.13. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $n_{Célula}$  dos módulos de 325 Wp com melhor curva de ajuste da potência. .... 132
- Figura 6.14. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $V_{OC}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). A linha vermelha é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde é a função distribuição de trabalho anterior. .... 134
- Figura 6.15. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $V_{MP}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e

colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). .....	134
Figura 6.16. Histograma e função de densidade de probabilidade para a $I_{SC}$ dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). .....	134
Figura 6.17. Histograma e função de densidade de probabilidade para a $I_{MP}$ dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). .....	135
Figura 6.18. Histograma e função de densidade de probabilidade para o FF dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). .....	135
Figura 6.19. Histograma e função de densidade de probabilidade para a $P_{MP}$ dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). .....	135
Figura 6.20. Histograma e função de densidade de probabilidade para a $\eta_{Módulo}$ dos módulos de 340 Wp com a função <i>Log-logistic</i> . .....	136
Figura 6.21. Histograma e função de densidade de probabilidade para a $\eta_{Célula}$ dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste da potência e (b) melhor curva de ajuste para eficiência de módulos utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020). A linha vermelha é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde em (b) é usada na distribuição da $P_{MP}$ e em (b) utilizada em trabalhos anteriores. ....	136
Figura 6.22. Degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de 270 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise. ....	140
Figura 6.23. Degradação média acumulada da $I_{SC}$ dos módulos de teste de 270 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise. ....	141
Figura 6.24. Degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de 325 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise. ....	143

Figura 6.25. Degradação média acumulada da $I_{sc}$ dos módulos de teste de 325 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise. ....	144
Figura 6.26. Degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de 340 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos dois primeiros anos de análise. ....	145
Figura 6.27. Degradação média acumulada da $I_{sc}$ dos módulos de teste de 340 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos dois primeiros anos de análise. ....	147
Figura 6.28. Variação da redução da potência influenciada pela sujidade no 1º ano de exposição dos módulos de teste expostos nas três propriedades rurais analisadas. ....	152
Figura 6.29. Variação da redução da potência influenciada pela sujidade no 2º ano de exposição dos módulos de teste expostos nas três propriedades rurais analisadas. ....	153
Figura 6.30. Variação da redução da potência influenciada pela sujidade no 3º ano de exposição dos módulos de teste expostos nas duas propriedades rurais analisadas. ....	153
Figura 6.31. Sujidade depositada nos módulos FVs de teste instalados nas propriedades rurais em Medianeira (módulos de 270 Wp), Cafelândia (módulos de 325 Wp) e Assis Chateaubriand (módulos de 340 Wp), após o primeiro ano de operação. ....	154
Figura 6.32. Produtividade final média mensal dos sistemas fotovoltaicos instalados nas três propriedades analisadas. ....	155
Figura 6.33. Desempenho global médio mensal dos sistemas fotovoltaicos instalados nas três propriedades analisadas. ....	157
Figura 6.34. Desempenho global mensal corrigido para 25 °C para o sistema FV instalado em Medianeira com módulos FVs de 270 Wp. Também são apresentados os resultados da regressão linear. ....	157
Figura 6.35. Desempenho global mensal para 25 °C para o sistema FV instalado em Cafelândia com módulos FVs de 325 Wp. Também são apresentados os resultados da regressão linear para o período. ....	158
Figura 6.36. Desempenho global mensal para 25 °C para o sistema FV instalado em Assis Chateaubriand, com módulos FVs de 340 Wp. Também são apresentados os resultados da regressão linear para o período. ....	158

Figura 6.37.  $PR_{STC}$  anual dos sistemas FVs com módulos de 270 Wp (Medianeira), 325 Wp (Cafelândia) e 340 Wp (Assis Chateaubriand)..... 159

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Diferentes tipos de degradação de módulos FVs de silício cristalino. Adaptada. (Yousuf <i>et al.</i> , 2021).....	55
Tabela 3.2. Tipos de defeitos em módulos e porcentagem de módulos e células afetadas.....	59
Tabela 3.3. Propriedades dos materiais encapsulantes. Adaptado (Omazic <i>et al.</i> , 2018).....	60
Tabela 3.4. Número total e número de módulos fotovoltaicos com trilhas de caracol em regiões afastadas da borda, produzidos com células solares sem campo retrodifusor (MSBSF) e com células solares com campo retrodifusor de alumínio (MCBSF) (Ferronato, 2022).....	74
Tabela 3.5. Taxas de degradação relatadas em vários países. Adaptado (Yousuf <i>et al.</i> , 2021). .....	75
Tabela 3.6. Classificação de gravidade usada para avaliar e classificar diferentes modos de degradação. Adaptada (Jordan <i>et al.</i> , 2017). .....	76
Tabela 3.7. Resumo dos modos de degradação com classificações de gravidade. Adaptado .....	76
Tabela 3.8. Resumo da taxa de degradação de variação da potência no ponto de máxima potência elétrica ( $\Delta P_{MP}$ ); da Variação na corrente de curto-circuito ( $\Delta I_{SC}$ ); da Variação na tensão de circuito aberto ( $\Delta V_{OC}$ ) e da Variação no fator de forma ( $\Delta FF$ ) (Smith; Jordan; Kurtz, 2012). .....	81
Tabela 3.9. Principais características de módulos fotovoltaicos associados em série. ....	89
Tabela 3.10. Principais parâmetros dos módulos fotovoltaicos testados. Adaptado (Gasparin <i>et al.</i> , 2016).....	91
Tabela 3.11. Parâmetros elétricos dos 84 módulos fotovoltaicos e valores apresentados na ficha de dados do equipamento. O desvio padrão foi calculado considerando uma distribuição normal de frequências (Moehlecke <i>et al.</i> , 2020).....	93
Tabela 4.1. Potência total instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo em 2020, potência total instalada no meio rural e percentual da participação do meio rural em relação à potência total instalada. ....	102

Tabela 6.1. Defeitos e falhas identificados nos módulos de teste pela análise visual antes e após a exposição.....	121
Tabela 6.2. Parâmetros elétricos dos 84 módulos fotovoltaicos de 270 Wp de potência com 60 células de silício multicristalino e valores apresentados na ficha de dados do equipamento. O desvio padrão foi calculado considerando uma distribuição normal de frequências.....	123
Tabela 6.3. Características elétricas dos módulos de referência de 270 Wp que ficaram armazenados no NT Solar.....	124
Tabela 6.4. Características elétricas dos módulos de teste de 270 Wp instalados na propriedade cooperada da LAR, em Medianeira/PR.....	125
Tabela 6.5. Parâmetros elétricos dos 70 módulos de 325 Wp de potência, com 72 células solares de silício multicristalino e valores apresentados na ficha de dados do equipamento.....	126
Tabela 6.6. Características elétricas dos módulos de teste de 325 Wp que ficaram no NT-Solar.....	126
Tabela 6.7. Características elétricas dos módulos FVs de teste instalados na propriedade rural em Cafelândia/PR.....	127
Tabela 6.8. Parâmetros elétricos dos 68 módulos de 340 Wp de potência com 72 células solares de silício monocristalino e valores apresentados na ficha de dados do equipamento.....	128
Tabela 6.9. Características elétricas dos módulos de teste de 340 Wp que ficaram armazenados no NT Solar. ....	129
Tabela 6.10. Características elétricas dos módulos de teste de 340 Wp instalados na propriedade cooperada da C. VALE, em Assis Chateaubriand/PR.....	129
Tabela 6.11 Resumo das funções de distribuição estatística utilizadas para ajustar os parâmetros elétricos dos módulos FVs de 325 W e 340 W de potência nominal comparando com as funções distribuição utilizada por Lorenzo e colaboradores (2007), Gasparin e colaboradores (2016) e Moehlecke e colaboradores (2020). ....	138
Tabela 6.12. Média da degradação dos parâmetros elétricos dos módulos FVs de teste de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) em cada ano.....	139
Tabela 6.13. Degradação total da potência após 3 anos de exposição para os módulos FVs de teste de 270 Wp e 325 Wp e 2 anos para os módulos FVs de 340 Wp. Degradação média dos módulos em curto-circuito e circuito aberto	

após o período de exposição. Taxa de degradação média dos módulos em curto-circuito e circuito aberto. Média da degradação dos módulos armazenados e taxa de degradação para os módulos armazenados. .149

Tabela 6.14. Média da redução dos parâmetros elétricos influenciada pela sujidade para os três sistemas fotovoltaicos. .... 151

Tabela 6.15. Degradação da potência para os módulos FVs de teste de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp em exposição, obtida pela diminuição do  $PR_{STC}$ , pelas medidas das características elétricas em simulador e previstas pelo fabricante..... 159

## LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

AM1,5G	Massa de ar 1,5 e espectro solar global	-
BSF	Campo retrodifusor ( <i>back surface field</i> )	-
C. VALE	C. Vale Cooperativa Agroindustrial	-
COPACOL	Cooperativa Agroindustrial Consolata	-
Cz	Czochralski	-
EDS	Espectroscopia de energia dispersiva ( <i>energy dispersive spectroscopy</i> )	-
ESTI-JRC	<i>European Solar Test Installation – Joint Research Centre</i>	-
Et	Energia total	kWh
EVA	Acetato de vinila	-
FF	Fator de forma	%
FV	Fotovoltaico	-
G (0)	Irradiância de referência	1 kW/m <sup>2</sup>
G(t)	Irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos	kW/m <sup>2</sup>
H <sub>T</sub> (β,t)	Irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos em um período T <sub>p</sub>	Wh/m <sup>2</sup>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>	-
IES	Instituto de Energia Solar	-
I <sub>MP</sub>	Corrente elétrica no ponto de máxima potência	mA
I <sub>sc</sub>	Corrente de curto-circuito	mA
LAR	Lar Cooperativa Agroindustrial	-
MCBSF	Células solares com campo retrodifusor de alumínio	-
MSBSF	Células solares sem campo retrodifusor	-
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>	-
NREL	Laboratório Nacional de Energia Renovável - <i>National Renewable Energy Laboratory</i>	-
NT-Solar	Núcleo de Tecnologia em Energia Solar	-
OCEPAR	Sindicato e Organização das Cooperativas do Estado do Paraná	-

PDF	Função de densidade de probabilidade ( <i>probability density functions</i> )	-
PECVD	Deposição química em fase vapor aprimorada por plasma ( <i>plasma enhanced chemical vapor deposition</i> )	-
PERC	Célula com emissor e face posterior passivada ( <i>passivated emitter and rear contacts</i> )	-
PERL	Células solares com emissor passivado e região posterior localmente difundido ( <i>passivated emitter and rear locally diffused</i> )	-
PERT	Células solares com emissor passivado e região posterior totalmente difundida ( <i>passivated emitter and totally diffused</i> )	-
PET	Polietileno tereftalato	-
PID	Degradação induzida por potencial elétrico ( <i>potential induced degradation</i> )	-
$P_{MP}$	Potência no ponto de máxima potência	W
PR	Desempenho global ( <i>performance ratio</i> )	%
$PR_{STC}$	Desempenho global corrigido pela temperatura	%
$P_{std}$	Potência instalada	W
PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul	-
PVB	Polivinil butiral	-
$R_s$	Resistência em série	$\Omega$
SEBRAE-PR	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Paraná	-
Si-mono	Silício monocristalino	-
Si-Mc	Silício multicristalino	-
STC	Condições padrão de ensaio ( <i>standard test conditions</i> )	-
T	Temperatura	$^{\circ}\text{C}$
$T_{ef}$	Temperatura efetiva do módulo	$^{\circ}\text{C}$
$T_{amb}$	Temperatura ambiente	$^{\circ}\text{C}$
TOPCon	Células solares com contatos passivados com óxido e efeito túnel ( <i>tunnel oxide passivated contacts</i> )	-
TPSE	Ionômero elastômero termoplástico	-

TPO	Termoplástico poliolefina	-
$T_p$	Período de integração	-
$T\Delta P_{MP}$	Taxa de degradação	(%/ano)
$V_{MP}$	Tensão elétrica no ponto de máxima potência	mV
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto	mV
$Y_F$	Produtividade do sistema	kWh/kWp
$Y_R$	Produtividade de referência	kWh/kWp
$\eta_{Célula}$	Eficiência da célula solar	%
$\eta_{Módulo}$	Eficiência de módulo	%
$\Delta P_{MP}$	Variação da potência no ponto de máxima potência	%
$\Delta I_{SC}$	Variação na corrente de curto-circuito	%
$\Delta V_{OC}$	Variação na tensão de circuito aberto	%
$\Delta FF$	Variação no fator de forma	%

## RESUMO

POLICARPI, Taila Cristiane. **Redução da Potência em Módulos Fotovoltaicos: Análise dos Parâmetros Elétricos Iniciais e da Degradação nos Primeiros Anos em Condições Externas.** Porto Alegre. 2024. Tese. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

O decréscimo da potência dos módulos fotovoltaicos (FV) após a instalação pode ocorrer pela degradação sofrida pelo módulo, que depende, entre outros fatores, da estrutura da célula solar, dos materiais utilizados na fabricação do módulo FV e do ambiente. O presente trabalho analisa e compara módulos FVs com células solares de tecnologia Al-BSF, de silício multi e monocristalino (Si-Mc e Si-mono), instalados em três propriedades rurais no oeste do Paraná. Módulos FVs de teste foram inseridos nos sistemas, bem como módulos de referência foram armazenados, sendo caracterizados eletricamente após períodos de operação/armazenamento, permitindo avaliar a evolução dos parâmetros elétricos e, por meio deles, a taxa de degradação, assim como o efeito da sujidade nos módulos FVs de teste em operação. Antes da instalação nas propriedades rurais, a caracterização elétrica dos módulos FVs revelou potências superiores às nominais. Após o período de exposição, a degradação para os módulos de Si-Mc ficou no intervalo de -4,4% a -5,0% (em 3 anos) e para os de Si-mono foi de -1,7% (2 anos), divergindo das previsões do fabricante que são da ordem de -3,7 % para os módulos FVs de Si-Mc (em 3 anos) e de 3,5% para os módulos FVs de Si-mono (2 anos). Os módulos FVs de Si-Mc armazenados apresentaram uma queda de potência da ordem de -2,4% e -3,5 % (para potência nominal de 270 Wp e 325 Wp, respectivamente) enquanto os de Si-mono mostraram uma queda de somente -0,8%. A degradação estimada pelo desempenho global dos sistemas FVs foi similar a calculada por meio dos parâmetros elétricos somente para os módulos FVs com menor acúmulo de sujidade.

Palavras-Chaves: Módulos Fotovoltaicos; Degradação; Células Solares de Silício.

## ABSTRACT

POLICARPI, Taila Cristiane. Power Reduction in Photovoltaic Modules: Analysis of Initial Electrical Parameters and Degradation in the First Years under Outdoor Conditions. Porto Alegre. 2024. Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The decrease in the power of photovoltaic (PV) modules after installation can occur due to the degradation suffered by the module, which depends, among other factors, on the structure of the solar cell, the materials used in the manufacture of the PV module and the environment. The present work analyzes and compares PV modules with Al-BSF technology solar cells, multi and monocrystalline silicon (Si-Mc and Si-mono, respectively), installed in three rural properties in the west of Paraná. Test PV modules were installed into the PV systems and reference modules were stored, being electrically characterized after periods of operation/storage, allowing to evaluate the evolution of the electrical parameters and through them the degradation rate, as well as the effect of soiling on the test PV modules in operation. Prior to the installation in the rural properties, the electrical characterization of the PV modules revealed higher nominal powers than those specified by manufacturer datasheet. After the exposure period, the degradation for Si-Mc modules was in the range of -4.4% to -5.0% (in 3 years) and for Si-mono modules was -1.7% (2 years), differing from the manufacturer's forecasts of -3.7% for Si-Mc PV modules (in 3 years) and 3.5% for Si-mono PV modules (2 years). The stored Si-Mc PV modules showed a power drop of -2.4% and -3.5% (for rated power of 270 Wp and 325 Wp, respectively) while the Si-mono modules showed a decrease of only -0.8%. The degradation estimated by the performance ratio of the PV systems was similar to that calculated through the electrical parameters solely for the PV modules with lower soiling.

Key-words: Photovoltaic Modules; Degradation; Silicon Solar Cells.

# 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

## 1.1. Justificativas

A energia é essencial ao desenvolvimento da humanidade. Países com acesso a recursos energéticos de menor custo e baixo impacto ambiental proporcionam energia mais barata e menos poluente. Entre as energias renováveis, a energia elétrica obtida da conversão da energia solar com sistemas fotovoltaicos (FVs) se destaca devido ao seu baixo impacto ambiental. O Brasil apresenta o cenário ideal para o uso de sistemas fotovoltaicos, visto que a irradiação solar é elevada em todo o País.

A conversão de energia solar em elétrica se dá através de células solares que, associadas em série, formam o módulo fotovoltaico. As células solares são normalmente fabricadas com lâminas de silício monocristalino (Si-mono) ou silício multicristalino (Si-Mc). Diversas modificações foram realizadas nas células solares desde a sua criação, de forma que diferentes estruturas foram desenvolvidas e lançadas no mercado. A estrutura dominante no mercado até 2017 foi tecnologia Al-BSF, onde o alumínio forma o campo retrodifusor (BSF - *back surface field*) e o emissor é formado com fósforo. Posteriormente, células com emissor e face posterior passivada (PERC - *Passivated Emitter and Rear Cell*) passaram a dominar o mercado, devido a um processo de produção compatível com Al-BSF e maior eficiência de conversão de energia (VDMA, 2023).

Um conjunto de células solares formam um módulo fotovoltaico. A eficiência de conversão de um módulo é baseada na eficiência da célula solar e no *layout*, configuração e tamanho do módulo FV. O processo de fabricação dos módulos FVs envolve diversas etapas bem como diferentes materiais, influenciando, assim, na qualidade e eficiência a longo prazo. A previsão da taxa de redução da eficiência dos módulos FVs a longo prazo é chamada de degradação, que é obtida por meio da medição e análise dos seus parâmetros elétricos. Esta previsão é essencial para a cadeia econômica. As condições climáticas onde os módulos são expostos não somente tem influência na taxa de degradação, mas também na expectativa de vida útil dos módulos FVs e, portanto, deve ser considerada.

O mercado brasileiro de geração distribuída por meio de sistemas FVs está experimentando um rápido crescimento, sendo a maioria destes instalados em áreas urbanas (Moehlecke *et al.*, 2019). A indústria de aves no Brasil tem alcançado proeminência no cenário global de carnes, dominando as exportações de carne de frango desde 2013 e mantendo a terceira posição na produção mundial. Historicamente, a região Sul do país tem sido um dos berços tradicionais da avicultura, e o estado do Paraná lidera a produção de aves, contribuindo com impressionantes 35,54% dos abates realizados no Brasil e uma significativa parcela de 40,38% das exportações nacionais em 2021 (De Camargo Barros; Júnior, 2023). Esta expansão da indústria de proteína animal traz consigo a necessidade de novas fontes de energia elétrica, uma vez que as usinas hidrelétricas economicamente viáveis já estão aproveitando todo o potencial energético disponível.

Nesse contexto, a adoção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em fazendas emerge como uma abordagem interessante para reduzir a demanda de energia adicional na produção de proteína animal. No entanto, é importante considerar as peculiaridades dos sistemas em operação, como as variações de temperatura e o acúmulo de sujeira, fatores que podem influenciar na taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos assim como todos os materiais empregados na fabricação de módulos FVs nos dias de hoje.

Em razão disso, três cooperativas agrícolas situadas no oeste do Paraná estabeleceram uma parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), a Itaipu Binacional, Sindicato e Organização das Cooperativas do Estado do Paraná (OCEPAR) e Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Paraná (SEBRAE-PR), com objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais.

Os três sistemas possuem uma potência instalada de 20 kWp, sendo que dois deles foram compostos por módulos FVs de silício multicristalino e o terceiro por módulos de silício monocristalino. Os sistemas FVs tiveram três formas de instalação: montagem no telhado com ângulo de inclinação ótimo (com uma estrutura elevada sobre o telhado), montagem no solo e montagem no próprio telhado, seguindo a inclinação do telhado. É crucial ressaltar que os módulos que integram os três sistemas FV analisados são formados por células solares fabricadas com a estrutura Al-BSF, tecnologia amplamente empregada e, no Brasil, esses módulos FVs eram os mais comercializados na época da instalação.

## 1.2. Objetivos

O objetivo do trabalho foi analisar a redução da potência em módulos fotovoltaicos a fim de determinar se a degradação prevista na literatura corresponde aos dados analisados, usando os seguintes métodos: a) comparação dos parâmetros elétricos e da potência divulgada pelo fabricante com a medida em condições padrão, b) análise da degradação nos primeiros anos após a exposição em condições externas, avaliando os parâmetros elétricos de módulos FVs e o desempenho global dos sistemas FVs e c) avaliação da sujidade. Especificamente, analisaram-se a redução da potência e os demais parâmetros elétricos de módulos fotovoltaicos fabricados com células solares de tecnologia Al-BSF, produzidas com silício monocristalino e multicristalino, instalados em três propriedades rurais no oeste do Paraná. Também foram caracterizados eletricamente módulos FVs de mesma tecnologia e potência armazenados no escuro, permitindo comparar com os módulos FVs expostos às condições externas. No mesmo sentido de comparação de parâmetros dos módulos FVs, realizou-se a análise estatística dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos antes da instalação e comparou-se com os valores dos parâmetros divulgados pelo fabricante.

Objetivos específicos:

- Avaliar a potência dos módulos FVs antes da instalação a fim de verificar se atendem ao previsto nas especificações do fabricante e a distribuição estatística dos parâmetros elétricos de módulos FVs com células solares de silício multi e monocristalino;
- Identificar defeitos de fabricação que possam impactar na potência elétrica dos módulos fotovoltaicos;
- Analisar as taxas de degradação obtidas mediante a medição das características elétricas de módulos FVs de teste.
- Avaliar o efeito da sujidade nos módulos FVs instalados em diferentes locais;

- Analisar a degradação dos módulos operando em sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes formas a partir do desempenho global corrigido pela temperatura.

A inovação relacionada a tese está na análise da degradação de módulos FVs em três condições de uso em propriedades rurais, nos três primeiros anos de operação. Outra contribuição do trabalho é relativa à comparação dos métodos de estimativa da degradação pelo comportamento temporal do desempenho global dos sistemas FVs e pela medição dos parâmetros elétricos de módulos FVs de teste. Além disto, analisou-se se as degradações observadas em sistemas FVs em propriedades rurais se assemelham as degradações publicadas anteriormente na literatura.

## 2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### 2.1. Células solares de silício mono e multicristalino

#### 2.1.1. Silício cristalino

A lâmina de silício é a matéria prima para a fabricação das células solares utilizadas na formação dos módulos fotovoltaicos. A lâmina é cortada de um lingote formado de silício cristalino. Antes de se tornar uma lâmina de silício possível de ser utilizada na fabricação de células solares, o silício precisa passar por diversas etapas de purificação, representadas pela Figura 2.1 (Mori; Santos; Sobral, 2007).



Figura 2.1. Esquema representativo resumido das etapas da produção de silício, da extração até a formação de silício ultrapuro (MOEHLECKE; ZANESCO, 2021).

Parte-se do quartzo que passa pelo processo de redução em forno de arco onde ocorre a reação  $\text{SiO}_2 + \text{C} \rightarrow \text{Si} + \text{CO}_2$ , obtendo assim silício grau metalúrgico com pureza da ordem de 99 %. Posteriormente o silício grau metalúrgico é transformado em um líquido com a reação  $\text{Si} + \text{HCl} \rightarrow \text{H}_2 + \text{SiHCl}_3$ , obtendo-se o clorosilano que é purificado através de destilação, tornando-se clorosilano ultrapuro. O silício é extraído desse líquido de clorosilano ultrapuro pela deposição de silício a partir de vapor que ocorre da reação  $\text{H}_2 + \text{SiHCl}_2 (1000 \text{ }^\circ\text{C}) \rightarrow \text{Si} + 3\text{HCl}$ , obtendo assim silício policristalino ultrapuro (Moehlecke; ZanESCO, 2021)

A partir do silício policristalino ultrapuro, são produzidos lingotes de silício monocristalino ou multicristalino, podendo ser do tipo p quando dopadas com boro ou tipo n quando dopadas com fósforo (Luque; Hegedus, 2011). O tipo de material

dopante e a maneira como os cristais são solidificados influenciam na eficiência das células solares fabricadas (VDMA, 2023).

O silício Czochralski (Si-Cz) e o silício multicristalino (Si-Mc) são os principais materiais de substrato em dispositivos fotovoltaicos, com uma participação de mercado de mais de 90%. As vantagens do Si-Mc incluem baixo custo, alto rendimento e viabilidade para produção. No entanto, a qualidade do material de Si-Mc é pior em comparação para Si-Cz, devido à presença de grãos orientados em várias direções e múltiplos defeitos estruturais. Como resultado, a eficiência de conversão da energia solar células baseadas em Mc-Si é geralmente 1–2% menor do que a de células baseadas em Si-Cz (Huang *et al.*, 2020).

#### 2.1.1.1. Silício monocristalino

O silício monocristalino possui ordem dos átomos de longo alcance e menor número de defeitos em comparação ao silício multicristalino. Existem duas técnicas conhecidas para a transformar silício policristalino ultrapuro em silício monocristalino: o processo de solidificação unidirecional Czochralski (Cz) e o processo de fusão zonal flutuante (Fz - *float zone*). O processo Cz é mais utilizado para aplicação em células solares (Luque; Hegedus, 2011).

A técnica conhecida como Czochralski, foi desenvolvida pelo polonês Jan Czochralski em 1918. Nesse método, parte-se do silício policristalino ultrapuro fundido a 1414 °C. Para a formação do lingote de silício monocristalino é necessário partir de um pequeno material monocristalino que é chamado de semente. Essa semente de silício sólido aproxima-se do silício líquido até tocá-lo. Nessa região do toque ocorre resfriamento e os átomos do líquido vão se ligando aos átomos da semente sólida, ou seja, os átomos do silício líquido ao serem tocados pela semente e assim resfriados serão adicionados aos átomos de silício sólido (semente) que permanece em constante rotação para arrastar o maior número de átomos e afastamento para que a semente não funda e continue sendo tocada no silício líquido, formando assim um lingote de silício monocristalino. Ao serem adicionados, os novos átomos de silício na semente seguem a mesma ordem cristalina da semente, tornando-se assim um monocristal, com a mesma ordem cristalina em longo alcance conforme é representado na Figura 2.2. Na Figura 2.3 é possível ver como o lingote é formado (Swart, 2003)

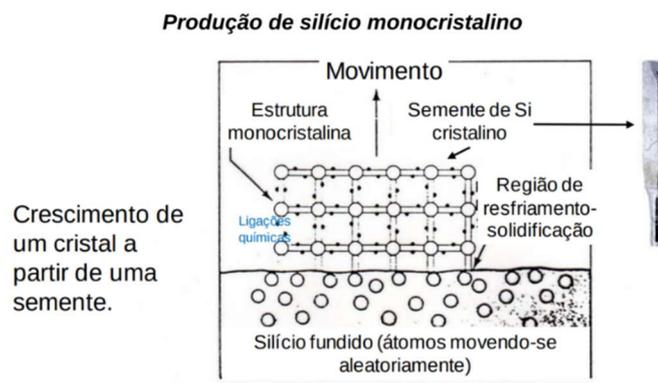


Figura 2.2. Produção de silício monocristalino (Moehlecke; Zanesco, 2021).

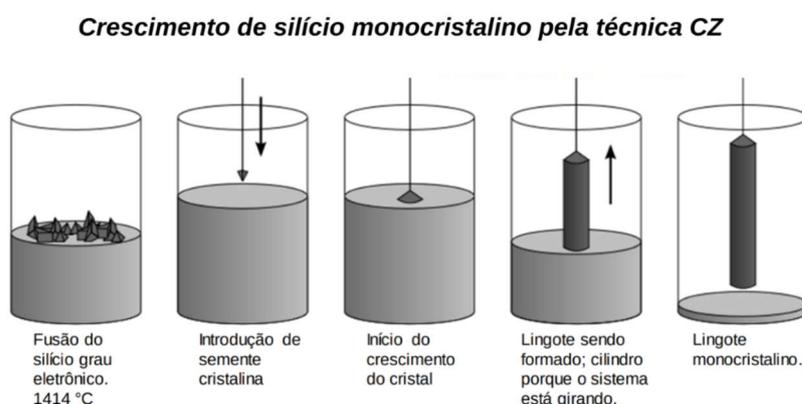


Figura 2.3. Representação do crescimento do lingote de silício monocristalino pela técnica Cz (Swart, 2003).

#### 2.1.1.2. Silício multicristalino

Para produção do silício multicristalino, a técnica mais usada é o processo de solidificação *Bridgman*. Nesse processo, assim como o método Cz, o silício multicristalino é formado a partir da quebra e fusão prévia do lingote de silício policristalino ultrapuro, porém não é utilizada a semente. O silício quebrado é fundido por radiofrequência e extraído por meio de um suporte com controle de velocidade e resfriamento, conforme representado pela Figura 2.4. O silício não se solidifica na forma de um cristal único, mas na forma de múltiplos cristais agrupados em grãos, conforme pode-se observar na Figura 2.5. Após o resfriamento, obtém-se um bloco de silício multicristalino (Luque; Hegedus, 2011). O contorno de grão pode ser considerado um centro de recombinação efetivo e por isso lâminas de silício multicristalino apresentam um menor tempo de vida dos portadores de carga minoritários.

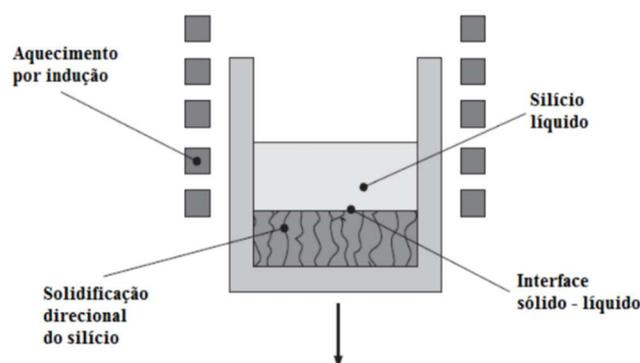


Figura 2.4. Produção de silício multicristalino (Luque; Hegedus, 2011).

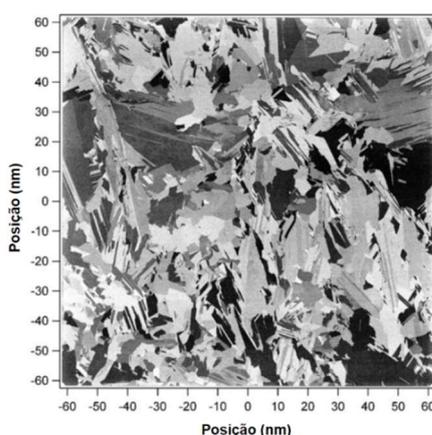


Figura 2.5. Distribuição de grãos com múltiplas orientações cristalográficas em lâmina de silício multicristalino (Bentzen; Holt, 2009).

Após formados os lingotes de silício monocristalino ou multicristalino, estes são cortados com fios diamantados, com espessura média de 180  $\mu\text{m}$  a 200  $\mu\text{m}$ . No custo de produção, a lâmina de silício representa a maior parte do valor final da célula solar (VDMA, 2021).

### 2.1.2. Estruturas e processos de fabricação de células solares

A célula solar passou por diversas modificações desde o seu nascimento. O efeito fotovoltaico foi observado primeiramente em 1839 por Edmond Becquerel que percebeu que placas metálicas imersas num eletrólito e expostas à luz produziam uma pequena diferença de potencial. Em 1877, os pesquisadores norte-americanos W. G. Adams e R. E. Day, foram os primeiros a observar o efeito fotovoltaico em um dispositivo sólido de selênio, alcançando menos de 0,5% de eficiência de conversão de energia quando expostos à radiação solar (Lorenzo, 1994), (Partain, 1995), (Vallêra; Brito, 2006).

Em 1953, nos Laboratórios Bell (*Bell Labs*), foram desenvolvidas as primeiras células solares com eficiência maior que 1% pelo químico Calvin Fuller que desenvolveu um processo para difundir impurezas em cristais de silício, podendo controlar suas propriedades elétricas, sendo esse processo chamado de dopagem. Posteriormente, Gerald Pearson e Daryl Chapin, também nos laboratórios Bell, desenvolveram células solares com junção pn com eficiência de 4%. As primeiras células solares eram de silício tipo n e com a região p dopada com lítio. Este dopante p foi substituído por boro e as células solares atingiram eficiências de 6%. A primeira célula solar foi apresentada na reunião anual da *National Academy of Sciences* e os resultados obtidos foram submetidos para publicação no *Journal of Applied Physics* e foi depositada uma patente. Deste momento em diante, iniciou-se a aplicação de células solares. O primeiro uso foi fornecer energia elétrica para uma rede de telefonia em 1955. Porém, logo foi observado que o elevado custo de fabricação não compensaria certas utilizações, sendo empregada em lugares especiais, como no satélite lançado em 1958, onde se mostrou eficaz, sendo posteriormente usada pela NASA como fonte de energia de todos os satélites (Green, 1998).

Em 1973, com a crise do petróleo, esse cenário começou a mudar. A fim de reduzir o custo das células solares, maiores investimentos em técnicas mais baratas foram realizados e começou-se a obter resultados na redução de custo da eletricidade solar de 80 U\$/Wp para cerca de 12 U\$/Wp em menos de uma década. Com a visão de que com a produção em larga escala o preço final do produto seria reduzido, empresas principalmente na Alemanha, no Japão e nos Estados Unidos, começaram a produzir módulos fotovoltaicos. Entre as iniciativas de reduzir o custo da energia elétrica obtida a partir da energia solar, foi implantada a primeira central solar de 1 MWp em 1982 na Califórnia. Outras iniciativas foram os programas de “telhados solares” na Alemanha (1990) e no Japão (1993) que estimularam os cidadãos a investirem em sistemas fotovoltaicos (Vallêra; Brito, 2006).

Nos anos 70, surgiu uma estrutura de célula solar com uma inovação denominada de campo retrodifusor (BSF, back surface field), que desencadeou uma redução significativa na recombinação de portadores de carga minoritários na região próxima à superfície na parte posterior das células solares. Isso resultou em um aumento notável na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e na eficiência da célula solar (Partain, 1995). Essas células solares, fabricadas com base nesse método, mantiveram sua liderança na indústria até 2016, quando foram superadas na

produção industrial pelos dispositivos que empregam a tecnologia PERC (Benda; Černá, 2020). As células solares PERC fazem parte de uma família de tecnologias semelhantes que inclui as PERL (Passivated Emitter and Rear Locally Diffused) e as PERT (Passivated Emitter Rear Totally-Diffused).

O relatório International Technology Roadmap for Photovoltaic – ITRPV – (VDMA, 2023) aponta que no ano de 2022, as células solares PERC fabricadas a partir de silício produzido por meio da técnica Czochralski (Si-Cz) do tipo p conquistaram a maior parte do mercado, representando 80%. No mesmo estudo se prevê que as células fotovoltaicas com campo retrodifusor de alumínio provavelmente não serão mais produzidas na indústria a partir de 2025 (VDMA, 2023).

Nas últimas duas décadas, o setor fotovoltaico tem sido alvo de investimentos significativos. Com o surgimento de novos materiais desenvolvidos e aplicados para aprimorar as células solares, juntamente com avanços em estruturas e inovações nos processos de fabricação, diversas tecnologias estão disponíveis no mercado, com a dominância constantemente atribuída àquela que oferece o melhor custo-benefício. Isso tem levado a uma crescente dependência de módulos fotovoltaicos produzidos na China, devido a condições específicas que tornam o mercado chinês altamente atrativo e competitivo. Como a China é uma potência industrial global, dotada de recursos primários abundantes, como o carvão de baixo custo que impulsiona a indústria, ela possui vantagem substancial devido ao seu capital humano, recursos locais, organização e capital econômico para prosperar no setor fotovoltaico.

De acordo com Simões e Lepesant (2023), a China fez sua entrada no mercado fotovoltaico na década de 2000, mas sua influência cresceu significativamente devido a programas governamentais e subsídios na década de 2010, quando o setor foi designado como estratégico. A China se estabeleceu como uma forte produtora de tecnologia FV devido às suas regulamentações menos restritivas, resultando em preços excepcionalmente baixos para módulos fotovoltaicos, explicando assim seu domínio no mercado mundial de FV. Embora a China seja líder na produção de módulos fotovoltaicos, ela ainda enfrenta desafios em relação à cadeia de suprimentos. Esse cenário se deve, em parte, à complexidade de se desvincular do carvão, que é a principal fonte de energia utilizada na produção dos módulos fotovoltaicos.

A China exerce um domínio substancial, abarcando cerca de 70% do mercado global. Quando a China enfrenta desafios, como a crise financeira de 2020, todo o

setor solar sofre abalos significativos. Prevê-se que a China se recupere prontamente e continue a liderar o mercado fotovoltaico, não apenas devido à sua representação de mais de dois terços desse mercado, mas também devido à inexistência de um produtor equiparável, com preços e subsídios comparáveis aos da China para impulsionar a produção. O mundo manterá sua dependência da China por muitos anos, e uma perspectiva de curto prazo indica um aprofundamento dessa dependência no mercado chinês, pois as evidências sugerem que o monopólio chinês continua a crescer com o passar do tempo (Simões; Lepesant, 2023).

#### 2.1.2.1. Tecnologia de células solares dopadas com fósforo e alumínio

As células solares com estrutura padrão fósforo/alumínio são fabricadas em lâminas de silício monocristalino tipo p, dopadas com boro, com estrutura  $n^+pp^+$ . A região  $p^+$  na face posterior, denominada de região de campo retrodifusor ou BSF é formada por pasta de alumínio e a difusão realizada em forno de esteira. A região  $n^+$ , que forma a junção pn com o substrato tipo p, denominada de emissor, é obtida com difusão de fósforo (Rehman; Lee, 2013).

Embora a primeira estrutura utilizada na fabricação de uma célula solar tenha sido baseada em substrato de silício tipo n, a preferência na utilização de lâminas de silício tipo p, dopadas com boro, na indústria de células fotovoltaicas, existe desde o início da denominada corrida espacial, no final da década de 50 (Luque; Hegedus, 2011). Tais processos industriais foram estabelecidos na década de 70 e foram aperfeiçoados para este material (silício tipo p). O uso do silício tipo p tornou-se predominante devido a sua maior tolerância aos defeitos causados por radiação em aplicações espaciais e por apresentar vantagens associadas aos processos de fabricação. Entre as vantagens destacam-se a maior uniformidade na resistividade elétrica ao longo dos lingotes, a necessidade de menores temperaturas para a difusão de fósforo no processo de formação da junção pn em comparação à difusão de boro em substratos tipo n, os efeitos de *gettering* (processo térmico na presença de fósforo que pode promover a remoção e/ou neutralização de impurezas da região ativa do dispositivo a ser produzido e, conseqüentemente, aumentar o tempo de vida dos portadores minoritários) associados à formação do emissor  $n^+$  com a difusão de fósforo e a formação do BSF de Al por serigrafia. Como consequência, a indústria de

células solares obteve larga experiência na fabricação de dispositivos em substratos de silício do tipo p (Macdonald, 2012).

Um esquema do processo de fabricação da estrutura mencionada está na Figura 2.6. Nesse processo são utilizadas lâminas de Si, com espessura da ordem de 180  $\mu\text{m}$  a 200  $\mu\text{m}$ . Para a redução da reflexão das lâminas realiza-se um ataque anisotrópico nas superfícies em um banho de NaOH (ou KOH), isopropanol e água deionizada para formar micropirâmides na superfície da lâmina. O emissor é formado a partir da difusão de fósforo. Posteriormente, o nitreto de silício é depositado por deposição química em fase vapor aprimorada por plasma (PECVD - *plasma enhanced chemical vapor deposition*) como filme antirreflexo e de passivação da superfície  $n^+$ , sendo depositado em alto vácuo e baixa temperatura (400  $^{\circ}\text{C}$  a 500  $^{\circ}\text{C}$ ). Embora a densidade de estados de superfície (relativa a defeitos em superfície) seja da ordem de 10 vezes maior que a presente em filmes de  $\text{SiO}_2$  crescidos termicamente a alta temperatura (da ordem de 1000  $^{\circ}\text{C}$ ), os filmes de  $\text{SiN}_x$  apresentam ótima passivação de superfície  $n^+$  porque há também o efeito de campo elétrico proporcionado pela existência de cargas elétricas positivas no dielétrico (Goodrich *et al.*, 2013).

A difusão do alumínio depositado por serigrafia na face posterior é realizada em forno de esteira. Além da camada de alumínio, são depositadas também por serigrafia, duas tiras de Ag/Al na face posterior para permitir a soldagem das células solares e uma malha metálica de Ag na face frontal. Os metais são processados termicamente em forno de esteira, quando o alumínio é difundido na lâmina de silício e as pastas de Ag e Ag/Al são “queimadas” para estabelecer o contato metal-semicondutor (Goodrich *et al.*, 2013).

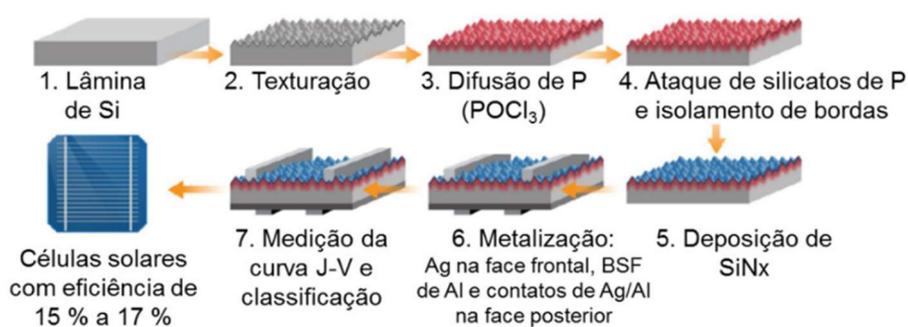


Figura 2.6. Processo básico industrial para fabricação de células solares  $n^+pp^+$ . Adaptado. (Goodrich *et al.*, 2013).

Na Figura 2.7 é possível observar que, a principal perda de potência em células solares  $n^+pp^+$  de fósforo/alumínio ocorre por recombinação dos portadores de carga minoritários na interface posterior do metal/semicondutor (49%). A base tipo p contribui com 26% e o emissor frontal dopado com fósforo (incluindo a superfície) contribui com 24% (Battaglia; Cuevas; Wolf, 2016).

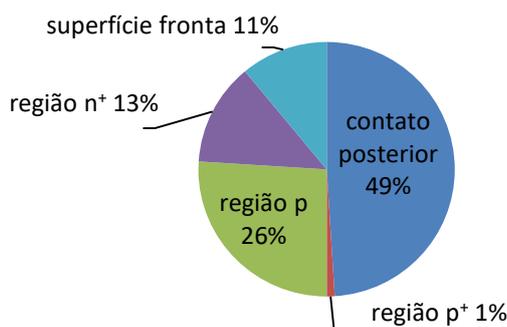


Figura 2.7. No ponto de potência máxima, a principal perda de potência por recombinação ocorre na interface posterior de metal/semicondutor (49%), enquanto a base tipo p contribui com 26% e o emissor frontal dopado com fósforo (incluindo sua superfície) contribui com 24%. Adaptado. (Battaglia; Cuevas; Wolf, 2016).

Em vista de reduzir as perdas na potência de saída devido à recombinação dos portadores de carga minoritários no contato posterior, os fabricantes investiram na produção de células solares da família PERC. No ano de 2014, as células solares PERC se tornaram a segunda maior tecnologia de produção do mercado (Green, 2015). Em 2020, a tecnologia PERC dominou a produção de células solares comerciais, com cerca de 80% do mercado mundial (VDMA, 2021).

#### 2.1.2.2. Tecnologia de células solares com emissor e face posterior passivada

As células solares PERC possuem uma estrutura avançada em relação às células solares de estrutura Al-BSF, resultando em aumento na eficiência. Sua principal modificação consiste na passivação do lado posterior, que proporciona baixa velocidade de recombinação e formação do contato local de baixa resistência de contato e BSF (Zhu *et al.* 2022).

Em 2015, as células solares PERC com base em silício multicristalino pré-comerciais com melhor desempenho apresentaram eficiência de 20% a 21%. Já as células solares em silício monocristalino com melhor desempenho apresentaram eficiências de 21% a 22% (Green, 2015). Min *et al.* (2015) previram que essa eficiência

iria aumentar quando utilizadas regiões de BSF seletivas na face posterior e implementadas melhorias na malha da face frontal. A Figura 2.8 mostra uma célula PERC de silício monocristalino tipo p com filme de passivação posterior de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  ou  $\text{SiO}_2$ .

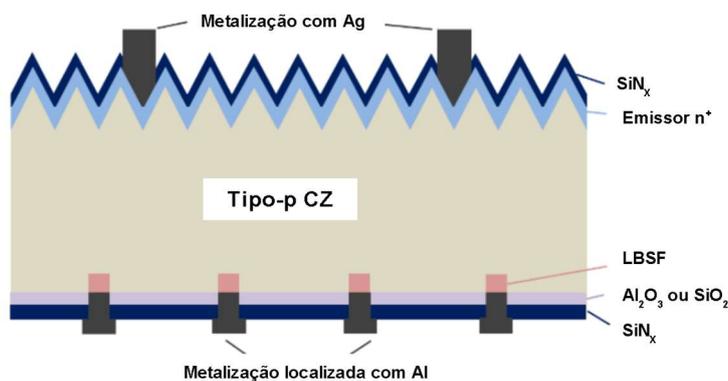


Figura 2.8. Esquema de uma célula solar PERC com metalização posterior de Al. Adaptado. (Liu, *et al.*, 2018)

Ao comparar com a tecnologia padrão Al-BSF, percebe-se que a estrutura PERC permite a obtenção de maiores eficiências usando linhas de produção compatíveis com a sequência de células Al-BSF. A etapa do processo em que as células solares PERC e Al-BSF se diferem é que, à medida que nas células solares de Al-BSF é depositado um revestimento AR de nitreto de silício somente na face frontal, nas células solares PERC, além dessa deposição na face frontal, é feito um revestimento dielétrico na face posterior. Esse revestimento é geralmente formado por óxido de alumínio/nitreto de silício ou óxido de silício/nitreto de silício (Dhamrin *et al.*, 2014). Os processos de deposição de filme AR frontal e dielétrico posterior podem ser feitos no mesmo equipamento (Tjahjono *et al.*, 2013).

O contato posterior geralmente é realizado por meio do dielétrico com furos feitos com laser. A metalização na face posterior por serigrafia na estrutura PERC é semelhante a Al-BSF. No entanto, há diferença na pasta metálica, pois esta precisa evitar danos ao filme dielétrico e formação de “vazios” (*voids*) nas regiões localmente aquecidas com laser. Para fazer o contato entre o Al e o silício e criar o BSF, é necessário fazer “buracos” no dielétrico, para assim, haver o contato entre o Al posterior e o silício. Porém, ao atravessar o filme dielétrico para o Al entrar em contato com o silício, parte do silício difunde através desse filme dielétrico, desse modo

criando “buracos” que surgem desta migração de silício através da camada posterior de Al (Kiefer *et al.*, 2013).

Em comparação com as células solares da tecnologia Al-BSF, a área de contato entre o metal e o substrato é menor na estrutura PERC, resultando em uma menor velocidade de recombinação de portadores de carga minoritários na superfície, pois essa recombinação ocorre apenas nas aberturas do dielétrico posterior. A média de eficiência das células solares  $n^+pp^+$  Al-BSF é de 18% a 19% em produção. Essa estrutura está sendo superada por células solares de alta eficiência com silício tipo p ou n.

Porém, embora tenha sido obtida alta eficiência das células de silício tipo n, a produção com abordagens de junção posterior e heterojunção requerem lâminas de silício de alta qualidade, com elevado custo. Já a estrutura PERC tem sobre isso a vantagem da possibilidade de ser fabricada em substratos monocristalinos e multicristalinos tipo p, demonstrando eficiência semelhante (VDMA, 2021).

## **2.2. Módulos fotovoltaicos fabricados com células solares de silício mono e multicristalino**

Existem dois principais fatores que determinam a eficiência de um módulo fotovoltaico: a eficiência da célula solar, baseada na estrutura e tipo de silício e a eficiência total do módulo FV, baseada na configuração e tamanho. Para analisar um módulo fotovoltaico é necessário medir os parâmetros elétricos por meio da curva corrente-tensão em condições padrão de medição: irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , espectro solar com radiação global de massa de ar 1,5 (AM 1,5 G) e temperatura do módulo FV de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Para realizar a medição é utilizado um equipamento chamado simulador solar, geralmente de tipo “flash” com um sistema de medição automatizada. Por meio da curva corrente elétrica – tensão elétrica (I-V) é possível determinar os parâmetros elétricos: tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), fator de forma (FF), eficiência ( $\eta$ ), potência no ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ), corrente elétrica no ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ ) e tensão elétrica no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ) no ponto de máxima potência.

Araújo e colaboradores (2018<sup>a</sup>) analisaram as características elétricas de 667 módulos FVs, etiquetados pelo INMETRO e comercializados no Brasil. 74 % dos

módulos analisados foram produzidos com células solares de Si-Mc e 26 % de células solares de Si-mono. Na Figura 2.9 é possível observar os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos com células de silício monocristalino apresentados por Araújo e colaboradores (2018<sup>a</sup>). Na Figura 2.9a são apresentadas as potências medidas, que variaram de 10 W a 432 W, com 77 % dos módulos apresentando potência no intervalo de 200 W a 350 W. Na Figura 2.9b são apresentadas as correntes de curto-circuito que variaram de 0,6 A a 11,8 A, com 75 % dos módulos apresentando  $I_{SC}$  entre 8 A e 10 A. A Figura 2.9c mostra a tensão de circuito aberto dos módulos que foi de 21 V a 85,6 V, com 82 % dos módulos dentro do intervalo de 35 V a 50 V. E a Figura 2.9d mostra a eficiência dos módulos, que variou de 9,5 % a 20,1 %, sendo que 84 % dos módulos apresentaram eficiências de 14 % a 18 % com eficiência média de 15,7 % (Araújo *et al.*, 2018<sup>a</sup>).

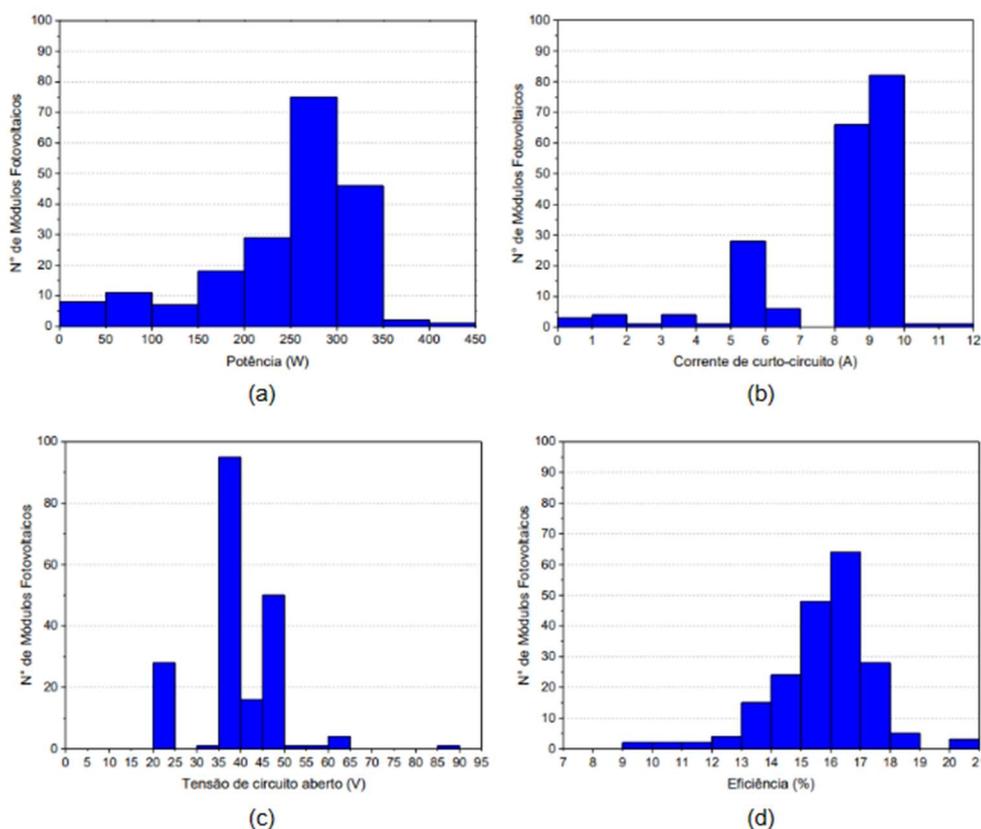


Figura 2.9. Número de módulos fotovoltaicos com células solares de silício monocristalino em função da (a) potência máxima, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) eficiência (Araújo *et al.*, 2018<sup>a</sup>).

Araújo e colaboradores (2018<sup>a</sup>) também analisaram os parâmetros elétricos dos módulos FVs com células solares de silício multicristalino, conforme apresenta a

Figura 2.10. Na Figura 2.10a são apresentadas as potências dos módulos FVs, que variam de 5 W a 365 W, sendo que 80 % dos módulos obtiveram potência no intervalo de 225 W a 325 W. A Figura 2.10b apresenta a corrente de curto-circuito com variação de 0,31 A a 9,93 A, sendo que 91 % dos módulos tiveram valores no intervalo de 8 A a 10 A. Na Figura 2.10c é apresentada a tensão de circuito aberto dos módulos que variou de 3,75 V a 94,50 V sendo que em 99 % dos módulos FVs apresentaram  $V_{oc}$  entre 30 V e 50 V. A eficiência é apresentada na Figura 2.10d com variação de 7 % a 19 % sendo que em 90 % dos módulos a eficiência fica no intervalo de 14 % a 18 %.

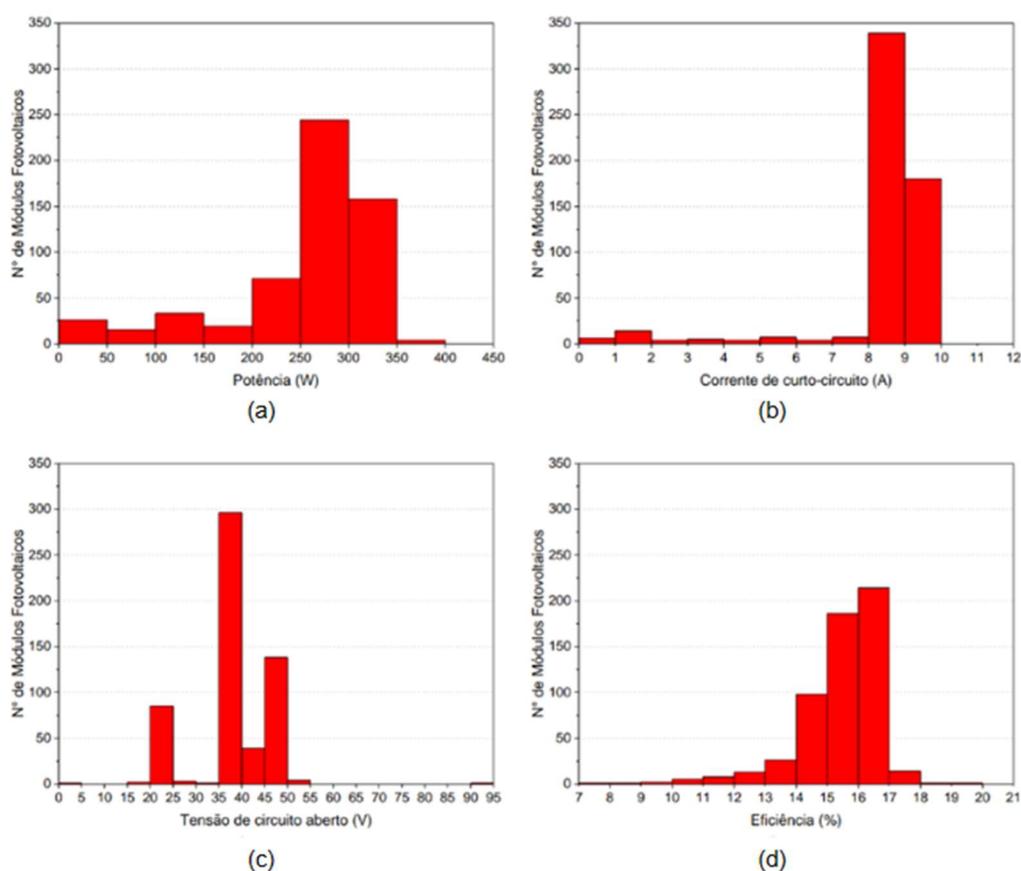


Figura 2.10. Número de módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino em função da (a) potência máxima, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) eficiência (Araújo et al., 2018a).

Para melhor comparar os resultados, a Figura 2.11 mostra o comportamento da eficiência em função da potência dos módulos FVs produzidos com silício monocristalino e multicristalino. Para ambos os tipos de módulos a eficiência cresce em função da potência. Observando as Figuras 2.11a e 2.11b percebe-se que o comportamento da eficiência em função da potência é similar em ambos os tipos de

módulos, porém a eficiência é maior nos módulos de silício monocristalino (Araújo *et al.*, 2018a).

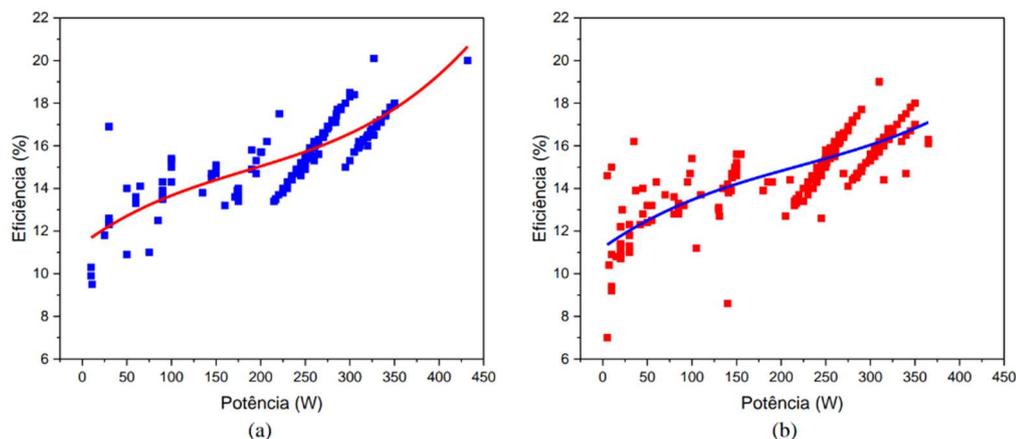


Figura 2.11. Eficiência em função da potência para módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício (a) monocristalino e (b) multicristalino (Araújo *et al.*, 2018<sup>a</sup>).

Cabe ressaltar que o número de dispositivos analisados de silício multicristalino (Si-Mc) foi três vezes maior que a quantidade de módulos FV de silício monocristalino (Si-mono). Apesar dos módulos de silício multicristalino terem apresentado potência 2 % maior em relação a dos módulos de silício monocristalino, a eficiência foi 0,4 % menor. A média da  $V_{oc}$  dos módulos FVs com células solares de Si-Mc também foi menor, já a média da  $I_{sc}$  foi maior em média, alcançando 0,4 A em módulos de silício monocristalino.

### 2.3. Processo de produção de módulos fotovoltaicos

Um esquema mostrando todas as etapas do processo básico de produção de módulos fotovoltaicos de silício é mostrado na Figura 2.12a. A Figura 2.12b apresenta o módulo FV após todas as etapas de fabricação.

O processo de produção de um módulo fotovoltaico se inicia com o vidro temperado que em média possui 3 mm de espessura e suas dimensões dependem da quantidade de células solares, o que varia em cada fabricante. Atualmente há módulos FVs com 60 e 72 células solares PERC inteiras ou 120 e 144 células solares cortadas ao meio (*half-cell*). Os módulos fotovoltaicos de maior potência, com células solares de 182 mm x 182 mm (denominadas de M10) ou 210 mm x 210 mm (M12),

introduzidos no mercado mundial em 2021, podem estar constituídos de 132 e 156 células solares cortadas ao meio (*half-cell*) (VDMA, 2023).

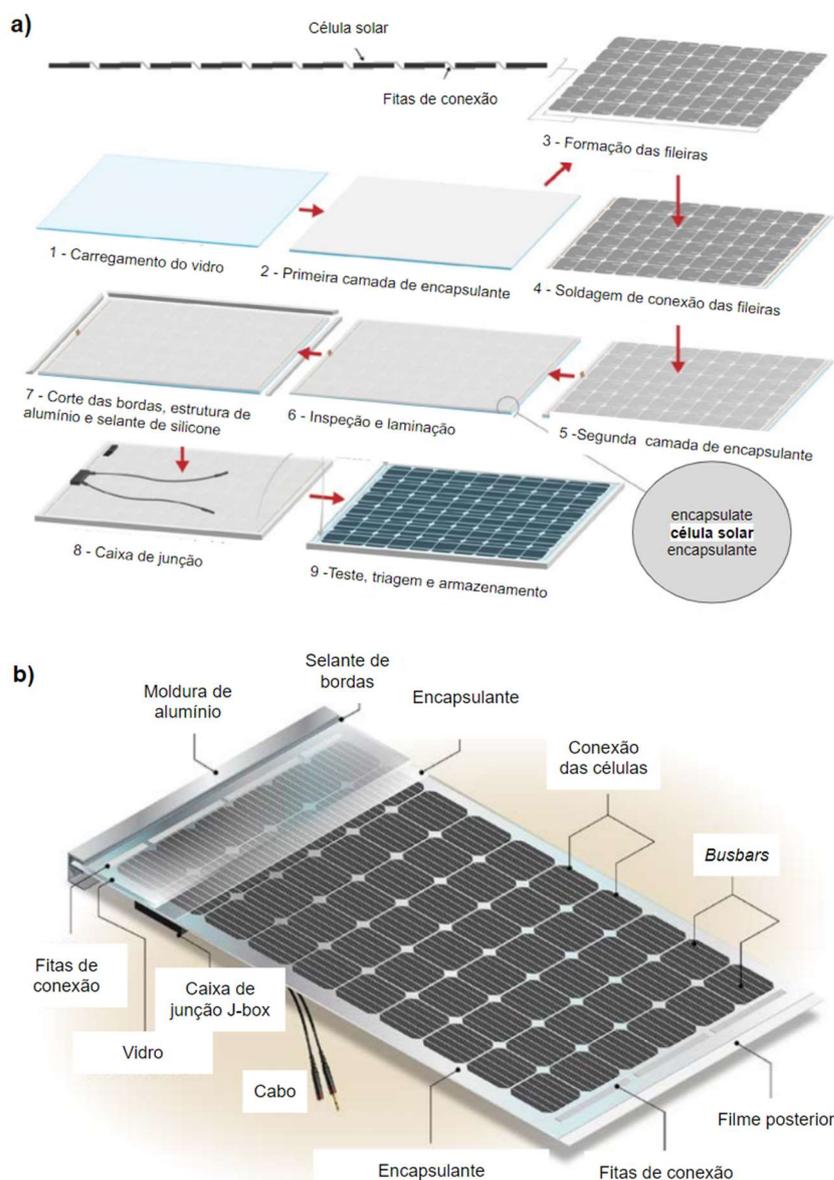


Figura 2.12. a) Fluxo do processo (superior) e b) produto acabado (inferior) para montagem do módulo de silício monocristalino padrão de 60 células solares. Adaptado (Woodhouse *et al.*, 2019).

No vidro é colocada a primeira camada de encapsulante de acetato de vinila (EVA). Sobre a camada de EVA, as células solares são dispostas e fios de cobre com banho de estanho são soldados nos contatos elétricos das células solares, estes produzidos com pasta de prata. As células são conectadas eletricamente em série. Depois de inspecionados ambos os lados de cada fileira, é realizado um teste para verificar a soldagem realizada (Woodhouse *et al.*, 2019).

Na fase seguinte o módulo FV recebe a segunda camada de EVA e o filme posterior de isolamento. Este filme tem como principais funções proteger a face posterior dos módulos das intempéries, bem como garantir o isolamento elétrico do conjunto. Em seguida o módulo passa por um processo de laminação. Nessa etapa o filme de EVA é fundido ao mesmo tempo em que é retirado todo ar do interior do módulo FV para não ficar com bolhas de ar dentro dele. Após a laminação, o excesso de EVA e do filme posterior são aparados e o resultado é uma só peça, vidro-EVA-célula solar-EVA-filme posterior.

As operações seguintes são realizadas na parte externa do módulo. Uma fita adesiva ou silicone é colocado em volta do laminado para na etapa seguinte fixar a moldura de alumínio, protegendo o vidro contra impactos externos. As molduras de alumínio são fixadas ao redor de todo o módulo FV. Tanto a fita como o silicone têm a função de evitar a entrada de umidade pelas bordas do módulo FV.

Na etapa seguinte é colocada a caixa de junção, que é a interface entre a parte interna e externa do módulo. A caixa é colada com silicone, para que além de fixar, evite a entrada de umidade. Soldam-se os contatos da caixa de junção aos contatos do módulo FV, sendo que a caixa de junção está equipada com um cabo condutor positivo e um negativo para conexão elétrica entre módulos FVs ou com um equipamento de condicionamento de potência (Zarmai *et al.*, 2015).

O módulo FV, agora com a caixa de junção, é sujeito à avaliação de potência elétrica onde passa pelo processo de medição da curva I-V sob condições padrão, ou seja, irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , espectro solar AM 1.5 G e temperatura ambiente de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Mesmo sendo fabricados exatamente da mesma forma e com componentes iguais, a potência pode variar em cada módulo de acordo com a potência individual de cada célula solar. No final da produção é realizada uma inspeção e os módulos são separados de acordo com a potência nominal e embalados (Woodhouse *et al.*, 2019).

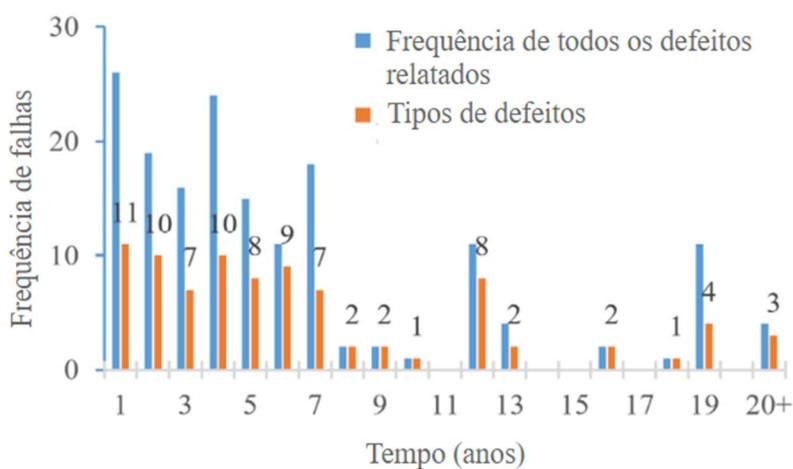
### 3. DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MONO E MULTICRISTALINO

A capacidade de prever o fornecimento de energia ao longo do tempo é importante para o desenvolvimento e crescimento da indústria de módulos fotovoltaicos. A quantificação precisa do declínio da conversão de energia ao longo do tempo, também conhecida como taxa de degradação, é essencial para todos os envolvidos, tanto na fabricação como na aplicação. Imprecisões nas taxas de degradação geram risco no investimento, diminuindo a confiabilidade do produto. A partir de experimentos e testes pode-se prever o comportamento dos módulos FVs a longo prazo, podendo assim estabelecer a expectativa de vida útil do módulo (Jordan; Kurtz, 2013).

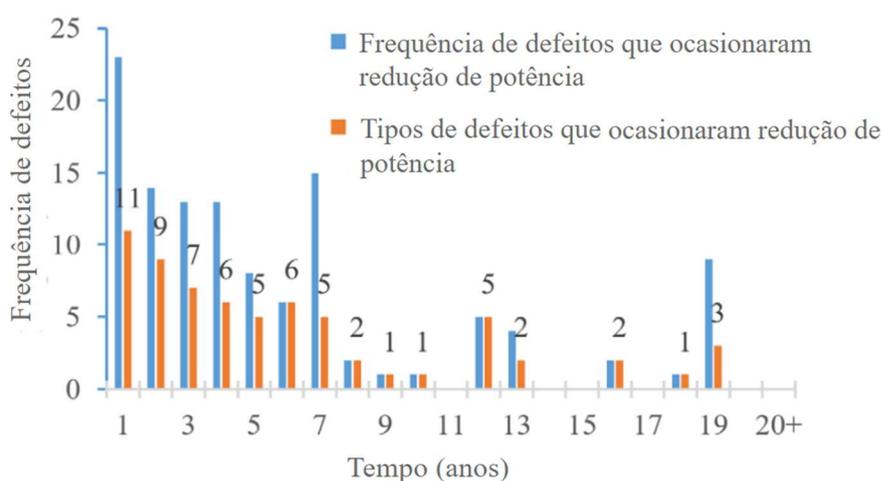
#### 3.1. Degradação e defeitos de módulos fotovoltaicos

A degradação dos módulos fotovoltaicos tem sido o foco de diversos estudos, isto porque é ela que define o futuro rendimento do módulo. A degradação é definida de mais de uma maneira. Por exemplo, a IEC 60050-191 (1990) definiu como o término da capacidade de um item de desempenhar uma função requerida. Já a *Research Electric Power* definiu como, por exemplo, um módulo FV com declínio anual de 50 % da potência máxima. Outra definição foi criada pela *Energy International*, que definiu como potência degradada irreversivelmente ou um módulo que possui problemas de segurança (Jordan *et al.*, 2017).

Yousuf e colaboradores (2021) apresentaram graficamente a estimativa da taxa de presença de defeitos durante a vida útil de módulos fotovoltaicos, sendo que no trabalho apresentado os autores utilizaram o termo defeitos dividido em dois grupos: defeitos que causam redução na potência e defeitos que não causam redução na potência. O artigo é de revisão bibliográfica e apresenta resultados de módulos FVs instalados em diferentes regiões no mundo. A Figura 3.1a mostra a presença de todos os defeitos relatados e a Figura 3.1b mostra apenas os defeitos que causaram redução de potência.



(a)



(b)

Figura 3.1. Distribuição da presença de defeitos ao longo dos anos de operação do sistema fotovoltaico: (a) indica a frequência de todos os defeitos e tipo de defeitos; (b) indica a frequência e os tipos de defeitos que ocasionaram redução de potência. Adaptado. (KÖNTGES *et al.*, 2017).

Em ambas as Figuras 3.1, as colunas azuis representam a frequência em que ocorrem as degradações e as colunas laranjas são a diversidade de defeitos que afetaram o módulo FV. Nos primeiros 7 anos se destacam os defeitos devido a fissuras e operação em elevada tensão elétrica, resultando na degradação induzida por potencial elétrico (PID - *potential induced degradation*). Os defeitos por fissuras são geralmente relatados no estágio inicial de funcionamento do sistema, entre um e dois anos de operação, os defeitos ao PID são relatados no sistema entre três e quatro anos de operação (Yousuf *et al.*, 2021).

Jordan e colaboradores (2017) usaram o termo defeito como definição para o módulo FV que precisa ser substituído. A taxa de defeitos é obtida dividindo o

percentual de defeitos pelo tempo de exposição dos módulos. A Figura 3.2 mostra as taxas de defeitos obtidas em função do ano de instalação em unidades de %/ano. Outra métrica apresentada pelos autores, sendo utilizada na indústria, é o defeito no tempo, que é a taxa de defeitos que é obtida em unidades de defeitos por um bilhão de horas operacionais. Os defeitos podem resultar da combinação de qualidade do produto, clima e montagem do sistema. No eixo esquerdo da Figura 3.2 é mostrada a taxa de defeitos em relação ao ano de instalação de sistemas fotovoltaicos no período de 35 anos e no eixo da direita é a taxa de defeitos em unidades de defeitos por um bilhão de horas operacionais. A representação gráfica é codificada por cores, por climas e símbolos para destacar as configurações de montagem.

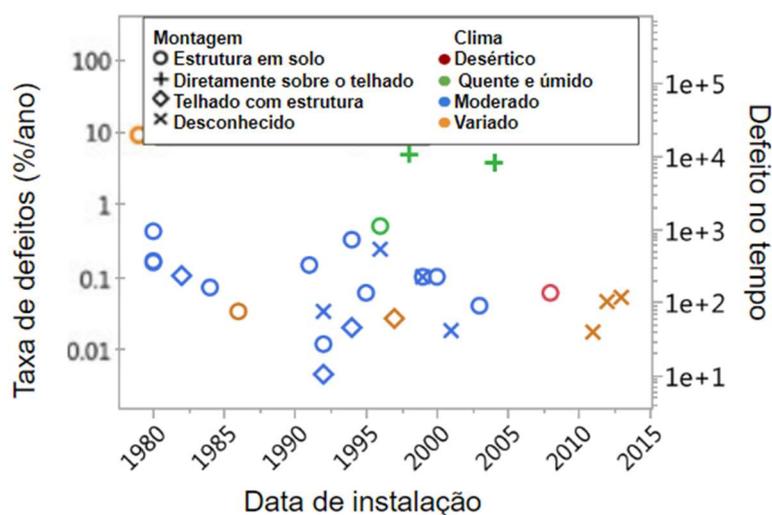


Figura 3.2. Taxa de defeitos em %/ano (eixo esquerdo) e defeito no tempo (eixo direito) de módulos e sistemas fotovoltaicos durante os últimos 35 anos, cores codificadas pelo clima e símbolos codificados pela configuração de montagem. O defeito no tempo é uma métrica de confiabilidade que informa o número de defeitos em 1 bilhão de horas operacionais. Adaptado de JORDAN *et al.*, 2017.

Jordan e colaboradores (2017) ainda apontam que com a redução dos preços dos módulos fotovoltaicos nos últimos anos, a sua confiabilidade passou a ser questionada. Isso ocorre porque a redução dos preços se baseia em uma nova cadeia de materiais utilizados e formas de processamento. O ensaio de qualificação IEC 61215 (2016) pode ser aplicado como ferramenta de verificação da integridade dos módulos FVs. A indicação de defeitos no início de vida útil dos materiais pode ser observada por meio destes ensaios. A IEC 61215 é baseada num conjunto de experimentos que definem a aprovação ou não de novos equipamentos. Fixando como limite de perda de potência em no máximo 5 %, produtos com perda de potência

com valores acima disso são considerados reprovados (OMAZIC *et al.*, 2018). No entanto, esse ensaio padrão fornecerá poucas informações sobre como esse módulo criado com novos materiais irá se comportar após anos de uso em campo. O ensaio é uma ferramenta útil de previsão de defeitos, porém, acaba por vezes mascarando os mecanismos de degradação que são revelados na exposição de campo. Desse modo, se mostrando imprescindível não apenas prever a curva de perda de potência e os modos de degradação, mas também o tempo de surgimento de defeitos.

Essa nova cadeia de materiais utilizados na fabricação de módulos FVs se mostra como uma das principais dificuldades no estudo bibliográfico da degradação de módulos fotovoltaicos. Isso ocorre porque há uma grande variedade de produtos com fabricação e qualidade desconhecida implantados em todo mundo, tornando difícil o estudo detalhado dos sistemas analisados. A taxa de degradação pode ser influenciada diretamente pela tecnologia utilizada, clima de exposição e configuração de montagem do módulo, bem como outros fatores que nem sempre foram claramente documentados. A ficha de inspeção visual, por exemplo, foi desenvolvida para orientar e padronizar observações de campo, porém infelizmente essa ficha não foi padronizada de forma quantitativa o que limita os dados disponíveis para análises mais detalhadas. A variedade de formas de degradação simultâneas que podem ocorrer nos módulos FVs também é um entrave na identificação de cada defeito (JORDAN *et al.*, 2017).

Para Yousuf e colaboradores (2021) a degradação em essência refere-se ao declínio do desempenho de um constituinte do arranjo FV, que pode afetar sua capacidade de produzir energia elétrica. O módulo fotovoltaico com degradação pode continuar a desempenhar a sua função, porém poderá ter sua potência reduzida. Essa redução na potência dos módulos fotovoltaicos pode ocorrer em função de vários aspectos, tais como: umidade, irradiação solar, temperatura e quebra ocasionada em manutenções e climas extremos, como vendavais, neve e granizo. Qualquer um desses fatores pode causar degradação de um ou mais parâmetros elétricos do módulo FV por meio de delaminação, corrosão, quebra, trincas e descoloração. Os principais meios de degradação encontrados em módulos FVs de silício cristalino estão apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1. Diferentes tipos de degradação de módulos FVs de silício cristalino. Adaptada. (Yousuf *et al.*, 2021).

Diferentes tipos de degradação	
Interconexões quebradas	Filme posterior com defeito
Delaminação do encapsulante	Caixa de junção com defeito
Corrosão	Descolamento da caixa de junção
Quebra no vidro	Delaminação
Escurecimento do encapsulante	Células trincadas
Células quebradas	Regiões queimadas
Falha nas fitas de conexão	Degradação induzida por potencial
Célula desconectada da fileira	Corrosão
Defeito no diodo de desvio	Corrosão/ abrasão do revestimento AR
Falha de isolamento	CdTe: degradação do contato posterior
Falha causada por granizo	Falha causada por excesso de neve acumulada
Falha causada por tempestade	Falha devido a descarga direta de raio
Animal: mordida/ corrosão/ poeira	Sujidade

Quando os módulos são expostos em campo, ficam sujeitos a diferentes condições climáticas, como: temperatura elevada, umidade, chuva, vento, neve, granizo, areia e a irradiação UV que podem afetar sua eficiência e vida útil, tornando a escolha dos materiais para a construção de módulos fotovoltaicos substancial para o desenvolvimento dessa tecnologia. Mesmo os módulos FVs sendo fabricados com expectativa de superar 25 anos de vida útil, a exposição a esses diferentes fatores climáticos pode danificar os módulos, diminuindo assim sua expectativa de vida (Omazic *et al.*, 2018).

Com o ensaio de qualificação padrão IEC 61215 pode-se ter um indicativo de defeitos no início de vida útil dos materiais, sendo que para Omazic e colaboradores (2018) defeito é considerado como um efeito da degradação irreversível do módulo FV. Como já mencionado, só o ensaio de qualificação padrão IEC 61215 não é suficiente para atribuir confiabilidade à expectativa de vida útil do módulo, sendo necessário, além de conhecer a perda de potência, saber de onde vem essa perda, assim permitindo melhorar a confiabilidade na previsão dos próximos módulos produzidos.

O envelhecimento natural dos módulos ou componentes demanda um período longo (20 a 25 anos). Desse modo, existe a necessidade de utilizar ensaios de envelhecimento. Estes ensaios são uma ferramenta importante para o desenvolvimento da tecnologia de módulos, visto que não somente os qualificam como aptos para a venda, mas também foram projetados para avaliar os defeitos, quantificá-los e entender seus mecanismos, assim melhorando a confiabilidade do módulo fotovoltaico. Cabe ressaltar que ela não equivale ao envelhecimento em campo, já que replicar a irradiação UV é um desafio para a padronização dos ensaios. A correlação de dados de campo e dados de ensaio de envelhecimento são necessários para entender os mecanismos de degradação. Essa correlação mostrou que a combinação dos materiais utilizados na produção dos módulos FVs pode influenciar na degradação em relação ao clima onde é exposto, destacando assim a importância da escolha adequada dos materiais para composição dos módulos FVs para as condições climáticas onde será exposto (Omazic *et al.*, 2018).

A diferença nos materiais usados no decorrer dos anos nos módulos FVs é um dos entraves no estudo da degradação dos módulos FVs, como já mencionado, principalmente para comparar os módulos FVs antigos com os mais recentes. Isso ocorre devido ao desenvolvimento na tecnologia de materiais, que cada vez mais apresenta novas opções para serem utilizadas e adaptadas em diferentes climas, evitando assim danos prematuros. Os materiais para uso em módulos fotovoltaicos precisam ser cuidadosamente ajustados para atender aos requisitos de funcionamento do equipamento, devendo assim combinar com os outros dispositivos integrantes do módulo (Omazic *et al.*, 2018).

Os módulos são formados por multicamadas de diferentes materiais com várias interfaces: vidro/encapsulante, encapsulante/célula, interconexões/encapsulante e encapsulante/face posterior conforme mostra a Figura 3.3. Essas interfaces apresentam um potencial risco de entrada de contaminação, podendo levar à degradação dos dispositivos integrantes do módulo FV e gerar correntes de fuga (Omazic *et al.*, 2018).

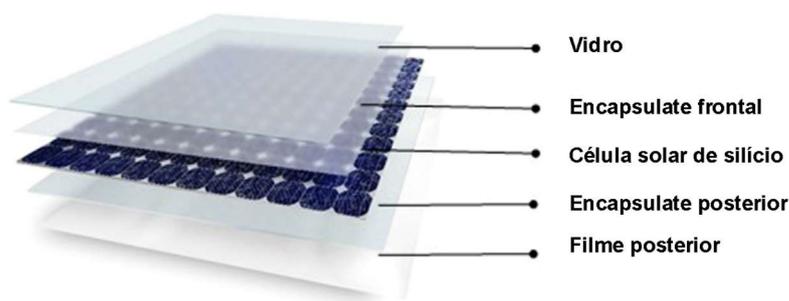


Figura 3.3. Composição de um módulo fotovoltaico padrão. Adaptada de OMAZIC *et al.*, 2018.

Tendo os materiais e o ambiente papéis significativos na degradação dos módulos, Jordan e Kurtz (2013) elaboraram um estudo envolvendo taxas de degradação relatadas em diferentes localizações, que estão resumidas na Figura 3.4, sendo aproximadamente 2000 taxas de degradações analisadas, medidas individualmente ou em sistemas inteiros. No trabalho apresentado os autores definem a diminuição no desempenho com uma taxa de degradação positiva e uma taxa negativa indica uma melhoria. A Figura 3.4a mostra o histograma das taxas de degradações relatadas. As Figuras 3.4b e 3.4c mostram histogramas semelhantes para tecnologias baseadas em Si cristalino e em filmes finos, respectivamente. Instalações anteriores a 2000 são definidas como pré-2000 e após como pós-2000.

Apresentando uma taxa média de degradação de 0,8 %/ano e valor médio de 0,5 %/ano, 78% dos módulos mostraram uma taxa de degradação menor de 1%/ano. Nos dias atuais, já existe experiência de campo cumulativa para dar suporte a garantias de longo prazo, isso porque já existem produtos em exposição a mais de 25 anos com eficiência razoável (Jordan; Kurtz, 2013).

No início da vida útil dos módulos FVs, vários tipos de defeitos podem ocorrer na sua estrutura, como escurecimento do encapsulante, pontos quentes, delaminação, formação de bolhas no encapsulante, fissuras no polímero na parte posterior, corrosão nas conexões da caixa de junção, barras coletoras e malha metálica frontal, corrosão e descoloramento do revestimento antirreflexo, degradação do isolamento dos cabos de junção entre outras falhas do sistema FV que afetam o rendimento energético. No período inicial de exposição do módulo FV, a degradação tende a ser maior devido a defeitos de contato e conexões. Na meia vida, os principais fatores que afetam os módulos são: a escurecimento do EVA, delaminação e degradação do filme antirreflexo. Já no final da vida útil do módulo, conforme Lillo-

Sánchez e colaboradores (2021) a oxidação/corrosão nos contatos metálicos é o fator que mais gera queda na eficiência do módulo FV (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

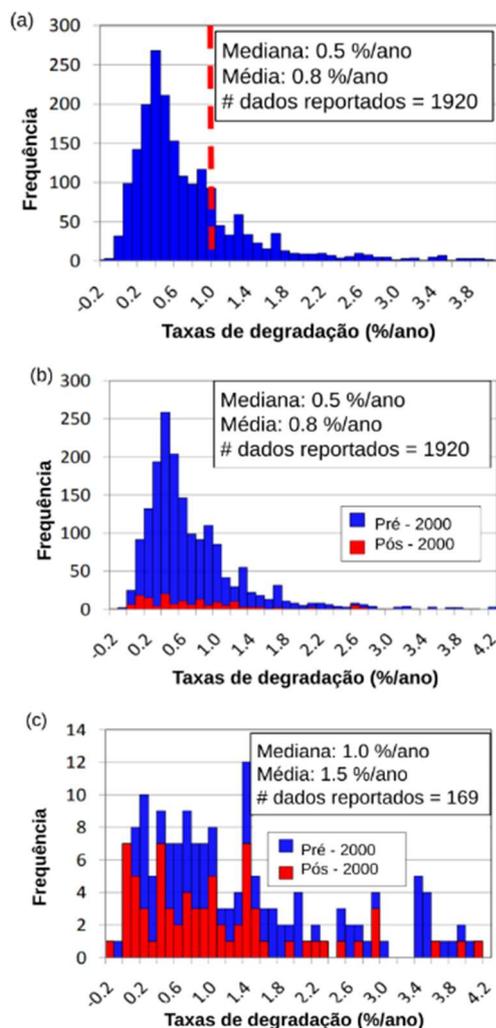


Figura 3.4. Histograma das taxas de degradação relatadas para a) todas as taxas de degradação, b) apenas para Si e (c) apenas para tecnologias de filme fino. Mediana, média e o número de taxas de degradação relatadas são indicados. Além disso, o Si e o filme fino são codificados por cores e por data de instalação em pré-2000 e pós-2000. Adaptado de Jordan; Kurtz, 2013.

Lillo-Sanchez e colaboradores (2021) destacam que a degradação dos módulos além de ter relação com o clima, é dependente do período de exposição, do método de instalação, do tipo de material usado na laminação, da tecnologia das células solares e da tecnologia de fabricação. Muitas vezes a interação entre os materiais do módulo FV são as principais causas da degradação do módulo. Lillo-Sanchez e colaboradores (2021) analisaram a degradação em 56 módulos fotovoltaicos de silício multicristalino, expostos por 22 anos em Sevilha, Espanha. Os módulos FVs foram instalados em dois locais. A instalação inicial foi de 1991 a 1999

e após 6 anos armazenados, voltaram a ser instalados de 2007 a 2021 em um novo lugar, situado a 8 km do local onde foi realizada a primeira instalação. Cabe destacar que em Sevilha o clima é mediterrâneo e subtropical caracterizado por um verão quente e seco e invernos úmidos e frios.

Os métodos de medição também são significativos na caracterização e diagnóstico dos defeitos de degradação. Cabe ressaltar que neste trabalho os autores seguiram as normas de medição padrão estabelecidas pela IEC - 61215-1 para medir a curva I-V. Adicionalmente para a análise dos módulos foi realizada inspeção visual, imagens de eletroluminescência e imagens termográficas, técnicas essas que estão entre os métodos mais usuais para identificar defeitos nos módulos. Os resultados são apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Tipos de defeitos em módulos e porcentagem de módulos e células afetadas. Adaptada. (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

<b>Tipo de defeitos</b>	<b>% de módulos afetados</b>	<b>% de células afetadas</b>
Defeitos na moldura de alumínio	100	NA
Defeitos na caixa de junção	100	NA
Defeito no diodo de desvio	0	NA
Pontos quentes	3,6	0,01
Impactos físicos	5,3	0,4
Delaminação por bolhas na parte posterior	21,4	6
Padrão branco ou leitoso	100	100
Células quebradas	89,3	12
Metalização frontal e oxidação da camada AR	100	100

NA: Não aplicável

As falhas observadas serão detalhadas nos subtópicos seguintes.

### 3.1.1. Encapsulante

O uso de determinados materiais ou combinações destes podem provocar ou contribuir para a redução no tempo de vida útil dos módulos. Os polímeros têm se destacado para o uso em módulos fotovoltaicos, pois apresentam muitas das propriedades requisitadas para atender as aplicações. Porém suas interações com

outros materiais do módulo FV podem apresentar possíveis riscos à degradação do sistema. Essa investigação tem se mostrado complexa, pois é muito difícil distinguir a operação de cada componente de forma isolada, visto que quando o módulo FV passa a operar esses componentes agem simultaneamente (Omazic *et al.*, 2018)

O encapsulamento do módulo FV é responsável por fornecer suporte estrutural, acoplamento óptico entre célula solar e vidro, isolamento elétrico e isolamento para proteção física e térmica para o frágil sistema de células e componentes do circuito aos fatores ambientais externos (Segbefia *et al.*, 2021). O material encapsulante também tem grande contribuição na dissipação de calor no módulo FV. Por essa razão, apenas alguns polímeros podem ser usados para esse fim. O EVA é o principal encapsulante usado na indústria de módulos fotovoltaicos, pois além de possuir a combinação de propriedades requeridas, ele é econômico e com histórico de durabilidade. A Tabela 3.3 mostra os principais parâmetros do EVA, bem como o polivinil butiral (PVB), ionômero elastômero termoplástico (TPEs), termoplástico poliolefina (TPO), materiais também utilizados na indústria, porém em menor escala (Omazic *et al.*, 2018).

Tabela 3.3. Propriedades dos materiais encapsulantes. Adaptado (Omazic *et al.*, 2018).

Polímero	Tipo de polímero	T <sub>g</sub> [°C]	E [MPa]	Índice de refração (n) [-]	Resistividade elétrica (23°C) [Ω.cm]	Ingresso de umidade [g d <sup>-1</sup> ]
EVA	Elastômero	-40 a -34	≤ 68	1,48 - 1,49	10 <sup>14</sup>	115
PVB	Termoplástico	+12 a +20	≤ 11	1,48	10 <sup>10</sup> – 10 <sup>12</sup>	310
TPSE	Termoplástico elastômero	-100	≤ 280	1,42	10 <sup>16</sup>	-
TPO	Termoplástico elastômero	-60 a -40	≤ 32	1,48	10 <sup>14</sup> – 10 <sup>18</sup>	-

Tg: Temperatura de transição vítrea

E: Módulo de Young (Deformação elástica)

Diversas situações envolvendo o encapsulante podem gerar defeitos nos módulos FVs e serão discutidos nos itens seguintes.

### 3.1.1.1. Escurecimento ou descoloramento

O EVA é suscetível à degradação quando exposto à radiação solar, devido ao amarelamento (queda da transmitância) que ele começa a apresentar após um tempo

de exposição. Esse amarelamento/escurecimento, pode levar a um aumento da temperatura da superfície devido à maior absorção da radiação solar, reduzindo a potência elétrica, resultando em menor eficiência do módulo FV, podendo ainda, causar a delaminação (Kim *et al.*, 2021; Omazic *et al.*, 2018).

O escurecimento pode ocorrer devido às diferentes propriedades dos polímeros, além de umidade que pode penetrar no módulo FV via borda do conjunto vidro-encapsulante. Além do amarelamento/escurecimento do EVA, a célula solar também pode sofrer alterações na cor devido à exposição à radiação ultravioleta (Kim *et al.*, 2021; Yousuf *et al.*, 2021).

O ácido acético é um subproduto da hidrólise dentro do EVA, que ocorre na presença de umidade, calor e radiação UV. Este ácido atua como um catalisador na corrosão da metalização da célula solar e nas interconexões metálicas (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

O escurecimento do EVA pode ser acelerado por trincas nas células solares. Em sua análise, Lillo-Sanchez e colaboradores (2021) observaram esse defeito em 100 % das células em todos os 56 módulos fotovoltaicos de silício cristalino, conforme podem ser vistas nas Figuras 3.5 e 3.6. Os módulos FVs ficaram em exposição em Sevilha na Espanha por um período de 22 anos, sendo a instalação inicial de 1991 a 1999 e após 6 anos armazenados, voltaram a ser instalados de 2007 a 2021.

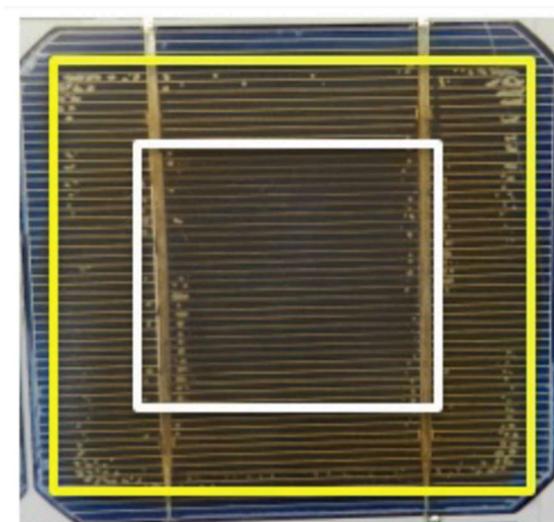


Figura 3.5. Níveis de escurecimento concêntrico sobre uma célula solar (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

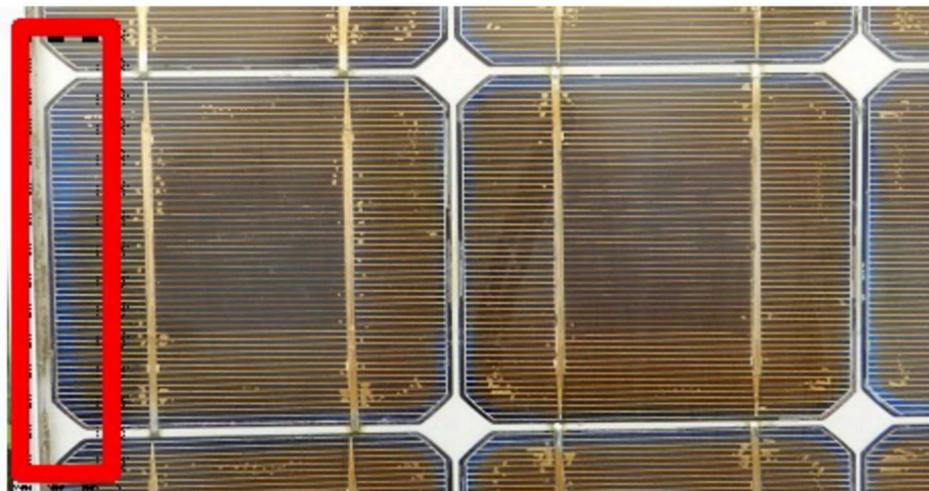


Figura 3.6. Níveis de descoloração não simétricos em células solares localizadas no perímetro do módulo FV (caixa vermelha) (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

Lillo-Sanchez e colaboradores (2021) destacaram em sua análise que as células localizadas no perímetro do módulo FV tem uma menor descoloração, podendo remeter à temperatura mais baixa nas células nessa parte do módulo em comparação com o restante. A alteração da cor causada no EVA possui um efeito significativo na degradação dos módulos porque a descoloração leva a uma menor transmitância da radiação solar, ocasionando uma redução na corrente de curto-circuito e, conseqüentemente, na potência elétrica do módulo FV.

#### 3.1.1.2. Delaminação

A descoloração é geralmente seguida de delaminação, que pode ocorrer nas interfaces vidro-encapsulante, célula-encapsulante, encapsulante-filme posterior, encapsulante-fita ou até mesmo no filme posterior. A delaminação está entre os modos de degradação mais comuns observados em campo. Quando ocorre a delaminação, a entrada de umidade não é mais impedida, podendo penetrar nas bordas do módulo FV causando danos ao sistema e corrosão nas células solares (Omazic *et al.*, 2018).

A delaminação pode ser caracterizada como a perda de adesão entre as interfaces do módulo. Em climas quentes e úmidos esse efeito é mais comum. Com a entrada de umidade no módulo fotovoltaico podem ocorrer danos físicos e químicos intensos no módulo, como a corrosão do metal (Kim *et al.*, 2021; Yousuf *et al.*, 2020). A Figura 3.7 mostra um exemplo de delaminação na borda de um módulo fotovoltaico

e a Figura 3.8 é a foto de um módulo em que o EVA perdeu sua adesão sob condições de alta umidade e temperatura (Kim *et al.*, 2021). Em geral os defeitos de delaminação dependem dos materiais encapsulantes, das condições climáticas e do tempo de exposição (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

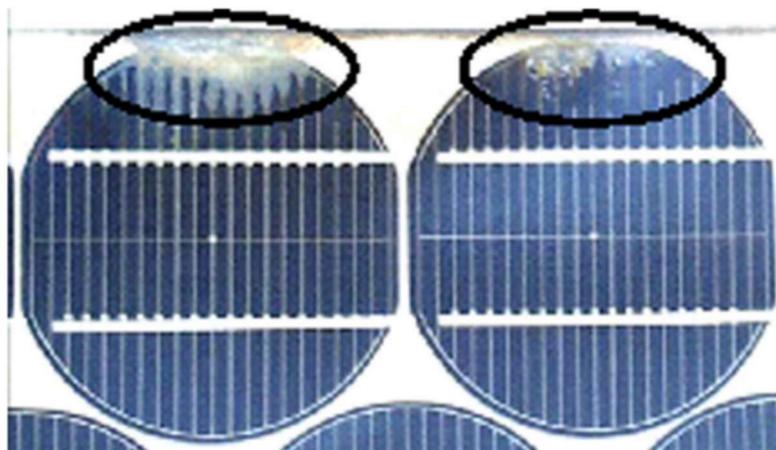


Figura 3.7. Módulo com delaminação na borda (Kaplanis *et al.*, 2011).

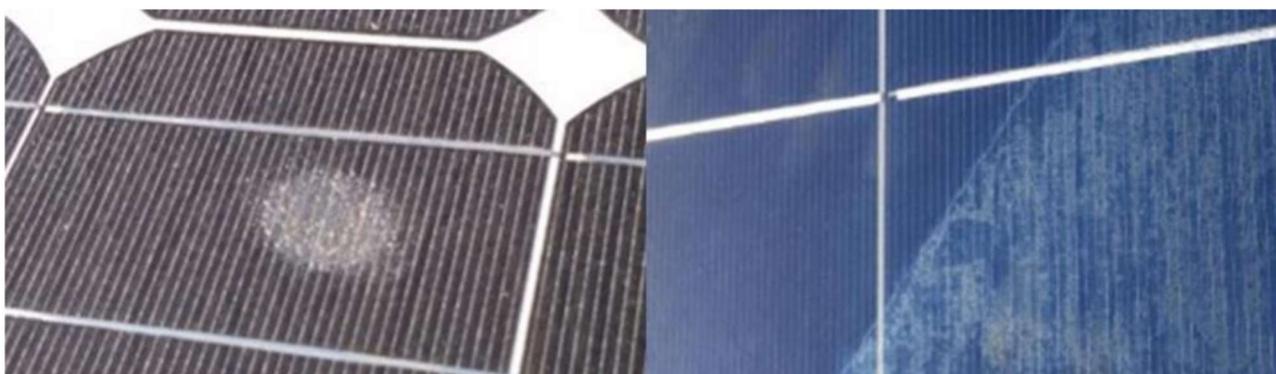


Figura 3.8. Módulo com delaminação devido à perda de adesão do EVA (Kim *et al.*, 2021).

Entre os aspectos da delaminação existe o padrão leitoso, que ocorre mais comumente em encapsulantes de EVA, podendo ocorrer em diferentes graus. É considerado severo quando ocorre em grandes áreas sobre células solares, principalmente nas proximidades das fitas de conexões e no perímetro de descoloração da célula, conforme mostra a Figura 3.9. A origem deste defeito pode estar em uma reação química entre o filme antirreflexo da célula solar e certos aditivos no encapsulante do módulo FV (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021; Segbefia *et al.*, 2021).

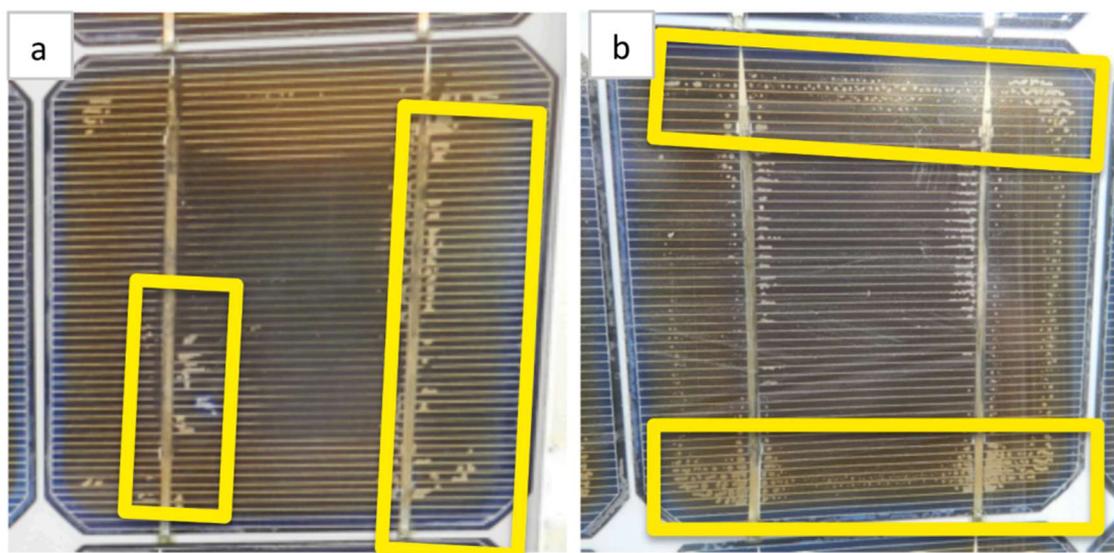


Figura 3.9. Padrão leitoso na proximidade das fitas de interconexão (a) e no perímetro de descoloração da célula (b) (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

### 3.1.1.3. Corrosão em módulos fotovoltaicos

A corrosão e a delaminação são as degradações mais frequentes observadas nos módulos FVs em condições de operação. A deterioração de qualquer componente de vedação do módulo FV em relação ao ambiente externo pode facilitar a corrosão, permitindo assim a entrada de umidade no equipamento pela borda. O EVA se deteriora quando o módulo FV opera em condições extremas de radiação UV, calor e umidade, formando ácido acético que acelera a corrosão do metal. Além disso, a umidade permanecendo no módulo FV, ocasionará danos nos contatos elétricos das células solares aumentando a resistência em série ( $R_s$ ) resultando em redução na potência do módulo devido ao aumento na corrente de fuga (Kim *et al.*, 2021; Yousuf *et al.*, 2021).

A Figura 3.10 apresenta um resumo dos mecanismos de corrosão em módulos FVs, a Figura 3.11 mostra um módulo fotovoltaico danificado pela oxidação próxima da moldura de alumínio e a Figura 3.12 apresenta um esquema representativo dos estágios de corrosão e interações entre os pares galvânicos (Segbefia *et al.*, 2021; (Yousuf *et al.*, 2021).

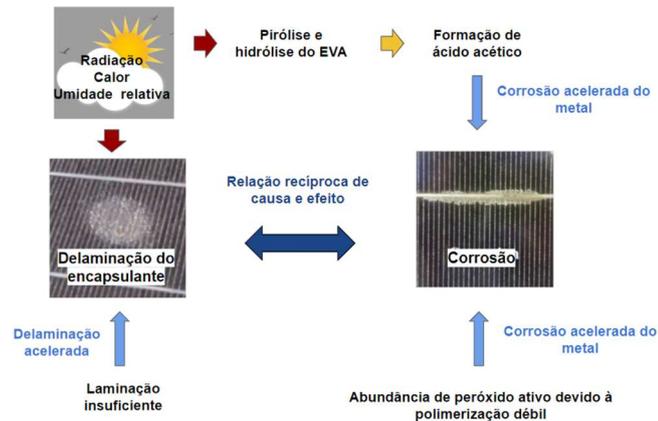


Figura 3.10. Esquema representativo do mecanismo de corrosão em células solares de silício.  $H_2O$  e  $O_2$  entram pelas bordas da parte posterior ou da moldura de alumínio e penetram no encapsulante causando corrosão e formando hidrogênio. As bolhas de hidrogênio podem crescer aumentando a delaminação (Kim *et al.*, 2021).

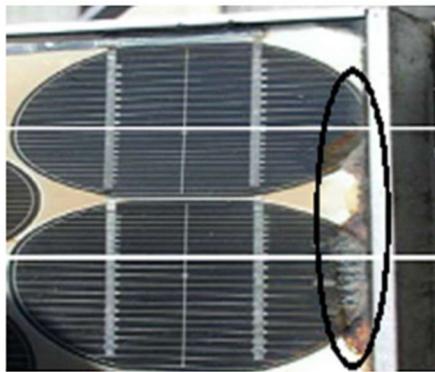


Figura 3.11. Módulo fotovoltaico com degradação por umidade próxima da moldura. Adaptado. (Yousuf *et al.*, 2021).

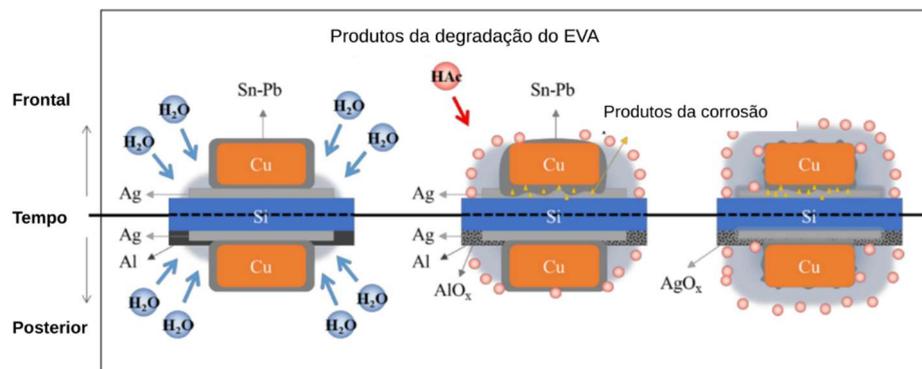


Figura 3.12. Esquema representativo das etapas de corrosão nos lados frontal e posterior de uma célula solar. Adaptado. (Kim *et al.*, 2021).

A corrosão da parte frontal e posterior do módulo FV ocorre de forma diferente. Isto ocorre porque na face frontal a corrosão começa pelas bordas da célula solar nas

fitas de conexão quando entra em contato com a água, formando a corrosão que se moverá lentamente em direção ao centro, diminuindo o contato entre a prata e a solda e aumentando a resistência em série. Já na parte posterior, o contato de alumínio e a junta de solda corroem primeiro e à medida que a corrosão avança outros metais também passam a se deteriorar (Kim *et al.*, 2021).

#### 3.1.1.4. Filme posterior

Os filmes posteriores normalmente possuem estrutura multicamadas (3 camadas), onde cada camada cumpre com uma função específica. A primeira camada, ou camada de contato com o encapsulante, deve fornecer adesão ao encapsulante e ser estável à exposição solar direta, geralmente feita de EVA. A segunda camada, ou camada central é a mais espessa, devendo possuir propriedades mecânicas e elétricas para proteção das células solares e EVA. A terceira camada, ou camada externa, precisa ser extremamente confiável e estável, pois fornece proteção para as outras camadas e está diretamente exposta ao ambiente. A segunda e terceira camadas são geralmente feitas de polietileno tereftalato (PET) e Tedlar® (fluoreto de polivinila desenvolvido pela DuPont), respectivamente. A estrutura multicamadas é geralmente laminada em conjunto com a adição de adesivos. Os tipos de degradação devido ao filme posterior são: delaminação, formação de trincas, descamação, aquecimento localizado (*burning*), formação de bolhas e descoloração (Yousuf *et al.*, 2021).

#### 3.1.1.5. Bolhas

As bolhas geralmente surgem devido à oxidação na estrutura do polímero, liberando gases como resultado desse processo. Quando isso acontece no encapsulante de polímero, bolhas de ar são geradas. Isso torna mais difícil a dissipação de calor das células solares, aumentando a temperatura e diminuindo a vida útil do módulo fotovoltaico (Kim *et al.*, 2021; Yousuf *et al.*, 2021). A Figura 3.13 mostra módulos fotovoltaicos com muitas bolhas na parte frontal e posterior e a Figura 3.14 mostra um módulo com muitas bolhas na parte frontal (Kim *et al.*, 2021; Yousuf *et al.*, 2021).

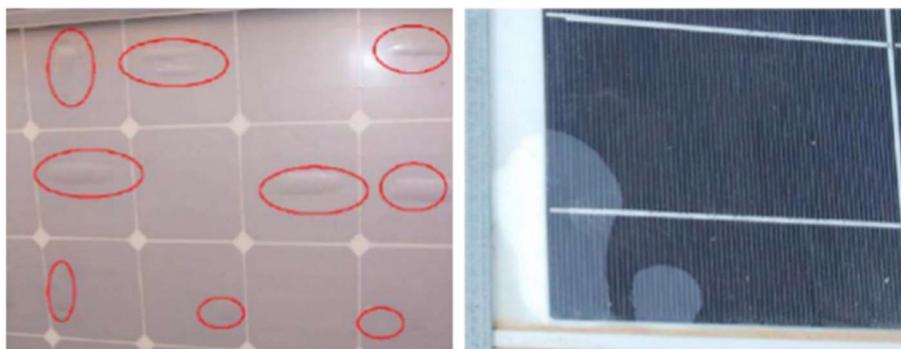


Figura 3.13. Módulo fotovoltaico com bolhas na face frontal e posterior (Munoz *et al.*, 2011).



Figura 3.14. Módulo fotovoltaico com muitas bolhas (Kim *et al.*, 2021).

### 3.1.2. Fissuras e quebras de módulos

A quebra do vidro pode causar degradação significativa nos módulos fotovoltaicos e geralmente ocorre durante o manuseio, seja no transporte ou na instalação. O módulo FV de silício cristalino mesmo quebrado ou trincado pode continuar operando com redução na potência elétrica, porém há maior chance de penetrar umidade, causando degradação do sistema e maior risco de choque elétrico. Na Figura 3.15a é possível observar um módulo com o vidro quebrado e na Figura 3.15b uma célula solar deteriorada por operar em alta temperatura (Kim *et al.*, 2021; Yousuf *et al.*, 2021).

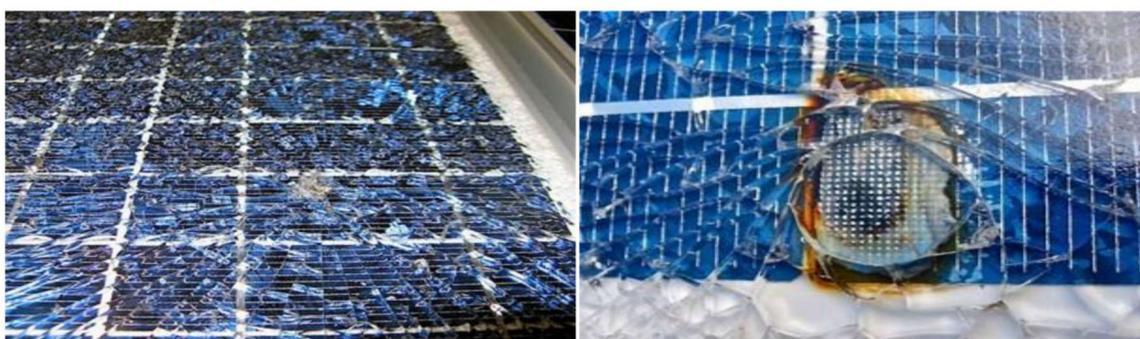


Figura 3.15. (a) Módulo fotovoltaico com vidro quebrado e (b) célula solar deteriorada por operar em alta temperatura (Kim *et al.*, 2021).

Além de quebras no vidro dos módulos, as células solares também podem sofrer fissuras. A busca por maior eficiência com menor custo resultou em alterações no tamanho e na espessura das células. Estas passaram a ter uma área de 210 mm x 210 mm e espessura de 160-180 micrômetros. Essas alterações tornam as células solares mais suscetíveis à quebra. Geralmente quebras e trincas são difíceis de identificar a olho nu, sendo utilizado como recurso os métodos de termografia ou eletroluminescência (Kim *et al.*, 2021; Yousuf *et al.*, 2021).

As fissuras nas células solares podem ser detectadas durante o teste de inspeção visual, quando grandes o suficiente. Lillo-Sanchez e colaboradores (2021) analisaram 56 módulos, entre eles observaram que 4 % das células analisadas apresentavam trincas visíveis e 8 % microfissuras detectadas com Eletroluminescência. As trincas nas células solares podem ocorrer de diferentes maneiras e em várias etapas do processo da fabricação e da instalação, como tensões mecânicas ou térmicas durante a fabricação, transporte ou manuseio incorreto, durante o carregamento ou descarregamento inadequado, instalação, montagem, desmontagem, remontagem ou período de exposição. No estudo de Lillo-Sanchez e colaboradores (2021) cerca de 50% das células trincadas foram geradas apenas no ponto de solda nas fitas de ligação entre as células, conforme mostra a Figura 3.16.

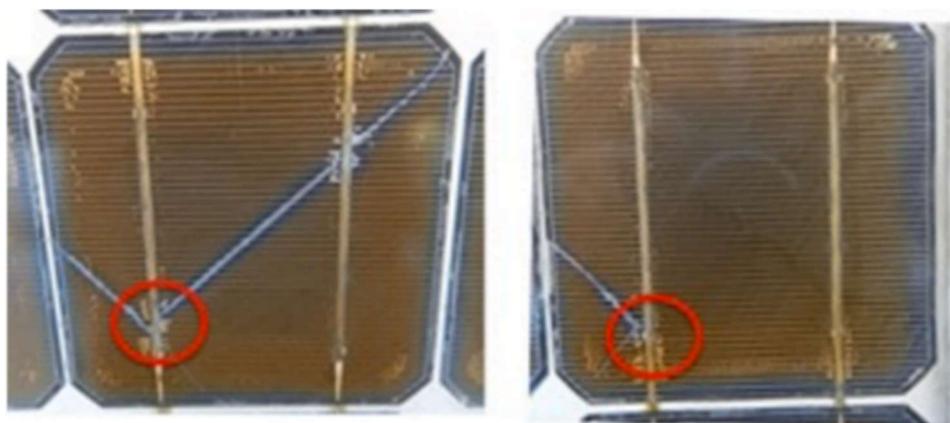


Figura 3.16. Células solares trincadas nas fitas de conexão (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

Trincas e quebras podem comprometer significativamente a potência máxima da célula solar. Isto ocorre porque existem quebras que podem isolar uma célula solar do restante do conjunto (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

### 3.1.3. Pontos quentes

Pontos quentes são áreas nos módulos fotovoltaicos com altas temperaturas, que podem danificar as células. As Figura 3.17 e 3.18 são exemplos de módulos afetados com pontos quentes.

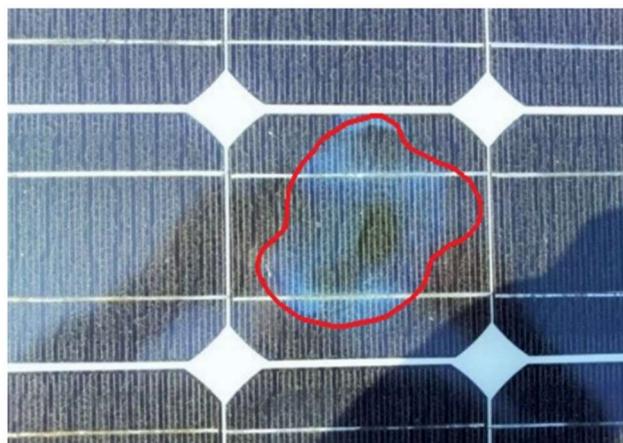


Figura 3.17. Módulo FV com ponto quente (Yousuf *et al.*, 2021).



Figura 3.18. Dois módulos FVs com pontos quentes, sendo que no segundo a célula solar foi destruída (Kim *et al.*, 2021).

Os pontos quentes podem ser causados por células defeituosas ou sombreadas e conexões interrompidas no módulo fotovoltaico (Yousuf *et al.*, 2020). (Kim *et al.*, 2021). Em caso de curto-circuito, em uma célula a tensão será revertida e se tornará igual e oposta à das outras células da série. Quando isso ocorre, a célula solar defeituosa sobrecarregará as outras células causando dissipação de calor relativamente alta, criando assim pontos quentes. É importante entender e analisar detalhadamente as falhas de pontos quentes antes que afetem todo o sistema. O método mais utilizado para fazer essa identificação é a partir de imagens térmicas infravermelhas (IR), que podem identificar o módulo afetado por ponto quente e sua

distribuição, mostrando a diferença de cor entre a célula geradora de calor e uma célula padrão (Kim *et al.*, 2021).

Os pontos quentes também podem ser causados por sujeira localizada, sombras, células danificadas ou incompatibilidade severa entre os módulos fotovoltaicos. Pontos quentes podem gerar quebra da célula e queima da parte posterior do módulo (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

#### 3.1.4. Degradação induzida por potencial

A Degradação Induzida por Potencial (PID) em módulos fotovoltaicos ganhou importância nos últimos anos, principalmente devido à sua capacidade de causar falhas graves em condições externas. Isto deve-se ao fato de que, nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, os módulos FVs são frequentemente conectados em série para aumentar a tensão de saída, conforme ilustrado na Figura 3.19. Essa diferença de potencial elétrico provoca correntes de fuga que fluem da moldura do módulo para as células solares (ou vice-versa, dependendo da posição do módulo em uma série de módulos), o que resulta no PID. Esse problema tende a ser mais grave no futuro, à medida que a indústria fotovoltaica está caminhando para aumentar a tensão do sistema para 1500 V (Luo *et al.*, 2017).

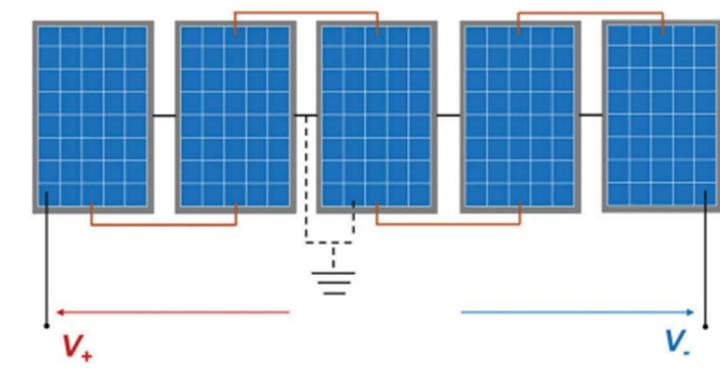


Figura 3.19. Diagrama esquemático simplificado de um sistema fotovoltaico com um potencial flutuante. Os módulos estão conectados em série, representados pelas linhas sólidas na cor laranja, enquanto as molduras estão aterradas. São mostrados apenas cinco módulos, mas mais módulos estão conectados em série. A diferença de potencial entre a célula e a moldura do módulo no meio é zero e aumenta em magnitude em direção às extremidades do painel. A diferença de potencial máxima pode exceder centenas de volts (Luo *et al.*, 2017).

Em módulos FV convencionais de silício cristalino do tipo p, as correntes de fuga podem fluir da moldura do módulo para as células solares ao longo de vários

caminhos (ver Figura 3.20) como: (1) ao longo da superfície do vidro frontal e do material de encapsulamento; (2) através do vidro frontal (lateralmente) e através do material de encapsulamento; (3) ao longo da interface entre o vidro frontal e o material de encapsulamento, e através do material de encapsulamento; (4) através do material de encapsulamento; (5) ao longo da interface entre o material de encapsulamento e o revestimento posterior, e através do material de encapsulamento; (6) ao longo da superfície do revestimento posterior e através do revestimento posterior e do material de encapsulamento.

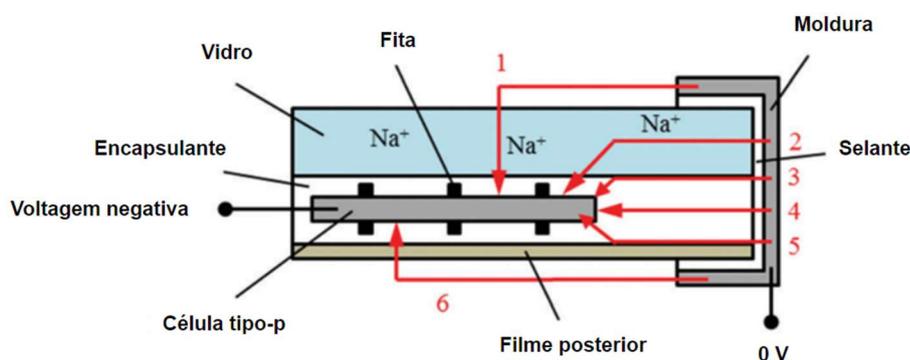


Figura 3.20. Seção transversal de um módulo FV convencional de Si-c construído com vidro-encapsulante-célula-encapsulante-filme posterior e modelagem das possíveis vias de corrente de fuga. As células solares têm polarização negativa, enquanto a estrutura do módulo está aterrada. A seta representa a direção das correntes de fuga. Íons positivos, como íons de sódio ( $\text{Na}^+$ ), migram para a célula quando as mesmas estão sob potencial negativo. Adaptado de (Dhere; Shiradkar; Schneller, 2014).

Os efeitos do PID são influenciados por uma variedade de fatores, incluindo as características do filme antirreflexo (AR) das células solares, os materiais de encapsulamento, a configuração do módulo (por exemplo, com ou sem moldura) e as topologias do sistema (Luo et al., 2017). Para o mesmo tipo de módulo FV, diferentes graus de degradação de potência podem ser induzidos, dependendo do estresse ambiental. Por exemplo, em climas de maior umidade a ocorrência de degradação por PID é maior do que em climas quentes e secos (Kim et al., 2021; Omazic et al., 2018).

É importante destacar que diferentes modos de PID podem se manifestar quando um módulo FV do mesmo tipo é submetido à diversas condições de estresse. Embora haja uma compreensão bem estabelecida do PID em um nível macroscópico, ainda não é completamente compreendido em um nível microscópico. No entanto, a literatura apresenta diversos modelos teóricos propostos para explicar as causas do PID frequentemente observado em módulos FV.

Na maioria das publicações, sugere-se que a contaminação se dá pelo sódio (Na) que tem origem no vidro de soda-lime (*float* ou *soda-cal*). O vidro soda-lime contém de 13% a 14% de  $\text{Na}_2\text{O}$ , o que facilita a migração dos íons de sódio. Os modelos são baseados no fato de que íons de sódio móveis podem difundir-se do vidro frontal para a superfície da célula devido ao potencial elétrico entre célula solar e moldura do módulo FV. O sódio contido no vidro soda-lime desempenha um papel fundamental no desenvolvimento do PID, pois é o principal transportador de carga que favorece as correntes de fuga necessárias para a ocorrência do PID (Luo et al., 2017).

Embora ainda não esteja completamente compreendido, vários métodos foram desenvolvidos para prevenir eficazmente o PID em módulos de Si-c de tipo p. Na célula solar, a resistência ao PID pode ser aumentada: ajustando a razão Si/N do revestimento AR para um valor mais alto para aumentar a condutividade elétrica; crescendo uma camada intermediária ( $\text{SiO}_2$ ) entre o Si e o revestimento AR de  $\text{SiNx}$ . No módulo FV, o PID pode ser evitado usando materiais de encapsulamento e/ou vidro com alta resistividade. No nível do sistema, é possível reduzir o PID assegurando que o circuito ativo dos módulos fotovoltaicos não seja submetido à polarização negativa em relação ao solo (Luo et al., 2017).

### 3.1.5. Defeito na caixa de junção

A caixa de junção é um importante equipamento do sistema fotovoltaico, sendo sua confiabilidade importante para o sistema. Cerca de 85% dos defeitos na caixa de junção são originados na instalação e ocorrem durante os primeiros três meses de operação. A Figura 3.21 mostra duas caixas de junção com defeitos graves. Os principais modos de defeitos envolvendo caixas de junção incluem diodos queimados (causando estresse excessivo no sistema), malformação do equipamento (problemas no fechamento da tampa possibilitando a entrada de sujeira e umidade) e fiação inadequada (Kim et al., 2021).



Figura 3.21. Caixas de junção deterioradas por defeitos no funcionamento (Kim *et al.*, 2021).

Destaca-se no trabalho de Lillo-Sanchez e colaboradores (2021), que todos os 56 módulos analisados tiveram os eletrodos da caixa de junção degradados e 4 das caixas estavam mal fixadas na parte posterior do equipamento, conforme mostra a Figura 3.22.

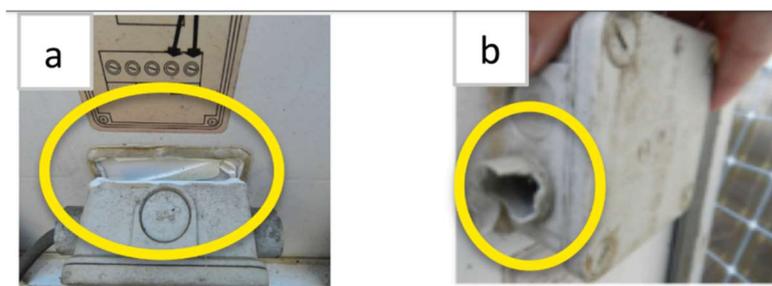


Figura 3.22. Defeitos da caixa de junção: Condutor degradado (a) e caixa de junção quebrada (b) (Lillo-Sánchez *et al.*, 2021).

### 3.1.6. Trilhas de caracol

Um módulo FV com defeito pode gerar redução da potência do módulo ou criar um problema de segurança. No entanto, existem alterações meramente estéticas, ou seja, não afetam desempenho ou segurança, não sendo considerados um defeito do módulo fotovoltaico.

No entanto, questões puramente estéticas podem desencadear e/ou aumentar outros defeitos ou indicar a presença de defeitos visualmente não observáveis que afetam a potência do módulo. Esse é um exemplo conhecido como “trilhas de caracóis”, que são descolorações na célula e ainda não há indicação de que causem uma diminuição significativa da eficiência do módulo. No entanto, a presença de “trilhas de caracol” é uma indicação de trincas nas células (Omazic *et al.*, 2018). Sendo assim, as “trilhas de caracóis” mesmo não sendo consideradas um defeito, é um indicativo de trincas nas células solares, facilitando a identificação desse defeito.

Em sua dissertação de mestrado, Jeferson Fortunato percebeu na análise visual, que todos os módulos fotovoltaicos, independentemente da estrutura da célula solar, apresentaram as “trilhas de caracol” (*snail track*) nas bordas das células. Conforme mostra a Tabela 3.4, somente em 7 módulos fotovoltaicos com células solares sem campo retrodifusor (MSBSF) e em 9 dispositivos com células solares com campo retrodifusor de alumínio (MCBSF) as trilhas de caracol foram identificadas em regiões afastadas das bordas (Ferronato, 2022).

Na Figura 3.23a e 3.23b observam-se trilhas de caracol nas bordas e nas regiões afastadas das bordas, respectivamente. Em 29% e 25% dos módulos fotovoltaicos MSBSF e MCBSF, respectivamente, apareceram as trilhas de caracol em regiões afastadas da borda após 77 meses em operação (Ferronato, 2022).

Tabela 3.4. Número total e número de módulos fotovoltaicos com trilhas de caracol em regiões afastadas da borda, produzidos com células solares sem campo retrodifusor (MSBSF) e com células solares com campo retrodifusor de alumínio (MCBSF) (Ferronato, 2022).

Módulos fotovoltaicos	Total de módulos	Módulos com trilha de caracol	Percentual
MSBSF	28	7	25%
MCBSF	31	9	29%

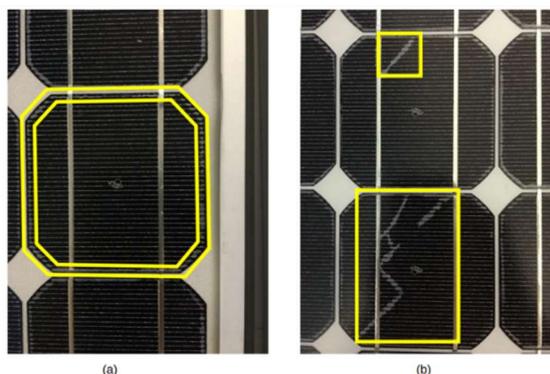


Figura 3.23 Trilhas de caracol observadas nas: (a) bordas e (b) nas regiões afastadas das bordas das células solares (Ferronato, 2022).

### 3.2. Influência das condições climáticas na taxa de degradação de módulos fotovoltaicos

O retorno do investimento financeiro em um sistema fotovoltaico é influenciado por vários fatores, incluindo as características específicas do sistema e a diminuição da eficiência causada pelos efeitos ambientais. As severas condições climáticas

influenciam na taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos (Santhakumari; Sagar, 2019), sendo menor em climas frios, devido à menor incidência de falhas por pontos quentes. A Tabela 3.5 mostra os vários modos de degradação em vários países em que a maior parte da degradação é causada pelas condições ambientais. O tempo de exposição também é considerado, sendo que quando exposto a mais de 10 anos, o módulo FV fica sujeito a maior taxa de degradação (Yousuf *et al.*, 2021).

Tabela 3.5. Taxas de degradação relatadas em vários países. Adaptado (Yousuf *et al.*, 2021).

País	Tipo de módulo	Taxa de degradação	Causa da degradação
Espanha	Célula solar de Si-Mc	-0,8% a -1,1%/ano	Velocidade do vento elevada
Itália	Célula solar de Si-Mc	-0,8% a -1,1%/ano	Sombreamento de células FV
Chipre	Célula solar de Si-Mc	-0,8% a -1,1%/ano	Irradiação solar e temperatura da célula
Grécia	Célula solar de Si-Mc	-0,9% a -1,13%/ano	Temperatura ambiente, irradiação solar e velocidade do vento
Polônia	Célula solar de Si-Mc	>-0,9%/ano	Temperatura ambiente elevada
Índia	Célula solar de si-mono	-1,4%/ano	Alta temperatura da célula e umidade
Sul da Índia	Célula solar de Si-Mc	-1,3%/ano	Temperatura ambiente e alta irradiância
Tailândia	Célula solar de Si-Mc	-1,5% a -4,9%/ano	Umidade
Norte da Tailândia	Célula solar de Si-Mc	-1,5%/ano	Delaminação do EVA
Japão	Célula solar de Si-Mc	-1,15%/ano	Fatores do meio ambiente
Singapura	Célula solar de Si-Mc	-2,0%/ano	Temperatura ambiente
República da Coreia	Célula solar de Si-Mc	-1,3%/ano	Corrosão e descoloração
Escócia, RU	Célula solar de Si-Mc	-1,05% a -1,16%/ano	Temperatura extremamente baixa e umidade
Austrália	Célula solar de Si-Mc	-1,35% a -1,46%/ano	Temperatura extremamente alta e umidade

Segundo dados de Yousuf e colaboradores (2021), regiões onde a média de temperatura anual permanece muito baixa, as taxas de degradação variam de -1,05 % a -1,16 % ao ano. Em regiões onde a temperatura média anual é alta, a taxa de degradação é de -1,35 % a -1,46 % ao ano.

Da mesma forma, Jordan e colaboradores (2017) realizaram a análise dos modos de degradação de módulos fotovoltaicos conforme a indústria evoluiu, discutindo os modos de degradação dominantes nos últimos 20 anos, conforme apresentados nas Tabelas 3.6 e 3.7. A Tabela 3.6 classifica a degradação dos módulos com números de 1 a 10, sendo que 1 indica que a degradação observada

não tem efeito na potência do módulo e 10 indica um grande efeito na potência e segurança do módulo FV. A Tabela 3.7 classifica a gravidade de cada modo de degradação. Cabe ressaltar que mesmo a degradação de número 1 não representando efeito direto na potência do módulo, pode estar correlacionada com modos de degradação específicos a certas perdas de potência, sendo assim um campo de pesquisa.

Tabela 3.6. Classificação de gravidade usada para avaliar e classificar diferentes modos de degradação. Adaptada (Jordan *et al.*, 2017).

Gravidade	Avaliação
Grande efeito na potência e na segurança	10
Grande efeito na potência	8
Efeito moderado na potência	5
Ligeira deterioração da potência	3
Sem efeito na potência	1

Tabela 3.7. Resumo dos modos de degradação com classificações de gravidade. Adaptado (Jordan *et al.*, 2017).

Modo	Avaliação
Amarelamento/escurecimento do encapsulante	3
Delaminação maior	5
Delaminação menor	1
Comprometimento do revestimento posterior	10
Outros problemas no revestimento	1
Descoloração das fitas de conexão	5
Falha do circuito interno e falha na solda	8
Pontos quentes	10
Células quebradas	5
Problema nos diodos na caixa de junção	5
Quebra do vidro	5
Sujeira permanente	2
Degradação induzida por potencial	8
Deformação da moldura de alumínio	3

Para melhor investigar, os autores Jordan e colaboradores (2017) dividiram o tempo de exposição em três categorias: menos que 10 anos, 10 a 20 anos e mais de 20 anos, assim como a forma de degradação e o clima onde o sistema foi instalado. Em climas moderados, os módulos FVs em instalações com mais de 20 anos de exposição demonstraram uma taxa de degradação mais elevada, sendo que a maioria desses módulos exibiu sinais de amarelamento/escurecimento no encapsulante, seguido de delaminação e fratura das células solares.

Em módulos FVs com tempo de exposição entre 11 e 20 anos, também tiveram o escurecimento do encapsulante como degradação dominante, seguido também da delaminação. Em climas moderados com instalações recentes, a porcentagem de módulos afetados pelo escurecimento diminuiu, sendo que a maior porcentagem de degradação nesses módulos deve-se a pontos quentes e degradação induzida por potencial elétrico.

Nos climas quentes e úmidos, os dados apresentados por Jordan e colaboradores (2017) mostraram que as instalações mais antigas apresentaram maior degradação no encapsulante, acompanhadas de delaminação, problemas na parte posterior, células fraturadas, problemas na caixa de junção e descoloração das trilhas metálicas. Já as instalações mais recentes apresentaram maior número de degradações relacionadas a pontos quentes e caixa de junção. Os módulos de meia idade são dominados pela degradação por delaminação, provavelmente por causa da umidade, seguido de amarelamento/escurecimento. As instalações mais antigas no deserto eram claramente dominadas pelo escurecimento do encapsulante. Em instalações mais novas a degradação é dominada pela descoloração das trilhas metálicas e por pontos quentes (Jordan *et al.*, 2017).

Na Figura 3.24 é possível observar a soma de todos os módulos afetados por um meio de degradação específica apresentada por Jordan e colaboradores (2017), mostrando os efeitos dominantes. Nos módulos dos últimos 10 anos prevaleceu a degradação por pontos quentes e por corrosão das trilhas metálicas. A degradação dominante, considerando todos os anos, é o amarelamento/escurecimento do encapsulante, sendo mais acentuada em climas quentes. Células com fissuras, degradação induzida por potencial elétrico e falha das fitas de conexão também contribuem significativamente na degradação dos módulos FVs (Santhakumari; Sagar, 2018).



Figura 3.24. Modos de degradação mais significativos para (a) todos os anos e (b) sistemas instalados nos últimos 10 anos. As colunas são codificadas por cores de acordo com a gravidade. Adaptado (Jordan *et al.*, 2017).

O estudo revelou que nos últimos 15 anos a degradação dominante se dá por pontos quentes, em grande parte por sua classificação de gravidade. A delaminação também é uma forma de degradação significativa, que pode ocorrer na interface encapsulante-silício (Figura 3.25a) ou na interface vidro-encapsulante (Figura 3.25b). Com o aumento da delaminação nas bordas, maior umidade penetra no módulo FV, podendo corroer a metalização das fitas de conexão (Figura 3.25c), aumentando assim a resistência em série do circuito (Jordan *et al.*, 2017).

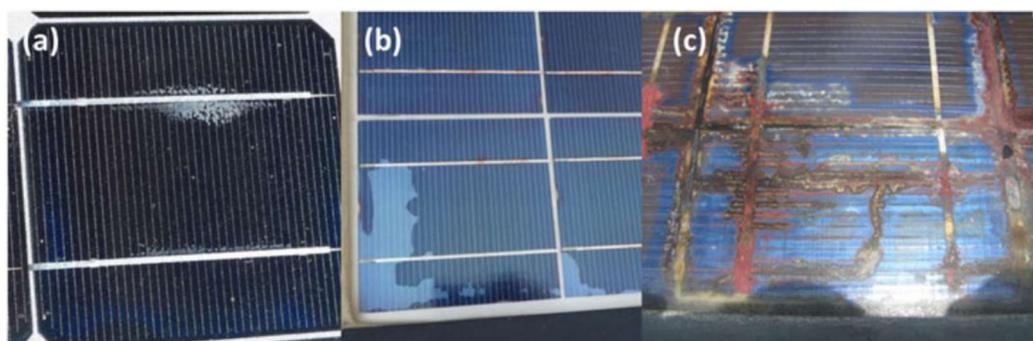


Figura 3.25. Delaminação do encapsulante: (a) na interface encapsulante-silício e geralmente começa a aparecer ao longo do barramento da célula; (b) na interface vidro-encapsulante e (c) dependendo da duração e gravidade da exposição no campo, a delaminação pode ser acompanhada pela descoloração das trilhas metálicas (Jordan *et al.*, 2017).

De modo geral, as porcentagens das degradações relatadas estão diminuindo em instalações mais recentes, com maior taxa em climas quentes e úmidos. A

degradação dominante em climas quentes e úmidos é a delaminação e falhas na caixa de junção. Em módulos instalados nos últimos 10 anos a maior degradação provém de pontos quentes, da descoloração das trilhas metálicas e fitas de conexão. O amarelamento/escurecimento é a degradação predominante, principalmente em módulos FVs mais antigos. Em sistemas mais novos instalados em ambientes de climas quentes o amarelamento/escurecimento também aparece, mas em menor grau (Jordan *et al.*, 2017; Santhakumari; Sagar, 2018).

Neste contexto, Omazic e colaboradores (2018) fizeram uma varredura de trabalhos publicados sobre a degradação de sistemas Fvs em diferentes climas. Na pesquisa, os dados coletados foram divididos por zonas climáticas. Cada letra corresponde a um dos cinco grupos de clima abordados: zona equatorial/tropical (A); zona árida (B); zona quente temperada (C); zona fria ou neve (D) e zona polar (E), conforme mostra a Figura 3.26.

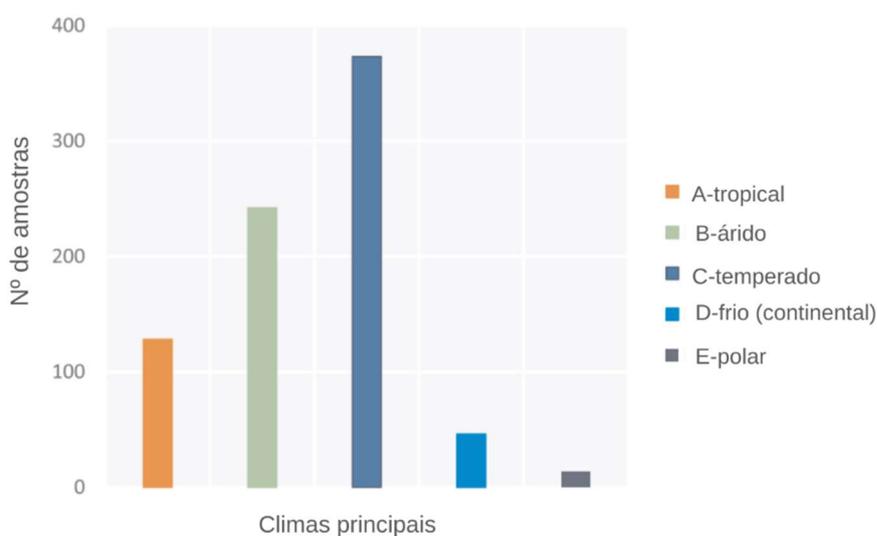


Figura 3.26. Distribuição dos dados coletados nas principais zonas climáticas. Adaptada (Omazic *et al.*, 2018).

De acordo com o estudo, o ambiente tropical, ou seja, quente e úmido (**A**) é o clima que mais contribuiu para a degradação rápida e severa dos módulos FVs. A delaminação é a falha que mais aparece nos módulos FVs nesse clima. Isso ocorre porque quando a temperatura sobe de 25 °C para 50 °C, aumenta a probabilidade de descolagem, propiciando a entrada de umidade e assim corrosão das trilhas metálicas e fitas de conexão (Omazic *et al.*, 2018).

As zonas de clima desértico, quente e seco (**B**) propiciam um ambiente mais agressivo para sistemas fotovoltaicos, isso porque ficam sujeitos a alta irradiação

solar, com ciclos de temperaturas extremas e vento com areia. As falhas mais comuns que contribuem para a degradação de módulos nesse ambiente é: amarelamento/escurecimento do encapsulante EVA, delaminação, corrosão e falhas de interconexões devido à fadiga térmica decorrente da alta temperatura, problema no EVA devido à irradiação UV e deterioração da solda metálica levando a um aumento da resistência em série e fissuras no filme posterior.

Em clima quente e temperado (**C**), a umidade também é o fator que mais contribuiu para a degradação do módulo, como delaminação e corrosão. Além da umidade, outras formas de degradação dos módulos FVs nesse ambiente são a o amarelamento/escurecimento do EVA e a delaminação em grande parte dos módulos. Em neve (**D**) e climas polares (**E**), o modo de degradação é direcionado a tensões mecânicas devido à alta queda de neve e/ou tensões por rajadas de vento. As falhas encontradas são trincas em células, quebra ou flexão da estrutura e quebra do vidro. O EVA opera em uma faixa de temperatura que varia até -15 °C. Quando as temperaturas caem abaixo deste limite, isso pode afetar negativamente o módulo de elasticidade, levando a deformações e, possivelmente, à quebra das interconexões. (Omazic *et al.*, 2018).

### **3.3. Degradação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos**

A redução na produção de energia nos módulos fotovoltaicos é de grande interesse para todos os envolvidos no setor, sendo esta influenciada por diversos fatores, como condições climáticas, materiais utilizados na fabricação e estrutura das células solares. Compreender os parâmetros elétricos por meio da curva de corrente-tensão (I-V) permite identificar a taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos (Smith; Jordan; Kurtz, 2012).

O estudo de Smith, Jordan e Kurtz (2012) relata dados de 12 diferentes módulos FVs com células solares de silício mono ou multicristalinos implantados no *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), no Colorado, Estados Unidos. Os módulos FVs passaram por medições, obtendo-se o valor médio dos parâmetros elétricos. Os valores médios foram representados graficamente em uma série temporal e as taxas de degradação foram determinadas a partir de um ajuste de curva pelo método de mínimos quadrados. O processo foi repetido para os 12 módulos e os

resultados estão expressos na Tabela 3.8. A Figura 3.27 apresenta o resultado de cada um dos módulos e a taxa de degradação individual, diferenciando por cores vermelha e azul para os módulos FVs fabricados com células de silício monocristalino e multicristalino, respectivamente. Os dados apresentados na Tabela 3.8 mostram que módulos FVs de silício multicristalino apresentaram uma taxa de degradação maior do que os módulos de silício monocristalino. Todas as taxas de degradação na Tabela 3.8 estão em (%/ano).

Tabela 3.8. Resumo da taxa de degradação de variação da potência no ponto de máxima potência elétrica ( $\Delta P_{MP}$ ); da Variação na corrente de curto-circuito ( $\Delta I_{SC}$ ); da Variação na tensão de circuito aberto ( $\Delta V_{OC}$ ) e da Variação no fator de forma ( $\Delta FF$ ) (Smith; Jordan; Kurtz, 2012).

Mód.	Fabric.	Tecnol.	$\Delta P_{MP}$ (%/ano)	$\Delta I_{SC}$ (%/ano)	$\Delta V_{OC}$ (%/ano)	$\Delta FF$ (%/ano)	Período de análise (anos)
1	A	mono	-0,29	-0.19	-0,02	-0,08	9,3
2	A	mono	-0,33	-0.27	-0,01	-0.06	8,1
3	A	mono	-0,21	-0.21	-0,03	0,03	9,3
4	A	mono	-0,25	-0.10	-0,02	-0.14	9,4
5	B	multi	-0,04	-0.14	-0,02	0,13	10,4
6	B	multi	-0,07	-0.15	0,01	0,07	10,4
7	C	mono	-0,29	-0.30	-0,01	-0,09	17,2
8	D	multi	-0,29	0.24	0,05	0,00	6,4
9	D	multi	-0,07	0.16	0,02	-0,24	6,4
10	D	multi	-0,85	-0.23	-0,07	-0,58	3,8
11	E	multi	-1,14	-0.24	0,00	-0,96	11,6
12	E	multi	-0,61	-0.26	-0,06	-0,33	12,7
Mediana			-0,27	-0.20	-0,01	-0,08	9,4
Desvio Padrão			0,38	0.17	0,04	0,31	3,4

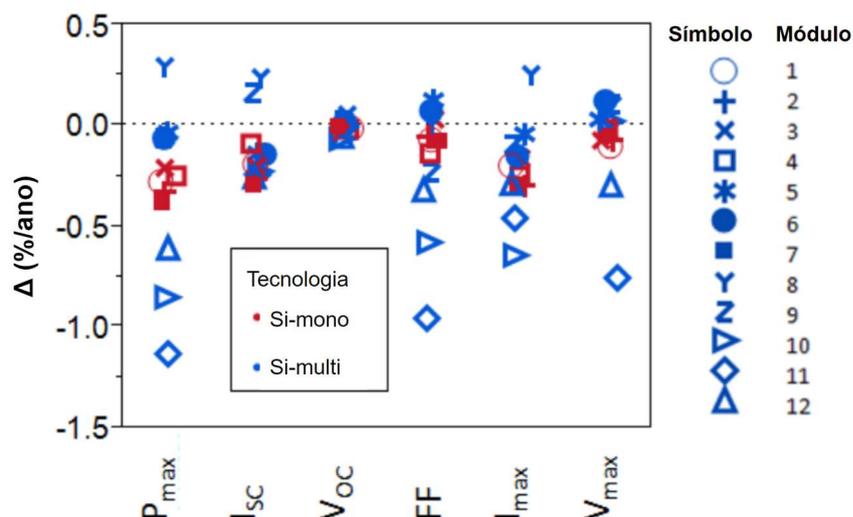


Figura 3.27. Taxas de degradação para módulos fotovoltaicos com células solares de silício mono e multicristalino. Cada módulo é representado por um símbolo diferente. Si-mono estão em vermelho enquanto os módulos Si-Mc estão em azul. Um valor negativo implica diminuição do desempenho com o tempo. Adaptada (Smith; Jordan; Kurtz, 2012).

Smith, Jordan e Kurtz (2012) dividiram os módulos analisados em dois grupos, sendo que o primeiro (módulos de 1 a 9) apresentou taxa de degradação, (representada pelo  $\Delta$  em %/ano) de até -0,5%/ano, enquanto o segundo grupo (módulos 10 a 12) apresentou  $\Delta$  menor que -0,5%/ano (valor em módulo > que 0,5 %/ano). No primeiro grupo, a principal característica é a queda de  $I_{sc}$ , que pode ser mais atribuída à delaminação, amarelamento/escurecimento do EVA, células individuais trincadas e em menor quantidade atribuída à PID e sujidade. No segundo grupo a redução do FF foi o parâmetro que resultou na maior perda de  $P_{MP}$ , indicando que a resistência em série pode ter aumentado. De acordo com os autores a causa para o segundo grupo apresentar elevada queda de  $P_{MP}$  não é clara, mas indica estar relacionada com a combinação da redução na resistência em paralelo e alta resistência em série (Smith; Jordan; Kurtz, 2012).

Dentro deste contexto, Fonseca *et al.*, (2020) realizaram um estudo da degradação dos parâmetros elétricos de um sistema FV instalado na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), em Porto Alegre, após 15 anos de exposição. O sistema instalado ano de 2004 é composto por 48 módulos FVs, fabricados com 72 células de silício monocristalino. Cada módulo FV possui potência nominal de 100 Wp, totalizando a potência de 4,8 kWp, que é eletricamente dividida em três conjuntos de 1,6 kWp cada. Cada conjunto é composto por duas sequências de oito módulos FV.

Antes da instalação, os módulos FVs foram submetidos a medições individuais sob a luz solar natural utilizando um analisador de curvas PVPM 1000C100 para

determinar os parâmetros elétricos através da medição da curva I-V. Os módulos foram avaliados em uma faixa de irradiância de 940 a 1070 W/m<sup>2</sup>, com temperatura das células variando entre 53 e 64 °C, e, em seguida, os resultados foram ajustados para a condição padrão de medição. Com base nos dados coletados, foram gerados histogramas que estão apresentados na Figura 3.28 para (a) potência máxima, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) fator de forma.

Após 15 anos de operação, os módulos foram submetidos a uma nova medição. Na Figura 3.29, você pode ver os histogramas que representam a dispersão dos parâmetros elétricos dos módulos após serem afetados por algum tipo de degradação. No gráfico (a), você encontra a potência máxima; no gráfico (b), a corrente de curto-circuito; no gráfico (c), a tensão de circuito aberto; e no gráfico (d), o fator de forma (Fonseca et al., 2020)

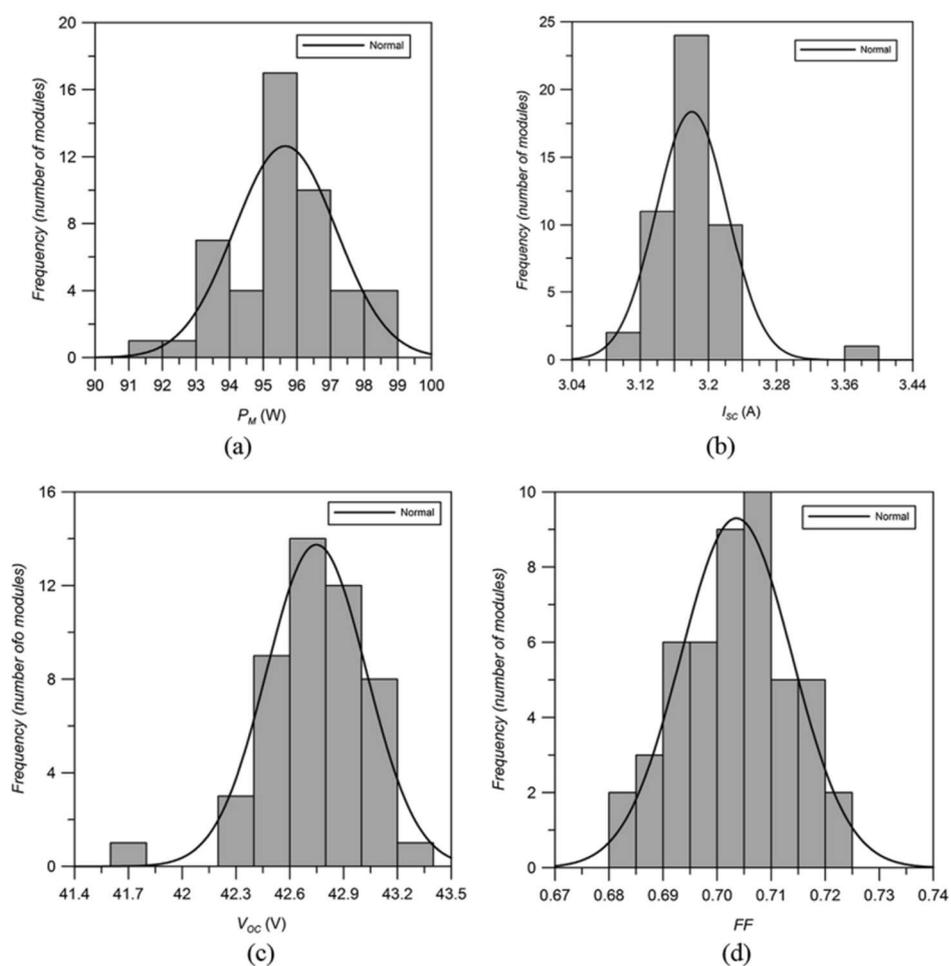


Figura 3.28. Dispersão dos parâmetros elétricos antes da instalação: (a) potência máxima, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) fator de forma (Fonseca et al., 2020).

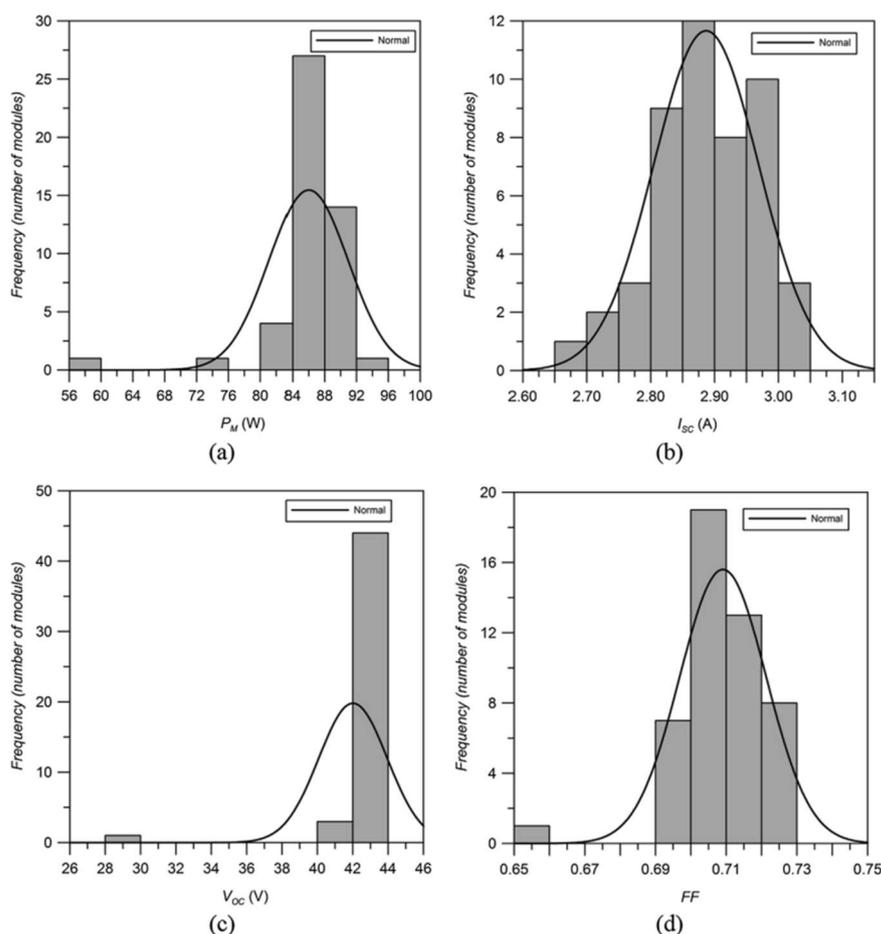


Figura 3.29. Dispersão dos parâmetros elétricos após 15 anos de operação: (a) potência nominal, (b) corrente de curto-circuito, (c) tensão de circuito aberto e (d) fator de forma (Fonseca et al., 2020).

A potência máxima média diminuiu em 9,50%, principalmente devido à redução da corrente (9,19% e 9,12% para  $I_{MP}$  e  $I_{sc}$ , respectivamente). Os outros parâmetros ( $V_{oc}$ ,  $V_{MP}$  e  $FF$ ) não apresentaram variação significativa. No entanto, apesar dos sinais de envelhecimento observados nos módulos, o sistema ainda está dentro dos limites esperados de operação. A baixa variação no fator de forma (0,77%) sugere que não houve alterações significativas na resistência em série. A taxa média de degradação da potência foi de 0,7% ao ano, e os módulos mantiveram 90,5% de sua potência inicial após os 15 anos de operação (Fonseca *et al.*, 2020).

### 3.4. Expectativa de vida útil dos módulos fotovoltaicos

A garantia de vida útil dos módulos tem se tornado uma preocupação, visto que os fabricantes estabelecem um contrato de 25 a 30 anos de produção de energia com

uma redução inferior a 20% durante todo o tempo de exposição. Com um período de garantia tão longo, as taxas de degradação dos módulos FVs devem ser bem definidas, estando abaixo de 0,8% ao ano (Kim *et al.*, 2021).

Segundo Kim e colaboradores (2021), dados divulgados pelo NREL em 2017, conforme Figura 3.30, mostram que os modos de degradação mais comuns no período de 2007-2017 são: pontos quentes (33 %), descoloração de fita metálica (20 %), quebra do vidro (12 %), amarelamento/escurecimento do encapsulante (10 %), quebra das células solares (9 %) e PID (8 %). Se por alguma razão, seja por falha ou queda de potência além do previsto, algum componente dos módulos FVs for substituído ou removido antes do período de garantia, essa falha é considerada como falha grave.

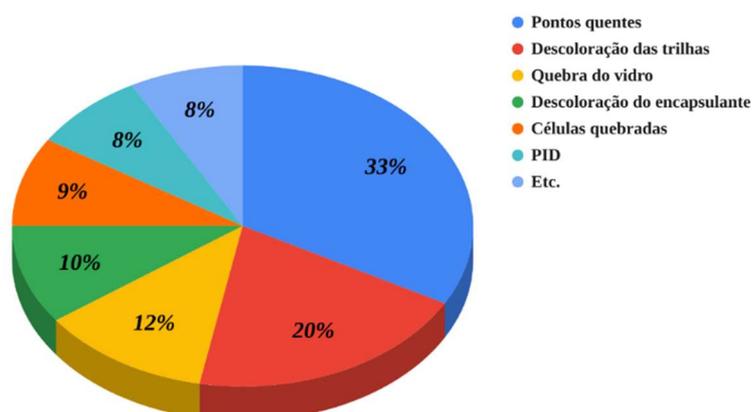


Figura 3.30. Modos de degradação de módulos fotovoltaicos de silício nos últimos 10 anos (Kim *et al.*, 2021).

Para avaliar a degradação a longo prazo de módulos fotovoltaicos por condições diversas de exposição em campo devem ser usados dados reais de desempenho externo. Porém, isso requer um prazo de 25 a 30 anos para determinar a confiabilidade exata de um módulo, o que é economicamente inviável. Para suprir essa necessidade, os ensaios de estresse realizados em laboratório, simulando diferentes condições de campo, são imprescindíveis para entender o desempenho e prever a vida útil de um módulo FV quando exposto em campo (Kim *et al.*, 2021).

O ensaio de envelhecimento é uma das principais análises em que o modelo preditivo se baseia. Os módulos passam por caracterização inicial e após os testes de envelhecimento os módulos são novamente caracterizados, conforme é mostrado na Figura 3.31. Nos programas de ensaios os módulos FVs passam por diferentes tipos

de testes de estresse em níveis mais altos do que os níveis de estresse de campo (Kim *et al.*, 2021).

Os programas de ensaios de envelhecimento são desenvolvidos para estimar a vida útil dos módulos. Para entender a sequência de ensaios da norma de qualificação padrão estabelecido pelas normas da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) é mostrada na Figura 3.32 (Kim *et al.*, 2021).

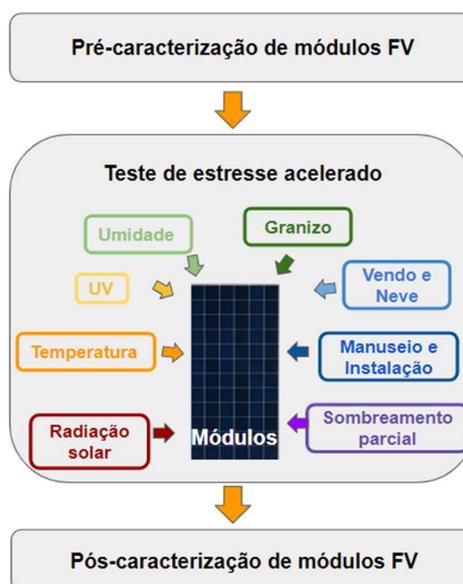


Figura 3.31. Representação conceitual do TA de módulos fotovoltaicos. Adaptada (Kim *et al.*, 2021).

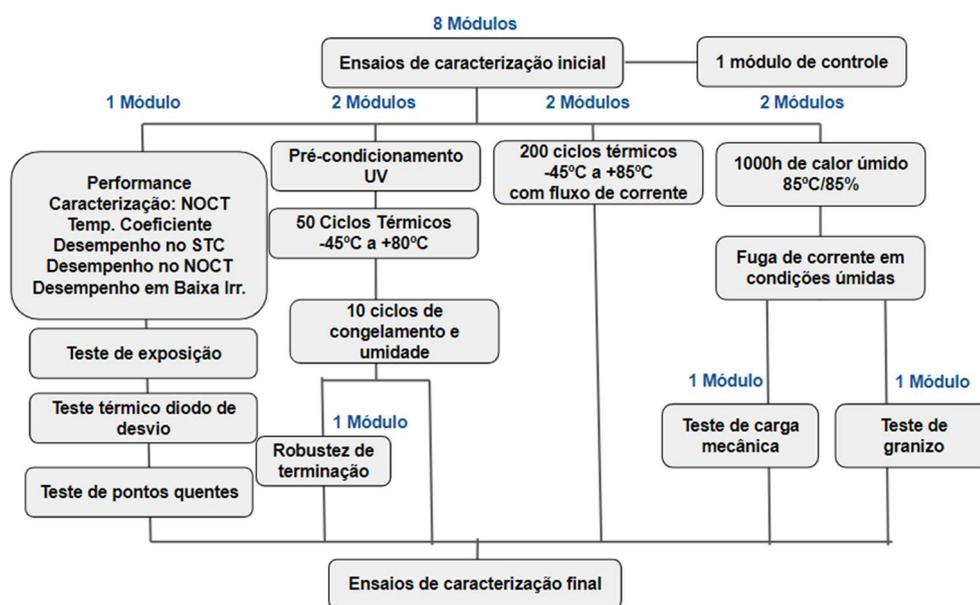


Figura 3.32. Sequência de teste IEC 61215 do programa de teste de qualificação de módulos FV. Adaptado (Kim *et al.*, 2021).

Os ensaios são aplicados para induzir falhas em módulos fotovoltaicos, simulando as condições reais de campo. O ensaio de ciclos térmicos (1) é amplamente utilizado para determinar a capacidade do módulo FV em resistir à alta temperatura e umidade, fadiga e outros estresses causados por repetidas variações de temperatura. O ensaio de umidade e congelamento (2), está associado à confiabilidade do encapsulamento, visto que a umidade tem potencial de degradar muitos componentes eletrônicos. Esse teste visa determinar a capacidade do módulo em resistir às condições de alta temperatura e alta umidade seguidas por temperaturas baixas (Kim *et al.*, 2021).

O ensaio de exposição à radiação ultravioleta (3) degrada principalmente alguns polímeros e adesivos. A parte posterior do módulo e o encapsulamento são afetados pela radiação UV ocasionando escurecimento ou amarelamento. O teste de exposição à radiação ultravioleta visa determinar a capacidade do módulo em resistir à exposição à temperatura e à irradiação em UVA e em UVB, que são os níveis de irradiação que os módulos são expostos em campo quando estão em operação. Outro ensaio é a resistência a cargas mecânicas estáticas e dinâmicas (4). Teste de carga mecânica é um protocolo de teste de qualificação padrão simulando vento e neve. (Kim *et al.*, 2021). O ensaio teste de granizo (5) simula o impacto de granizo, é realizado com equipamento pneumático. O ensaio deve ser realizado disparando uma bola de gelo de 25 mm de diâmetro com velocidade de 23 m/s contra o módulo diversas vezes. A análise por eletroluminescência pode revelar as microfissuras nas células solares decorrentes dos impactos (Kim *et al.*, 2021).

### **3.5. Análise da distribuição estatística dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos após fabricação**

A potência total que pode ser obtida de um arranjo FV é menor do que a soma obtida dos módulos individuais. Essa perda de energia é causada por dois mecanismos principais: resistência elétrica e incompatibilidade “*mismatch*” por dispersão das características dos módulos, uma vez que é comum no processo de fabricação certa variabilidade nos parâmetros elétricos (Zilles; Lorenzo, 1991). A distribuição estatística dos principais parâmetros elétricos é necessária para avaliar essas perdas de “*mismatch*” (Gasparin *et al.*, 2016).

As características nominais dos módulos são determinadas em condições padrão de ensaio (STC - *standard test conditions*), mas as condições de operação em campo diferem das condições em STC. Devido as variações nas características das lâminas de silício e das diferentes etapas de fabricação das células solares, elas podem sofrer variações em seus parâmetros elétricos. Por essa razão os fabricantes selecionam e classificam as células solares de acordo com a  $I_{sc}$  dentro de uma faixa para montagem dos módulos. Ao associar os módulos em série, a corrente é limitada pelo módulo de menor corrente. Essa forma de perda pode ser dimensionada através de *software* de simulação, onde um valor de 2 % é normalmente atribuído como padrão (Gasparin *et al.*, 2016).

Geralmente os estudos de análise de dados de corrente-tensão considera  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ , FF e  $R_s$  seguindo a distribuição Normal/Gaussiana, esta que é caracterizada por possuir uma curva em forma de sino, com moda, mediana e médias iguais, localizadas no centro. No entanto, há uma falta de validação experimental tanto da hipótese de distribuição normal quanto dos resultados dos métodos de predição. Com intuito de validar tal hipótese, Zilles e Lorenzo (1991) elaboraram um estudo da distribuição das características com base na análise de uma ampla coleção de dados de diferentes módulos instalados em diferentes usinas pelo Instituto de Energia Solar (IES) da Universidade Politécnica de Madri. Foram analisados 454 módulos de dois modelos M75L e M40L, ambos com 33 células solares quadradas de silício monocristalino (100 x 100 mm) do fabricante *Isofoton S.A.* Os resultados das medidas estão expressos na Tabela 3.9.

Nas Figuras 3.33 a 3.35 é possível observar a distribuição estatística para FF,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ , respectivamente, para os módulos M40L e M75L ajustados com à função distribuição hipotética Normal. Na Figura 3.34 é apresentada a distribuição estatística de  $I_{sc}$  (igual a Figura 3.33) porém ajustada com à função *Weibull*, esta que pode assumir várias formas, sendo assimétrica à esquerda ou à direita, dependendo das características dos dados analisados.

Tabela 3.9. Principais características de módulos fotovoltaicos associados em série.  
Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991).

	M 75 L	M 40 L
Número de módulos	242	212
Isc (A)	3,27	2,80
V <sub>oc</sub> (V)	19,9	19,4
FF	0,722	0,712
R <sub>s</sub> (Ω)	0,809	0,804

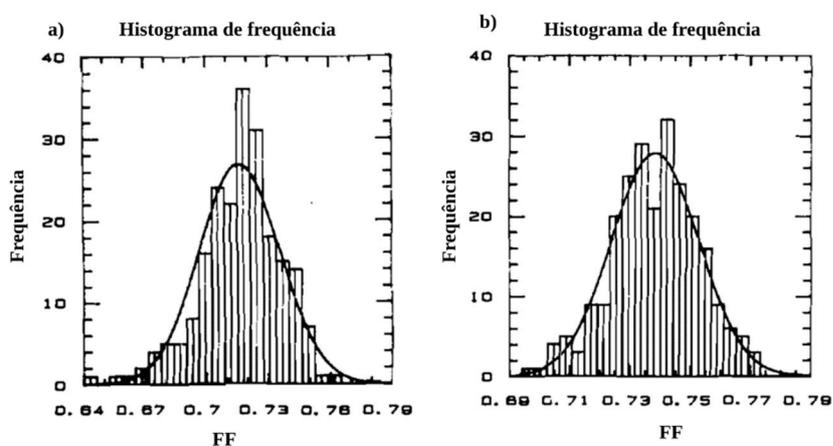


Figura 3.33. Histogramas de frequência de FF para módulos M 40 L (a) e M 75 L (b) ajustados com a função distribuição normal. Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991).

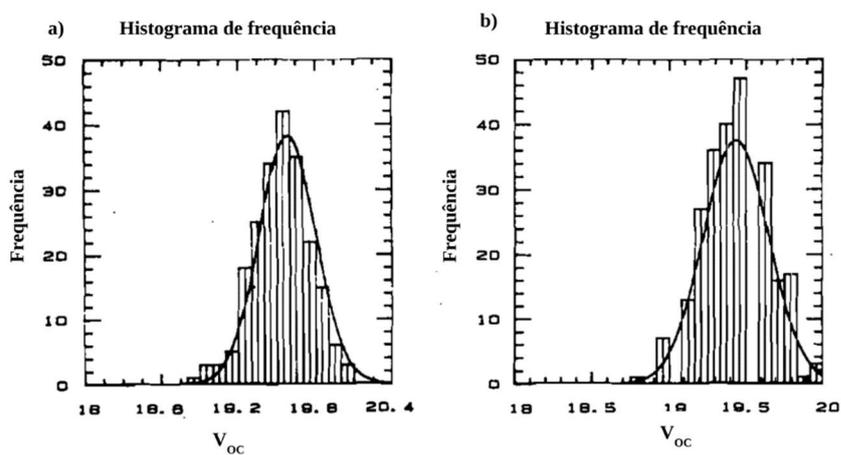


Figura 3.34. Histogramas de frequência de V<sub>oc</sub> para módulos M 40 L (a) e M 75 L (b) ajustados com a função distribuição normal. Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991).

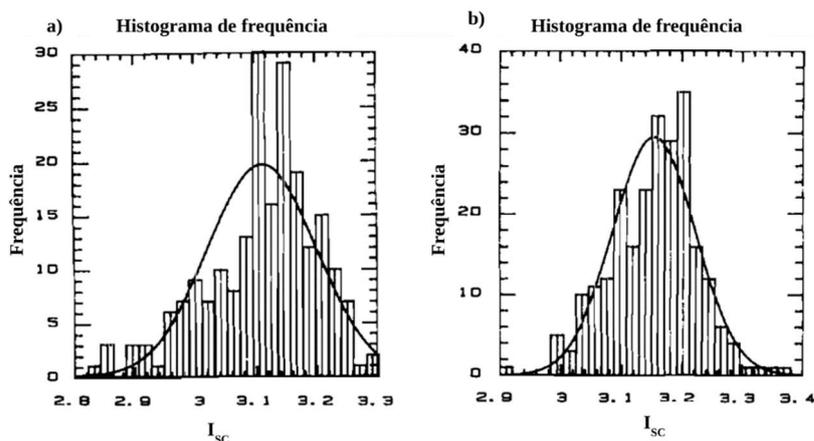


Figura 3.35. Histogramas de frequência de  $I_{sc}$  para módulos M 40 L (a) e M 75 L ajustados com a função distribuição normal. Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991).

A análise estatística da distribuição dos dados apresentada por Zilles e Lorenzo (1991) mostrou que  $V_{oc}$ , FF e  $R_s$  estão bem ajustados pela distribuição Normal. O mesmo não ocorre com a variável  $I_{sc}$ , que possui melhor ajuste com a função distribuição *Weibull* (ver Figura 3.36).

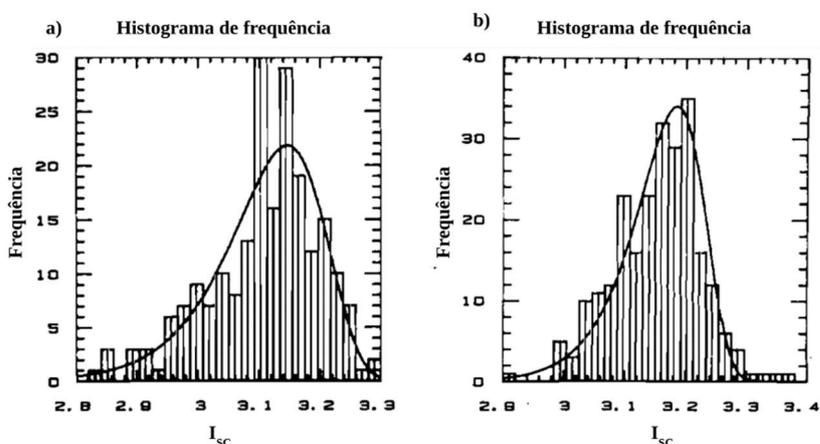


Figura 3.36. Histogramas de frequência de  $I_{sc}$  para módulos M 40 L (a) e M 75 L que melhor se encaixam com a função distribuição *Weibull*. Adaptado (Zilles; Lorenzo, 1991).

Do mesmo modo, em 2016, Gasparin e colaboradores (2016) realizaram a análise estatística de dados obtidos de medições de curvas I-V de 105 módulos FV de silício multicristalino. Após a extração das curvas I-V, foi determinada a melhor densidade de probabilidade que descreve a dispersão dos parâmetros. As curvas analisadas foram corrigidas para as condições STC conforme IEC 60891 pelo *software* LAPASS, conforme Tabela 3.10.

Tabela 3.10. Principais parâmetros dos módulos fotovoltaicos testados. Adaptado (Gasparin *et al.*, 2016).

	$P_{MP}$ (W)	$I_{MP}$ (A)	$I_{SC}$ (A)	$V_{MP}$ (V)	$V_{OC}$ (V)	FF (%)
Média	249,18	8,403	9,013	29,654	37,489	73,75
Desvio padrão	1,505	0,031	0,048	0,149	0,101	0,50
Mínimo	244,61	8,305	8,857	29,201	37,132	72,38
Máximo	253,17	8,459	9,094	30,029	37,792	74,69

Foram construídos histogramas (Figuras 3.37 a 3.39) com as curvas características da melhor função ajustada para a densidade de probabilidade para  $P_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{MP}$ ,  $V_{OC}$  e FF que melhor descreve os dados, sendo calculado pela ferramenta *EasyFit*, da *Mathwave Technologies* (2019), que classifica diversas funções de densidade de probabilidade, juntamente com a curva de distribuição normal utilizada em trabalhos anteriores.

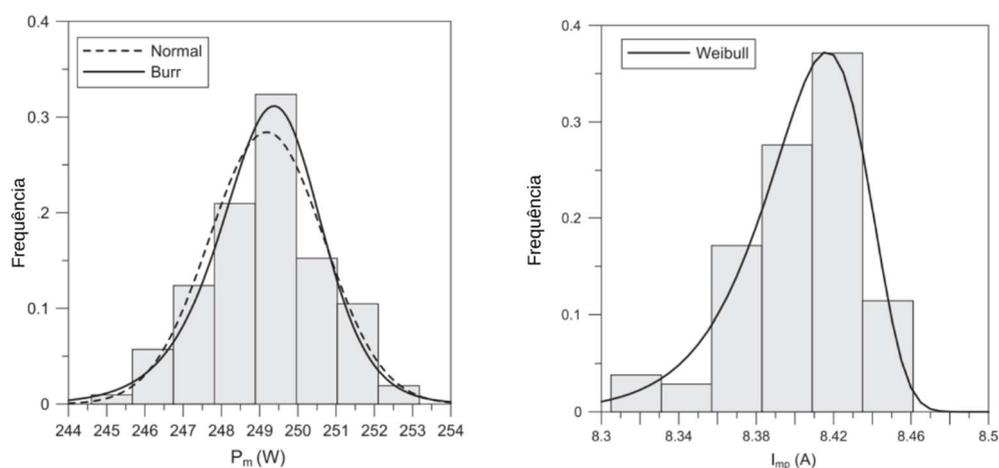


Figura 3.37. Histogramas de frequências para (a)  $P_{MP}$  com curva normalizada e função de densidade de probabilidade (PDF - *probability density functions*) normal e (b)  $I_{MP}$  com PDF *Weibull* normalizado. Adaptado de Gasparin *et al.*, 2016.

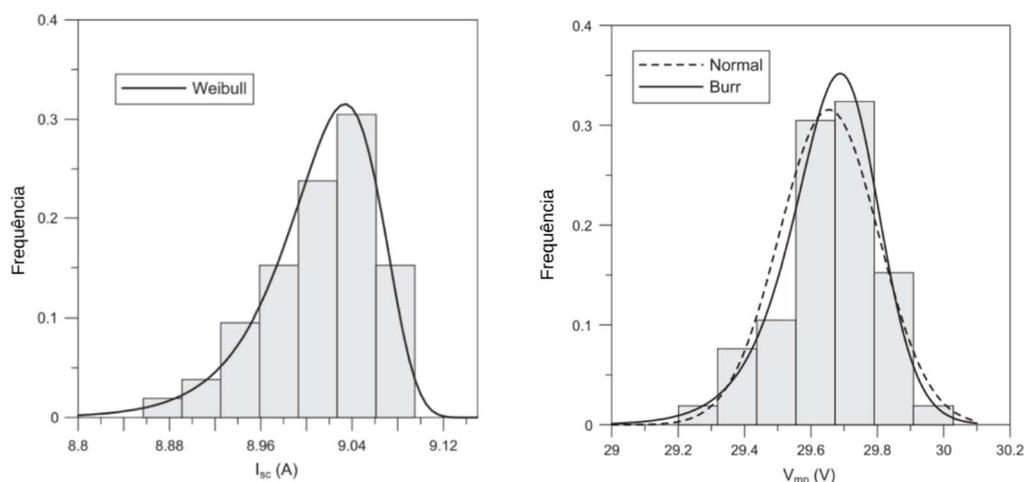


Figura 3.38. Histogramas de frequências para (a)  $I_{sc}$  com PDF *Weibull* normalizado e (b)  $V_{MP}$  com rebarba normalizada e PDF normal. Adaptado de Gasparin *et al.*, 2016.

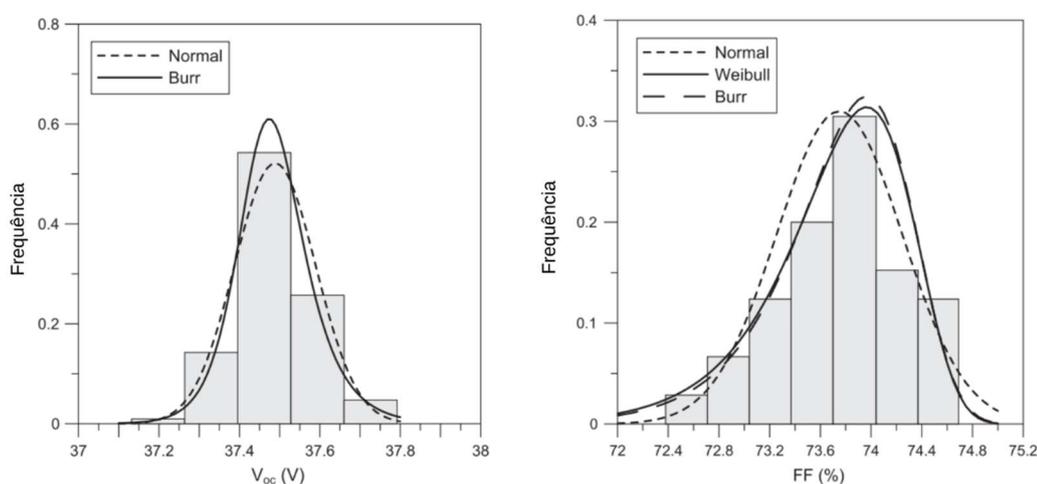


Figura 3.39. Histogramas de frequências para (a)  $V_{oc}$  com rebarba normalizada e PDF normal e (b) FF com *Weibull*, *Burr* e PDF normal. Adaptado de Gasparin *et al.*, 2016.

A Figura 3.37a apresenta o histograma com os valores de  $P_{MP}$  tendo melhor ajuste com a função *Burr PDF*, sendo esta, uma distribuição de probabilidade contínua, que é fortemente usada para modelar dados que possuem assimetria positiva e é utilizada especialmente quando os dados não seguem a distribuição Normal. No entanto, pode-se afirmar que a função distribuição comparativa normal também pode representar esse parâmetro. A Figura 3.37b apresenta os valores de  $I_{MP}$  tendo a distribuição *Weibull PDF* como a melhor curva de ajuste. Os valores de  $I_{sc}$  estão na Figura 3.38a e foi melhor representada pela distribuição *Weibull PDF*. A distribuição dos valores de  $V_{MP}$  é apresentada na Figura 3.38b, assim como na  $P_{MP}$  a curva com melhor ajuste é representada pela distribuição *Burr*. No entanto, a distribuição Normal também é adequada. A faixa de  $V_{oc}$  é apresentada na Figura 3.39a com a distribuição de *Burr* apresentando o melhor ajuste, porém assim como

em  $P_{MP}$  e  $V_{MP}$ , a distribuição Normal também é adequada. Os valores de FF são apresentados na Figura 3.39b sendo que tanto a distribuição *Burr* quanto a *Weibull* se ajustam aos dados. Por simplicidade, a distribuição *Weibull* foi escolhida como a mais adequada para a análise do FF (Gasparin *et al.*, 2016).

Em 2020, Moehlecke e colaboradores, apresentaram os resultados da análise da caracterização elétrica e distribuição estatística de 84 módulos fotovoltaicos de 270 Wp com células solares de silício multicristalino. A análise estatística se deu através de medições de curvas I-V para obter os parâmetros elétricos:  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $I_{MP}$ ,  $P_{MP}$ , FF e  $\eta$  do módulo FV. Adicionalmente, conhecendo a área dos módulos e das células solares pode-se estimar a eficiência de conversão de energia das células solares ( $\eta_{Célula}$ ).

Foram produzidos histogramas para cada parâmetro elétrico analisado e obtida a função de distribuição de probabilidade adequada, comparando com a curva característica utilizada em trabalhos anteriores. A distribuição estatística foi analisada utilizando o programa *EasyFit*, que classifica as funções estatísticas segundo seu ajuste aos dados experimentais. Na análise foi utilizado o método *Kolmogorov-Smirnov* para estabelecer a distribuição estatística que melhor se adequou aos parâmetros elétricos. Os resultados dos parâmetros elétricos estão apresentados na Tabela 3.11, e os histogramas correspondentes podem ser visualizados nas Figuras 3.40 a 3.44.

Tabela 3.11. Parâmetros elétricos dos 84 módulos fotovoltaicos e valores apresentados na ficha de dados do equipamento. O desvio padrão foi calculado considerando uma distribuição normal de frequências (Moehlecke *et al.*, 2020).

	$V_{OC}$ (V)	$I_{SC}$ (A)	FF (%)	$V_{MP}$ (V)	$I_{MP}$ (A)	$P_{MP}$ (W)	$h_{MÓD}$ (%)	$h_{CEL}$ (%)
<b>Média</b>	38,21	9,53	76,58	30,61	9,11	278,9	17,04	19,10
<b>Desvio padrão</b>	0,05	0,02	0,22	0,19	0,05	0,9	0,06	0,07
<b>Menor valor</b>	38,09	9,50	75,96	30,30	8,95	276,5	16,9	18,9
<b>Maior valor</b>	38,34	9,57	77,10	31,22	9,17	281,6	17,2	19,2
<b>Ficha de dados</b>	38,8	9,09	76,55	31,7	8,52	270	16,5	-

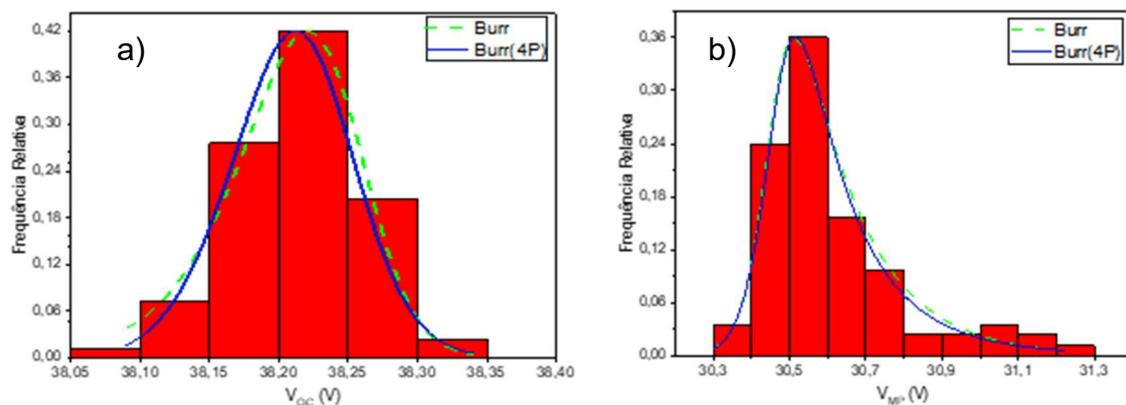


Figura 3.40. Histograma e funções de densidade de probabilidade para (a)  $V_{OC}$  e (b)  $V_{MP}$ . A linha azul é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde com a distribuição usada em trabalhos anteriores (Moehlecke *et al.*, 2020).

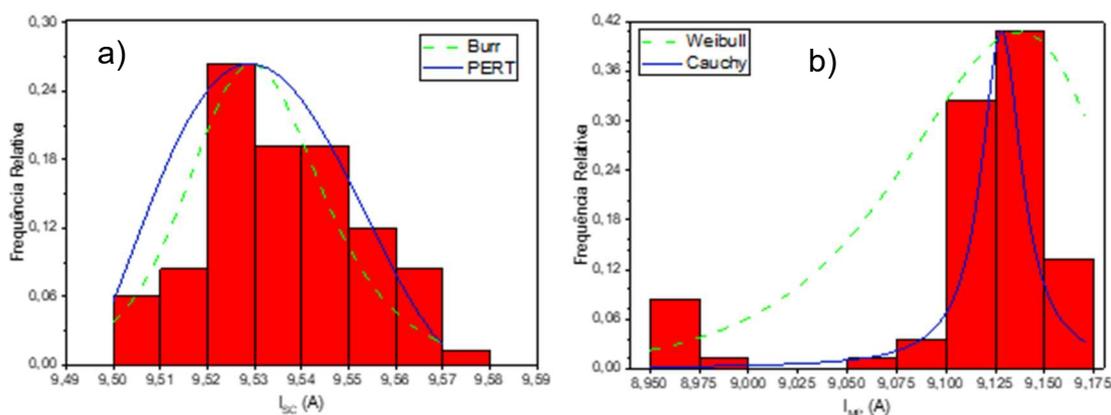


Figura 3.41. Histograma e funções de densidade de probabilidade para (a)  $I_{SC}$  e (b)  $I_{MP}$  (Moehlecke *et al.*, 2020).

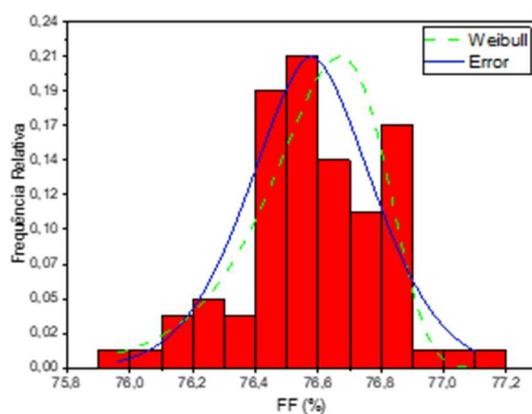


Figura 3.42. Histograma e funções de densidade de probabilidade para FF (Moehlecke *et al.*, 2020).

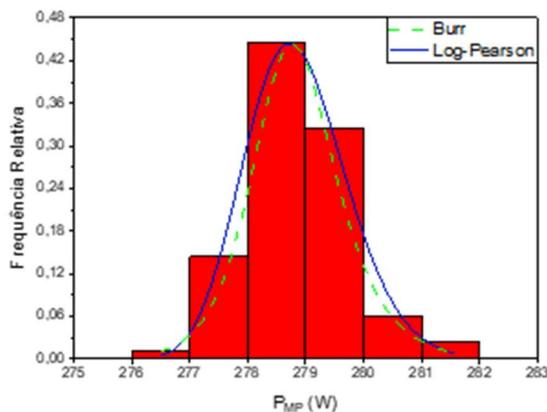


Figura 3.43. Histograma e funções de densidade de probabilidade para a ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos (Moehlecke *et al.*, 2020).

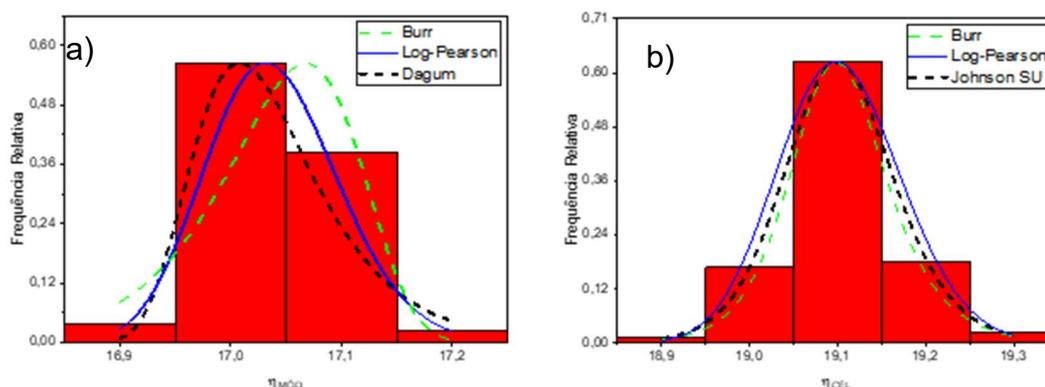


Figura 3.44. Histograma e funções de densidade de probabilidade para a eficiência (a) dos módulos fotovoltaicos e das (b) células solares. A distribuição *Dagum* é a que apresentou o melhor resultado no teste de *Kolmogorov-Smirnov*; *Log-Pearson* é a função mais bem ajustada para o histograma de  $P_{MP}$  e *Burr* foi a utilizada por Gasparin e colaboradores (2016).

A função distribuição de *Burr 4P* (função que é uma extensão da distribuição *Burr* com a adição de dois parâmetros adicionais, aumentando a flexibilidade na modelagem de dados) foi a que melhor se ajustou para a tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  (Figura 3.40a) e para a tensão no ponto de máxima potência  $V_{MP}$  (Figura 3.40b). Para a corrente de curto-circuito  $I_{sc}$  (Figura 3.41a), a função distribuição de frequências ajustada foi a *Pert*, sendo uma distribuição contínua amplamente empregada para modelar dados, principalmente quando se consideram estimativas otimistas, pessimistas e valores mais prováveis, sendo útil para calcular o tempo de conclusão de projetos, entre outros cenários. O histograma das correntes no ponto de máxima potência  $I_{MP}$  (Figura 3.41b) teve a função de *Cauchy* com o melhor ajuste ao histograma, sendo esta, uma distribuição contínua, caracterizada por uma cauda longa, diferente da função mais bem ajustada por Gasparin e colaboradores (2016) que foi a *Weibull*. Para o FF (Figura 3.42) o histograma foi melhor ajustado pela função

*Error*. O histograma das frequências de potência  $P_{MP}$  (Figura 3.43), a função *Log Pearson III* foi a que obteve o melhor ajuste considerando o método *Kolmogorov-Smirnov*, sendo esta, uma distribuição contínua com cauda longa e assimétrica, geralmente aplicada para modelar eventos extremos, porém a função *Burr* utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) também se mostrou adequada. As eficiências tanto dos módulos quanto das células (Figura 3.44) tiveram as funções ajustadas a *Dagum* e *Johnson SU* respectivamente (Moehlecke *et al.*, 2020). Ambas as funções *Dagum* e *Johnson SU* são usadas para modelar dados que não seguem uma distribuição normal.

### **3.6. Análise do desempenho global corrigido pela temperatura e taxa de degradação**

A avaliação do desempenho global (PR - *performance ratio*) de um sistema fotovoltaico é crucial para mensurar a eficiência do processo de conversão de energia solar em energia elétrica. No entanto, a eficiência dos módulos fotovoltaicos é sensivelmente afetada pela temperatura de operação, que por sua vez que é influenciada pela temperatura ambiente.

No estudo de Ishii e Masuda (2017) foi investigado a qualidade de seis tipos de módulos FV de silício cristalino para avaliar a viabilidade dos sistemas FV de produção de energia. Neste estudo foi estimada a taxa anual de degradação usando três métodos diferentes, mas dois são os mais correlacionados com o tema desta tese, denominados de B e C, mantendo a nomenclatura do artigo. Dois indicadores foram utilizados para estimar as taxas anuais de degradação dos módulos FV: avaliação do comportamento temporal do PR (método B) e potência dos módulos FVs medidos em simulador solar (método C). Para obter o PR, a potência dos módulos FVs foi avaliada com medições externas usando caracterizações elétricas dos arranjos FVs ao longo de um período de 3 anos. Os módulos analisados foram: dois tipos de módulos PV compostos por células solares de silício monocristalino de junção pn frontal, base p, com campo posterior de alumínio (Al-BSF) (E-1A e E-1B); dois tipos módulos FV compostos por células solares de silício multicristalino, base p, com tecnologia Al-BSF (E-2A e E-2B), dois tipos de módulos FVs, um composto por células solares de silício cristalino com heterojunção (SHJ) e base n e outro de células fotovoltaicas de silício

monocristalino tipo n e contato posterior interdigitado (IBC), denominadas de W-2A e W-2B, respectivamente.

No método B foram calculados os valores de PR a partir da medida da potência dos arranjos FVs conforme a Equação 3.1:

$$PR = \frac{P_{MP}}{P_{MP-Nominal}} / \frac{G}{G_{STC}} \quad (3.1)$$

onde G é a irradiância solar medida,  $G_{STC}$  é a irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup>,  $P_{MP}$  é a potência máxima e Nominal é a potência nominal do módulo.

Foram utilizadas apenas curvas I-V de arranjos FV em condições externas e que foram medidas sob irradiâncias solares maiores que 700 W/m<sup>2</sup>. Além disso, foram selecionadas apenas curvas I-V medidas sob a condição de que a diferença na irradiância solar entre o início e o final de cada intervalo de tempo de 10 minutos fosse de 5% ou menos. Também foram selecionadas apenas curvas I-V medidas sob a condição de que tais intervalos de tempo ocorressem seis vezes ou mais consecutivos, a fim de selecionar condições de irradiância solar estáveis. Este método de filtragem pode selecionar apenas os períodos nos quais a irradiância solar está continuamente alta e estável ao longo de 60 minutos. O PR é convertido para a temperatura de 25°C conforme a Equação 3.2:

$$PR_{STC} = PR \frac{1}{(1+\gamma(T_{Módulo}-25))} \quad (3.2)$$

onde  $T_{Módulo}$  e  $\gamma$  são a temperatura do módulo em °C e o coeficiente de temperatura de potência máxima em %/°C, respectivamente.

A Figura 3.45a apresenta as médias mensais dos PRs dos arranjos FVs analisados. Todos os PRs mostram valores mais altos no inverno e valores mais baixos no verão. Isso é causado principalmente por variações sazonais na temperatura do módulo. Portanto, o PR mensal foi corrigido para 25 °C, cujos resultados são mostrados na Figura 3.45b.

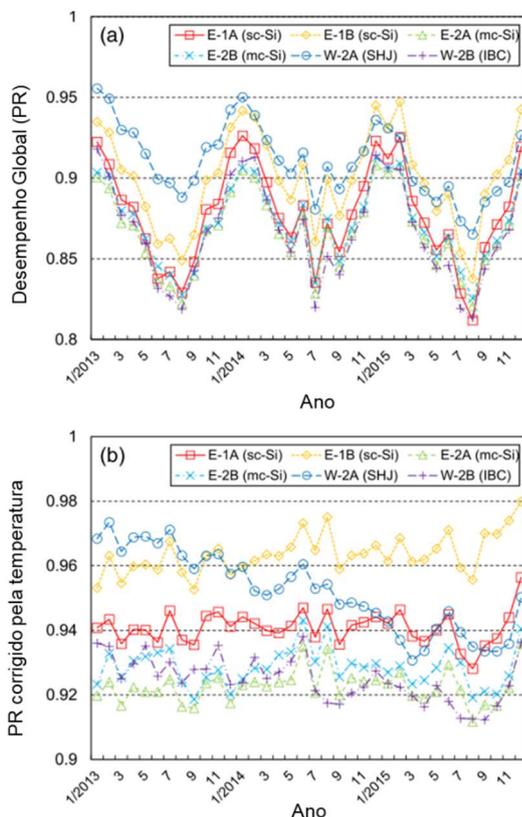


Figura 3.45. (a) Média mensal do desempenho global (PR) e (b) média mensal de PR corrigida para 25 °C dos arranjos fotovoltaicos. Adaptado de Ishii e Masuda, 2017.

A Figura 3.46 mostra os valores médios anuais de  $PR_{STC}$  dos arranjos FVs. Com exceção dos módulos FVs W-2A (heterojunção) e W-2B (com contatos posteriores), não se observou degradação nos três anos de operação. Ambos os módulos FVs usavam células solares fabricadas em silício tipo n. As taxas de degradação anuais dos módulos FVs W-2A e W-2B foram aproximadamente 1,4 e 0,5%/ano, respectivamente (Ishii; Masuda, 2017).

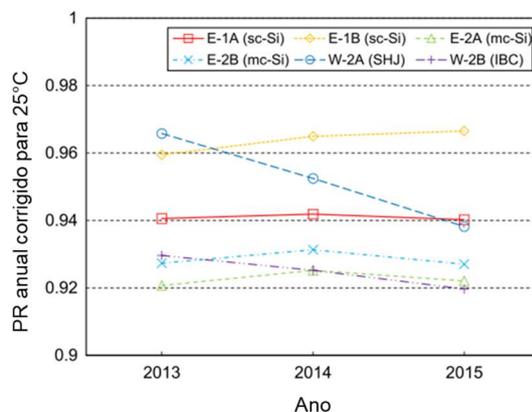


Figura 3.46. Valores médios anuais de PR corrigido para 25°C dos arranjos fotovoltaicos (método B). Adaptado de Ishii e Masuda, 2017.

No método C os módulos fotovoltaicos foram removidos dos sistemas de montagem uma vez por ano para investigar suas características I-V em ambientes internos sob condições padrão de teste (STC). Um simulador solar do tipo pulso foi utilizado para as medições das curvas I-V internas. A taxa de degradação anual foi estimada a partir da variação na  $P_{MP}$  média de cada módulo fotovoltaico.

Durante o período de dezembro de 2012 a janeiro de 2014, observou-se uma diminuição de aproximadamente 2,6% no desempenho de E-1B (Si-mono) e de cerca de 2,2% em E-2B (Si-Mc) (Figura 3.47). No entanto, essa degradação de desempenho específica não foi observada na Figura 3.46 nem no método A. Assim, os autores sugerem que o efeito LID ocorreu imediatamente após a exposição externa. Para mitigar o efeito do LID, as taxas de degradação anual de E-1B e E-2B foram calculadas, excluindo os valores medidos em dezembro de 2012.

As taxas anuais de degradação de W-2A (SHJ) e W-2B (IBC) foram aproximadamente 0,7% e 0,6% ao ano, respectivamente. As taxas anuais de degradação das outras matrizes foram muito baixas. Portanto, as taxas anuais de degradação estimadas pelas medições internas (método C) são consistentes com aquelas estimadas pelas medições externas (métodos A e B), com exceção das taxas de degradação de W-2A.

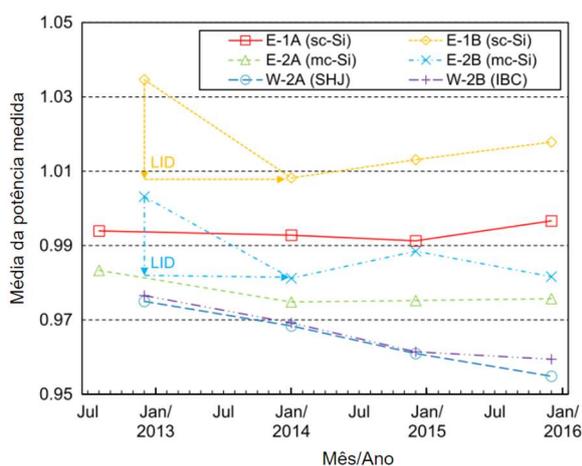


Figura 3.47. potência média em ambientes internos (W) dos módulos fotovoltaicos, que foram determinadas por meio de medições utilizando um simulador solar do tipo pulso, seguidas pela normalização com a potência nominal especificada pelos fabricantes. As setas amarelas (E-1B) e azul-claras (E-2B) indicam a degradação inicial induzida pela luz, que ocorre imediatamente após a exposição à luz solar (método C). Adaptado de Ishii e Masuda, 2017.

Ameur e colaboradores (2022) analisaram o desempenho e a taxa de degradação de módulos fotovoltaicos de um sistema que está localizado em Ifrane,

uma pequena cidade marroquina localizada nas Montanhas do Médio Atlas, de clima temperado. O sistema fotovoltaico está conectado à rede de distribuição da Universidade de três tipos de módulos fotovoltaicos, fabricados com silício amorfo, silício multicristalino e silício monocristalino. O sistema fotovoltaico consistia em 8 módulos Si-mono, 8 módulos de Si-Mc e dois painéis de 6 módulos em cada de Si-a.

O estudo foi realizado com base em diferentes indicadores de desempenho, entre eles a razão de desempenho (PR) e razão de desempenho corrigida pela temperatura ( $PR_{STC}$ ). A análise de degradação foi realizada utilizando técnicas estatísticas de regressão linear (RL) e decomposição sazonal clássica (DSC). O cálculo da taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos utilizando o método de regressão linear (RL) é realizado aplicando-se uma regressão linear simples a séries temporais do desempenho global corrigido pela temperatura em STC ( $PR_{STC}$ ). Os valores de PR corrigidos pela temperatura ( $PR_{STC}$ ) são mostrados na Figura 3.48.

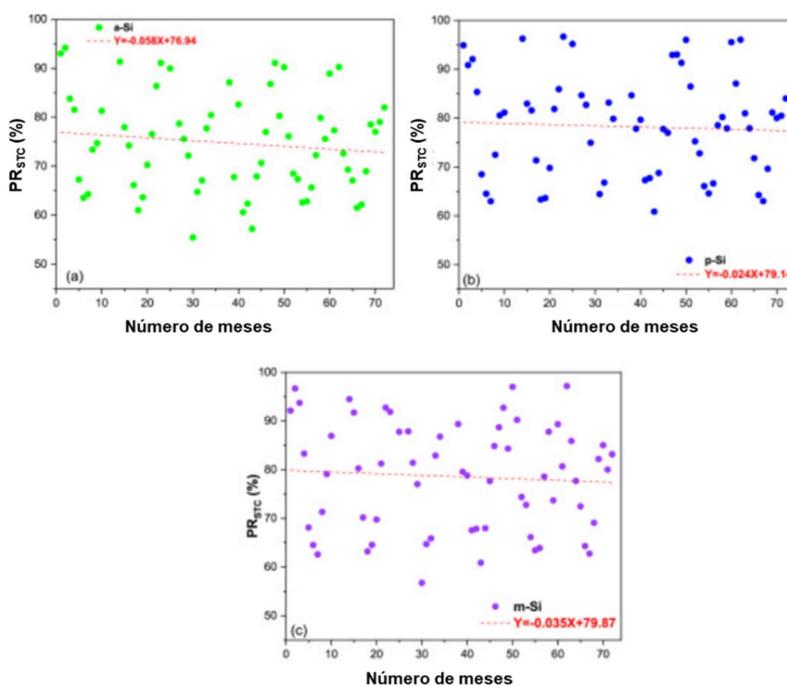


Figura 3.48. PR mensais corrigidos pela temperatura: (a): Si-a, (b): Si-Mc e (c): Si-mono ao longo de seis anos operando ao ar livre na região montanhosa. Adaptado de Ameer *et al.*, 2022.

Os resultados encontrados demonstraram que o desempenho dos três sistemas fotovoltaicos diminuiu com o tempo. Os resultados indicam que os módulos Si-a apresentam a maior queda na potência (0,9%/ano), seguidos por Si-mono (0,53%/ano) e Si-Mc (0,36%/ano) (Ameer *et al.*, 2022).

## 4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM PROPRIEDADES RURAIS

### 4.1. Sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais no Brasil

Em 2020, aproximadamente 2% da energia elétrica produzida no Brasil foi devida à sistemas fotovoltaicos (plantas fotovoltaicas mais a geração distribuída). Porém essa produção tende a aumentar, inclusive no setor rural. Em 2020, no Brasil, 8 % da energia elétrica foi usada no setor rural (EPE, 2021). É possível prever um aumento nos próximos anos neste setor, com base nos resultados dos anos anteriores mostrados na Figura 4.1. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar, o crescimento no setor FV está ocorrendo em geração distribuída (GD). Com isso, um crescimento no mercado de sistemas FV de GD no setor agropecuário é esperado (Toledo *et al.*, 2022).

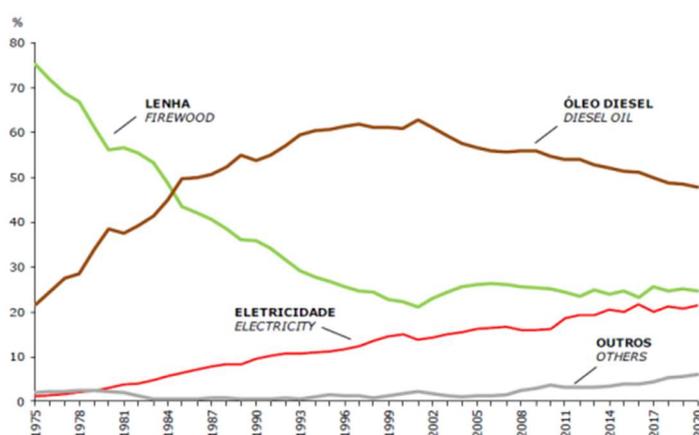


Figura 4.1. Evolução do uso de energia no setor agropecuário (TOLEDO *et al.*, 2022)

Toledo e colaboradores (2020) elaboraram um estudo com o objetivo de quantificar e comparar a potência instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída (GD) no meio rural nas diferentes regiões do Brasil, desde a regulamentação do setor com a resolução normativa n° 482, utilizando a base de dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), quantificando a potência total e no meio rural de sistemas FVs, desde 2012, quando entrou em vigor a RN 482, comparando os três estados com maior produção de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais no ano de

2020, sendo Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo. A potência total instalada no estado, a potência no meio rural e o percentual no meio rural podem ser vistos na Tabela 4.1. A Figura 4.2 mostra o crescimento da potência instalada nestes estados no meio rural desde 2012 (Toledo *et al.*, 2022).

Tabela 4.1. Potência total instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo em 2020, potência total instalada no meio rural e percentual da participação do meio rural em relação à potência total instalada.

Estado	Potência total (MWp)	Potência no meio rural (MWp)	Percentual no meio rural
Minas Gerais	495,3	112,1	22,6 %
Rio Grande do Sul	303,6	51,1	16,8 %
São Paulo	334,0	31,1	9,3 %

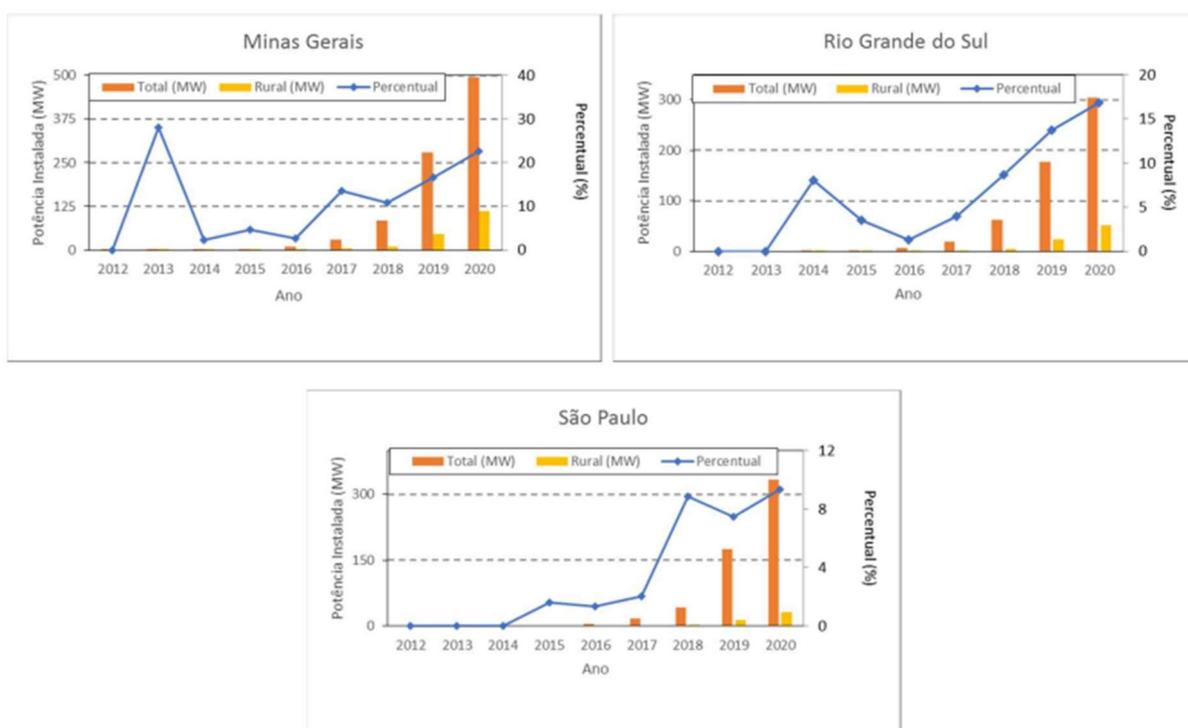


Figura 4.2. Evolução da potência elétrica total e no meio rural instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída e percentual da potência no meio rural nos três estados brasileiros com maior número de instalações (Toledo *et al.*, 2022).

Nos estados de Minas Gerais em 2013 e no Rio Grande do Sul em 2014 ocorreu um pico no percentual de instalações no meio rural devido ao crescimento no setor com a entrada em vigor da resolução normativa n° 482. Nos anos de 2014-2015 observa-se o início do crescimento da potência instalada em sistemas FVs no meio rural e do percentual em relação ao valor total, indicando que as instalações no meio rural estão crescendo mais que em outros setores.

Com a regulamentação da geração distribuída, o mercado fotovoltaico no meio rural tem crescido. Em 2020, teve 14% de participação e apresenta tendência em aumentar. Sendo este um importante setor a ser desenvolvido com base na economia, adoção de práticas que tornem as propriedades mais sustentáveis. Os estados de Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo, estão se destacando nesse setor, porém ainda têm muito a ser explorado (Toledo *et al.*, 2022).

Kruger, Zanella e Barichello (2023) analisaram a viabilidade financeira do uso de sistemas fotovoltaicos como alternativa para redução de custos em uma propriedade rural de produção aviária no oeste do estado de Santa Catarina. Foram analisados o valor presente líquido, tempo de retorno (*payback*) descontado (desvalorização do dinheiro ao longo do tempo na hora de calcular o prazo esperado para o retorno do capital investido em um projeto) e a taxa interna de retorno (cálculo do retorno do investimento). Os resultados indicaram que o projeto da implantação de sistemas fotovoltaicos como alternativa para redução de custos e de diversificação energética é viável economicamente. Através da análise, foi concluído que o projeto poderá gerar um retorno a partir do sexto ano de implantação.

#### **4.2. Sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais no oeste do Paraná**

Sendo o Brasil líder na área de exportação de proteína animal, a região oeste do Paraná, é uma das principais regiões agrícolas do país nesse segmento. O elo central da cadeia de proteína animal da região é o conjunto de cooperativas e seus associados rurais. A principal adversidade que hoje enfrenta essa cadeia é a grande demanda de energia elétrica e seu alto custo, uma vez que a hidrelétrica de Itaipu já extrai todo o potencial energético do Rio Paraná na região (Nascimento *et al.*, 2016). Com esse aumento na demanda de consumo energético, os sistemas fotovoltaicos surgem como alternativa promissora para permitir o crescimento do setor de produção de proteína animal.

Foi estabelecida uma parceria entre a PUCRS (Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul), a Itaipu Binacional, a LAR Cooperativa Agroindustrial, a COPACOL Cooperativa Agroindustrial Consolata, a C. VALE Cooperativa Agroindustrial, a OCEPAR, Programa Oeste em Desenvolvimento, Fundação Parque

Tecnológico Itaipu e SEBRAE-PR, com objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais.

A parceria desenvolveu o projeto: “Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais”, que teve como principal objetivo avaliar três sistemas fotovoltaicos projetados para as propriedades rurais das cooperativas LAR, COPACOL e C. VALE, analisando os problemas de instalação e operação, as vantagens e desvantagens para os associados, os custos reais, bem como avaliar o desempenho global e temperatura dos módulos em operação. Em dois sistemas, o arranjo FV e o inversor foram instalados em prédios diferentes, visando à instalação do inversor o mais próximo possível da entrada da rede elétrica nas propriedades. No outro sistema, o inversor foi instalado dentro do prédio do aviário, distante da entrada principal da rede, podendo assim fazer diferentes comparações entre os sistemas instalados, conforme descritos a seguir.

Uma propriedade de cada cooperativa foi selecionada, totalizando três propriedades, sendo uma de produção de leite e duas de frango. Como critérios de seleção foram considerados o perfil de consumo de energia elétrica, a localização (proximidade da sede da cooperativa) e a disponibilidade do proprietário. Foi definida a potência nominal de 20 kWp dos sistemas fotovoltaicos, considerando o consumo e a disponibilidade de inversores trifásicos dessa potência produzidos e comercializados no Brasil (Araújo *et al.*, 2018b).

#### 4.2.1. Sistema fotovoltaico instalado em Medianeira

O sistema FV foi instalado sobre o telhado do galpão, seguindo a orientação da cobertura, apresentando ângulo azimutal de 9° NE. Foram instalados com uma inclinação de 8° em relação ao telhado, com uma estrutura de elevação, totalizando 18° em relação ao solo. A Figura 4.3 mostra a propriedade rural associada à cooperativa LAR e a localização do arranjo fotovoltaico e do inversor no sistema (Figura 4.3a), o galpão onde foi instalado o arranjo fotovoltaico (Figura 4.3 b) e arranjo FV com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Figura 4.3c) (Araújo *et al.*, 2018b) (Moehlecke *et al.*, 2020).

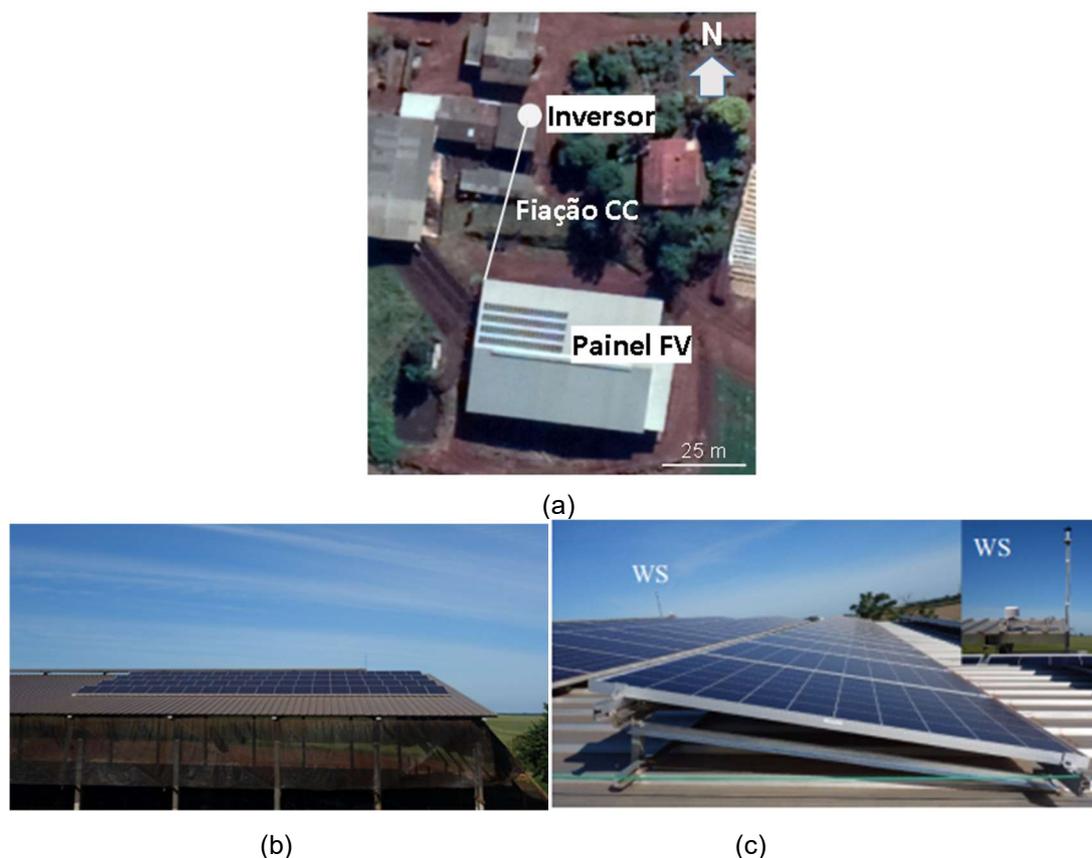


Figura 4.3. (a) Propriedade rural com ligação do gerador fotovoltaico ao *string-box* + inversor no sistema, (b) detalhe dos módulos fotovoltaicos sobre o galpão e (c) arranjo fotovoltaico instalado com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Araújo *et al.*, 2018b) (Moehlecke *et al.*, 2020).

O arranjo FV instalado sobre o telhado é composto por 76 módulos com 60 células de silício multicristalino de 270 Wp de potência nominal. A capacidade instalada foi de 21,19 kWp com quatro painéis possuindo dezenove módulos conectados em série em cada um. A caixa de conexão CC e o inversor foram instalados no mesmo prédio, devido à falta de um lugar seguro no estábulo das vacas. Oito cabos subterrâneos (dois para cada *string* FV) realizaram a conexão entre o arranjo FV e a caixa de conexão CC. Assim, a energia é transmitida em tensão contínua (cerca de 700 V para situações de alta irradiância solar), reduzindo assim, as perdas na fiação.

#### 4.2.2. Sistema fotovoltaico instalado em Cafelândia

A outra propriedade selecionada é associada da COPACOL, Cooperativa Agroindustrial Consolata, situada em Cafelândia, PR. O sistema fotovoltaico foi instalado em solo, com ângulo de inclinação ótimo de 18° orientado para o norte

geográfico. A Figura 4.4. mostra a propriedade rural associada à cooperativa COPACOL com a localização do arranjo fotovoltaico e do inversor no sistema FV (Figura 4.4a), arranjo fotovoltaico instalado em solo (Figura 4.4b) e arranjo FV com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Figura 4.4c) (Araújo *et al.*, 2018b) (Moehlecke *et al.*, 2020).

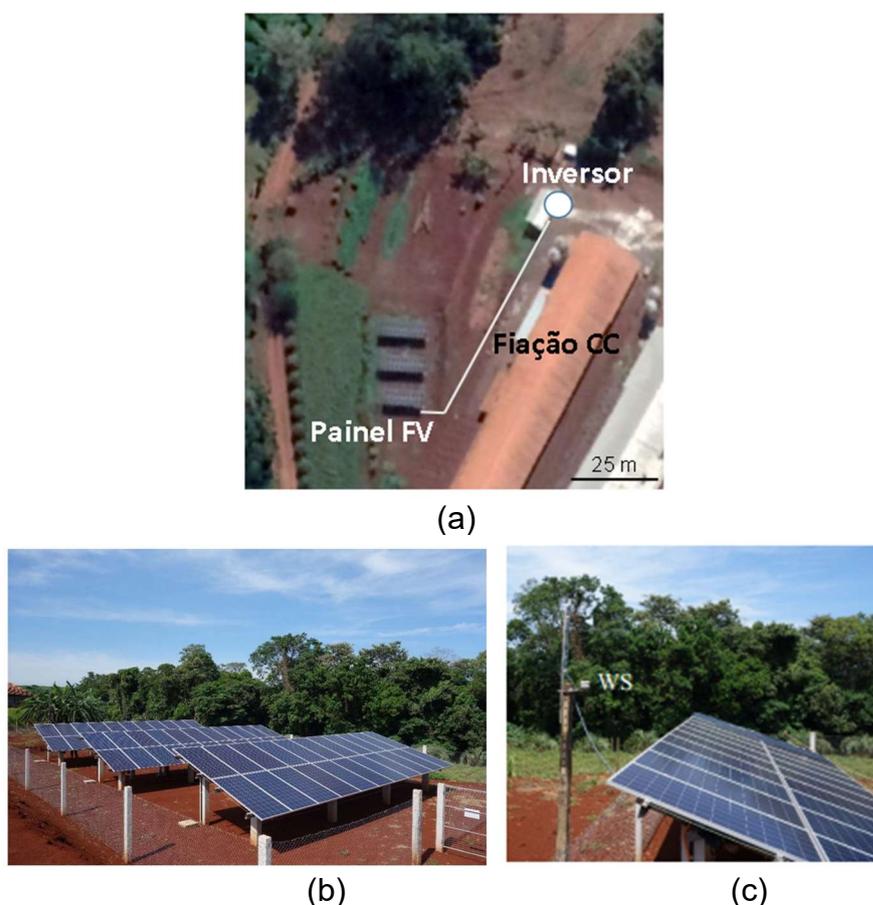
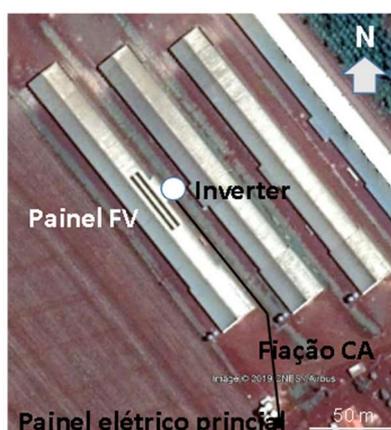


Figura 4.4. (a) Propriedade rural com ligação do gerador fotovoltaico ao *string-box* + inversor no sistema, (b) propriedade rural, destacando a área do arranjo FV (Araújo *et al.*, 2018b) e (c) arranjo fotovoltaico instalado em solo com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Moehlecke *et al.*, 2020).

O arranjo FV é composto por 62 módulos de 325 Wp de potência nominal com 72 células solares de silício multicristalino. A potência instalada no sistema FV foi de 20,86 kWp, formado por quatro painéis, sendo dois com 15 módulos FVs dois com 16 módulos FVs, sendo cada painel conectado em série. Os quatro painéis foram então, conectados ao inversor.

#### 4.2.3. Sistema fotovoltaico instalado em Assis Chateaubriand

A terceira propriedade selecionada fica em Assis Chateaubriand, PR e é associada à C.VALE Cooperativa Agroindustrial. Os módulos fotovoltaicos foram instalados sobre o telhado de um aviário, com inclinação de  $13^\circ$  e ângulo azimutal de  $52^\circ$  NE, seguindo a orientação do detalhado. A Figura 4.5. mostra a propriedade rural associada à cooperativa COPACOL com a localização do arranjo fotovoltaico e do inversor no sistema FV (Figura 4.5a), o galpão onde foi instalado o arranjo fotovoltaico (Figura 4.5b) e arranjo fotovoltaico instalado com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Figura 4.5c) (Araújo *et al.*, 2018b) (Moehlecke *et al.*, 2020).



(a)



(b)



(c)

Figura 4.5. (a) Propriedade rural com ligação do gerador fotovoltaico ao *string-box* + inversor no sistema, (b) propriedade rural, destacando a área do arranjo FV (Araújo *et al.*, 2018b) e (c) arranjo fotovoltaico instalado em solo com detalhe da posição da estação meteorológica (WS) (Moehlecke *et al.*, 2020).

O painel FV é composto por 60 módulos de potência nominal de 340 Wp com 72 células solares de silício monocristalino. Esse sistema, diferentemente dos outros dois, possui módulos com células de silício monocristalino. O arranjo é composto por quatro painéis com quinze módulos conectados em série. Os quatro painéis foram conectados ao inversor, instalado próximo ao telhado onde foi montado o arranjo FV.

## 5. METODOLOGIA

### 5.1. Metodologia adotada para a análise da redução de potência dos módulos fotovoltaicos

A metodologia adotada para analisar a redução da potência dos módulos fotovoltaicos está ilustrada no diagrama da Figura 5.1, que consiste em: a) Verificar os defeitos, através da identificação visual; b) Comparar os parâmetros elétricos obtidos por meio da medição da curva I-V, análise estatística e folha de dados do fabricante; c) Calcular a degradação, através dos parâmetros elétricos dos módulos FVs e desempenho global dos sistemas FVs e d) Calcular a influência da sujidade, por meio dos parâmetros elétricos de módulos sujos e limpos.



Figura 5.1. Diagrama da metodologia adotada para a análise da redução de potência dos módulos fotovoltaicos.

### 5.2. Caracterização de módulos fotovoltaicos

#### 5.2.1. Análise visual

A inspeção visual é precedida pela limpeza da superfície do vidro dos módulos fotovoltaicos com álcool isopropílico. Durante e após a limpeza, os módulos

fotovoltaicos foram analisados visualmente a fim de identificar imperfeições que podem acarretar futuramente na diminuição da produção de energia elétrica. Para melhor identificação e quantificação das imperfeições das células no módulo é utilizada uma planilha denominada "Análise Visual dos Módulos Fotovoltaicos". Nessa planilha (ver Figura 5.2) é possível identificar a quantidade e a localização dos defeitos de início de vida (trincas nas células, defeitos na malha metálica, riscos externos, defeitos na solda, manchas internas ou externas) apresentados pelas células no módulo.

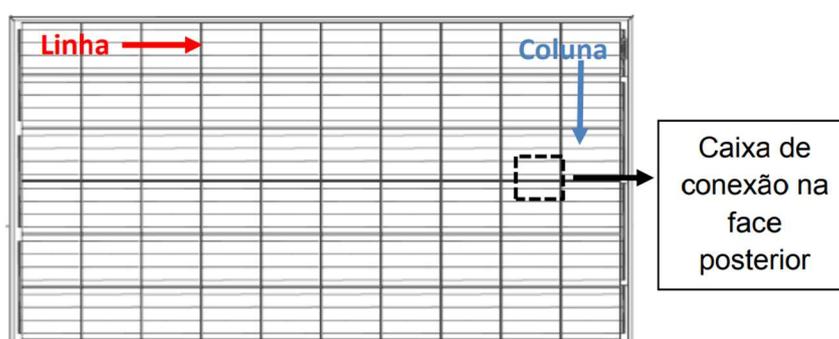


Figura 5.2. Representação esquemática da disposição das células solares nos módulos fotovoltaicos constituídos de 60 células solares e com potência de 270 W.

Posteriormente à limpeza e inspeção visual dos módulos FVs, é realizado o levantamento com o resumo das imperfeições identificadas nas células solares que compõem os módulos. Para cada imperfeição encontrada foi atribuída uma letra correspondente, podendo assim, contabilizar quantos módulos fotovoltaicos apresentaram uma determinada imperfeição.

### 5.2.2. Caracterização elétrica

Os módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente sob condições padrão de ensaio ( $1000 \text{ W/m}^2$ , espectro AM1,5G,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). O simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER *Lichttechnik* GmbH & Co. KG, instalado no Laboratório de Classificação do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar), é mostrado na Figura 5.3. O simulador, segundo o fabricante, é classificado com A+A+A+, isto é, melhor que o especificado na norma IEC 60904-9:2020. Este equipamento possibilita a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos segundo as normas do INMETRO e IEC (*International Electrotechnical Commission*). Na Figura 5.4 pode-se observar um

módulo fotovoltaico de 270 Wp colocado na estrutura de fixação para realização da medida de suas características elétricas. Antes da realização das medidas, o simulador foi calibrado com um módulo fotovoltaico padrão calibrado no ESTI-JRC (*European Solar Test Installation – Joint Research Centre*), da União Europeia.

Para que os módulos estejam na temperatura padrão de 25 °C, a sala onde foi realizada a inspeção visual foi mantida em temperatura próxima de 25,0 °C, para posteriormente os módulos serem encaminhados para a sala de medição já com a temperatura próxima à ideal. Depois da instalação do módulo na estrutura de fixação, aguardou-se até que a temperatura do módulo fosse de  $(25,0 \pm 0,1)$  °C.

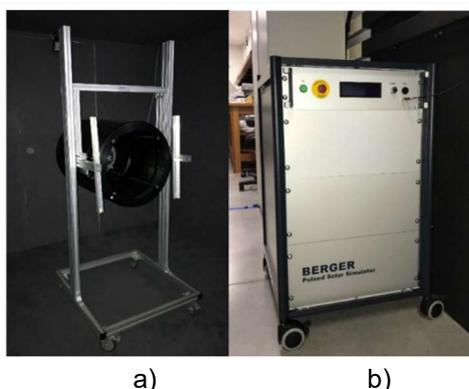


Figura 5.3. Simulador solar PSS8 da empresa BERGER *Lichttechnik* GmbH & Co. KG constituído de: (a) lâmpada de xenônio com filtros e (b) fonte de tensão para a lâmpada



Figura 5.4. Módulo fotovoltaico de 270 Wp colocado na estrutura de fixação para medição da curva característica corrente elétrica em função da tensão elétrica (I-V). Na parte acima do módulo, há uma célula solar padrão para medir a irradiância incidente.

Os módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente obtendo-se uma curva I-V como a mostrada na Figura 5.5. A partir desta curva, obtiveram-se os parâmetros elétricos:  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ,  $P_{MP}$ , FF e eficiência do módulo ( $\eta_{Módulo}$ ). A partir da área do módulo e das células solares, estimou-se a  $\eta_{Célula}$ .

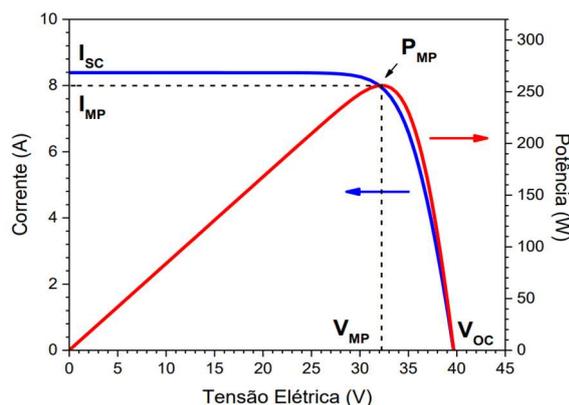


Figura 5.5. Curva da corrente elétrica e da potência elétrica em função da tensão aplicada de um módulo fotovoltaico em condições padrão de medição (RAMANAUSKAS, 2019).

A potência no ponto de máxima potência é a principal característica do módulo fotovoltaico, sendo sua unidade Wp (watt pico). A  $V_{oc}$  é a tensão elétrica entre os terminais de uma célula solar ou módulo fotovoltaico quando não há corrente elétrica circulando, sendo a máxima tensão elétrica que se pode extrair. A  $I_{sc}$  é a máxima corrente que se pode obter. Esta é medida no módulo fotovoltaico quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero.  $I_{MP}$  é a corrente de máxima potência e a  $V_{MP}$  é a tensão de máxima potência. Quanto menores forem as perdas devido à resistência em série e em paralelo, mais próxima da forma retangular será a curva I-V, ou seja, melhor será o FF. A eficiência do módulo é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica no módulo fotovoltaico, ou seja, representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula solar e a potência da energia solar incidente.

A incerteza relacionada a potência máxima extraída da curva I-V foi demonstrada no trabalho de Zanesco e colaboradores (2024) onde o valor encontrado foi de  $4,3 \times 10^{-2}\%$ . Como os módulos FVs são medidos no mesmo laboratório, nas mesmas condições e módulo FV de referência, a incerteza associada é baixa. Isso também foi observado no trabalho de Gasparin e colaboradores (2016), que relataram uma incerteza de  $4,0 \times 10^{-2}\%$ .

No total foram caracterizados eletricamente 84 módulos FVs de 270 Wp, 70 módulos FVs de 325 Wp, ambos de silício multicristalino, além de 68 módulos FVs de 325 Wp de silício monocristalino. Não se realizou o pré-condicionamento desses módulos FVs antes da medição da curva I-V, conforme estabelece a IEC-61215:2005, porque seriam comparados os módulos FVs em operação com os que ficaram armazenados no escuro no NT-Solar.

### 5.3. Análise estatística de distribuição de parâmetros elétricos de módulos fotovoltaicos

A distribuição estatística dos principais parâmetros é uma ferramenta para avaliar as possíveis perdas por “*mismatch*” na montagem de arranjos FVs. Assim, após ter os parâmetros elétricos medidos, é possível realizar a análise de distribuições estatísticas utilizando o programa *EasyFit*, da *Mathwave Technologies*, que classifica as funções estatísticas segundo seu ajuste aos dados experimentais, determinando a melhor função de densidade de probabilidade que descreve a dispersão dos parâmetros.

O método *Kolmogorov-Smirnov* foi utilizado para estabelecer a distribuição estatística que melhor se adequa aos parâmetros elétricos. Este é o método normalmente utilizado para analisar a distribuição estatística dos parâmetros elétricos em módulos FVs, embora o programa *EasyFit* permita utilizar outros métodos (Zilles; Lorenzo, 1991) (Gasparin *et al.*, 2016) (Moehlecke *et al.*, 2020).

O software *EasyFit*, da *Mathwave Technologies* apresenta o histograma com a curva da função que melhor se ajustou aos dados, assim como a lista das funções em ordem crescente de conformidade com os dados, conforme pode ser visto na Figura 5.6. A Figura 5.7 apresenta as funções e seus coeficientes ajustados. Na Figura 5.8 são apresentadas as funções, a classificação das funções ajustadas aos dados e os três métodos que o programa possui: *Kolmogorov-Smirnov*, *Anderson Darling* e *Chi Squared*, assim como a significância de ajuste de cada método e função.

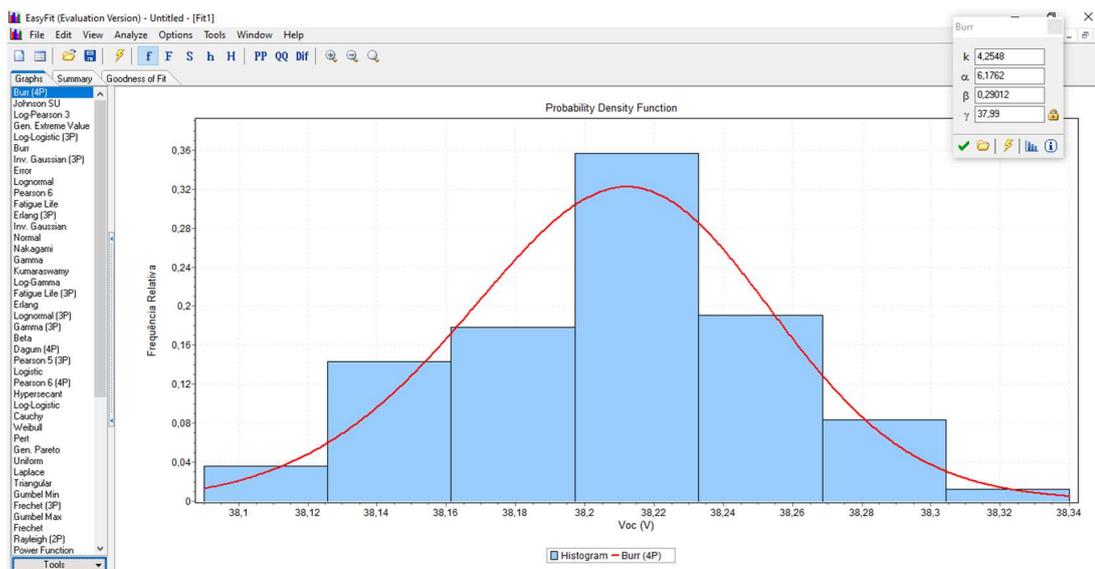


Figura 5.6. Histograma e distribuição estatística de  $V_{oc}$  de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), apresentada pelo software *EasyFit* com a curva da função distribuição estatística *Burr* (4P) ajustada.

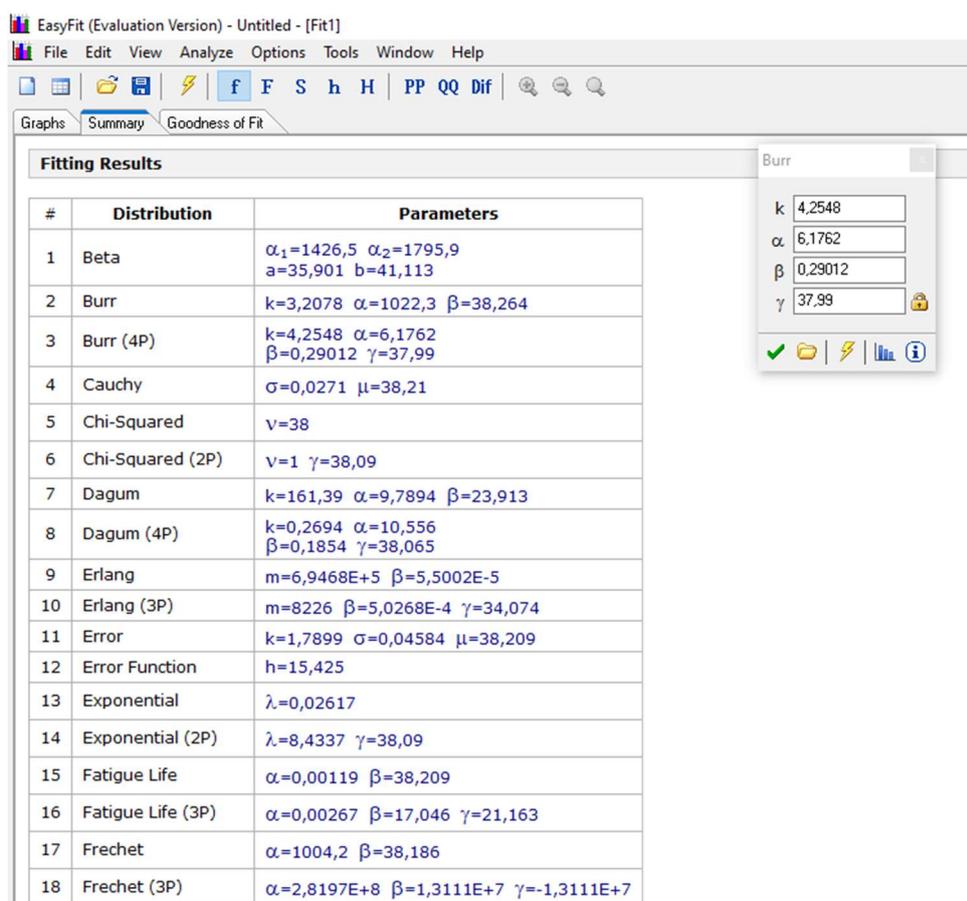


Figura 5.7. Funções distribuição e seus coeficientes para distribuição estatística de  $V_{oc}$  de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), apresentada pelo software *EasyFit* para a função *Burr* (4P) ajustada.

EasyFit (Evaluation Version) - Untitled - [Fit1]

File Edit View Analyze Options Tools Window Help

f F S h H PP QQ Dif

Graphs Summary Goodness of Fit

#	Distribution	Kolmogorov Smirnov		Anderson Darling		Chi-Squared	
		Statistic	Rank	Statistic	Rank	Statistic	Rank
1	Beta	0,07039	23	0,31244	18	9,0524	22
2	Burr	0,06699	6	0,48982	27	6,5917	4
3	Burr (4P)	0,06105	1	0,2595	2	9,0234	12
4	Cauchy	0,09182	30	1,2617	33	12,094	34
5	Chi-Squared	0,53461	47	32,599	47	10087,0	45
6	Chi-Squared (2P)	0,63486	51	45,291	53	N/A	
7	Dagum	0,79413	54	70,414	54	5591,1	44
8	Dagum (4P)	0,07134	24	0,25793	1	7,3342	7
9	Erlang	0,06929	20	0,30862	14	9,0468	16
10	Erlang (3P)	0,06857	12	0,31127	17	9,0645	27
11	Error	0,06802	8	0,294	5	9,0266	13
12	Error Function	1	55	N/A		N/A	
13	Exponential	0,63098	49	38,44	49	47741,0	47
14	Exponential (2P)	0,3176	44	14,566	44	84,06	40
15	Fatigue Life	0,06853	11	0,30607	7	9,0523	21
16	Fatigue Life (3P)	0,06924	19	0,30891	16	9,0546	24
17	Frechet	0,14559	40	2,0859	36	9,4691	31
18	Frechet (3P)	0,12757	38	1,6476	35	12,863	36
19	Gamma	0,06901	16	0,30792	13	9,0473	17
20	Gamma (3P)	0,06998	22	0,31455	21	9,0621	26
21	Gen. Extreme Value	0,06576	4	4,1985	39	N/A	
22	Gen. Gamma	1	58	N/A		N/A	
23	Gen. Gamma (4P)	1	57	N/A		N/A	

Burr

k: 4,2548

$\alpha$ : 6,1762

$\beta$ : 0,29012

$\gamma$ : 37,99

✓ | 📁 | ⚡ | 📊 | ⓘ

Figura 5.8. Funções distribuição, classificação das funções ajustadas aos dados e os três métodos que o programa possui: *Kolmogorov-Smirnov*, *Anderson Darling* e *Chi Squared*, com a significância de ajuste de cada método e função para distribuição estatística de  $V_{oc}$  de um módulo fotovoltaico de 270 Wp (potência de catálogo), com a função Burr (4P) ajustada apresentada pelo software *EasyFit*.

Cabe ressaltar que os parâmetros de cada densidade de probabilidade calculados pelo software *EasyFit* não são afetados pelo número de colunas definido para exibir os dados, pois a ferramenta estatística utiliza todos os dados medidos para determinar as distribuições e seus coeficientes. O número entre parênteses ao lado do nome da função refere-se à quantidade de parâmetros utilizados.

#### 5.4. Análise de degradação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

Por meio da medição dos parâmetros elétricos dos módulos FVs é possível realizar o cálculo da degradação. Para isso, em cada sistema FV foram inseridos quatro módulos de teste iguais aos demais módulos integrantes do sistema. Assim como os demais módulos do sistema, os módulos de teste ficaram em exposição, porém dois módulos foram instalados em curto-circuito e dois em circuito aberto, em

cada propriedade, com a finalidade de verificar se houve redução na eficiência dos módulos e como é afetada pelo modo de operação (curto-circuito e circuito aberto). Embora se entenda que o modo de exposição adequado seria no ponto de máxima potência, não foi possível instalar resistores ou microinversores nos sistemas FVs nas propriedades rurais. Os modos de curto-circuito e de circuito aberto colocaram os módulos FVs em situações limites (com maiores correntes ou maiores temperaturas), também podendo indicar a degradação dos mesmos. Os módulos fotovoltaicos foram medidos antes de serem instalados nas propriedades rurais e foram removidos e medidos novamente para analisar a degradação sofrida após um, dois e três anos de exposição para o caso dos sistemas FVs de Medianeira e Cafelândia e após e dois anos para o sistema FV de Assis Chateaubriand.

Além de contar com quatro módulos de teste em cada propriedade rural, foram armazenados no laboratório NT-Solar da PUCRS quatro módulos de referência de cada propriedade. Estes módulos FVs foram medidos quando chegaram ao NT-Solar e novamente após um, dois e três anos de armazenamento em circuito aberto.

A degradação de um determinado parâmetro elétrico é determinada ao subtrair-se a medida realizada após um período  $t_1$  (denominada de medida- $t_1$ ) pela medida realizada antes do período  $t_1$ , denominada de medida inicial ou medida- $t_0$ , dividindo o resultado pela medida medida- $t_0$ , conforme mostra a Equação 5.1:

$$\text{Degradação (parâmetro elétrico)} = \frac{\text{Medida}_{t_1} - \text{Medida}_{t_0}}{\text{Medida}_{t_0}} * 100 (\%) \quad (5.1)$$

## 5.5. Análise de sujidade

Para analisar a interferência da sujidade nos módulos FV instalados nas três propriedades rurais, alvo deste estudo, os módulos de teste ficam expostos nas propriedades igualmente aos demais módulos FVs do sistema. Os módulos de teste foram retirados e encaminhados ao NT-Solar para analisar novamente os parâmetros elétricos a partir da curva I-V com o acúmulo de sujidade sobre o vidro. As medidas foram realizadas antes e depois da limpeza, permitindo assim verificar qual a influência da sujidade nos parâmetros elétricos do módulo, bem como entender como essa perda se dá na propriedade onde o sistema está instalado.

## 5.6. Análise da degradação pelo desempenho global

### 5.6.1. Sistema de monitoramento

Foi instalado junto aos sistemas fotovoltaicos em Medianeira e Cafelândia um sistema de monitoramento, fabricado e fornecido pela empresa PHB Solar, indústria brasileira estabelecida em São Paulo. O sistema de monitoramento foi instalado para medir a irradiância solar no plano do arranjo, velocidade do vento, temperatura ambiente e temperatura dos módulos fotovoltaicos. Este sistema é constituído de um piranômetro, um anemômetro, um sensor de temperatura ambiente, um sensor de temperatura de módulos fotovoltaicos e um sistema de aquisição e comunicação de dados (*datalogger*) PHB. A empresa BSE Solar de Toledo-PR, foi a responsável pela instalação do sistema FV (Araújo, 2019).

Na propriedade rural em Assis Chateaubriand foi instalado um sistema de monitoramento fabricado pela empresa ABB *String Inverters*. Este sistema é constituído de uma estação de medição ABB, um sistema de aquisição e comunicação de dados. A estação dispõe de sensores para medição da irradiância solar global, da irradiância no plano dos módulos fotovoltaicos, da temperatura ambiente, da temperatura dos módulos fotovoltaicos, da velocidade do vento e da direção do vento (Ramanauskas, 2019).

### 5.6.2. Temperatura efetiva nos módulos fotovoltaicos

A temperatura de células solares é um parâmetro importante na avaliação de sistemas fotovoltaicos, isso porque quanto maior a irradiância solar incidente, maior a temperatura da célula solar, fazendo com que haja uma redução na eficiência do módulo fotovoltaico.

Para analisar o efeito da temperatura nos módulos, pode-se utilizar a temperatura efetiva ( $T_{ef}$ ), que é definida como a temperatura ponderada com a irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos, sendo mais utilizada para analisar dados médios de temperatura diária e pode ser calculada pela Equação 5.2. (Lorenzo, 2014):

$$T_{ef} = \frac{\int G_T(\beta,t) \cdot T_{Módulo}(t) dt}{\int G_{STC}(\beta,t) dt} \quad (5.2)$$

Onde  $G_T$  é irradiância incidente em um plano inclinado em relação à horizontal por unidade de área,  $G_{STC}(\beta,t)$  é a irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{Módulo}(t)$  é a temperatura dos módulos fotovoltaicos.

### 5.6.3. Desempenho global e produtividade

Para avaliar a degradação de módulos FVs em exposição são analisados alguns índices de mérito. Alguns desses parâmetros são a produtividade de referência ( $Y_R$ ), a produtividade do sistema ( $Y_F$ ) e o desempenho global (PR).

A  $Y_R$  representa a eficiência com que o módulo converte energia solar em energia elétrica sob condições ideais de irradiação solar. É a relação entre a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico  $G(t)$  ( $\text{kW/m}^2$ ) e o período de integração  $T_p$  sobre a irradiância em STC ( $G_{STC} - 1 \text{ kW/m}^2$ ), sendo dada pela Equação 5.3. Este índice é usado para avaliar o desempenho dos módulos em condições reais de operação (Ameur *et al.*, 2022) (Adar *et al.*, 2021):

$$Y_R = \frac{\frac{1}{T_p} \int_{T_p} G(t) dt}{G_{STC}} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kW}} \right) \quad (5.3)$$

A  $Y_F$  representa a conversão de energia solar em energia elétrica, levando em consideração todas as perdas e eficiências ao longo do processo. Representa a eficiência do sistema em condições reais de operação incluindo perdas devido ao sombreamento, sujeira, degradação dos módulos, eficiência do inversor, cabos elétricos, entre outros fatores.

O  $Y_F$  é determinado pela divisão da energia efetivamente produzida pelo sistema FV ( $P_{FV} - \text{kWh}$ ) em um período definido (dia, mês ou ano) e a potência nominal instalada ( $P_{std} - \text{kWp}$ ) do sistema em condições padrão de ensaio. Essa métrica denota o número de horas que o arranjo fotovoltaico deve operar em sua potência nominal e é dado pela Equação 5.4. O  $Y_F$  indica como um sistema FV em determinado local pode produzir energia elétrica, servindo como parâmetro de comparação de diferentes locais (irradiação e temperatura) (Ameur *et al.*, 2022) (Adar *et al.*, 2021):

$$Y_F = \frac{1}{P_{std}} \left[ \frac{1}{T} \int_T P_{FV}(t) dt \right] \left( \frac{kWh}{kWp} \right) \quad (5.4)$$

O desempenho global (PR - *performance ratio*) de um sistema fotovoltaico avalia a eficiência global do sistema de conversão de energia solar em energia elétrica, ou seja, considera todas as perdas ocorridas ao longo do processo de produção de energia elétrica. É definido como a relação entre a energia elétrica efetivamente produzida pelo sistema ( $Y_F$ ) e a energia solar incidente na área dos módulos FV durante um período ( $Y_R$ ), conforme mostra a Equação 5.5. Representa as perdas na produção de energia, demonstrando o quão perto um sistema FV atinge o desempenho ideal sob condições reais. Essa taxa pode ser utilizada como comparação entre sistemas com condições semelhantes, sendo quanto maior o PR maior será a produtividade do sistema (Ameur *et al.*, 2022) (Adar *et al.*, 2021):

$$PR = \left( \frac{Y_F}{Y_R} \right) \quad (5.5)$$

#### 5.6.4. Estimativa da degradação pelo desempenho global

Existem diversas técnicas estatísticas para avaliar a taxa de degradação de um sistema FV, como: média móvel integrada auto-regressiva (*auto-regressive integrated moving average* - ARIMA), análise de componentes principais robusta (*robust principal component analysis* - RPCA), suavização por dispersão ponderada localmente (*locally weighted scatterplot smoothing* - LOESS), ano a ano (*year on year* - YOY), decomposição sazonal e de tendência usando Loess (*seasonal and trend decomposition using loess* - STL), que utilizam dados de desempenho, como parâmetros elétricos extraídos de curvas IV (AMEAUR *et al.*, 2022). Outra forma de analisar a taxa de degradação é pelo método de regressão linear, usando a variação temporal do desempenho global corrigido para a temperatura de 25 °C ( $PR_{STC}$ ). Neste método, a degradação é calculada ajustando o valor do desempenho global para compensar as variações na eficiência do sistema devido às mudanças na temperatura de operação das células solares, conforme apresentado na Equação 3.2. (Ameur *et al.*, 2022).

A partir de dados mensais do  $PR_{STC}$ , pode-se usar uma regressão linear para obter a Equação 5.6:

$$PR_{STC} = \alpha t + \beta \quad (5.6)$$

onde  $\alpha$  e  $\beta$  são os parâmetros da equação de regressão que é usada para calcular a taxa de degradação do sistema em %/ano (Equação 5.7) (Ameur *et al.*, 2022):

$$\Delta = \frac{\beta - (PR_{STC})t}{\beta} \frac{12}{t} \times 100 \quad \left( \frac{\%}{ano} \right) \quad (5.7)$$

onde  $t$  é o número de meses em operação em condições externas.

## 6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 6.1. Identificação de defeitos

A análise visual foi realizada conforme a metodologia descrita na seção 5.2.1. Os módulos FVs foram analisados visualmente antes de serem instalados no local dos sistemas nas propriedades e após a exposição (conforme Figuras 6.1 e 6.2). O período de análise foi de três anos para os módulos de 270 Wp e 325 Wp e dois anos para os módulos de 340 Wp. Na Tabela 6.1 é possível comparar os defeitos observados nos módulos de teste antes e após a exposição no local do sistema FV.

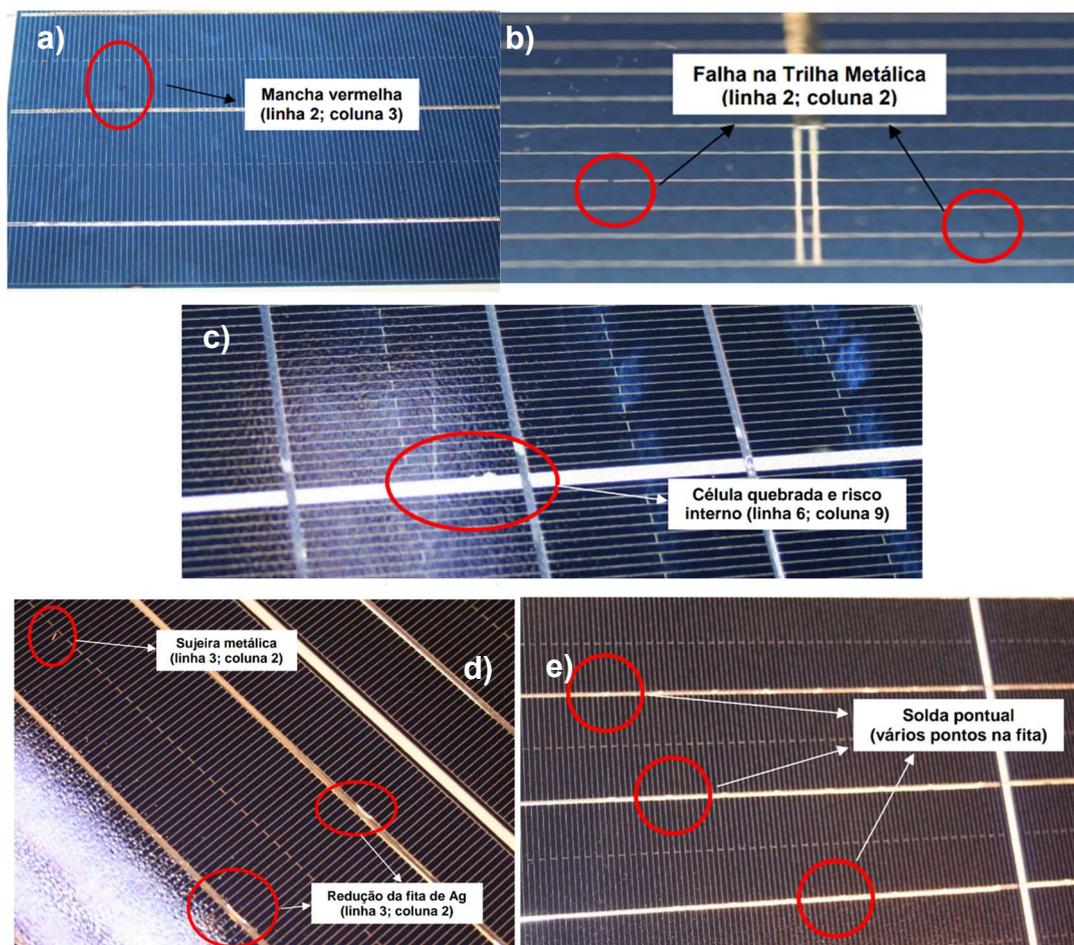


Figura 6.1. Imperfeições identificadas na análise visual inicial. a) Mancha vermelha identificada na célula solar do módulo fotovoltaico A34. b) Falha na trilha metálica na célula solar do módulo B35. c) Célula solar quebrada na borda e risco (considerado interno) do módulo fotovoltaico C12. d) Sujeira metálica e redução da largura da fita de solda da célula solar no módulo fotovoltaico C13. e) Solda pontual com alturas diferentes na fita de soldagem do módulo fotovoltaico C67.

Tabela 6.1. Defeitos e falhas identificados nos módulos de teste pela análise visual antes e após a exposição.

Módulo		Análise Visual Inicial	Análise Visual Final (imperfeições adicionais)
270 Wp	A2	Problema na metalização (metalização borrada e falha na trilha); ponto da pasta de metalização; risco externo; mancha incolor no vidro; risco interno (azul); mancha no filme antirreflexo.	Risco no vidro (externo).
	A61	Problema na metalização (metalização borrada e falha na trilha); ponto da pasta de metalização; mancha circular (ponto dourado); imperfeição grande no filme antirreflexo.	Risco no vidro na parte externa, sobre várias células solares em uma mesma linha e em linhas diferentes que não havia na inspeção visual inicial.
	A5	Problema na metalização (metalização borrada e falha na trilha); risco externo; mancha circular (ponto dourado); mancha na célula; ponto da pasta de metalização; risco interno no vidro.	Risco no vidro na parte externa (Figura 6.40e)
	A34	Ponto da pasta de metalização; problema na metalização (metalização borrada); imperfeição no vidro; mancha incolor no vidro; sujeira na célula; Mancha de cor vermelha, localizada provavelmente entre a célula solar e o material encapsulante (Figura 6.39a)	Risco no vidro (externo) (Figura 6.2a).
325 Wp	B51	Risco na célula e sujeira; ponto "dourado"; risco superficial; problema na metalização; mancha transparente no vidro.	Sujeira marrom na moldura de alumínio que não foi possível removê-la com a limpeza.
	B69	Falha no filme antirreflexo; Problema na metalização (metalização borrada); Mancha incolor; Ponto da pasta de metalização; Ponto "dourado"; Risco externo no vidro.	Não apresentou novas imperfeições.
	B35	Ponto da pasta de metalização; problema na metalização (metalização borrada e falha na trilha – Figura 6.39b); ponto "dourado"; risco externo no vidro; mancha incolor.	Mancha na moldura de alumínio (Figura 6.2f).
	B56	Ponto da pasta de metalização; ponto "dourado"; risco interno no vidro; defeito no vidro (ponto interno branco).	Sujeira marrom na moldura de alumínio que não foi possível removê-la com a limpeza. Ranhura na superfície que se estendeu por três células solares (Figura 6.2g).
340 Wp	C12	Problema na metalização (metalização borrada); mancha incolor; mancha circular no vidro de até 2 mm de diâmetro ("pontinho dourado"); risco na célula solar ou sujeira; falha na trilha; pingo na metalização (solda); risco interno; célula quebrada na borda (fissura) (Figura 6.1c).	Região na borda do vidro machada (Figura 6.0b). Risco na superfície do módulo.
	C60	Risco interno; problema na metalização (metalização borrada); mancha incolor; mancha circular no vidro de até 2 mm de diâmetro ("pontinho dourado"); pingo na metalização (solda); falha na trilha; risco na célula solar ou sujeira.	Região na borda do vidro machada. Risco no vidro (Figura 6.2d).
	C13	Risco interno; risco externo; mancha incolor; mancha circular no vidro de até 2 mm de diâmetro ("pontinho dourado"); pingo na metalização (solda); redução da fita de Ag (solda não alinhada); falha na trilha; risco na célula solar ou sujeira (Figura 6.1d).	Manchas e risco no vidro e pontos de possível início de delaminação do EVA (Figura 6.2c)
	C67	Pingo na metalização (solda); problema na metalização (metalização borrada); risco externo; estrutura abaulada; filme AR mais escuro em várias células do módulo; solda com vários pontos com redução da altura da fita (Figura 6.39e).	Riscos no vidro e sujeiras que não foram possíveis retirar do vidro.

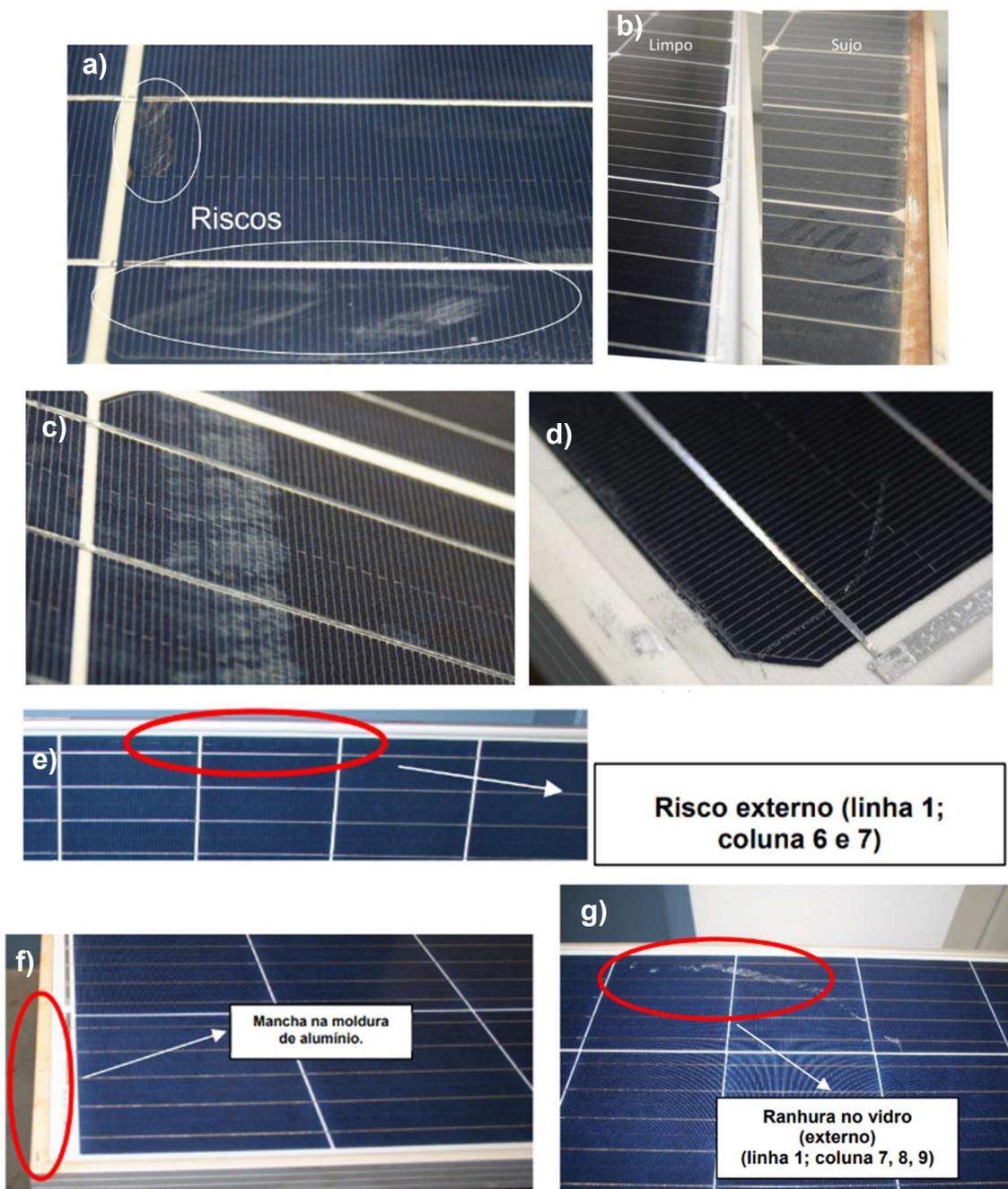


Figura 6.2. Imperfeições identificadas na análise visual final. a) Defeitos na superfície do vidro do módulo A34. b) Parte inferior do vidro manchada no módulo C12. c) Detalhe da mancha observada no vidro do módulo FV C13. d) Risco no vidro do módulo C60. e) Imperfeição como risco no vidro (externo) no módulo A5. f) Módulo fotovoltaico B35 com detalhe da moldura metálica manchada. g) Módulo fotovoltaico B56 destacando a região riscada que se estende por três células solares

É possível observar que na análise visual inicial os defeitos em maior número são problemas na metalização, sujeira e riscos e manchas no vidro. Na análise visual final, os defeitos que apareceram nos módulos de 270 Wp (Si-Mc), 325 Wp (Si-Mc) e 340 Wp (Si-mono) são os riscos na superfície do vidro, atribuídos ao transporte dos módulos de teste das propriedades até NT-Solar. Manchas na moldura de alumínio foram observadas especificamente nos módulos de 340 Wp instalados na propriedade

de produção de frango, em Assis Chateaubriand, sendo essas associadas ao maior acúmulo de pó nos módulos FVs causado pelos materiais usados no aviário. Não foi possível identificar quedas na potência dos módulos relacionadas aos defeitos visuais.

## 6.2. Comparação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

### 6.2.1. Sistema fotovoltaico com módulos de 270 Wp com células solares de silício multicristalino

O sistema composto por 84 módulos fotovoltaicos de 270 Wp da marca Jinko com 60 células solares de silício multicristalino foi etiquetado com o número de A1 até A84 e após análise visual foi realizada a caracterização elétrica.

A média e desvio padrão de cada parâmetro elétrico juntamente com as características elétricas que o fabricante do módulo apresenta na ficha de dados (*datasheet*) estão na Tabela 6.2. Também foram colocados os maiores e menores valores de cada parâmetro elétrico.

Tabela 6.2. Parâmetros elétricos dos 84 módulos fotovoltaicos de 270 Wp de potência com 60 células de silício multicristalino e valores apresentados na ficha de dados do equipamento. O desvio padrão foi calculado considerando uma distribuição normal de frequências.

Módulos FVs de 270 W <sub>p</sub> multicristalino								
	V <sub>OC</sub> (V)	I <sub>SC</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	η <sub>Módulo</sub> (%)	η <sub>Célula</sub> (%)
<b>Média</b>	38,21	9,53	76,58	30,61	9,11	278,9	17,04	19,10
<b>Desvio padrão</b>	0,05	0,02	0,22	0,19	0,05	0,9	0,06	0,07
<b>Desvio padrão percentual (%)</b>	0,13	0,21	0,29	0,62	0,55	0,32	0,35	0,37
<b>Menor valor</b>	38,09	9,50	75,96	30,30	8,95	276,5	16,9	18,9
<b>Maior valor</b>	38,34	9,57	77,10	31,22	9,17	281,6	17,2	19,2
<b>Ficha de dados</b>	28,8	9,09	76,55	31,7	8,52	270	16,5	-

Todos os módulos apresentaram potência maior do que a informada pelo fabricante, que foi de 270 Wp ± 3% (conforme anexo I). O desvio padrão variou de 0,13 % a 0,62 % para V<sub>OC</sub>, e V<sub>MP</sub>, respectivamente. A potência média foi de 278,9 W. O maior valor medido para a potência chegou a 281,6 W e o menor 276,5. Assim,

todos os módulos tiveram sua potência superior ao valor fornecido pelo fabricante em um mínimo de 6,5 W.

Foram selecionados quatro módulos fotovoltaicos de referência para ficarem armazenados no NT-Solar. Eles estão listados na Tabela 6.3 com as características elétricas obtidas. A seleção considerou os módulos de maior eficiência e a existência de imperfeições típicas.

Tabela 6.3. Características elétricas dos módulos de referência de 270 Wp que ficaram armazenados no NT Solar.

Nº NT Solar	V <sub>OC</sub> (V)	I <sub>SC</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	ηMódulo (%)	ηCélula (%)
A6	38,30	9,57	76,83	30,79	9,15	281,6	17,2	19,3
A23	38,25	9,53	76,49	30,54	9,13	278,8	17,0	19,1
A51	38,22	9,53	76,86	30,64	9,14	280,0	17,1	19,2
A76	38,23	9,50	76,46	30,99	8,96	277,7	17,0	19,0

A potência nominal dos módulos informada pelo fabricante é de 270 Wp e para os módulos de teste a potência dos quatro módulos foi compreendida no intervalo de 277,7 Wp no módulo A76 até 281,6 Wp no módulo A6.

Outros quatro módulos fotovoltaicos foram separados para serem utilizados na propriedade rural em Medianeira/PR como módulos de teste em exposição. Estes módulos foram retirados da instalação anualmente para medição de suas características elétricas. Dois módulos foram conectados em curto-circuito e dois em circuito aberto, com os cabos desconectados. A Tabela 6.4 apresenta suas características elétricas. Para os módulos conectados em curto-circuito, A2 e A61, obteve-se potência de 276,5 W e 279,2 W, respectivamente. Para os módulos conectados em circuito aberto A5 e A34 a potência foi de 278,5 e 281,3, respectivamente. A Figura 6.3 apresenta um esquema de como os módulos fotovoltaicos foram distribuídos sobre o telhado do galpão da propriedade para formar o arranjo fotovoltaico

Tabela 6.4. Características elétricas dos módulos de teste de 270 Wp instalados na propriedade cooperada da LAR, em Medianeira/PR.

Conexão	Nº NT Solar	V <sub>oc</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	η <sub>Módulo</sub> (%)	η <sub>Célula</sub> (%)
Curto-circuito	A2	38,09	9,56	75,96	30,30	9,13	276,5	16,9	18,9
	A61	38,16	9,52	76,83	30,05	9,16	279,2	17,1	19,1
Circuito aberto	A5	38,28	9,53	77,10	30,86	9,11	281,3	17,2	19,3
	A34	38,23	9,56	76,24	30,57	9,11	278,5	17,0	19,1

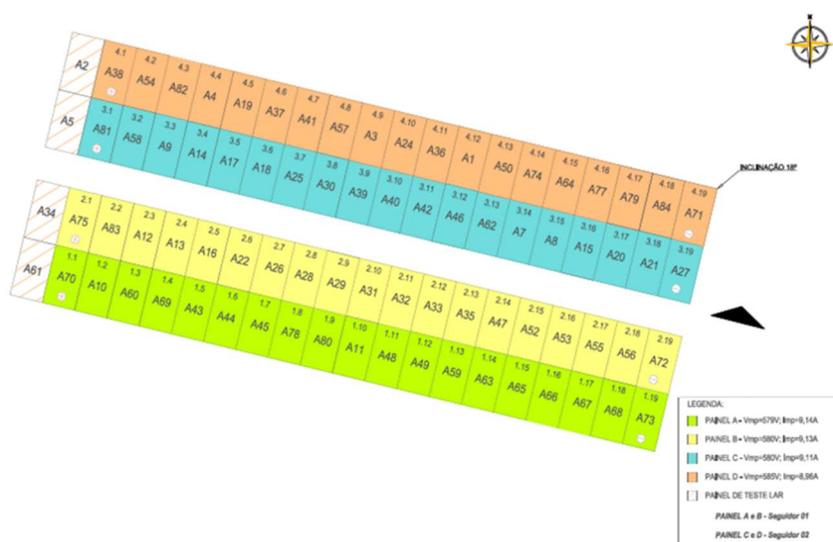


Figura 6.3. Planta de situação para a instalação do arranjo fotovoltaico para a propriedade rural em Medianeira, PR. Foram usados módulos FVs de 270 Wp. Cada cor identifica um painel com os módulos conectados em série. Os módulos de teste estão na cor branca com linhas amarelas.

### 6.2.2. Sistema fotovoltaico com módulos de 325 Wp com células de silício multicristalino

O sistema composto por 70 módulos fotovoltaicos de 325 Wp da marca Jinko, com 72 células solares de silício multicristalino foi etiquetado com o número de B1 até B72 e após análise visual foi realizada a caracterização elétrica.

A média e desvio padrão de cada parâmetro elétrico juntamente com as características elétricas que o fabricante do módulo apresenta na ficha de dados (*datasheet*) estão na Tabela 6.5. Também foram colocados na tabela os maiores e menores valores de cada parâmetro elétrico.

Tabela 6.5. Parâmetros elétricos dos 70 módulos de 325 Wp de potência, com 72 células solares de silício multicristalino e valores apresentados na ficha de dados do equipamento.

<b>Módulos FVs de 325 W<sub>p</sub> multicristalino</b>								
	<b>V<sub>oc</sub> (V)</b>	<b>I<sub>sc</sub> (A)</b>	<b>FF (%)</b>	<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	<b>P<sub>MP</sub> (W)</b>	<b>η<sub>Módulo</sub> (%)</b>	<b>η<sub>Célula</sub> (%)</b>
<b>Média</b>	45,98	9,44	77,48	37,65	8,93	336,4	17,3	19,2
<b>Desvio padrão</b>	0,06	0,02	0,25	0,20	0,04	1,1	0,07	0,08
<b>Desvio padrão Percentual (%)</b>	0,13	0,21	0,32	0,53	0,44	0,33	0,40	0,42
<b>Menor valor</b>	45,73	9,41	77,03	37,13	8,88	334,3	17,2	19,1
<b>Maior valor</b>	46,12	9,48	78,03	37,99	9,09	338,6	17,5	19,3
<b>Ficha de dados</b>	46,7	9,1	77,48	37,60	8,66	325	16,8	-

Para os módulos FVs de 325 Wp  $\pm$  3 % de potência (conforme ficha de dados no anexo I), a potência, I<sub>sc</sub> e I<sub>MP</sub> de todos os dispositivos foram maiores que os informados pelo fabricante. O desvio padrão percentual para os parâmetros elétricos ficou no intervalo de 0,13 % (para V<sub>oc</sub>) a 0,53 % (para V<sub>MP</sub>). A potência fornecida pelo fabricante foi de 325 W, porém a média foi de 336,4 W. O maior valor medido para a potência chegou a 338,6 Wp e o menor 334,3 Wp. Assim, todos os módulos tiveram sua potência superior ao valor fornecido pelo fabricante em um mínimo de 9,3 W.

Foram selecionados quatro módulos fotovoltaicos de referência para ficarem armazenados no NT-Solar. Eles estão listados na Tabela 6.6, com as características elétricas obtidas por meio do processo de medição da curva I-V em condições padrão. A seleção considerou a eficiência e a existência de imperfeições típicas.

Tabela 6.6. Características elétricas dos módulos de teste de 325 W<sub>p</sub> que ficaram no NT-Solar.

<b>Nº NT Solar</b>	<b>V<sub>oc</sub> (V)</b>	<b>I<sub>sc</sub> (A)</b>	<b>FF (%)</b>	<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	<b>P<sub>MP</sub> (W)</b>	<b>η<sub>Módulo</sub> (%)</b>	<b>η<sub>Célula</sub> (%)</b>
B26	46,00	9,42	77,43	37,50	8,94	335,3	17,3	19,1
B31	45,93	9,42	77,44	37,63	8,90	334,9	17,3	19,1
B36	45,99	9,42	77,66	37,75	8,91	336,3	17,3	19,2
B68	46,00	9,47	77,55	37,16	9,09	337,9	17,4	19,3

A potência dos módulos de teste foi compreendida no intervalo 334,9 Wp no módulo B31 até 337,9 Wp no módulo B68.

Outros quatro módulos fotovoltaicos também foram separados para serem instalados na propriedade rural em Cafelândia/PR, como módulos de teste em

exposição. A Tabela 6.7 apresenta suas características elétricas. Estes módulos foram retirados da instalação anualmente para serem medidas suas características elétricas. Dois módulos foram conectados em curto-circuito e dois em circuito aberto. Para os módulos conectados em curto-circuito, B51 e A69, obteve-se potência de 334,8 W e 336,3 W, respectivamente. Para os módulos conectados em circuito aberto, B35 e B56, a potência foi de 334,8 e 339,2, respectivamente. A Figura 6.4 apresenta um esquema da distribuição dos módulos FVs no arranjo FV instalado em Cafelândia/PR.

Tabela 6.7. Características elétricas dos módulos FVs de teste instalados na propriedade rural em Cafelândia/PR.

Conexão	Nº NT Solar	V <sub>OC</sub> (V)	I <sub>SC</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	η <sub>Módulo</sub> (%)	η <sub>Célula</sub> (%)
Curto-circuito	B51	45,92	9,44	77,22	37,42	8,94	334,8	17,2	19,1
	B69	46,05	9,48	77,03	37,73	8,91	336,3	17,3	19,2
Circuito aberto	B35	45,99	9,41	77,37	37,50	8,93	334,8	17,2	19,1
	B56	46,12	9,45	77,84	37,97	8,93	339,2	17,5	19,4

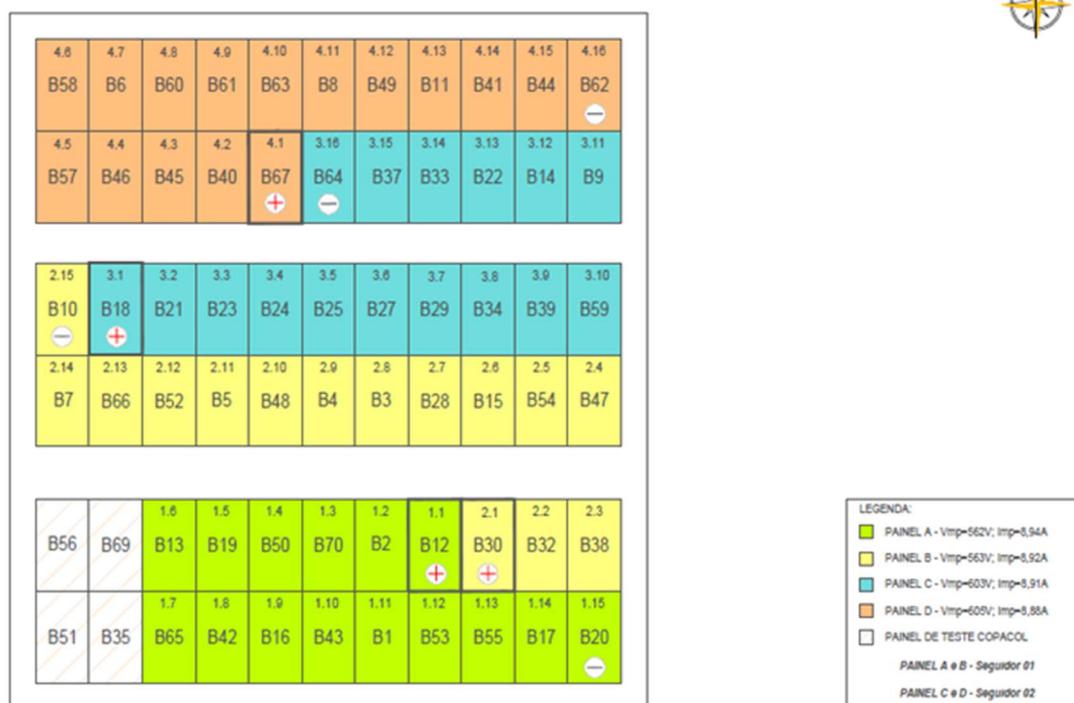


Figura 6.4. Distribuição dos módulos FVs de 325 Wp no arranjo FV instalado em Cafelândia/PR. Os módulos de teste estão na cor branca. Cada cor identifica um painel FV com os módulos conectados em série.

### 6.2.3. Sistema fotovoltaico com módulos de 340 Wp com células de silício monocristalino

O sistema composto por 68 módulos fotovoltaicos de 340 Wp, marca Jinko, com 72 células solares de silício monocristalino, foi etiquetado com o número de C1 até C68 e após análise visual foi realizada a caracterização elétrica.

A média e desvio padrão de cada parâmetro elétrico juntamente com as características elétricas que o fabricante do módulo apresenta na ficha de dados (*datasheet* conforme anexo I). Tabela 6.8. Também foram colocados em cada tabela os maiores e menores valores de cada parâmetro elétrico.

Em relação aos parâmetros elétricos dos módulos FVs de 340 Wp, a potência,  $I_{SC}$  e  $I_{MP}$  apresentaram valores acima do informado pelo fabricante. O desvio padrão percentual para os parâmetros elétricos ficou no intervalo de 0,31 % (para  $I_{SC}$ ) a 0,61 % para  $\eta_{Módulo}$  e  $\eta_{Célula}$ . A potência fornecida pelo fabricante foi de 340 Wp, mas a média foi de 346,5 Wp. O desvio padrão percentual da potência foi de 0,59 %. A potência fornecida pelo fabricante foi de 340 W, porém a média foi de 346,5 W. O maior valor medido para a potência chegou a 350,7 W e o menor foi 341,6 W. Assim, todos os módulos tiveram sua potência superior ao valor fornecido pelo fabricante em um mínimo de 1,6 W.

Tabela 6.8. Parâmetros elétricos dos 68 módulos de 340 Wp de potência com 72 células solares de silício monocristalino e valores apresentados na ficha de dados do equipamento.

<b>Módulos FVs de 340 W<sub>p</sub> monocristalino</b>								
	<b>V<sub>OC</sub> (V)</b>	<b>I<sub>SC</sub> (A)</b>	<b>FF (%)</b>	<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	<b>P<sub>MP</sub> (W)</b>	<b><math>\eta_{Módulo}</math> (%)</b>	<b><math>\eta_{Célula}</math> (%)</b>
<b>Média</b>	46,17	9,63	77,89	37,75	9,18	346,5	17,9	19,8
<b>Desvio padrão</b>	0,17	0,03	0,28	0,16	0,04	2,06	0,11	0,12
<b>Desvio padrão Percentual (%)</b>	0,37	0,31	0,36	0,42	0,44	0,59	0,61	0,61
<b>Menor valor</b>	45,83	9,56	77,27	37,11	9,11	341,6	17,2	19,5
<b>Maior valor</b>	46,50	9,70	78,54	37,98	9,26	350,7	18,1	20,1
<b>Ficha de dados</b>	47,1	9,24	78,12	38,70	8,79	340	17,52	-

Foram selecionados quatro módulos fotovoltaicos de referência para ficarem armazenados no NT-Solar. Eles estão listados na Tabela 6.9, com as características

elétricas obtidas. Foram selecionados módulos de maior eficiência e com imperfeições típicas.

Tabela 6.9. Características elétricas dos módulos de teste de 340 Wp que ficaram armazenados no NT Solar.

Nº NT Solar	V <sub>oc</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	η <sub>Módulo</sub> (%)	η <sub>Célula</sub> (%)
C34	46,13	9,63	77,62	37,51	9,19	344,7	17,8	19,7
C37	46,03	9,67	78,20	37,83	9,20	347,9	17,9	19,9
C41	46,16	9,59	78,19	37,77	9,16	346,2	17,8	19,8
C68	46,25	9,61	78,13	37,76	9,20	347,2	17,9	19,8

A potência nominal dos módulos informada pelo fabricante é 340 Wp e para os módulos de referência a potência dos quatro módulos foi compreendida no intervalo 344,6 Wp no módulo C34 até 347,9 Wp no módulo C37.

Outros quatro módulos fotovoltaicos também foram separados para serem utilizados na propriedade rural associada à C. VALE em Assis Chateaubriand/PR como módulos de teste em exposição. Estes módulos foram retirados da planta anualmente para medição de suas características elétricas. Dois módulos foram conectados em curto-circuito e dois em circuito aberto. Para os módulos conectados em curto-circuito C12 e C60 obteve-se potência de 343,9 W e 348,9 W, respectivamente. Para os módulos conectados em circuito aberto C13 e C67 a potência foi de 345,5 W e 344,3 W, respectivamente. A Tabela 6.10 apresenta suas características elétricas. A Figura 6.5 apresenta um esquema de como os módulos fotovoltaicos foram distribuídos sobre o telhado do galpão da propriedade para formar o arranjo fotovoltaico em Assis Chateaubriand/PR

Tabela 6.10. Características elétricas dos módulos de teste de 340 Wp instalados na propriedade cooperada da C. VALE, em Assis Chateaubriand/PR.

Conexão	Nº NT Solar	V <sub>oc</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	η <sub>Módulo</sub> (%)	η <sub>Célula</sub> (%)
Curto-circuito	C12	46,01	9,65	77,45	37,73	9,11	343,9	17,7	19,6
	C60	46,38	9,63	78,11	37,88	9,21	348,9	18,0	19,9
Circuito aberto	C13	46,08	9,63	77,91	37,76	9,15	345,5	17,8	19,7
	C67	46,38	9,56	77,69	37,64	9,15	344,3	17,8	19,7

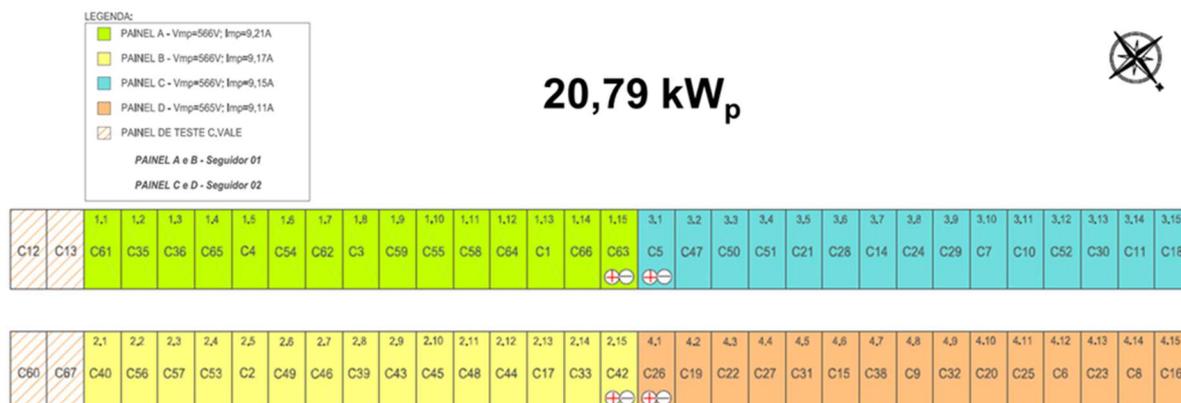


Figura 6.5. Distribuição dos módulos FVs de 340 Wp no arranjo FV instalado na propriedade rural em Assis Chateaubriand/PR. Cada cor identifica um painel com os 15 módulos FVs conectados em série. Os módulos de teste estão na cor branca com linhas amarelas.

### 6.3. Análise estatística da distribuição de parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

A seguir será apresentada a análise estatística dos parâmetros elétricos de dois sistemas FVs. O primeiro sistema composto por 70 módulos FVs de potência nominal de 325 Wp, fabricados com silício multicristalino e o segundo sistema composto por 68 módulos de 340 Wp de potência nominal, de silício monocristalino. Os resultados obtidos serão comparados com os resultados encontrados por Moehlecke e colaboradores (2020) para um sistema de 84 módulos FVs de 270 Wp de potência nominal, fabricados com células solares de silício multicristalino e com os resultados de 105 módulos FVs com 60 células solares de silício multicristalino, com potência nominal de 245 Wp apresentado por Gasparin e colaboradores (2016).

As Figuras 6.6 a 6.11, apresentam os histogramas e função distribuição de frequências para  $V_{OC}$ ,  $V_{MP}$ ,  $I_{SC}$ ,  $I_{MP}$ , FF e  $P_{MP}$ , respectivamente, para o sistema com módulos de 325 Wp de potência nominal, comparando com as funções distribuição aplicadas por Moehlecke e colaboradores (2020) e Gasparin e colaboradores (2016). As Figuras 6.12 e 6.13 apresentam os histogramas das eficiências dos módulos e das células fotovoltaicas, respectivamente, onde, além da função distribuição que melhor se ajustou aos dados, foi inserida a curva da função mais bem ajustada na  $P_{MP}$  além da curva de ajuste utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020).

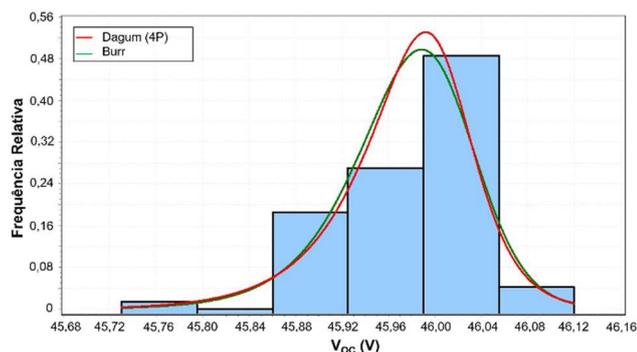


Figura 6.6. Histograma e função de densidade de probabilidade para  $V_{OC}$  dos módulos de 325 Wp. A linha vermelha é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde é a função distribuição de trabalho anterior (Gasparin *et al.*, 2016).

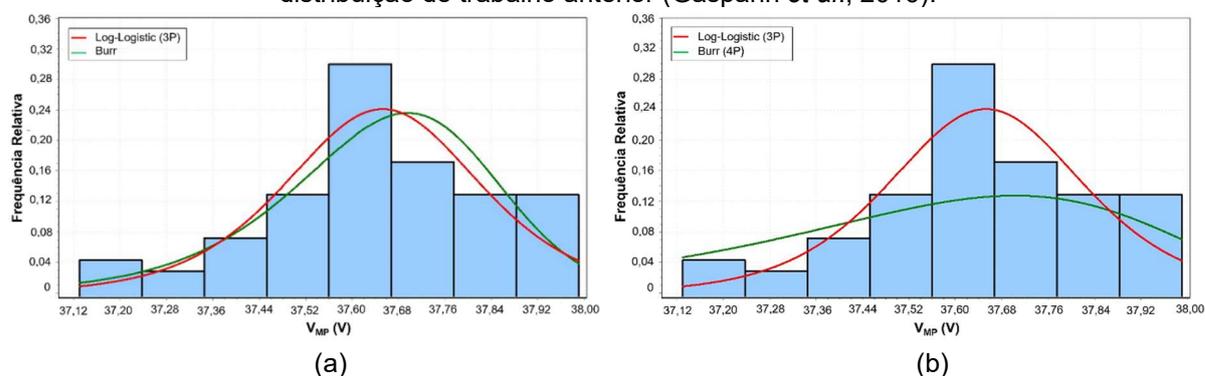


Figura 6.7. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $V_{MP}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

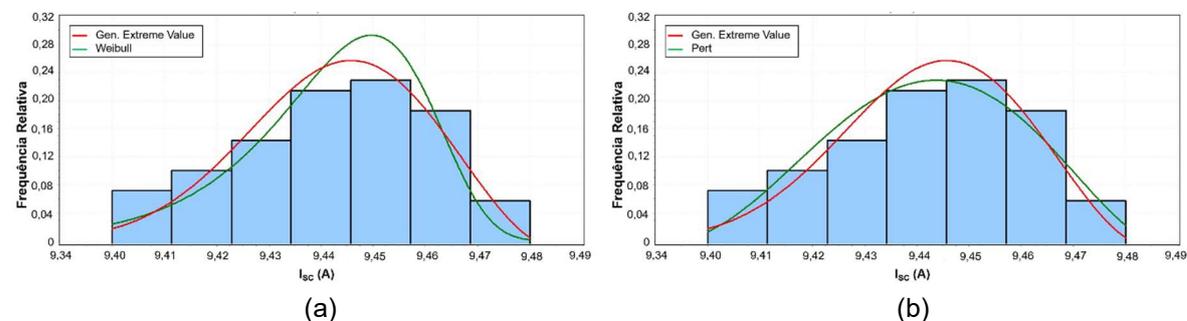


Figura 6.8. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $I_{sc}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

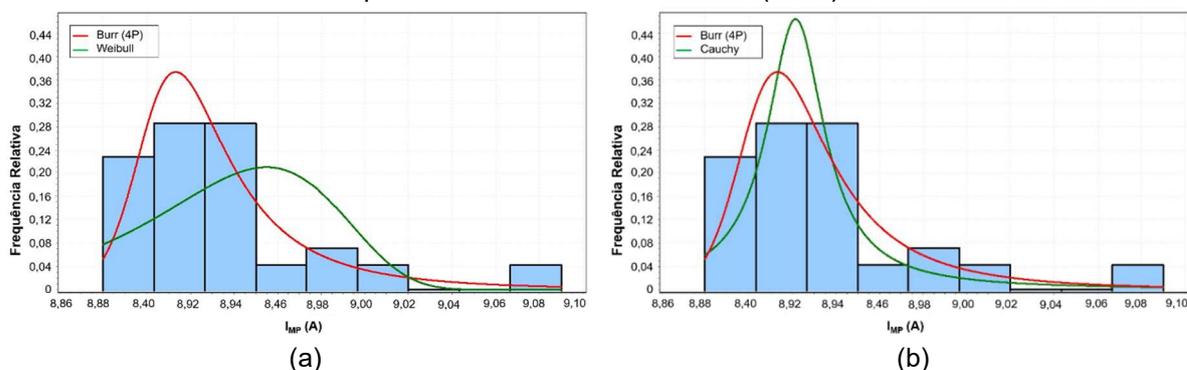


Figura 6.9. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $I_{MP}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

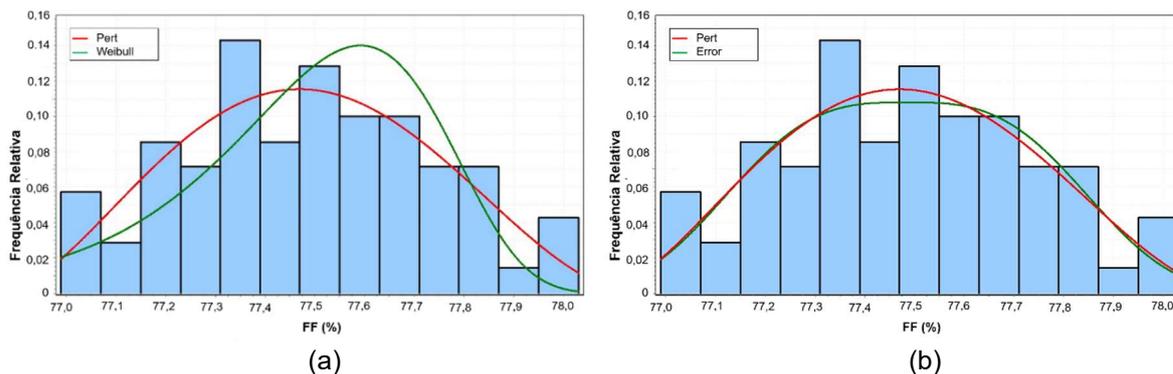


Figura 6.10. Histograma e função de densidade de probabilidade para o FF dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

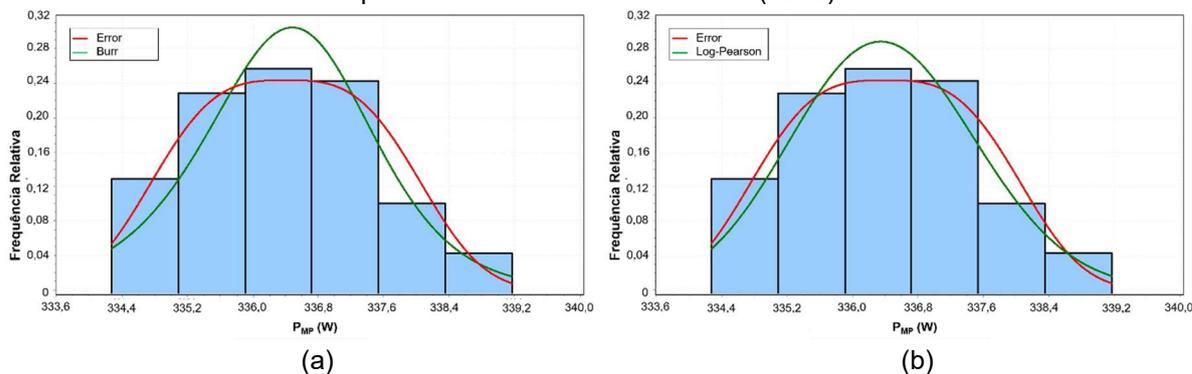


Figura 6.11. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $P_{MP}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

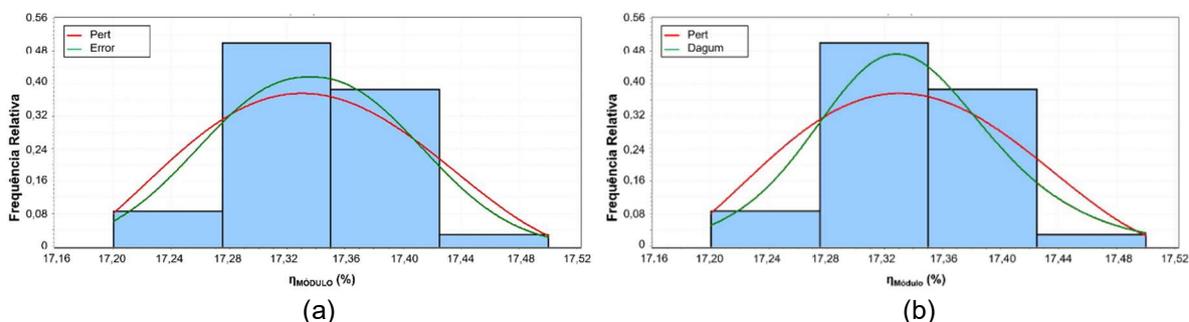


Figura 6.12. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $\eta_{Módulo}$  dos módulos de 325 Wp com (a) melhor curva de ajuste e a curva da potência e (b) melhor curva de ajuste como melhor curva utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020).

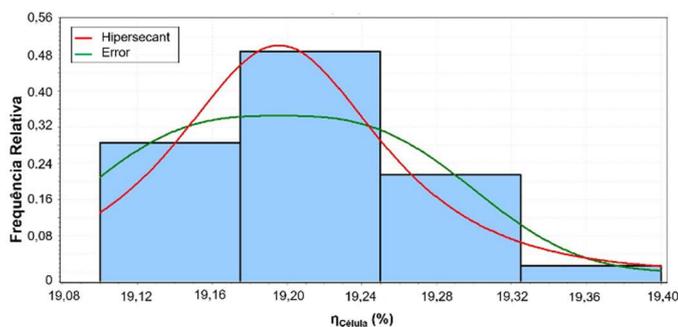


Figura 6.13. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $\eta_{Célula}$  dos módulos de 325 Wp com melhor curva de ajuste da potência.

Em relação à tensão de circuito aberto, a função distribuição *Dagum* (4P) foi a que teve melhor ajuste dos dados, sendo que a função *Burr* utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) também se mostrou adequada. Cabe destacar que a função *Dagum* (4P) refere-se a uma extensão da função *Dagum*, já mencionada anteriormente, porém com dois parâmetros extras, o que oferece maior flexibilidade. Já a função distribuição *Burr* (4P) utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) não foi satisfatória para os módulos FVs de 325 Wp. Para a tensão de máxima potência, a função com melhor ajuste foi a *Log-Logistic* (4P). A função *Burr* utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) também se mostrou adequada, enquanto a curva *Burr* (4P) utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) se ajustou apenas para menores frequências. A corrente de curto-circuito teve como melhor ajuste a função distribuição *Generalized Extreme Value*, esta, que é uma função distribuição contínua, utilizada principalmente para modelar valores extremos. A função distribuição *Weibull* utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) se mostrou adequada para maiores frequências. A função usada por Moehlecke e colaboradores (2020) foi a *Pert* que também se mostrou adequada para a  $I_{sc}$ .

Para a corrente na máxima potência a função distribuição *Burr* (4P) foi a que melhor se ajustou aos dados. A função *Weibull* utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) não teve um ajuste satisfatório. A função *Cauchy* utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) se mostrou adequada para maiores frequências de  $I_{MP}$ . A função distribuição *Pert* foi a que teve o melhor ajuste para o FF. A função ajustada para Gasparin e colaboradores (2016) foi a *Weibull*, que não se mostrou satisfatória para os valores de FF dos módulos FVs de 325 Wp. A função de distribuição utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) para o FF foi a função *Error*, que foi similar à função *Pert* mais bem ajustada ao histograma.

A função de distribuição da potência com melhor ajuste foi a *Error*. As funções utilizadas por Gasparin e colaboradores (2016) e Moehlecke e colaboradores (2020), *Burr* e *Log-Pearson 3*, respectivamente, também se mostraram adequadas, porém voltadas para maiores frequências. A eficiência do módulo teve a melhor função de ajuste na função *Pert*, porém a função *Error* utilizada no ajuste da  $P_{MP}$  e a função *Dagum* utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) se mostraram adequadas, sendo que a função *Dagum* se acentua para maiores frequências. A função distribuição que melhor se adequou aos dados da eficiência das células foi a *Hypersecant*, já a função *Error* (utilizada no ajuste da  $P_{MP}$ ) ficou voltada para menores

frequências. A função *Johnson SU* utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) não gerou curva para esses dados de eficiência das células obtidas.

As Figuras 6.14 a 6.21, apresentam os histogramas e funções distribuição de frequências dos parâmetros elétricos dos arranjos FVs com módulos FVs de 340 Wp de potência nominal. Além disso, é apresentada a curva da função encontrada por Gasparin e colaboradores (2016) e por Moehlecke e colaboradores (2020).

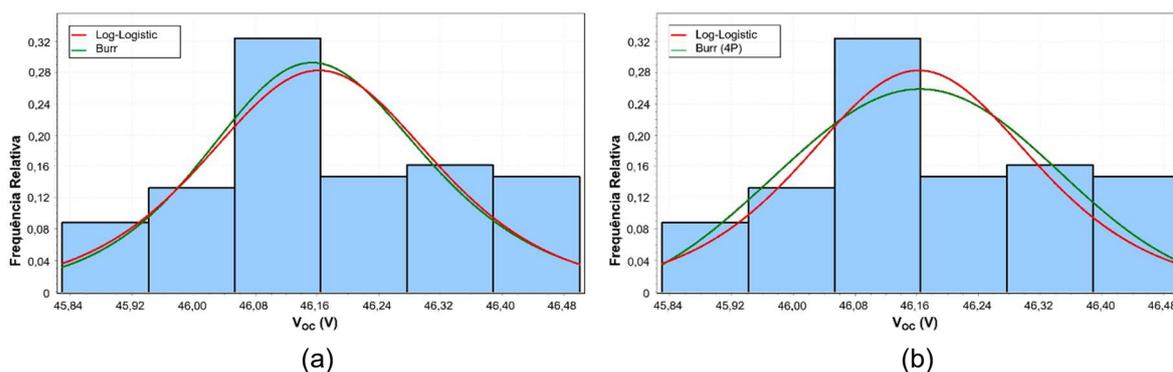


Figura 6.14. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $V_{OC}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020). A linha vermelha é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde é a função distribuição de trabalho anterior.

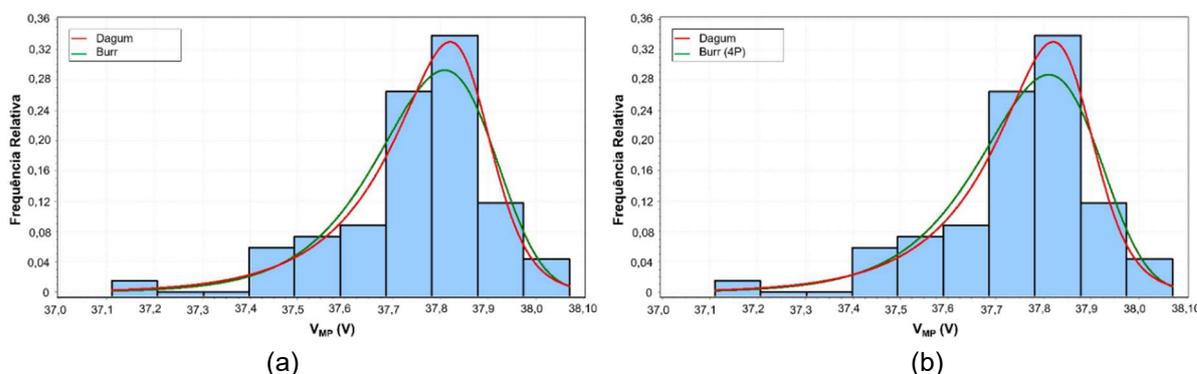


Figura 6.15. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $V_{MP}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

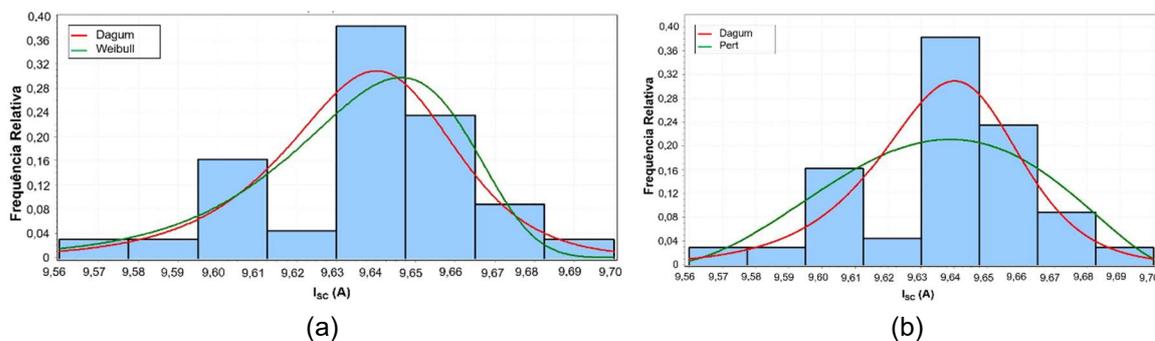


Figura 6.16. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $I_{SC}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

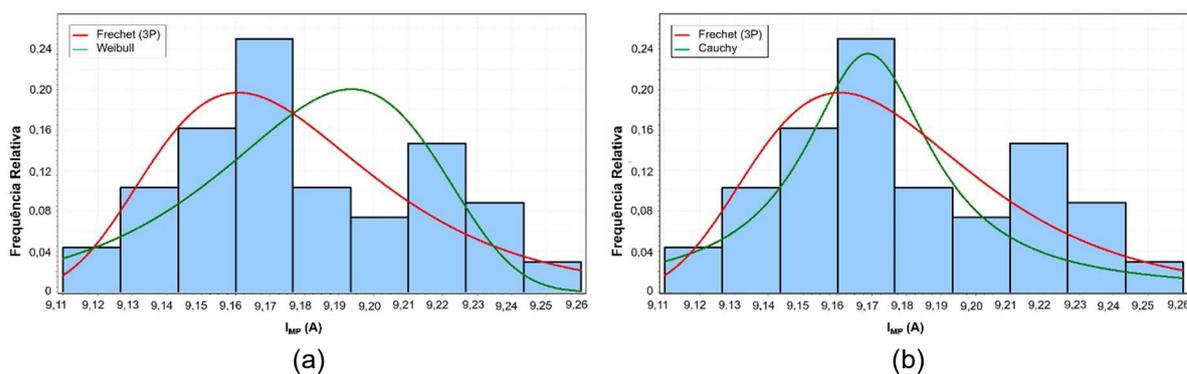


Figura 6.17. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $I_{MP}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

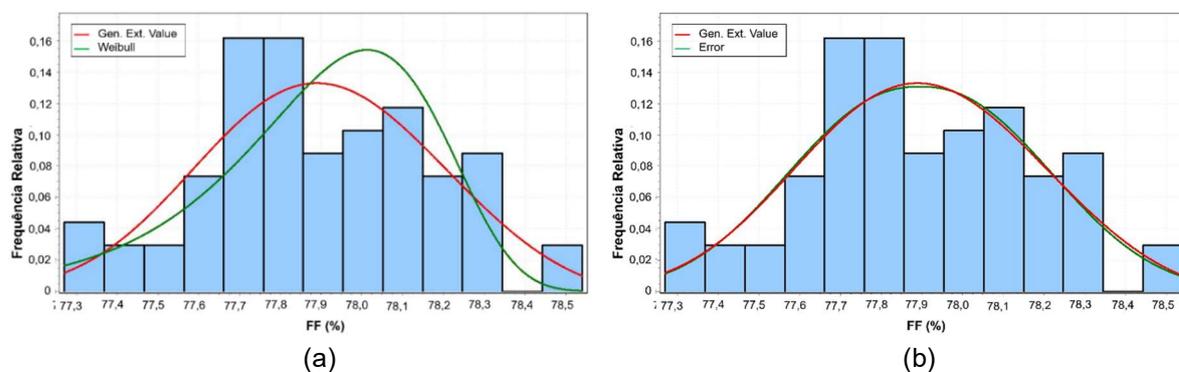


Figura 6.18. Histograma e função de densidade de probabilidade para o FF dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

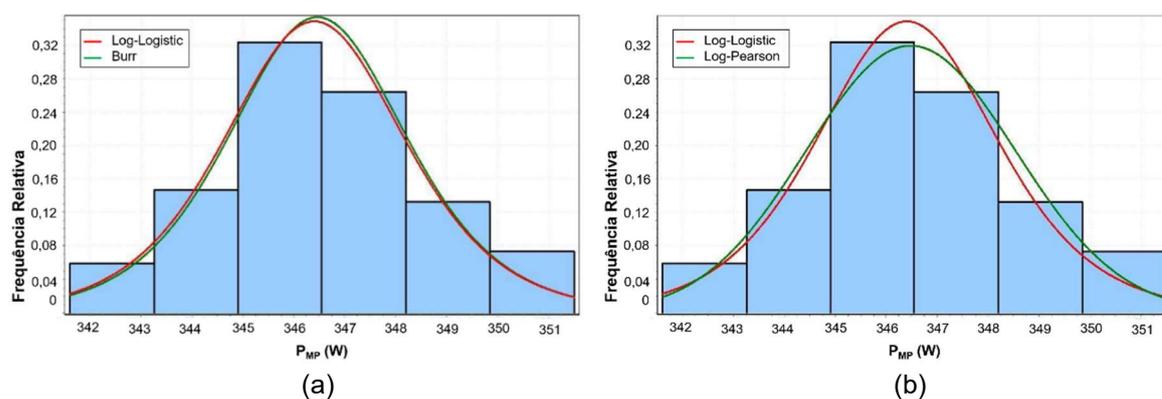


Figura 6.19. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $P_{MP}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste para Gasparin e colaboradores (2016) e (b) melhor curva de ajuste para Moehlecke e colaboradores (2020).

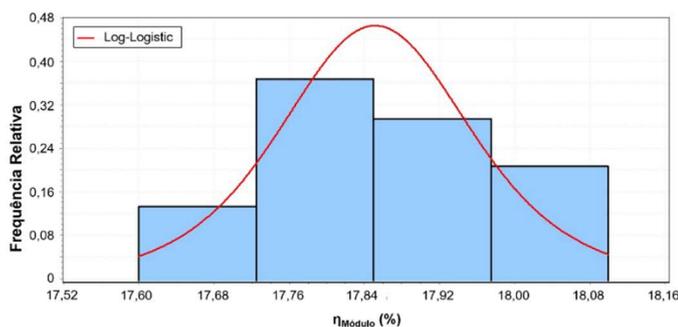


Figura 6.20. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $\eta_{\text{Módulo}}$  dos módulos de 340 Wp com a função *Log-logistic*.

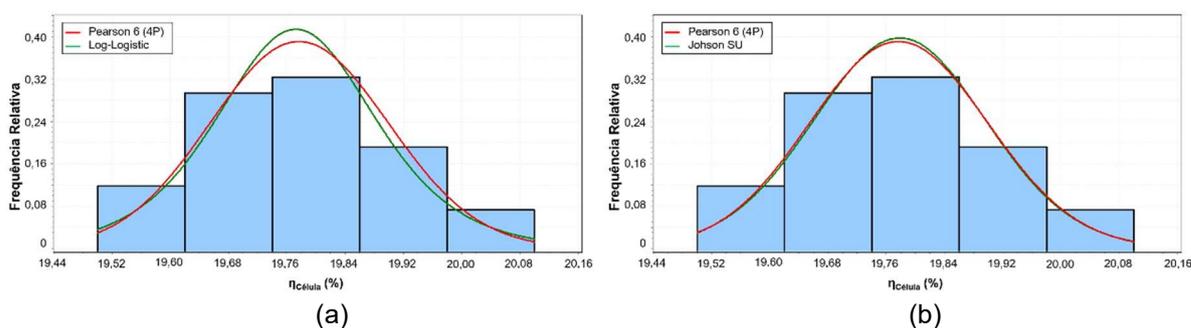


Figura 6.21. Histograma e função de densidade de probabilidade para a  $\eta_{\text{Célula}}$  dos módulos de 340 Wp com (a) melhor curva de ajuste da potência e (b) melhor curva de ajuste para eficiência de módulos utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020). A linha vermelha é a função mais bem ajustada aos dados do histograma e a linha verde em (b) é usada na distribuição da  $P_{\text{MP}}$  e em (b) utilizada em trabalhos anteriores.

Em relação à tensão de circuito aberto, cujo histograma é mostrado na Figura 6.14, a função distribuição *Log-Logistic* foi a que teve melhor ajuste dos dados. A função distribuição Burr utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) e a função Burr (4P) utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) foram simétricas à curva da função distribuição *Log-Logistic*, ambas se mostrando adequadas para descrever a  $V_{\text{oc}}$ . O mesmo efeito é observado na tensão de máxima potência: a função com melhor ajuste foi a *Dagum*. A função distribuição Burr utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) e a função Burr (4P) utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) foram simétricas e adequadas para os dados obtidos de  $V_{\text{MP}}$ . Para a  $I_{\text{sc}}$  a função que melhor se ajustou aos dados do histograma foi a *Dagum*, sendo que a função *Weibull* utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) também se mostrou adequada. A função *Pert* utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) se mostrou mais bem ajustada para frequências menores.

No parâmetro de corrente elétrica no ponto de máxima potência a função distribuição *Frechet* (3P) foi a que melhor se ajustou aos dados. Cabe destacar que é uma distribuição de probabilidade contínua que faz parte das distribuições de valores

extremos, apresentando caudas longas. A função *Weibull* utilizada por Gasparin e colaboradores (2016) não teve um ajuste satisfatório, já que ficou deslocada para maiores valores de  $I_{MP}$ . A função Cauchy utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) se mostrou a adequada para descrever a análise estatística dos dados de  $I_{MP}$ . A função distribuição *Generalized Extreme Value* foi a que teve melhor ajuste para o FF. Usando a distribuição de *Weibull*, função usada por Gasparin e colaboradores (2016), observou-se que a curva se acentuou em maiores valores para FF, enquanto a curva utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) (função *Error*) foi simétrica à função *Generalized Extreme Value*, se mostrando adequada aos dados. Para a distribuição da potência, a função com melhor ajuste foi a Log-Logistic e ambas as funções utilizadas por Gasparin e colaboradores (2016) e Moehlecke e colaboradores (2020), Burr e *Log-Pearson 3*, respectivamente, também se mostraram adequadas. A eficiência do módulo teve a melhor função de ajuste a *Log-logistic*, que foi a melhor curva de ajuste para os dados e para potência. O *software* não gerou curva com a função *Dagum* utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020). Para a eficiência da célula solar, a função distribuição *Pearson 6 (4P)* foi a mais bem ajustada. Tanto a função *Log-logistic* utilizada na potência, como a função *Johnson SU* utilizada por Moehlecke e colaboradores (2020) são simétricas à função *Person 6 (4P)*. Esta é uma distribuição de probabilidade contínua usada para modelar uma ampla variedade de dados, caracterizada por apresentar cauda longa e assimetria e adequadas aos dados analisados.

No anexo II estão as tabelas e as funções de distribuição de frequências com as equações e os parâmetros ajustados com o programa *EasyFit* para os histogramas apresentados dos módulos fotovoltaicos de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp. A Tabela 6.11 apresenta um resumo das funções de distribuição estatística utilizadas para ajustar os parâmetros elétricos dos módulos FVs de 325 W e 340 W de potência nominal comparando com as funções distribuição utilizada por Lorenzo e colaboradores (2007), Gasparin e colaboradores (2016) e Moehlecke e colaboradores (2020).

Em resumo, com base no teste de *Kolmogorov-Smirnov* várias funções foram consideradas para modelar os parâmetros elétricos. De acordo com os resultados deste teste, as funções *Dagum* e *Log-Logistic* mostraram ser as distribuições mais adequadas para modelar parâmetros elétricos específicos para  $V_{OC}$ ,  $V_{MP}$  e eficiência do módulo. As distribuições *Burr* e *Pert* também foram utilizadas para modelar parâmetros elétricos, embora em uma menor frequência em comparação com as

anteriores. As funções *General Extreme Value* e *Error* foram utilizadas em alguns casos. Algumas distribuições, como *Cauchy*, *Log-person*, *Johson*, *Hipersecant*, *Frechat* e *Pearson*, foram usadas em apenas um caso cada, indicando que elas são menos comuns na modelagem de parâmetros elétricos. Vale destacar que os pesquisadores Lorenzo e colaboradores (2007) e Gasparin e colaboradores (2016) adotaram diferentes funções na seleção das distribuições para seus estudos. Lorenzo e colaboradores (2007) escolheram a distribuição Normal para modelar  $V_{OC}$ ,  $I_{MP}$  e FF, enquanto Gasparin e colaboradores utilizaram a distribuição *Burr* para  $V_{OC}$ ,  $V_{MP}$  e  $P_{MP}$  e a distribuição *Weibull* para  $I_{SC}$ , FF e  $I_{MP}$ .

Tabela 6.11 Resumo das funções de distribuição estatística utilizadas para ajustar os parâmetros elétricos dos módulos FVs de 325 W e 340 W de potência nominal comparando com as funções distribuição utilizada por Lorenzo e colaboradores (2007), Gasparin e colaboradores (2016) e Moehlecke e colaboradores (2020).

Parâmetros	Lorenzo et al. (2007) Mono - 43W	Gasparin et al. (2016) Multi – 245 W	Moehlecke et al. (2020) Multi – 270 W	Multi – 325 W	Mono – 340 W
$V_{OC}$	Normal	<i>Burr</i>	<i>Burr (4P)</i>	<i>Dagum</i>	<i>Log-Logistic</i>
$I_{SC}$	Normal	<i>Weibull</i>	<i>Pert</i>	<i>General Extreme Value</i>	<i>Dagum</i>
FF	Normal	<i>Weibull</i>	<i>Error</i>	<i>Pert</i>	<i>General Extreme Value</i>
$I_{MP}$	-	<i>Weibull</i>	<i>Cauchy</i>	<i>Burr (4P)</i>	<i>Frechat (3P)</i>
$V_{MP}$	-	<i>Burr</i>	<i>Burr (4P)</i>	<i>Log-Logistic</i>	<i>Dagum</i>
$P_{MP}$	-	<i>Burr</i>	<i>Log-Person</i>	<i>Error</i>	<i>Log-Logistic</i>
$\eta$ módulo	-	-	<i>Dagum</i>	<i>Pert</i>	<i>Log-Logistic</i>
$\eta$ célula	-	-	<i>Johnson</i>	<i>Hipersecant</i>	<i>Pearson</i>

#### 6.4. Análise da degradação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

Após a realização da caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos, conforme a metodologia descrita na seção 5.2.2, foi realizado o cálculo da degradação para os parâmetros elétricos dos módulos FVs de teste de 270 Wp (Si-Mc), 325 Wp (Si-Mc) e 340 Wp (Si-mono), divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto) ao longo dos primeiros anos de exposição e dos módulos armazenados e

mantidos no escuro. Os valores médios e desvio padrão da degradação destes módulos são apresentados na Tabela 6.12.

Conforme destacado por Lillo-Sanchez e colaboradores (2021), a degradação dos módulos fotovoltaicos é influenciada por vários fatores, incluindo o período de exposição, as condições climáticas, o método de instalação, o tipo de material utilizado na laminação, a tecnologia das células solares e os processos de fabricação. Em muitos casos, a interação entre os materiais no módulo FV emerge como a principal causa da degradação, sendo que durante o estágio inicial de exposição, a degradação tende a ser mais pronunciada. Essa tendência pode ser corroborada pelos dados apresentados na Tabela 6.12, onde é possível observar que a taxa de degradação da potência,  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$  e a eficiência dos módulos fotovoltaicos atinge a maior taxa de degradação (em cada módulo) no primeiro ano de exposição, tornando-se menos intensa nos anos seguintes.

Tabela 6.12. Média da degradação dos parâmetros elétricos dos módulos FVs de teste de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) em cada ano.

		270Wp			325 Wp			340 Wp	
		1º ano (%)	2º ano (%)	3º ano (%)	1º ano (%)	2º ano (%)	3º ano (%)	1º ano (%)	2º ano (%)
Curto-circuito	$V_{oc}$ (V)	-0,7	-0,1	-0,4	-0,7	-0,1	-0,2	-0,9	0,2
	$I_{sc}$ (A)	-3,5	-0,5	-0,2	-3,5	-0,1	-0,4	-0,9	-0,2
	FF (%)	-0,1	0,0	-0,7	-0,8	0,1	0,4	-1,4	0,5
	$P_{MP}$ (W)	-4,2	-0,5	-1,3	-4,9	-0,3	-0,2	-3,2	0,6
	$\eta$ (%)	-4,3	-0,6	-1,3	-4,6	-0,3	-0,2	-2,7	0,6
Circuito Aberto	$V_{oc}$ (V)	-0,7	0,1	-0,1	-0,8	0,2	0,1	-0,2	0,2
	$I_{sc}$ (A)	-3,3	0,8	0,1	-2,9	0,0	0,4	0,2	-0,2
	FF (%)	-0,2	-0,1	-0,7	-1,2	0,0	-0,2	-1,1	0,4
	$P_{MP}$ (W)	-4,2	0,8	-0,6	-4,8	1,2	0,3	-1,1	0,4
	$\eta$ (%)	-4,1	0,8	-0,6	-4,7	1,2	0,3	-1,2	0,4
Armazenados	$V_{oc}$ (V)	0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-4,2	-0,3	0,0	-0,3
	$I_{sc}$ (A)	-1,5	-0,6	0,3	-1,2	-0,8	0,4	0,1	-0,1
	FF (%)	-0,2	-0,1	0,0	-0,5	-0,3	-0,8	-0,3	0,0
	$P_{MP}$ (W)	-1,9	-0,6	0,1	-1,8	-1,0	-0,7	-0,3	-0,5
	$\eta$ (%)	-1,9	-0,5	0,2	-1,8	-1,2	-0,9	-0,4	-0,5

A Figura 6.22 apresenta a degradação média acumulada da potência dos módulos FV de teste de 270 Wp, divididos por tipo de forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três anos de análise.

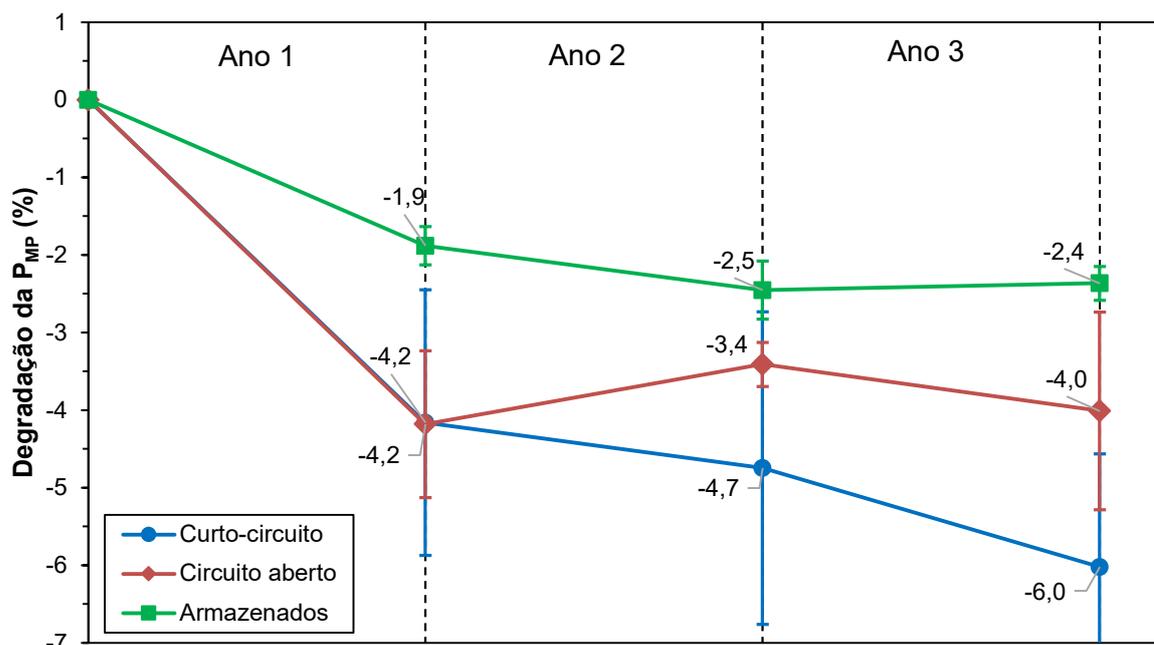


Figura 6.22. Degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de 270 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise.

É possível observar na Figura 6.22 a degradação da potência nas três formas de análise. Percebe-se que nos três anos de análise os módulos em curto-circuito tiveram a maior degradação, seguindo dos módulos em circuito aberto e dos módulos armazenados. No primeiro ano, é possível observar que os módulos sofrem a maior degradação (em módulo), sendo de - 4,2 % para os módulos instalados em curto-circuito e em circuito aberto. Os módulos armazenados sofreram uma degradação significativamente menor (em módulo) de -1,9 %.

No segundo ano, os módulos em curto-circuito tiveram queda de  $P_{MP}$ , de -0,5%, alcançando a degradação de -4,7 % em dois anos. Os módulos em circuito aberto reduziram a queda de potência para - 3,4 %. Os módulos FVs armazenados apresentaram uma degradação de -0,6% no segundo ano, totalizando uma redução de potência de - 2,5% nos dois primeiros anos. No último ano analisado, a degradação sofrida pelos módulos FVs em curto-circuito chegou a -6,0 %. Para os módulos em circuito aberto, a degradação de  $P_{MP}$  chegou a -4,0%, valor menor que a degradação observada no primeiro ano de operação (-4,2 %). Os módulos armazenados, apresentaram uma redução de potência de 2,4 %.

Na Figura 6.23 é possível observar a degradação média acumulada da  $I_{sc}$  dos módulos FVs de teste de 270 Wp, divididos nas três formas de análise (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três anos analisados.

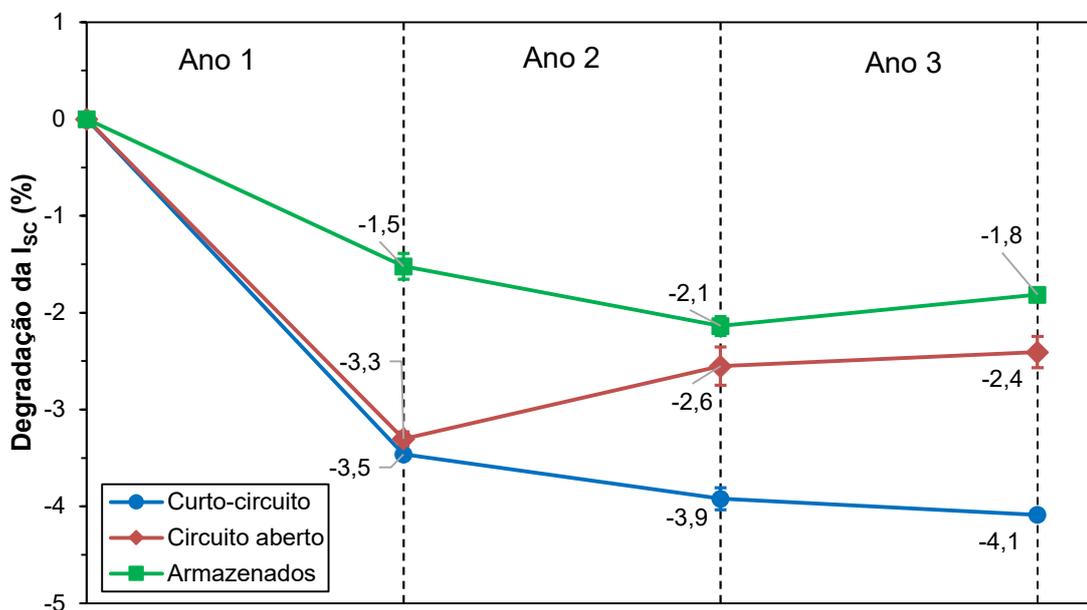


Figura 6.23. Degradação média acumulada da  $I_{sc}$  dos módulos de teste de 270 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise.

Na Figura 6.23 é possível observar a redução da corrente de curto-circuito nas duas formas de operação e nos módulos armazenados nos três primeiros anos. Assim como observado na degradação da potência, a degradação da  $I_{sc}$  dos módulos instalados em curto-circuito foi a maior, seguida dos módulos em circuito aberto e dos módulos armazenados.

No primeiro ano, é possível observar que a degradação da  $I_{sc}$  dos módulos é a maior, sendo que nos módulos instalados em curto-circuito e circuito aberto os valores são muito próximos, -3,5 % e -3,3 %, respectivamente. Os módulos armazenados obtiveram a menor degradação, de apenas -1,5 %. No segundo ano os módulos instalados em curto-circuito e os módulos armazenados tiveram uma queda de degradação mais tênue, chegando -3,9 % e -2,1%, respectivamente. Os módulos instalados em circuito aberto não tiveram queda na degradação, chegando a -2,6 % valor menor (em módulo) quando comparado com a medida após o primeiro ano de operação (-3,3 %).

No último ano analisado, a degradação sofrida pelos módulos em curto-circuito chegou -4,1%. Os módulos em circuito aberto continuaram sem sofrer degradação, chegando a taxa de -2,4 %, o menor valor encontrado em comparação com as

medidas realizadas após o primeiro e segundo ano de análise (-3,3 % e -2,6 %, respectivamente). Os módulos armazenados, alcançaram -1,8 % de degradação, valor menor em módulo, que a sofrido no segundo ano (-2,1 %) porém maior que o ocorrido no primeiro ano (-1,5 %).

No primeiro ano de operação, a degradação por iluminação (LID, *light induced degradation*) é o efeito mais importante nos módulos fotovoltaicos com células solares fabricadas com silício tipo p (dopadas com boro). As especificações técnicas do módulo JINKO JKM270PP-60, fabricado com células solares de silício multicristalino e tecnologia  $n^+pp^+$ , com fósforo e alumínio, mostram que a queda de potência esperada é de 2,5% no primeiro ano. Do ano 2 ao 5, seria da ordem de 0,62 % ao ano. Desta maneira, para três anos de operação, o fabricante coloca que a queda de potência média deveria ser da ordem de 3,7%, abaixo do valor observado experimentalmente de 5,0 % (média dos módulos em circuito aberto e curto-circuito). Por outro lado, a potência média dos quatro módulos FVs após a exposição foi de 265 Wp, somente 0,5% abaixo do valor nominal comercializado, considerando o período de 3 anos.

Em relação aos módulos FVs de 270 W<sub>p</sub> armazenados no NT-Solar, houve também uma queda no primeiro ano de armazenamento. A redução média na potência foi de 1,9%. Nos anos seguintes, observou-se uma diminuição de 0,6%. Cabe comentar, então, que mesmo sem instalar os módulos FVs com células solares de silício multicristalino, ocorreu uma degradação da ordem de 2 % após 3 anos no escuro no NT-Solar/PUCRS

A Figura 6.24 apresenta a degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de 325 Wp, em curto-circuito, circuito aberto e armazenados, nos três anos de análise.

Por meio da Figura 6.24 é possível observar que o comportamento da degradação dos módulos de silício multicristalino de 325 Wp é semelhante ao dos módulos de silício multicristalino de 270 Wp. Percebe-se que nos três anos de análise os módulos em curto-circuito tiveram a maior degradação, seguido dos módulos FVs em circuito aberto e dos módulos armazenados. No primeiro ano é possível observar que os módulos sofrem a maior degradação, sendo -4,9 % para os módulos instalados em curto-circuito e -4,8% para os módulos instalados em circuito aberto. Os módulos armazenados sofreram uma degradação significativamente menor, de -1,8 %.

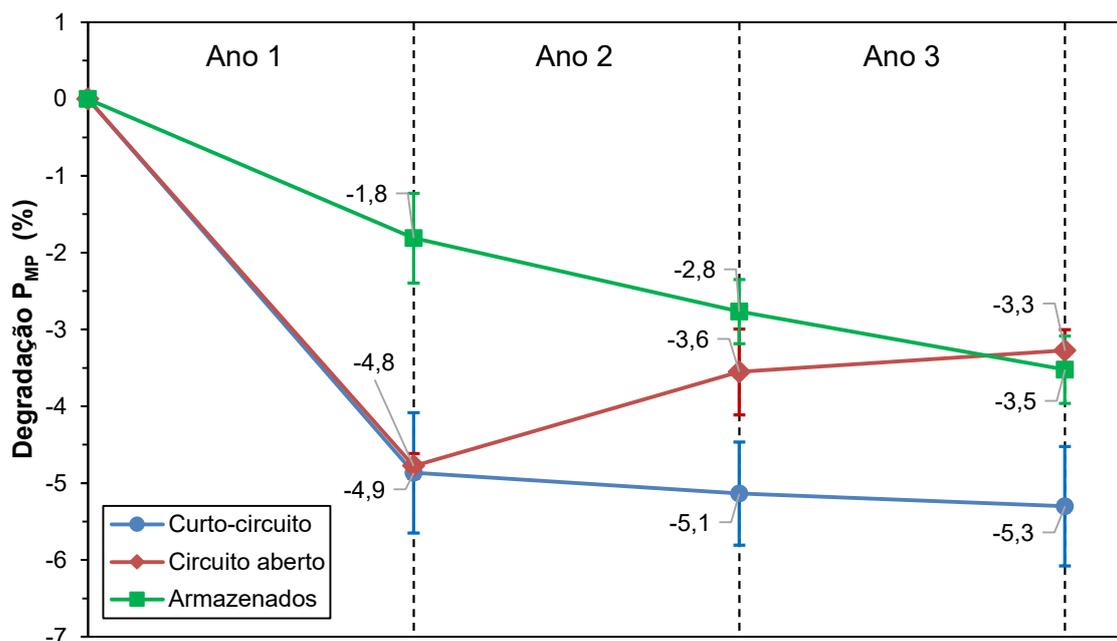


Figura 6.24. Degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de 325 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise.

No segundo ano os módulos em exposição em curto-circuito alcançaram a degradação de -5,1 %, os módulos instalados em circuito aberto não apresentaram degradação em comparação com o primeiro ano de análise, obtendo -3,6 %, valor menor (em módulo) que no primeiro ano de exposição (-4,8%). Os módulos armazenados tiveram queda de  $P_{MP}$ , de -1,0 %, alcançando a degradação de -2,8 %.

No terceiro ano de análise, os módulos FVs instalados em curto-circuito têm a maior degradação (em módulo) de -5,3 %. Nos módulos instalados em circuito aberto, a potência não apresentou degradação (aumento de 0,3 %), atingindo degradação final de -3,3 %, valor em módulo inferior a degradação sofrida no primeiro e segundo ano (-4,8 % e -3,3 %, respectivamente). Os módulos armazenados apresentaram degradação de -0,5 % no ano 3 e a degradação final foi de -3,5 %.

Na Figura 6.25 é possível observar a degradação média da  $I_{SC}$  dos módulos de teste de 325 Wp dos módulos em curto-circuito, circuito aberto e armazenados.

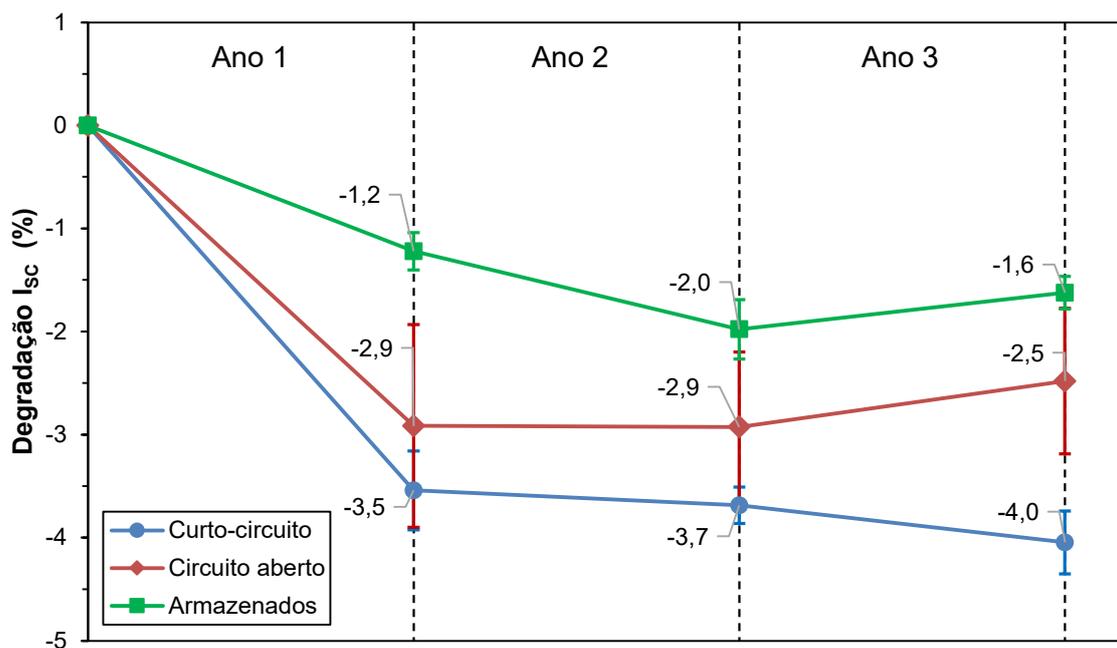


Figura 6.25. Degradação média acumulada da  $I_{sc}$  dos módulos de teste de 325 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos três primeiros anos de análise.

A degradação apresentada na Figura 6.25 é semelhante à dos módulos de silício multicristalino de 270 Wp. Assim como a potência, nos três anos de análise, os módulos em curto-circuito tiveram a maior degradação, seguindo dos módulos em circuito aberto e dos módulos armazenados, sendo que no primeiro ano a queda da  $I_{sc}$  é a mais significativa.

No primeiro ano de exposição, a degradação da  $I_{sc}$  nos módulos FVs expostos em curto-circuito e circuito aberto foi de -3,5% e -2,9 %, respectivamente. A degradação dos módulos armazenados foi de apenas -1,2 %. No segundo ano degradação nas três formas de análise seguiram aumentando (em módulo), alcançando -3,7 %, -2,9 % e -2,0 % para os módulos que foram instalados em curto-circuito, circuito aberto e para os módulos armazenados, respectivamente.

No último ano, a degradação dos módulos instalados em curto-circuito também aumentou (em módulo) e chegou a -4,0 %. Os módulos instalados em circuito aberto não sofreram degradação, mantendo a degradação média de -2,9 % observada no primeiro ano. Os módulos armazenados tiveram uma ligeira redução (em módulo) na degradação, de 0,4 % alcançando o valor de -1,6 %. Porém, a degradação final é maior do que a taxa observada no primeiro ano de análise (-1,2 %).

Após um ano de exposição à radiação solar e intempéries em sistema em solo em Cafelândia, os módulos FVs (modelo JINKO JKM325P-72), apresentaram um

decaimento médio de potência de 4,8%, maior que o observado nos módulos FVs de 270  $W_p$  instalados na propriedade cooperada da LAR, mas com uma diferença de somente 0,6%. Os módulos FVs de 270  $W_p$  e de 325  $W_p$  são do mesmo fabricante, com a mesma tecnologia de célula solar. Desta maneira, para três anos de operação, o fabricante coloca que a queda de potência média deveria ser da ordem de 3,7%, valor abaixo do observado experimentalmente, que foi de 4,3% nos módulos FVs de 325  $W_p$ . A potência média dos quatro módulos FVs após a exposição de aproximadamente três anos foi de 321,7  $W_p$ , praticamente o valor nominal de comercialização.

Os módulos FVs de 325  $W_p$  armazenados no NT-Solar também apresentaram queda de potência no primeiro ano de armazenamento. Nestes módulos fotovoltaicos, a redução média da potência foi de 1,8%. Nos anos seguintes, observou-se uma diminuição de 1,0 % e de 0,7 %. Como comentado anteriormente, mesmo sem instalar os módulos FVs com células solares de silício multicristalino, houve uma degradação após a primeira medição no NT-Solar/PUCRS da ordem de 2%.

Na Figura 6.26 é apresentada a degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de silício monocristalino 340  $W_p$ , em curto-circuito, circuito aberto e armazenados para dois anos.

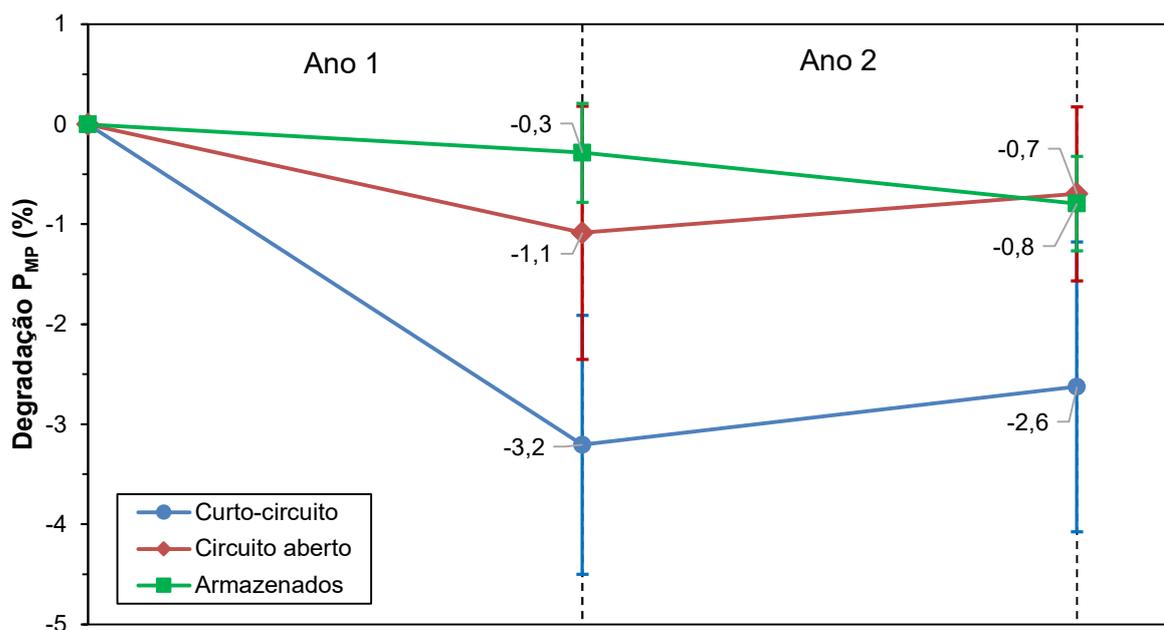


Figura 6.26. Degradação média acumulada da potência dos módulos de teste de 340  $W_p$ , divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos dois primeiros anos de análise.

Assim como a degradação nos módulos de 270 Wp e 325 Wp (ambos de silício multicristalino), nos dois anos de análise, os módulos de silício monocristalino de 340 Wp em curto-circuito tiveram a maior degradação, seguidos dos módulos em circuito aberto e dos módulos armazenados, porém sofrendo degradação menor (em módulo).

No primeiro ano de exposição, os módulos instalados em curto-circuito sofreram degradação na potência de -3,2 %, valor em módulo menor do que a degradação apresentada após um ano de operação na mesma forma de operação dos módulos de 270 Wp e 325 Wp (-4,2 % e -4,9 %, respectivamente). Os módulos instalados em circuito aberto alcançaram a degradação média de -1,1 % valor em módulo menor do que a degradação apresentada após um ano na mesma forma de operação dos módulos de 270 Wp e 325 Wp (-3,4 % e -3,6 %, respectivamente). Os módulos armazenados também sofreram degradação (-0,3 %), porém significativamente menor (em módulo) que a sofrida pelos módulos de 270 Wp e 325 Wp armazenados após um ano (-1,9 % e -1,8 %, respectivamente).

No segundo ano, a degradação dos módulos em curto-circuito não sofre queda na degradação, alcançando o valor -2,6 %, valor menor (em módulo) que no primeiro ano (-3,2 %). Cabe destacar que esse resultado é menor (em módulo) que a degradação sofrida pelos módulos de 270 Wp e 325 Wp após dois anos de exposição instalados em curto-circuito (-4,7 % e -5,1 %, respectivamente). O mesmo ocorre para os módulos instalados em circuito aberto: alcançaram a degradação de -0,7 %, valor significativamente menor que a degradação sofrida pelos módulos de 270 Wp e 325 Wp nas mesmas condições (-3,4 % e -3,6 %, respectivamente). Após dois anos armazenados, os módulos FVs apresentaram a degradação final de -0,8 %, valor inferior (em módulo) que os módulos de 270 Wp e 325 Wp (-2,5 % e -2,8 %, respectivamente) armazenados nas mesmas condições.

Na Figura 6.27 é possível observar a degradação média da  $I_{sc}$  dos módulos de teste de 340 Wp.

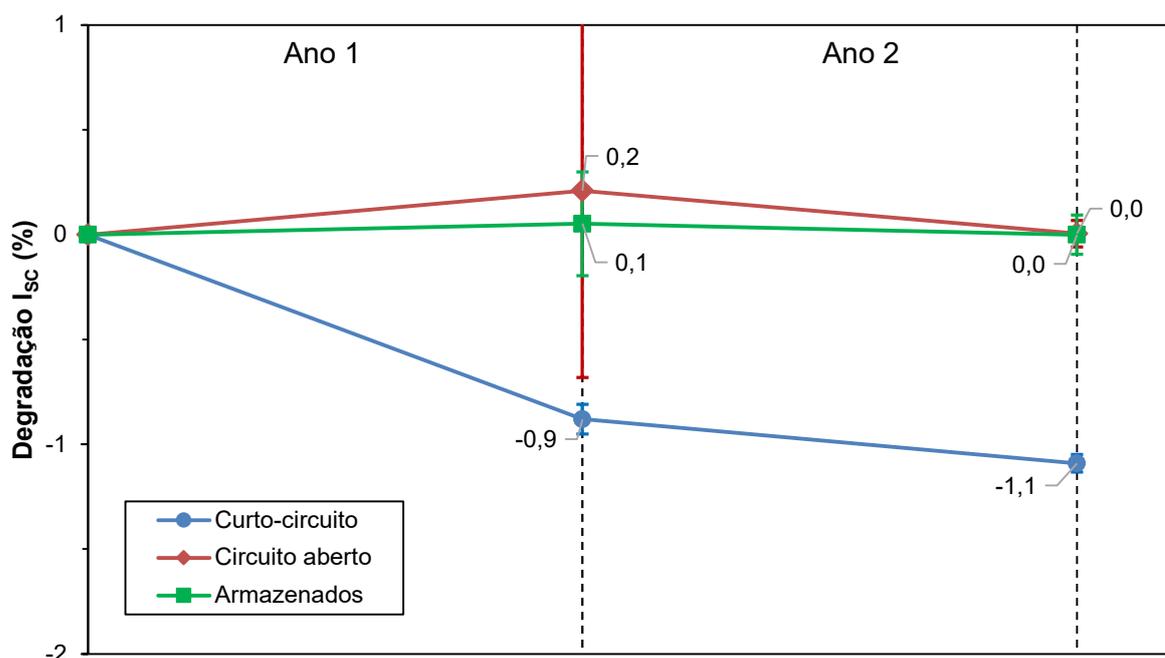


Figura 6.27. Degradação média acumulada da  $I_{sc}$  dos módulos de teste de 340 Wp, divididos por forma de operação (curto-circuito, circuito aberto e armazenados) nos dois primeiros anos de análise.

A degradação da  $I_{sc}$  para os módulos de silício monocristalino de 340 Wp é significativamente menor (em módulo) do que a degradação dos módulos de 270 Wp e 325 Wp nas três formas de análise (instalados em curto-circuito e circuito aberto e módulos armazenados). A maior degradação da  $I_{sc}$  foi observada nos módulos instalados em curto-circuito, sendo de -0,9 % no primeiro ano e -0,2% no segundo ano, totalizando -1,1 %. Para os módulos FVs operando em circuito aberto em Assis Chateaubriand, a  $I_{sc}$  média aumentou de 0,2 % no primeiro ano e diminuiu de 0,2% no segundo ano, resultando em variação média nula nos dois anos de operação. Os módulos armazenados sofrem degradação de -0,1% no primeiro ano e tem um aumento de 0,1 % no segundo, totalizando uma degradação nula assim como os módulos instalados em circuito aberto. Ou seja, para os módulos FVs de silício monocristalino, não se observou degradação de  $I_{sc}$  nos dois primeiros anos de exposição em circuito aberto e armazenamento dos módulos FVs.

No primeiro ano de exposição em Assis Chateaubriand, observou-se uma queda média de potência de 2,2%. No segundo ano, em média, houve um aumento de 0,5% na potência, o qual é associado a incerteza na medida das características elétricas. As especificações técnicas do módulo JINKO JKM340P-72, fabricado com células solares de silício monocristalino e tecnologia  $n^+pp^+$ , com fósforo e alumínio,

mostram que a queda de potência esperada é de 3 % no primeiro ano. Do ano 2 ao 5, seria da ordem de 0,5 % ao ano. Deste modo, após dois anos de operação se esperaria uma queda de 3,5% e neste trabalho se observou uma queda de potência menor, de 1,7%. Após dois anos de exposição, a potência média dos módulos FVs foi de 339,9 Wp, praticamente o valor nominal de comercialização (340 Wp).

Os módulos fotovoltaicos com células solares de silício monocristalino armazenados no escuro no NT-Solar apresentaram uma queda de potência de 0,3% no primeiro ano e de 0,5% no segundo ano, associados a incerteza na medição. Pode-se concluir que os módulos FVs com esta tecnologia não possuem degradação no armazenamento.

Após os três anos de análise para os módulos de 270 Wp e 325 Wp e dois anos para os módulos de 340 Wp é possível observar que os módulos FVs instalados em curto-circuito sofreram a maior degradação após exposição, alcançando uma média de -6,0 %, -5,3% e -2,6% para os módulos de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp, respectivamente. Os módulos instalados em circuito aberto sofreram degradação de -4,0 %, -3,3% e -0,7 % após para os módulos de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp, respectivamente. Esses dados revelam que em ambas as formas de operação (curto-circuito e circuito aberto) a maior degradação foi nos módulos silício multicristalino de 270 Wp e 325 Wp. Os módulos de silício monocristalino obtiveram uma degradação significativamente menor (em módulo).

Os módulos armazenados alcançaram a degradação final de -2,4 %, -3,5 % e -0,8 % para os módulos de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp, respectivamente, revelando que os módulos armazenados de silício monocristalino sofreram a menor (em módulo) de degradação.

A Tabela 6.13 apresenta a degradação da potência dos três tipos de módulos após os períodos de operação e a taxa de degradação em % ao ano ( $T\Delta P_{MP}$ ) para os módulos FVs instalados em curto-circuito e circuito aberto e módulos armazenados no escuro

A Tabela 6.13 revela a taxa de degradação de -1,7 % ao ano e -1,4% ao ano para os módulos de silício multicristalino de 270 Wp e 325 Wp, respectivamente, enquanto os módulos de silício monocristalino de 340 Wp exibem uma taxa de -0,9% ao ano. Este último resultado está em consonância com os dados apresentados por Jordan e Kurtz (2013), cujo estudo abrangeu diversas localidades e aproximadamente

2000 taxas de degradação analisadas. No referido estudo, a taxa de degradação média para os módulos de silício monocristalino foi de 0,8% ao ano.

Tabela 6.13. Degradação total da potência após 3 anos de exposição para os módulos FVs de teste de 270 Wp e 325 Wp e 2 anos para os módulos FVs de 340 Wp. Degradação média dos módulos em curto-circuito e circuito aberto após o período de exposição. Taxa de degradação média dos módulos em curto-circuito e circuito aberto. Média da degradação dos módulos armazenados e taxa de degradação para os módulos armazenados.

	<b>270 Wp</b>	<b>325 Wp</b>	<b>340 Wp</b>
<b><math>\Delta P_{MP}</math> (%) – curto-circuito</b>	- 6,0	- 5,3	- 2,6
<b><math>\Delta P_{MP}</math> (%) – circuito aberto</b>	- 4,0	- 3,3	- 0,7
<b>Média da <math>\Delta P_{MP}</math> (%) – cc e ca</b>	- 5,0	- 4,3	-1,7
<b><math>T\Delta P_{MP}</math> (%/ano)</b>	- 1,7	-1,4	-0,9
<b><math>\Delta P_{MP}</math> (%) - armazenados</b>	- 2,4	- 3,5	- 0,8
<b><math>T\Delta P_{MP}</math> (%/ano) - armazenados</b>	- 0,8	- 1,2	- 0,4

$\Delta P_{MP}$  = Degradação (%)

$T\Delta P_{MP}$  = Taxa de degradação (%/ano)

No trabalho de Smith, Jordan e Kurtz (2012), foram analisados dados provenientes de 12 módulos FV distintos, com células solares de silício monocristalino e multicristalino. Os resultados apresentados indicaram que os módulos FVs compostos por células solares de silício multicristalino exibem uma taxa de degradação superior quando comparados aos módulos de silício monocristalino.

As condições climáticas também influenciam diretamente a taxa de degradação dos módulos FVs. Por isso vale destacar que, segundo dados de Yousuf e colaboradores (2021), regiões onde a média de temperatura anual permanece muito baixa, as taxas de degradação variam de -1,1 % a -1,2 % ao ano. Em regiões onde a temperatura média anual é alta, a taxa de degradação é de -1,4 % a -1,5 % ao ano. Em regiões onde a temperatura e umidade são elevadas a taxa de degradação pode chegar até a - 4,9 %/ano.

Conforme pode ser visto na Tabela 6.13, os módulos FVs de 325 Wp instalados em Cafelândia, com temperaturas de operação mais altas do que em os módulos de 270 Wp instalados em Medianeira, ambos fabricados de silício multicristalino, não apresentaram maior degradação. Ou seja, não foi encontrada uma correlação entre temperatura e degradação para três anos de operação. Também cabe destacar que a diferença de temperatura não era elevada.

Ao comparar os módulos no escuro com os módulos em exposição, os dispositivos fabricados com silício monocristalino armazenados no escuro tiveram a menor degradação (em módulo) quando comparado com os módulos FVs fabricados

com silício multicristalino. Esse efeito pode estar relacionado com a qualidade das lâminas de silício. De acordo com Arumughan e colaboradores (2011), o fenômeno conhecido como Degradação no Escuro (DID - *degradation in dark*) ocorre de maneira mais lenta em comparação com a degradação induzida por radiação (LID). Suas pesquisas evidenciaram uma redução no tempo de vida dos portadores de carga minoritários em lâminas de silício Cz quando armazenadas na ausência de radiação solar. Essa redução foi atribuída principalmente aos efeitos na própria lâmina de silício, ao invés das superfícies recobertas com SiNx. Os autores sugeriram que as reações nos complexos B-O poderiam ser a fonte dessa degradação no escuro. Cabe destacar que os autores se concentraram exclusivamente em silício monocristalino Cz. Entretanto, observou-se nesta tese que módulos de silício multicristalino degradam mais rapidamente na ausência de luz em comparação com os de silício monocristalino. Essa diferença pode ser atribuída tanto aos complexos B-O quanto à maior quantidade de defeitos presentes nas lâminas de silício multicristalino.

Também é notável que os módulos FV expostos em curto-circuito apresentaram uma degradação mais significativa nos três tipos de módulos. Isso contrasta com os resultados de um experimento conduzido na Unidade de Pesquisa em Energia Renovável em Ambiente Saariano (UREMS - ADRAR - sul da Argélia), em uma região desértica, utilizando dois módulos JISEL de silício monocristalino durante um período de 330 dias por Boussaid e colaboradores (2016). Nesse experimento, foi demonstrado o impacto da condição de circuito aberto na degradação dos módulos fotovoltaicos, com um módulo conectado a uma carga (A1) e outro em circuito aberto (A2). Observou-se uma taxa de degradação da potência máxima de 7,8% após 100 dias e 18,9% após 330 dias para o módulo A1, enquanto para o módulo A2, foram registrados índices de 11,8% após 100 dias e 22,8% após 330 dias.

Lund e colaboradores (1999) também analisaram a degradação de módulos FVs operando sob diferentes condições de carga em condições externas. Nesse estudo foram utilizados três módulos de células solares a-Si:H de junção tripla produzidos comercialmente. Um módulo foi conectado a uma carga resistiva contínua de  $27 \Omega$  (equivalente à necessária para operação no ponto de potência máxima no STC). Um módulo foi mantido em circuito aberto e um módulo foi conectado em configuração de curto-circuito. O módulo FV operando em condições de circuito aberto (maior resistência) apresentou a maior degradação, atingindo 14% após 200 horas. O módulo FV operado sob carga correspondente ao ponto de máxima potência, demonstrou

uma degradação menor, de 12% após 200 horas. Por outro lado, o módulo operando em condições de curto-circuito exibiu a menor degradação, registrando apenas 8% após 200 horas de operação.

### 6.5. Análise da influência da sujidade na redução da potência dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos de teste expostos em cada uma das três propriedades (Medianeira – 270 Wp, Cafelândia – 325 Wp e Assis Chateaubriand – 340 Wp) foram caracterizados eletricamente com e sem sujidade, após cada ano (aproximadamente 12 meses de acúmulo de sujidade), conforme descrito na seção 5.4. A redução dos parâmetros elétricos influenciada pela sujidade após cada ano de exposição foi calculada para todos os módulos FVs e a média dos resultados está na Tabela 6.14.

É possível observar que a corrente de curto-circuito é o parâmetro mais afetado pela sujidade nos módulos FVs, acarretando a queda de potência e eficiência. Os módulos fabricados com silício multicristalino de 270 Wp e 325 Wp sofreram menor redução dos parâmetros elétricos (em módulo) quando comparado com os módulos fabricados com silício monocristalino de 340 Wp nos períodos analisados.

Tabela 6.14. Média da redução dos parâmetros elétricos influenciada pela sujidade para os três sistemas fotovoltaicos.

Redução dos parâmetros elétricos influenciada pela sujidade						
1º ano de exposição						
		Voc (%)	Isc (%)	FF (%)	P <sub>MP</sub> (%)	η (%) (relativa)
270 Wp	Média	-0,2	-1,8	0,0	-2,0	-2,0
325 Wp		-0,2	-1,4	-0,2	-1,8	-1,8
340 Wp		-0,1	-4,7	-0,3	-4,5	-4,4
2º ano de exposição						
270 Wp	Média	-0,1	-1,7	-0,1	-1,9	-1,9
325 Wp		-0,1	-2,8	0,5	-2,4	-2,4
340 Wp		-0,2	-4,5	-0,3	-4,3	-3,5
3º ano de exposição						
270 Wp	Média	-0,4	-1,0	-0,7	-2,2	-2,2
325 Wp		-0,7	-3,3	0,0	-4,0	-4,0

No primeiro ano, a média da redução da Isc foi de -1,8 % para os módulos de 270 Wp, -1,4 % para os módulos de 325 Wp e -4,7 % para os módulos de 340 Wp. A

redução da potência foi de -2,0 %, -1,8 % e -4,5% para os módulos de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp, respectivamente. A influência da sujidade para a eficiência dos módulos FVs foi de -2,0 % para os módulos de 270 Wp, -1,8 % para os módulos de 325 Wp e -4,4 % para os de 340 Wp.

No segundo ano, a diminuição da  $I_{sc}$  influenciada pela sujidade foi de -1,7 %, -2,8 % e -4,5 % para os módulos FVs de 270 Wp, 325 Wp, e 340 Wp. A redução da potência foi de -1,9 % para os módulos de 270 Wp, -2,4 % para os de 325 Wp e -4,3 % para os de 340 Wp. No terceiro ano de exposição a queda (em módulo) da  $I_{sc}$  foi de -1,0 % e -3,3 % para os módulos de 270 Wp e 325 Wp, acarretando queda da potência de -2,1 % e -4,0 %, respectivamente. A eficiência sofreu queda de -2,1 % e -4,0 % para os módulos de 270 Wp e 325 Wp.

A redução da potência em porcentagem para cada módulo FV em cada propriedade está na Figura 6.28 após o primeiro ano de exposição, na Figura 6.29 após o segundo ano de exposição e na Figura 6.30 após o terceiro ano de exposição. Na Figura 6.31 é possível observar o acúmulo de sujidade após o primeiro ano de exposição sobre os módulos instalados em Medianeira, Cafelândia e Assis Chateaubriand.

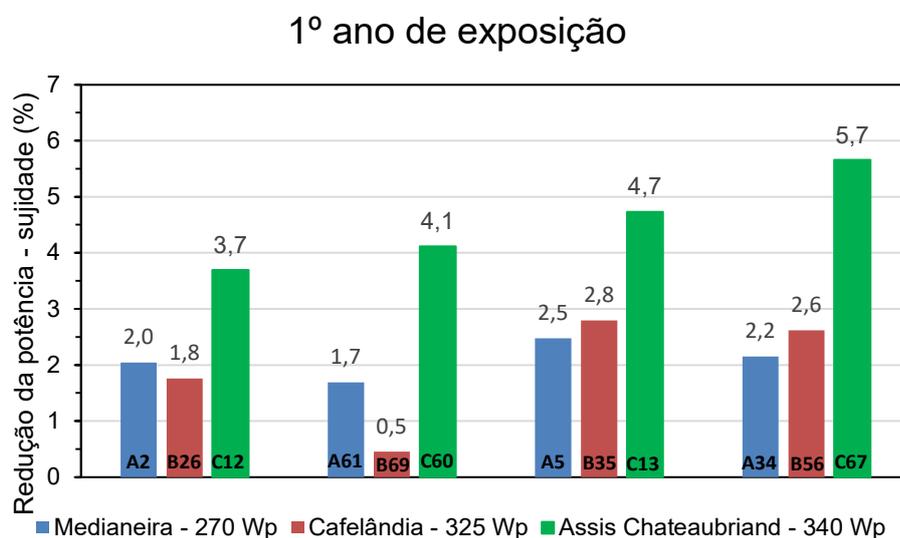


Figura 6.28. Variação da redução da potência influenciada pela sujidade no 1º ano de exposição dos módulos de teste expostos nas três propriedades rurais analisadas.

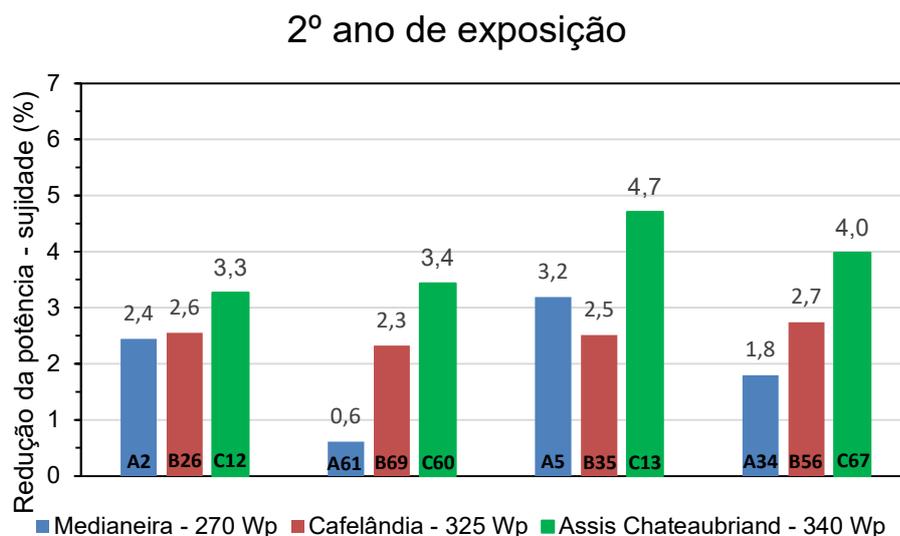


Figura 6.29. Variação da redução da potência influenciada pela sujidade no 2º ano de exposição dos módulos de teste expostos nas três propriedades rurais analisadas.

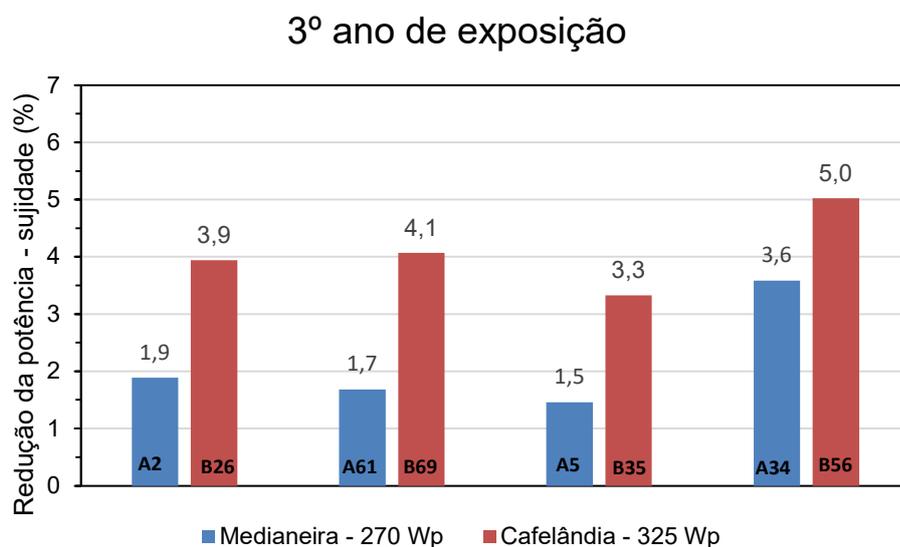


Figura 6.30. Variação da redução da potência influenciada pela sujidade no 3º ano de exposição dos módulos de teste expostos nas duas propriedades rurais analisadas.

No primeiro ano de exposição é possível observar que os módulos instalados em Assis Chateaubriand (módulos de 340 Wp) foram os mais afetados pelo efeito da sujidade (-4,5 % em média). Isso ocorreu devido à instalação direta dos módulos sobre o telhado da propriedade, os quais possuem um ângulo de inclinação reduzido (13°). Além disso à produção de frangos e os processos de limpeza interna sazonais da granja contribuem para a concentração significativa de poeira no ambiente. Em Medianeira (módulos de 270 Wp) e Cafelândia (módulos de 325 Wp) o efeito da sujidade nos módulos foi similar (-1,8 % e -2,0 % em média, respectivamente). Cabe destacar que os módulos instalados em Medianeira apresentaram o menor acúmulo

de sujeidade, supostamente devido a estarem instalados em edificação relativamente alta (8 m) sobre o telhado e com estrutura, com ângulo de inclinação de 18 °.



Figura 6.31. Sujidade depositada nos módulos FVs de teste instalados nas propriedades rurais em Medianeira (módulos de 270 Wp), Cafelândia (módulos de 325 Wp) e Assis Chateaubriand (módulos de 340 Wp), após o primeiro ano de operação.

No segundo ano de exposição, observou-se, assim como no primeiro ano, que os módulos FVs instalados em Assis Chateaubriand apresentaram a maior redução de potência em comparação com os outros sistemas, devido ao acúmulo de sujeidade, com valor médio de -4,3%. Os módulos em Cafelândia obtiveram queda média potência de -2,4 % e os instalados em Medianeira, média de -1,9 %.

No último ano de análise, os módulos FVs instalados em Medianeira sofreram uma queda de potência de -2,2 %. Para o sistema FV de Cafelândia, instalado em solo, observou-se maior efeito da sujeidade no terceiro ano, de -4,0 %. Cabe comentar que no primeiro e segundo ano, em Cafelândia, os módulos FVs foram lavados mensalmente ou quando o funcionário da propriedade rural observava o acúmulo de poeira. No terceiro ano de exposição, solicitou-se que não fosse realizada a limpeza com o objetivo de analisar o efeito da sujeidade.

No sistema FV instalado na propriedade em Medianeira nunca houve processo específico de limpeza dos módulos FVs, obtendo uma redução de potência da ordem de 2% nos três anos de análise. Em resumo, a sujeidade pode reduzir a potência do arranjo FV da ordem de 2% a 5%, dependendo da forma de instalação, do local, da atividade agrícola.

## 6.6. Análise da degradação dos sistemas fotovoltaicos

### 6.6.1. Análise e comparação dos sistemas fotovoltaicos por meio dos índices de mérito

Na Figura 6.32 é possível observar a produtividade mensal dos três sistemas fotovoltaicos analisados. A produtividade média dos três sistemas foi de 1358,0 kWh/kWp, 1419,2 kWh/kWp e 1181,9 kWh/kWp para os sistemas FVs de Medianeira, Cafelândia e Assis Chateaubriand, respectivamente. O maior valor obtido em Cafelândia pode ser atribuído à inclinação e azimute ótimos dos módulos FVs, juntamente com um menor índice de falhas ou quedas de potência do inversor. No caso do sistema em Medianeira, uma avaria no primeiro inversor resultou na desconexão do sistema fotovoltaico por um período de 45 dias, impactando negativamente sua produtividade. Já em Assis Chateaubriand, o sistema sofreu quedas de potência do inversor, o que ocasionou uma redução na produtividade final.

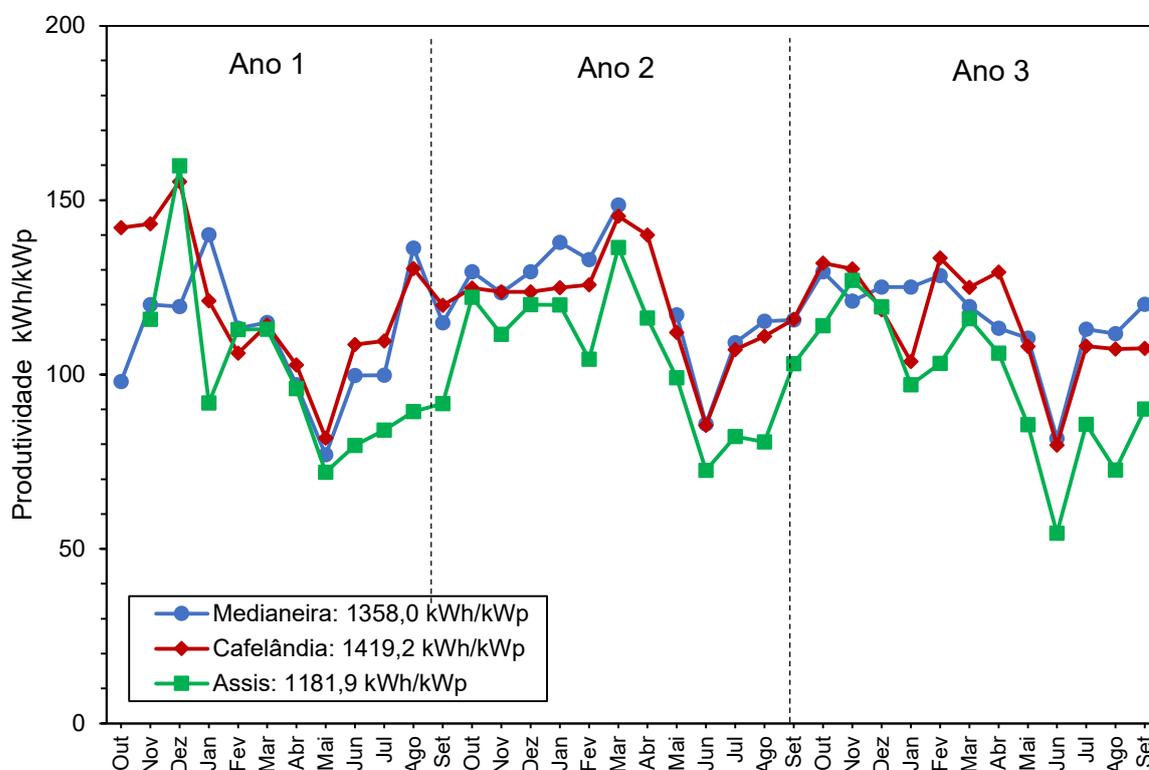


Figura 6.32. Produtividade final média mensal dos sistemas fotovoltaicos instalados nas três propriedades analisadas.

A produtividade média diária esperada, segundo valores obtidos via simulação para sistemas FVs no Paraná, considerando um desempenho global de 75%, está no intervalo de 3,09 e 4,11 kWh/kWp, ou seja, de 1128 a 1500 kWh/kWp por ano. Comparando com os valores obtidos, constatou-se que os valores médios registrados ao longo dos três anos de análise situaram-se dentro do intervalo esperado, demonstrando a consistência dos resultados com as expectativas de desempenho do sistema (Tiepolo *et al.*, 2014).

A Figura 6.33 apresenta o desempenho global médio mensal dos três sistemas fotovoltaicos analisados. O desempenho global de Medianeira se destacou por ser o maior dos três sistemas, com valor de 85 %, seguido do sistema instalado em Cafelândia, que apresentou no PR de 79 %. Ambos apresentaram valor médio acima e próximo, respectivamente de 80%, demonstrando que os sistemas foram projetados e instalados adequadamente. O sistema FV de Assis Chateaubriand, apresentou desempenho global médio de 71 % devido às quedas de potência do inversor em determinados períodos do ciclo de produção dos frangos. O sistema FV de Medianeira, principalmente nos meses de inverno, apresentou PR elevado, da ordem de 90%, devido à baixa temperatura de operação dos módulos FVs.

#### 6.6.2. Análise da degradação pelo desempenho global

Da mesma forma que Ishii e Masuda (2017) e Ameer e colaboradores (2022), este estudo estimou a taxa anual de degradação com base no desempenho global corrigido para a temperatura de 25 °C.

As Figuras 6.34, 6.35 e 6.36 apresentam a média mensal de  $PR_{STC}$  para os três sistemas analisados. Essa análise abrange um período de 36 meses para os módulos de 270 Wp e 325 Wp e 24 meses para os módulos de 340 Wp instalados em Medianeira, Cafelândia e Assis Chateaubriand, respectivamente. A partir do ajuste dos dados mensais de  $PR_{STC}$  para uma reta, foram obtidos os valores de  $\alpha$  e  $\beta$  da Equação 5.6 e calculada a degradação e a taxa de degradação nos períodos analisados. Nas Figuras 6.35, 6.36 e 6.37 é possível observar uma tendência de decaimento no desempenho global mensal. Na Figura 6.37 é possível observar os valores médios anuais de  $PR_{STC}$  para os três sistemas.

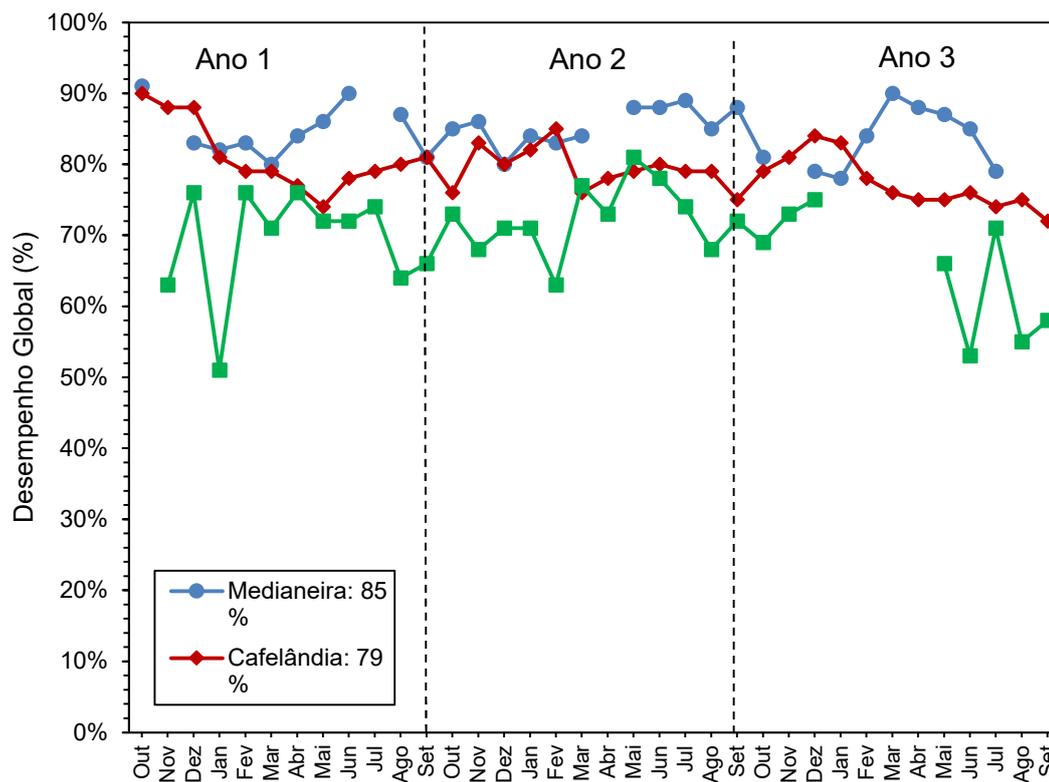


Figura 6.33. Desempenho global médio mensal dos sistemas fotovoltaicos instalados nas três propriedades analisadas.

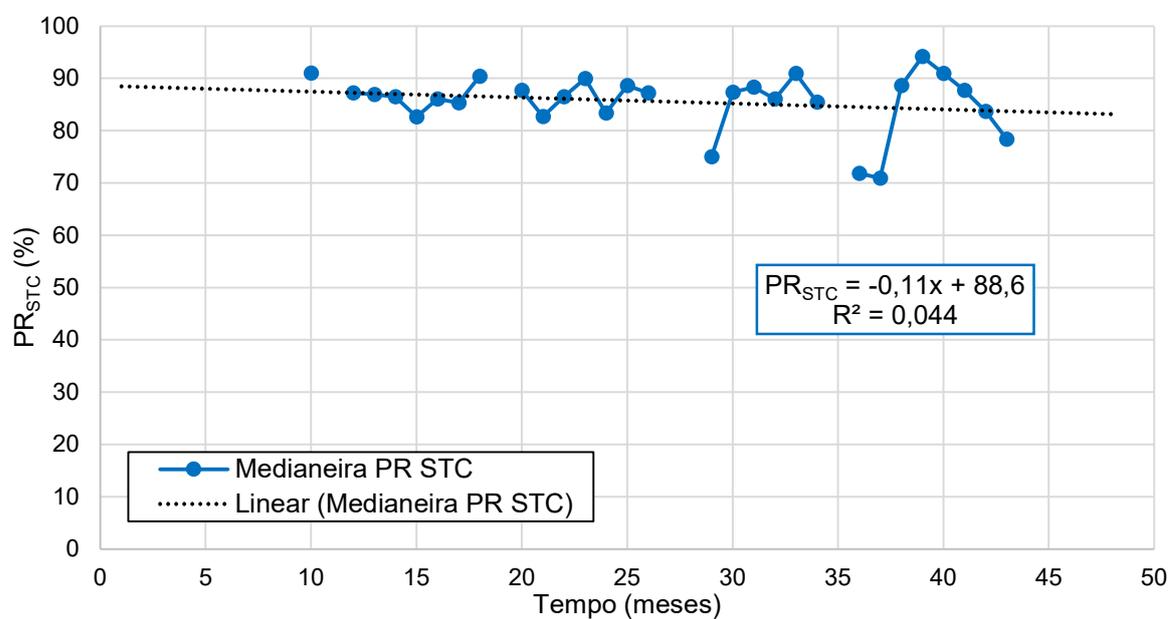


Figura 6.34. Desempenho global mensal corrigido para 25 °C para o sistema FV instalado em Medianeira com módulos FVs de 270 Wp. Também são apresentados os resultados da regressão linear.

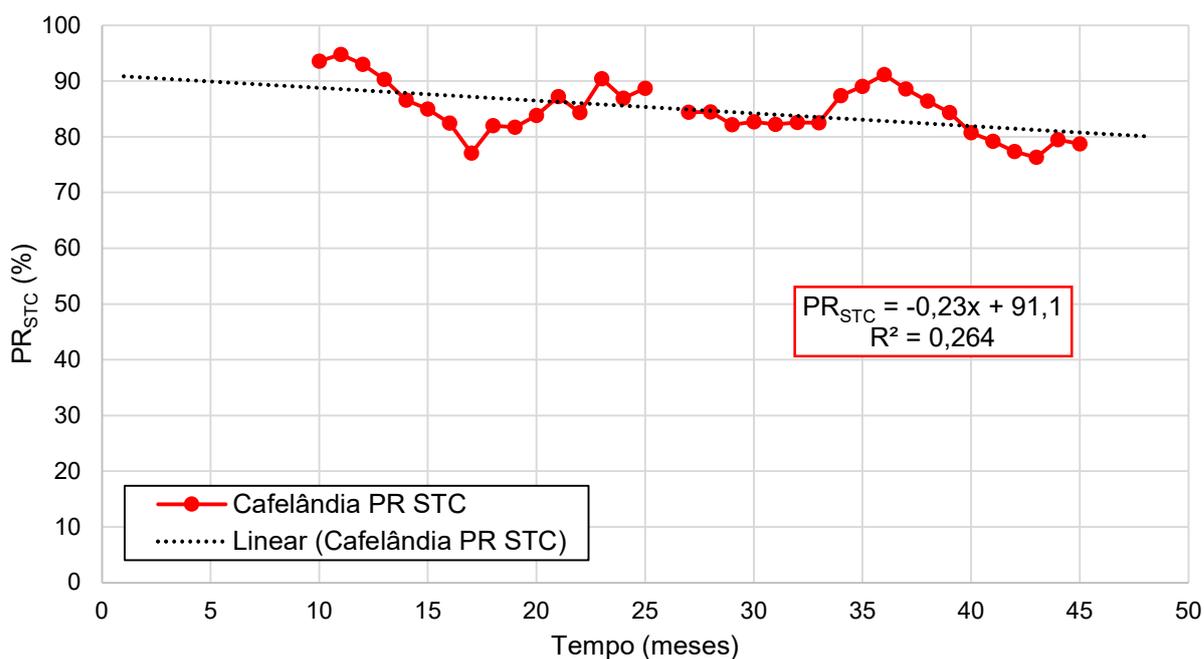


Figura 6.35. Desempenho global mensal para 25 °C para o sistema FV instalado em Cafelândia com módulos FVs de 325 Wp. Também são apresentados os resultados da regressão linear para o período.

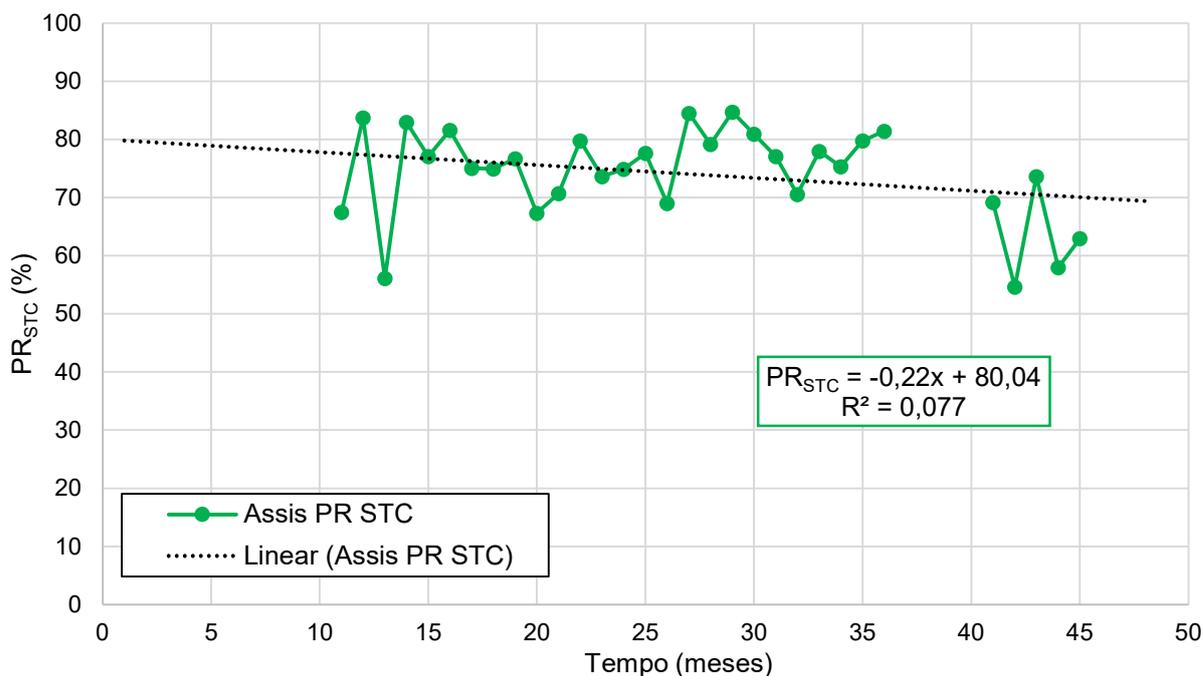


Figura 6.36. Desempenho global mensal para 25 °C para o sistema FV instalado em Assis Chateaubriand, com módulos FVs de 340 Wp. Também são apresentados os resultados da regressão linear para o período.

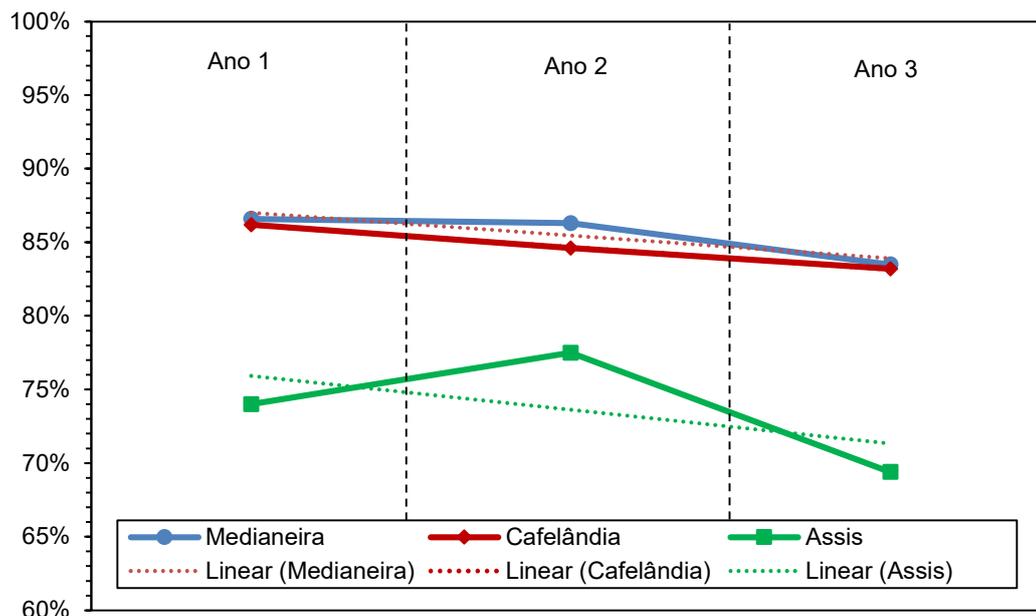


Figura 6.37.  $PR_{STC}$  anual dos sistemas FVs com módulos de 270 Wp (Medianeira), 325 Wp (Cafelândia) e 340 Wp (Assis Chateaubriand).

Na Tabela 6.15 são resumidos os valores da degradação dos três sistemas para os módulos FVs de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp instalados nas cidades de Medianeira, Cafelândia e Assis Chateaubriand, respectivamente. Também foram colocados os valores médios de degradação obtidos das características I-V dos módulos FVs de teste com simulador solar e a degradação prevista pelo fabricante dos módulos FVs e presente nas especificações técnicas (*datasheet*).

Tabela 6.15. Degradação da potência para os módulos FVs de teste de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp em exposição, obtida pela diminuição do  $PR_{STC}$ , pelas medidas das características elétricas em simulador e previstas pelo fabricante.

	$PR_{STC}$	Simulador	Dados do fabricante
270 Wp 36 meses	-4,6	-5,0	-3,7
325 Wp 36 meses	-8,8	-4,3	-3,7
340 Wp 24 meses	-6,6	-1,7	-3,5

É possível observar que nos três sistemas analisados os resultados encontrados demonstram que o desempenho global diminuiu com o tempo. Esta diminuição é atribuída ao processo de degradação nos módulos fotovoltaicos, resultando em uma redução na produção de energia elétrica, mas também pode ser devida ao acúmulo de sujeira nos módulos FVs e a problemas no inversor e de

circuitos internos nas propriedades, sendo que estes últimos podem afetar na redução de potência do inversor, como observado em Assis Chateaubriand.

Os conjuntos de módulos de 270 Wp e 325 Wp de silício multicristalino apresentaram  $PR_{STC}$  similares, diferentemente do conjunto de 340 Wp que registrou  $PR_{STC}$  mais baixo. Os módulos de 270 Wp apresentaram uma redução de potência de - 4,6 % após os 36 meses, aproximadamente -1,5 % ao ano. Os módulos de 325 Wp chegaram a - 8,8 % após os 36 meses, representando uma redução de potência média anual de -2,9 %. No sistema FV de Assis Chateaubriand, pelo  $PR_{STC}$  estimou-se uma queda de potência -6,6 % ao final de 24 meses, ou seja, 2,2 % ao ano.

A degradação para o período de três anos calculada por meio do  $PR_{STC}$  para os módulos de 270 Wp instalados em Medianeira é muito próxima do valor encontrado pela metodologia descrita na seção 5.1.2 por meio dos parâmetros elétricos medidos com simulador solar, resultando em -4,6 % e -5 %, respectivamente.

Em Cafelândia a queda de potência estimada a partir do  $PR_{STC}$  difere do valor encontrado por meio de caracterização dos módulos FVs de teste com o simulador solar. Fatores como a sujidade, que aumentou no último ano, são consideradas conjuntamente na queda de  $PR_{STC}$  dos módulos FVs e este pode ser um dos fatores que impôs a diferença observada. Para o caso de Assis Chateaubriand, onde se observaram quedas de potência da ordem de 4,4% devido a sujidade, conforme mostra a Tabela 6.14, este efeito somado a degradação dos módulos FVs de silício monocristalino da ordem de 1,7 % obtido na caracterização elétrica dos módulos FVs poderia explicar a estimativa de queda de potência via análise do  $PR_{STC}$  ser de 6,6 %. Estes resultados indicam que estimar a degradação de módulos FVs via comportamento temporal do PR tem uma maior incerteza relativa à sujidade no local da instalação do sistema bem com a problemas de inversor ou da instalação elétrica do local. Para situações de baixa sujidade, como o foi o caso de Medianeira, esta metodologia se mostrou aplicável.

Em relação aos valores de degradação previstos pelos fabricantes e pelas medidas de parâmetros elétricos realizadas com simulador solar, observou-se que os módulos FVs com células solares de silício monocristalino apresentaram degradação abaixo da prevista, sendo de praticamente a metade do valor. Os módulos FVs em Assis Chateaubriand tiveram irradiação solar e temperatura efetiva similar aos de Cafelândia e tiveram maior acúmulo de sujidade no período de análise. Para os

módulos fotovoltaicos de silício multicristalino, tanto de Cafelândia como os de Medianeira, as degradações foram maiores, da ordem de 30% mais elevadas que as previstas pelo fabricante.

## 7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

A caracterização elétrica dos módulos FVs antes da instalação nas propriedades rurais mostrou que as potências medidas superaram as potências nominais apresentadas na folha de dados. Para os módulos de 270 W (Si-Mc), 325 W (Si-Mc) e 340 W (Si-mono) de potência nominal, a potência média foi de 278,9 W, 336,4 W e 346,5 W, respectivamente. Em resumo, da ordem de 3,3% a 2,0% acima do valor nominal.

Com base no teste de *Kolmogorov-Smirnov*, várias funções foram consideradas para modelar a distribuição dos parâmetros elétricos dos módulos FVs. De acordo com os resultados deste teste, as funções *Dagum* e *Log-Logistic* mostraram ser as distribuições mais adequadas para modelar especificamente os parâmetros elétricos  $V_{OC}$ ,  $V_{MP}$  e eficiência do módulo. Quanto à potência, as funções *Error* e *Log-Logistic* foram as que melhor se ajustaram aos módulos de 325 W e 340 W de potência nominal, respectivamente. Quanto aos defeitos, sejam de fabricação ou derivados da exposição, não foi possível identificar relação com queda de potência dos módulos.

A taxa de degradação foi calculada a partir da medida dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos de 270 Wp, 325 Wp e 340 Wp, nas três formas de operação (expostos em curto-circuito e circuito aberto e módulos armazenados no escuro). A média de queda de potência para os módulos FVs de Si-Mc, após três anos de exposição, foi de -5,0 % para os módulos de 270 Wp e -4,4 % para os 325 Wp. Os módulos FVs de Si-mono, de 340 Wp, apresentaram uma queda de potência de -1,7% em dois anos de exposição. Portanto, as taxas anuais de degradação foram de -1,7%, -1,5% e -0,8%, respectivamente. Esses resultados indicam que os módulos FVs de silício monocristalino apresentam uma taxa de degradação de potência menor (em módulo), do que os módulos de silício multicristalino, devido à melhor qualidade das lâminas de silício monocristalino, conforme já apresentado pela literatura. Estes resultados concordam com o trabalho de Smith, Jordan e Kurtz (2012), que concluíram que os módulos FVs compostos por silício multicristalino exibem uma taxa de degradação superior quando comparados aos módulos de silício monocristalino. Em relação aos módulos FVs de silício monocristalino, constatou-se que a degradação foi menor que a prevista pelo fabricante. Quando analisada a taxa de degradação dos módulos FVs ano a ano, observou-se que no primeiro ano de exposição ou

armazenamento no escuro, os módulos apresentaram uma degradação mais acentuada.

A análise da influência da sujidade nos parâmetros elétricos dos módulos FVs revelou que a corrente de curto-circuito foi o parâmetro mais impactado, afetando a potência e a eficiência. Em Medianeira, onde os módulos FVs de 270 Wp (de Si-Mc) foram instalados em edificação relativamente alta, a sujidade foi menor devido ao afastamento dos módulos FV do solo e ao ângulo de inclinação, facilitando a limpeza natural com vento e chuva. Em Assis Chateaubriand, os módulos de 340 Wp, instalados diretamente no telhado com um ângulo de inclinação reduzido, foram mais suscetíveis ao acúmulo de sujidade, agravado pela produção de frangos e pela concentração significativa de poeira no ambiente.

A produtividade média dos três sistemas ficou entre 1182 kWh/kWp e 1420 kWh/kWp, o menor no sistema FV instalado em Assis Chateaubriand e o maior em Cafelândia. Destaca-se a maior produtividade final do sistema de Cafelândia devido à inclinação e azimute ótimos dos módulos FVs e também ao menor índice de falhas ou quedas de potência do inversor. Em Medianeira, o sistema, operando em temperaturas mais baixas devido à maior velocidade do vento, alcançou desempenho global de 85 %, seguido do sistema instalado em Cafelândia, que apresentou PR de 79 %. O sistema FV de Assis Chateaubriand, apresentou desempenho global médio de 71 % devido às quedas de potência do inversor em determinados períodos do ciclo de produção dos frangos e a maior sujidade.

A taxa de degradação estimada por meio do  $PR_{STC}$  dos módulos FVs de Si-Mc de 270 Wp, instalados em Medianeira, é muito próxima do valor encontrado por meio das medidas internas de curvas I-V dos módulos FVs de teste, resultando em - 4,6 % e - 5 %, respectivamente. A queda de potência dos módulos de 325 Wp (Si-Mc) em Cafelândia estimada pelo  $PR_{STC}$  (-8,8 %) difere das medidas em condições padrão (-4,3 %), possivelmente devido ao aumento da sujidade no último ano. Nos módulos FVs instalados em Assis Chateaubriand, de 340 Wp, as quedas de potência de 4,4% devido a sujidade, combinadas com a degradação (1,7 %) obtida na caracterização elétrica podem explicar a estimativa de queda de potência pela análise do  $PR_{STC}$  ser de 6,6 %. Estes resultados indicam que estimar a degradação de módulos FVs via comportamento temporal do PR tem uma maior incerteza relativa à sujidade no local da instalação do sistema. Para situações de baixa sujidade, como o caso de Medianeira, esta metodologia apresentou-se adequada.

Como continuação deste estudo, sugere-se analisar a degradação dos módulos FVs de teste por mais anos de operação e implantar um sistema FV em ambiente controlado (laboratório) a fim de realizar a análise da degradação com a caracterização elétrica dos módulos FVs em condições padrão de medição e pela estimativa a partir da análise do  $PR_{STC}$ , avaliando as variáveis que aumentam a incerteza desta metodologia usada para estimar a degradação.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADAR, M.; NAJIH, Y.; CHEBAK, A.; MABROUKI, M.; BENNOUNA, A. **Performance Degradation assessment of the three Silicon PV Technologies**. 2021. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.3532>. Acesso em: 10 jul. 2023.

AMEUR, A.; BERRABA, A.; BOUAICHI, A.; LOUDIYI, K. **Long-term Performance and Degradation Analysis of different PV modules Under Temperate Climate**. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.02.025>. Acesso em: 8 jul. 2023.

ARAÚJO, G. P.; RAMANAUSKAS, L. F. da C.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A. Comparação e análise de módulos fotovoltaicos com células de silício cristalino. **Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, p. 1-8, Gramado, 2018a.

ARAÚJO, N. D.; OSÓRIO, E. A. A.; RAMANAUSKAS, L. F. da C.; MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais associadas a cooperativas no oeste do Paraná – Brasil. In: **XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente: Anais...** Córdoba: ASADES, 2018b.

ARAÚJO, N. D. **Implementação e Análise de Sistemas de Produção de Energia Elétrica em Propriedade Rural com Módulos Fotovoltaicos de Silício Multicristalino**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia dos Materiais). Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019. 95p.

ARUMUGHAN, J.; THEOBALD, J.; WILSON, M.; HILDEBRAND, L.; PETRES, R.; SAVTCHOUK, A.; LAGOWSKI, J.; KOPECEK, R. Lifetime degradation in dark observed in monocrystalline Cz-Silicon. **26th EUPVSEC**, p. 1014-1016, 2011.

BARROS, T. A. de C; JÚNIOR, GERALDO, E. J. Dificuldades da avicultura na região oeste do Paraná. **Arquivos Brasileiros de Medicina Veterinária FAG**, v. 6, n. 1, p. 91-100, 2023.

BATTAGLIA, C.; CUEVAS, A.; WOLF, S. High-efficiency crystalline silicon solar cells: status and perspectives. **Energy & Environmental Science**, v. 9, pp1552-1576, 2016.

BENTZEN, A.; HOLT, A. Overview of phosphorus diffusion and gettering in multicrystalline silicon. **Materials Science and Engineering B**, v. 159 – 160, pp. 228 – 234, March 2009.

BENDA, V.; ČERNÁ, L. PV cells and modules – State of the art, limits and trends. **Heliyon**, v. 6, n. 12, 2020.

CAMARGO, J. C.; SILVA, E. P. da; APOLINARIO, F. R. Potencial fotovoltaico no uso rural para o estado de São Paulo.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3., 2000, Campinas. **Proceedings online...** Available from: <[http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=MSC0000000022000000100045&lng=en&nrm=abn](http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022000000100045&lng=en&nrm=abn)>. Acessado em: 17 jul. 2023.

DHAMRIN, M.; SUZUKI, S.; MATSUBARA, M.; NISHO, Y.; TADA, H. Ultrasonic mapping of voids generated during the LBSF formation of PERC Solar Cells. In: **Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 1198-1210, September 2014.

DHERE, N. G.; SHIRADKAR, N. S.; SCHNELLER, E. Evolution of leakage current paths in MC-Si PV modules from leading manufacturers undergoing high-voltage bias testing. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 4, n. 2, p. 654–658, March 2014.

Empresa de Pesquisa Energética Brasil (EPE), 2021. Balanço energético nacional 2021: ano base 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>>. Acesso em: 23 de dez. de 2023.

FERRONATO, J. **Análise da Degradação e Sujidade de Módulos Fotovoltaicos Produzidos com Células Solares de Silício de Diferentes Tecnologias após 6 Anos de Operação**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia dos Materiais). Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022. 84p.

FONSECA, J. E. F. da; OLIVEIRA, F. S. de; PRIEBE, C. W. M.; KREZINGER, A. Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil. **Solar Energy**, v. 196, p. 196–206, January 2020.

GARCIA, S. B.; ZANESCO, I., MOEHLECKE, A.; FEBRAS. F. S. Análise por termografia de módulos com células solares com base n e diferentes malhas de metalização posterior. **Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES** – São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012.

GASPARIN, F. P.; BÜHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A.; KREZINGER, A. Statistical analysis of I-V curve parameters from photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 131, p. 30-38, 2016.

GOODRICH, A.; HACKE, P.; WANG, Q.; SOPORI, B.; MARGOLIS, R.; JAMES, T. J.; WOODHOUSE, M. A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v.114, p. 110-135, 2013.

GREEN, M. A. The passivated emitter and rear Cell (PERC): from conception to mass production. **Solar Energy Materials & Solar Cells** v.143, p. 190-197, 2015.

GREEN, M. A. **Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications**. Kensington, Nsw: The University of New South Wales, p. 144, 1998.

HUANG, C.; WU, P.; WANG, L.; YANG, D. Effect of oxygen concentration on minority carrier lifetime at the bottom of quasi-single crystalline silicon. **Materials Science in Semiconductor Processing**, v. 123, March 2021.

IEC 60050-191. **International Electrotechnical Commission, International Electrotechnical Vocabulary Chapter 191, Dependability and quality of service**, 1990.

IEC 60891. International Electrotechnical Commission. **Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics of Crystalline Silicon Photovoltaic Devices**, 1992.

IEC 61215-1. International Electrotechnical Commission. **Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules**, 2016.

ISHII, T.; MASUDA, A. Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 25, n. 12, p. 953–967, December 2017.

JORDAN, D.; SILVERMAN, T.; WOHLGEMUTH, J. H.; KURTZ, S. R.; VANSANT, K. T. Photovoltaic failure and degradation modes. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 25, n. 4, p. 318-326, 30 April 2017.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates: an analytical review. **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, June 2013.

KIEFER, F.; BRENDENMÜHL, T.; BERGER, M.; LOHSE, A.; KIRSTEIN, S.; BRAUN, N.; LEHR, M.; HEINEMEYER, F.; JUNG, V.; MORLIER, A.; BLANKEMEYER, S.; KUNZE, I.; WINTER, R.; HARDER, N.; DULLWEBER, T.; KÖNTGES, M.; BRENDDEL, R. Influence of solder pads to PERC solar cells for module integration, **Energy Procedia**, v. 38, p. 368-374, 2013.

KIM, J.; RABELO, M.; PADI, S. P.; YOUSUF, H.; CHO, E.; YI, J. A review of the degradation of photovoltaic modules for life expectancy. **Energies**, v. 14, n. 14, p. 4278, 15 July 2021.

KÖNTGES, M.; ORESKI, G.; JAHN, U.; HERZ, M.; HACKE, P.; WEISS, K.A.; ANAHASHI, T. **Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme: IEA PVPS Task 13, Subtask 3: Report IEA-PVPS T13-09: 2017**. International Energy Agency, 2017.

KRUGER, S. D.; ZANELLA, C.; BARICHELLO, R. Análise da viabilidade econômico-financeira para implantação de projeto de produção de energia solar fotovoltaica em uma propriedade rural. **Revista de Gestão e Secretariado**, v. 14, n. 1, p. 428–445, 12 jan. 2023.

LILLO-SÁNCHEZ, L.; LÓPEZ-LARA, G.; VERA-MEDINA, J.; PÉREZ-APARICIO, E.; LILLO-BRAVO, I. Degradation analysis of photovoltaic modules after operating for 22 years. A case study with comparisons. **Solar Energy**, v. 222, n. May, p. 84-94, 2021.

LIU, J.; YAO, Y.; XIAO, S.; GU, X. Review of status developments of high-efficiency crystalline silicon solar cells. **Journal of Physics D: Applied Physics**. Institute of Physics Publishing, 20 February 2018.

LORENZO, E.; ARAUJO, G. L.; CUEVAS, A. **Electricidad Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos**. Seville: Progensa, p. 338, 1994

LORENZO, E.. **Ingeniería Fotovoltaica**. 3. ed. Malaga, España: Progensa, 2014. Disponível em: <https://www.progensa.es/> Acessado em 10 de jan. de 2021.

LUND, C.; SINCLAIR, M.; PRYOR, T.; JENNINGS, P.; CORNISH, J. Degradation studies of A: Si: H solar cell modules under different loads in the field. **In: Solar 99 Conference: Australian and New Zealand Solar Energy Society**. 1999.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2011. 1132 p. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/9780470974704>. Acesso em: 20 out. 2021.

LUO, W.; KHOO, Y. S.; HACKE, P.; NAUMANN, V.; LAUSCH, D.; HARVEY, S. P.; SINGH, J. P.; CHAI, J.; WANG, Y.; ABERLE, A. G.; RAMAKRISHNA, S. Potential-induced degradation in photovoltaic modules: A critical review. **Energy and Environmental Science** Royal Society of Chemistry, January 2017.

MACDONALD, D. The emergence of n-type silicon for solar cell manufacture. In: 50th Annual AuSES Conference (Solar): 2012, Melbourne. **Proceedings... Melbourne: AuSES** p. 1-6, 2012.

*Mathwave Technologies, 2019. EasyFit.* Disponível em: <http://www.mathwave.com/easyfit-distribution-fitting.html>

MIN, B.; WAGNER, H.; MULLER, M.; NEUHAUS, H.; BRENDEL, R.; ALTERMATT, P. Incremental efficiency improvements of mass-produced PERC cells up to 24%, predicted solely with continuous development of existing technologies and wafer materials. **Journal of Materials Processing Technology**, v. 1, n. 1, p. 1-8, 2015.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I.; KOCHENBORGER, A. dos S.; LY, M.; RAMANAUSKAS, L. F. da C.; ARAUJO, N. D. de; CRESTANI, T.; GONÇALVES, V. A.; OSORIO, E. A. A.; AQUINO, J. de; OSÓRIO, V. da C.; BIAZETTO, F. A.; SALVADOR, V. F. E.; ACCORSI, A. T.i. Avaliação da distribuição estatística de parâmetros elétricos de módulos fotovoltaicos de silício multicristalino. In: VIII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, n. 8, 2020, Fortaleza. **Congresso**. Fortaleza: 2020. p. 1-10.

MOEHLECKE, A.; ARAUJO, N. D.; OSORIO, E. A. A.; RAMANAUSKAS, L. F. da C.; ZANESCO, I.; OSÓRIO, V. C. Grid connected pv systems in dairy and poultry farms in Brazil: evaluation of different installation Approaches. **Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019. Anais...**Freiburg, Germany: International Solar Energy Society, 2019. Disponível em: <http://proceedings.ises.org/citation?doi=swc.2019.15.02> Acessado em 20 de dez. 2022.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Produção de Silício e Caracterização. Porto Alegre: Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2021.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. **Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais. (Relatório do décimo terceiro trimestre)**. Porto Alegre – RS. PUCRS, 2020)

MORI, V.; SANTOS, R. L. C. dos; SOBRAL, L. G. S. **Série Tecnologia Ambiental: metalúrgica do silício: processo de obtenção e impactos ambientais. Metalúrgica do Silício: Processo de Obtenção e Impactos Ambientais.** 2007. Disponível em: <http://mineralis.cetem.gov.br/bitstream/cetem/328/1/sta-41.pdf>. Acesso em: 15 de mai. 2023.

MUNOZ, M. A.; GARCÍA, M. C. A.; VELA, N.; CHENLO, F. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions, **Solar Energy**, v. 85, n. 9, p. 2264-2274, 2011.

NASCIMENTO, J. N.; HOLTZ, O.; STEIN, A.; Durso, E. D. D.; MEDEIROS, Y.; TROGLIO, H. Planejamento estratégico, tático e operacional do programa oeste em desenvolvimento 2016-2020. Programa Oeste em Desenvolvimento, Paraná, 2016.

OMAZIC, A.; ORESKI, G.; HALWACHS, M.; EDER, G. C.; HIRSCHL C.; NEUMAIER L.; PINTER, G.; ERCEG, M. Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 192, n. September 2018, p. 123-133, 2019.

PARTAIN, L. D. (ed.). **Solar Cells and Their Applications.** Nova York: WileyInterscience, p. 600, 1995.

RAMANAUSKAS, Luiza Ferreira da Costa. **Avaliação de Parâmetros que Afetam a Produção de Energia Elétrica em um Sistema Fotovoltaico em Propriedade Rural.** 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia dos Materiais). Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019. 101p.

REHMAN, A.; LEE, S. H.; Advancements in n-type base crystalline silicon solar cells and their emergence in the photovoltaic industry. **The Scientific World Journal**, v. 2013, Article ID 470347, 13 p, 2013.

SANTHAKUMARI, M.; SAGAR, N. A review of the environmental factors degrading the performance of silicon wafer-based photovoltaic modules: Failure detection methods and essential mitigation techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Elsevier Ltd. v. 10, p. 83-100, 2019.

SEGBEFIA, O. K.; IMENES, A. G.; SÆTRE T. O. Moisture ingress in photovoltaic modules: A review. **Solar Energy**, v. 224, n. October 2020, p. 889-906, 2021.

SIMÕES, A. C.; LEPESANT, G. **CIFE-o Centre international de formation européenne MODULE 3: CLEAN ENERGY TRANSITIONS IN THE EU Will China remain the world leader of the PV market?** [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/368713692> Acessado em: 15 de out. 2023.

SMITH, Ryan M.; JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. Outdoor PV Module degradation of current-voltage parameters. In: **2012 World Renewable Energy Forum**, 2012, Denver. Conference. Denver: Nrel, 2012. p. 1-7, 2012.

SWART, Jacobus W. **Materiais Elétricos: Fundamentos e Semicondutores**, cap. 5. UNICAMP. Campinas, 2003.

TIEPOLO, G. M.; URBANETZ J., J.; CANCEGLIERI, O. J.; VIANNA, T. Photovoltaic generation potential of Paraná State, Brazil – a comparative analysis with European countries. **Energy Procedia**, v. 57, p. 725-734, 2014.

TOLEDO, L. M.; DUTRA, A. B.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A. Análise da evolução do mercado da tecnologia fotovoltaica em propriedades rurais no Brasil. **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Florianópolis, p. 1-7, maio 2022.

TJAHJONO, B.; YANG, M. J.; WU, V.; TING, J.; SHEN, J.; TAN, O.; HSU, K. C. Optimizing celco cell technology in one year of mass production, in: **Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, 2013.

VALLÊRA, A.M.; BRITO, M.C. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, v. 1, n. 2, p. 17, 2006.

VDMA (Alemanha) (org.). **International Technology Roadmap for Photovoltaic (VDMA)**: Resultados de 2020. 12. ed. Frankfurt Am Main: Vdma E. V, 2021. 84 p.

VDMA (Alemanha) (org.). **International Technology Roadmap for Photovoltaic (VDMA)**: Resultados de 2022. 2023. Disponível em: [itrpv.vdma.org](http://itrpv.vdma.org). Acesso em: 09 ago. 2023.

WOODHOUSE, M. A.; SMITH, B.; RAMDAS, A.; MARGOLIS, R. **Crystalline Silicon Photovoltaic Module Manufacturing Costs and Sustainable Pricing: 1H 2018 Benchmark and Cost Reduction Road Map**. United States: n. p., 2019.

YOUSUF, H.; KHOKHAR, M. Q.; ZAHID, M. A.; KIM, J.; KIM, Y.; CHO, S. B.; CHO, Y. H.; CHO, E.; YI, J. A review on degradation of silicon photovoltaic modules. **New & Renewable Energy**, v. 17, n. 1, p. 19-32, 2021.

ZANESCO, I.; Moehlecke, A.; Ferronato, J.; Ly, M.; Britto, J. V.; Leite, B. I. da S.; Policarpi, T. C. Influence of Passivation and Solar Cell Configuration on the Electrical Parameter Degradation of Photovoltaic Modules. **Energies**, v. 17, n. 4, 1 fev. 2024.

ZARMAI, M. T.; EKERE, N. N.; ODUOZA, C. F.; AMALU, E. H. A review of interconnection technologies for improved crystalline silicon solar cell photovoltaic module assembly. **Applied Energy**, v. 154, p.173-182, 2015.

ZHU, H.; YAN, W.; LIU, Y.; HU, D.; TU, Y.; HUANG, Z.; TAN, X. Design investigation on 100  $\mu\text{m}$ -thickness thin silicon PERC solar cells with assistance of machine learning. **Materials Science in Semiconductor Processing**, v. 137, n. September 2021, p. 106198, 2022.

ZILLES, R.; LORENZO, E. Statistical analysis of current voltage characteristics of PV modules. **International Journal of Solar Energy**, v. 9, n. 4, p. 233-239, 1991.

# 9. ANEXO I

www.jinkosolar.com



## JKM270PP-60

### 255-270 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008 · ISO14001:2004 · OHSAS18001 certified factory.  
IEC61215 · IEC61730 certified products.



(4BB)



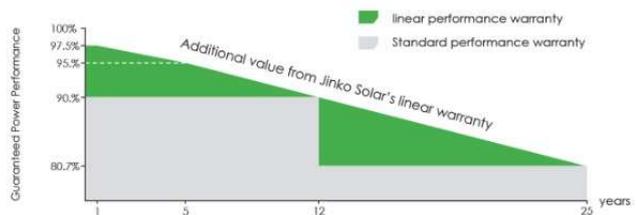
## KEY FEATURES

- 
**4 Busbar Solar Cell:**  
 4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Power Output:**  
 Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 270Wp.
- 
**Anti-PID Guarantee:**  
 Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under 60 C /85% RH condition for mass production.
- 
**Low-light Performance:**  
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
**Severe Weather Resilience:**  
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability against extreme environmental conditions:**  
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.
- 
**Temperature Coefficient:**  
 Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty





www.jinkosolar.com



**JKM330P-72**  
**310-330 Watt**  
 POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.  
 IEC61215, IEC61730 certified products.

(4BB)



**KEY FEATURES**



**4 Busbar Solar Cell:**

4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



**High Efficiency:**

High module conversion efficiency (up to 17.01%), through innovative manufacturing technology.



**Low-light Performance:**

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



**Severe Weather Resilience:**

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

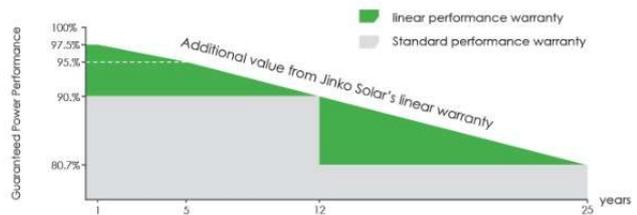


**Durability against extreme environmental conditions:**

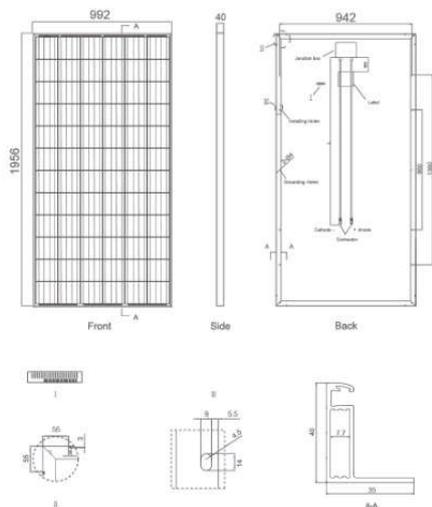
High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**

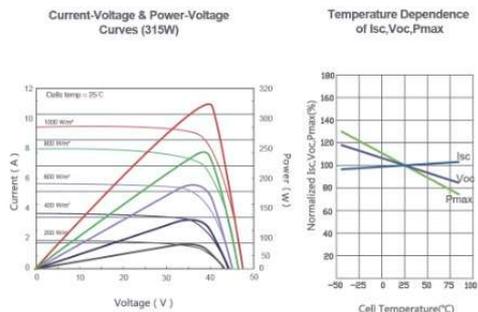
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



**Engineering Drawings**



**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length: 900mm or Customized Length

**Packaging Configuration**

( Two pallet=One stack )  
 25pcs/pallet, 50pcs/stack, 600 pcs/40'HQ Container

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM310P		JKM315P		JKM320P		JKM325P		JKM330P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	310Wp	230Wp	315Wp	233Wp	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.0V	34.4V	37.2V	34.7V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V
Maximum Power Current (Imp)	8.38A	6.68A	8.48A	6.71A	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.9V	42.7V	46.2V	42.8V	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.96A	7.26A	9.01A	7.28A	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A
Module Efficiency STC (%)	15.98%		16.23%		16.49%		16.75%		17.01%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-MKT-330P\_v1.0\_rev2016

www.jinkosolar.com



## Eagle Mono 72

# 325-345 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.  
IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)



### KEY FEATURES



**5 Busbar Solar Cell:**

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



**PID RESISTANT:**

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85°C /85%RH,96hours) for mass production.



**Low-light Performance:**

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



**Severe Weather Resilience:**

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

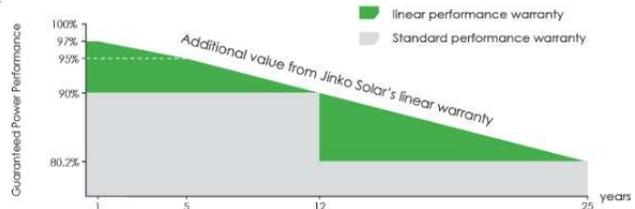


**Durability against extreme environmental conditions:**

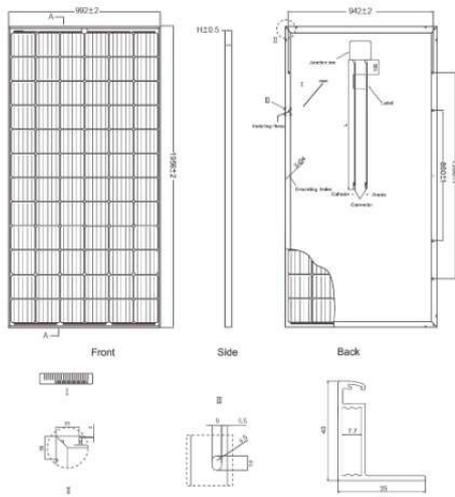
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

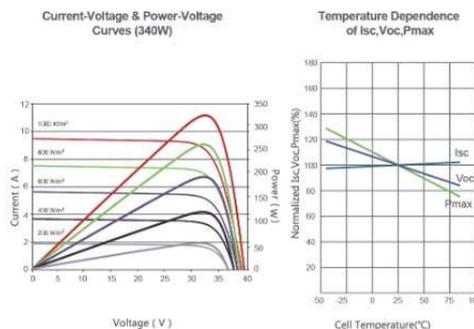
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline	156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)	
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)	
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)	
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	
Frame	Anodized Aluminium Alloy	
Junction Box	IP67 Rated	
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length:900mm or Customized Length	

### Packaging Configuration

( Two boxes=One pallet)  
 26pcs/pallet , 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM325M-72		JKM330M-72		JKM335M-72		JKM340M-72		JKM345M-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp	340Wp	254Wp	345Wp	258Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.0V	36.3V	38.2V	36.4V	38.4V	36.6V	38.7V	36.8V	38.9V	37.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.55A	6.67A	8.64A	6.75A	8.72A	6.82A	8.79A	6.89A	8.87A	6.98A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.5V	44.5V	46.7V	44.8V	46.9V	45.2V	47.1V	45.5V	47.3V	45.8V
Short-circuit Current (Isc)	9.03A	7.19A	9.11A	7.24A	9.18A	7.29A	9.24A	7.33A	9.31A	7.38A
Module Efficiency STC (%)	16.75%		17.01%		17.26%		17.52%		17.78%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.05%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-345M-72\_1.0\_rev2017

## 10. ANEXO II

Função distribuição de frequências	
Burr: $f(x) = \frac{\alpha k \left(\frac{x-\gamma}{\beta}\right)^{\alpha-1}}{\beta \left(1 + \left(\frac{x-\gamma}{\beta}\right)^\alpha\right)^{k+1}}$	Gen. Extreme Value: $f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma} \exp(-(1+kz)^{-1/k}) (1+kz)^{-1-1/k} \\ \frac{1}{\sigma} \exp(-z - \exp(-z)) \end{cases}$
Cauchy: $f(x) = \left(\pi \sigma \left(1 + \left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right)\right)^{-1}$	Hypersecant: $f(x) = \frac{\operatorname{sech}\left(\frac{\pi(x-\mu)}{2\sigma}\right)}{2\sigma}$
Dagum: $f(x) = \frac{\alpha k \left(\frac{x-\gamma}{\beta}\right)^{\alpha k-1}}{\beta \left(1 + \left(\frac{x-\gamma}{\beta}\right)^\alpha\right)^{k+1}}$	Log-Logistic: $f(x) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{x-\gamma}{\beta}\right)^{\alpha-1} \left(1 + \left(\frac{x-\gamma}{\beta}\right)^\alpha\right)^{-2}$
Error: $f(x) = \frac{h}{\sqrt{\pi}} \exp(-(hx)^2)$	Log-Pearson 3: $f(x) = \frac{1}{x  \beta  \Gamma(\alpha)} \left(\frac{\ln(x)-\gamma}{\beta}\right)^{\alpha-1} \exp\left(-\frac{\ln(x)-\gamma}{\beta}\right)$
Frechet: $f(x) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{\beta}{x-\gamma}\right)^{\alpha+1} \exp\left(-\left(\frac{\beta}{x-\gamma}\right)^\alpha\right)$	Johnson SU: $f(x) = \frac{\delta}{\lambda \sqrt{2\pi} \sqrt{z^2+1}} \exp\left(-\frac{1}{2}(\gamma + \delta \ln(z + \sqrt{z^2+1}))^2\right)$
Pearson 6P: $f(x) = \frac{((x-\gamma)/\beta)^{\alpha_1-1}}{\beta B(\alpha_1, \alpha_2) (1 + (x-\gamma)/\beta)^{\alpha_1+\alpha_2}}$	Pert $f(x) = \frac{1}{B(\alpha_1, \alpha_2)} \frac{(x-a)^{\alpha_1-1} (b-x)^{\alpha_2-1}}{(b-a)^{\alpha_1+\alpha_2-1}}$

	Módulos de Si-Mc 270 Wp com 60 células	Módulos de Si-Mc 325 Wp com 72 células	Módulos de Si-mono 340 Wp com 72 células
<b>V<sub>oc</sub> (V)</b>	<i>Burr (4P)</i> k=4,25 α=6,18 β=0,29 γ=38,0	<i>Dagum(4P)</i> k=0,634 α=1,16x10 <sup>3</sup> β=9,45	<i>Log-Logistic</i> α=468,0 β=46,2
<b>I<sub>sc</sub> (A)</b>	<i>Pert</i> m=9,53 a=9,49 b=9,58	<i>Gen. Extreme Value</i> k=-0,406; σ=0,018; μ=9,437	<i>Dagum</i> k=0,63; α=802,0; β=9,65
<b>FF (%)</b>	<i>Error</i> k=1,73 σ=0,217 μ=76,6	<i>Pert</i> m=77,5 a=76,9 b=78,2	<i>Gen. Extreme Value</i> k=-0,292; σ=0,283; μ=77,8
<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	<i>Burr (4P)</i> k=0,298 α=27,7 β=1,11 γ=29,4	<i>Log-Logistic (3P)</i> α=1,54x10 <sup>8</sup> ; β=1,71x10 <sup>7</sup> γ=-1,71x10 <sup>7</sup>	<i>Dagum</i> k=0,328; α=834,0; β=37,9
<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	<i>Cauchy</i> σ=0,013 μ=9,13	<i>Burr (4P)</i> k=0,468 α=7,604 β=0,082 γ=8,826	<i>Frechet</i> α=309,0; β=9,16
<b>P<sub>MP</sub> (W)</b>	<i>Log-Pearson 3</i> α=44,3 β=4,75x10 <sup>-4</sup> γ=5,61	<i>Error</i> k=3,16 σ=1,13 μ=336,0	<i>Log-Logistic</i> α=293,0; β=346,0
<b>η<sub>MOD</sub> (%)</b>	<i>Dagum</i> k=87,3 a=316,0 b=16,8	<i>Pert</i> m=17,3 a=17,2 b=17,5	<i>Log-Logistic</i> a=266,06 b=17,852
<b>η<sub>CÉL</sub> (%)</b>	<i>Johnson SU</i> γ = -0,27; δ = 2,4 λ = 0,15; ξ = 19,0	<i>Hypersecant</i> s = 0,075 m=19,2	<i>Pearson 6 (4P)</i> a <sub>1</sub> =26386,0 a <sub>2</sub> =2,8401x10 <sup>6</sup> b=2128,8



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul  
Pró-Reitoria de Graduação  
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 1 - 3º. andar  
Porto Alegre - RS - Brasil  
Fone: (51) 3320-3500 - Fax: (51) 3339-1564  
E-mail: [prograd@pucrs.br](mailto:prograd@pucrs.br)  
Site: [www.pucrs.br](http://www.pucrs.br)