

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,**  
**METALÚRGICA E DE MATERIAIS**

**JULIANO THEIS DOS SANTOS**

**ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS**  
**FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO CRISTALINO**

Dissertação para obtenção do Título de  
Mestre em Engenharia

Porto Alegre  
2020

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,**  
**METALÚRGICA E DE MATERIAIS**

**ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS**  
**FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO CRISTALINO**

Juliano Theis dos Santos

Engenheiro Mecânico

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais como requisito parcial para a obtenção do grau de mestre em Engenharia.

Área de concentração: Ciência e Tecnologia dos Materiais

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger.

Porto Alegre, 2020.

JULIANO THEIS DOS SANTOS

**ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO CRISTALINO**

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger.

Aprovado em: 11/05/2020.

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia, área de concentração de Ciência e Tecnologia dos Materiais, e aprovada em sua forma final, pelo orientador e pela Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (UFSC)

Prof. Dr. Aline Cristiane Pan (UFRGS-CLN)

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin (UFRGS-PPGE3M)

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família pelo amor, dedicação, apoio moral e por me ensinarem os valores da vida, além de acreditarem e valorizarem as minhas conquistas.

A todos os meus amigos e amigas, sejam de longa data ou mais novos, inclusive aos que conquistei ao longo da pós-graduação, por todo o apoio e troca de conhecimento acadêmico.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, conceituada referência no ensino superior brasileiro, pela oportunidade de fazer parte de sua história. A todos os professores desta universidade e, principalmente, ao orientador deste trabalho, Prof. Dr. Arno Krenzinger, agradeço pela paciência, ensinamentos e colaboração.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais - PPGE3M pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

## RESUMO

Este trabalho tem por objetivo analisar a Degradação Induzida pelo Potencial (*PID*, do inglês *Potential Induced Degradation*) em módulos fotovoltaicos de tecnologia silício monocristalino de base tipo “*p*” com potência nominal de 240 Wp. O efeito de *PID* é responsável pela redução da eficiência de conversão de energia, o qual gera impacto sobre o tempo de retorno do investimento financeiro, sobretudo em centrais elétricas de médio e grande porte. Em relação ao arranjo de módulos dessas centrais elétricas, o mesmo costuma operar com tensões elétrica próximas a 1000 V ou 1500 V e, em conjunto com características ambientais, favorece a ocorrência deste fenômeno. Os ensaios foram realizados no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, cuja metodologia foi empregada com base na norma IEC TS 62804-1:2015 para avaliar a propensão dos módulos serem afetados por *PID*. Quanto à caracterização elétrica dos módulos, esta foi realizada em um Simulador Solar Pulsado de Grande Área (*LAPSS*, do inglês *Large Area Pulsed Solar Simulator*) em conformidade com o padrão internacional estabelecido na norma IEC TS 60904-9:2007, sendo este equipamento classificado como  $A^+A^+A^+$ . Os ensaios de captação de imagens de eletroluminescência foram desempenhados com uma câmera digital convencional adaptada, equipada com sensor *CCD*, sendo a metodologia adotada com base na norma IEC TS 60904-13:2018. Além da técnica qualitativa de análise das imagens foram ainda utilizados histogramas em escalas de cinza para avaliação quantitativa. Os resultados obtidos demonstram que a metodologia utilizada é eficaz. Os módulos avaliados foram afetados por *PID*, apresentando uma redução significativa do ponto de máxima potência (*MPP*, do inglês *Maximum Power Point*), redução da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e sinais de degradação que puderam ser observados nas imagens de eletroluminescência. Com a finalidade de avaliar a capacidade dos módulos se recuperarem da degradação, foram realizados novos ensaios de *PID*, no entanto com polaridade elétrica inversa. No que se refere aos resultados, estes demonstraram que a recuperação foi quase completa, apresentando uma redução mínima do *MPP*, se comparada com o estado inicial, sendo possível verificar pequenos sinais de degradação nas imagens de eletroluminescência. Todos os objetivos deste trabalho foram alcançados.

Palavras-chaves: Módulos Fotovoltaicos, Degradação Induzida pelo Potencial, Eletroluminescência.

## ABSTRACT

This work aims to analyze the Potential-Induced Degradation – PID in photovoltaic modules of “p” type monocrystalline silicon technology with a nominal capacity of 240 Wp. The PID effect is responsible for reducing the efficiency of energy conversion, or what has an impact on the time of return on financial investment, especially in medium and large power plants. Regarding the arrangement of the central electrical modules, it usually operates with electrical voltages close to 1000 V or 1500 V and, together with environmental resources, favors the occurrence of this phenomenon. The tests were carried out at the Solar Energy Laboratory of the Federal University of Rio Grande do Sul, whose methodology was used based on the IEC TS 62804-1: 2015 standard to assess the propensity of the modules affected by the PID. As for the electrical characterization of the modules, it was carried out in the Large Area Solar Pulsation Solar Simulator - LAPSS in accordance with the international standard established by the IEC TS 60904-9: 2007 standard, which is used to test how  $A^+A^+A^+$ . The electroluminescence imaging tests were performed with a conventional adapted digital camera, equipped with a CCD sensor, and a methodology adopted based on the IEC TS 60904-13: 2018 standard. In addition to the qualitative technique of image analysis, they are still used gray-scale histograms for quantitative assessment. The results obtained demonstrate that the methodology used is effective. The modules used were affected by the PID, presenting a significant reduction in the maximum power point - MPP, reduction of the open circuit voltage ( $V_{oc}$ ) and signs of degradation that can be observed in the electroluminescence images. With the ability to assess the capacity of the degradation recovery modules, new PID tests were performed, however, with reverse electrical polarity. It does not refer to the results, they demonstrate that the recovery was almost complete, reduced a minimum reduction of the MPP, when compared with the initial state, being possible to verify small signs of degradation in the electroluminescence images. All the objectives of this work have been achieved.

Keywords: Potential Induced Degradation, Electroluminescence on PV modules.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Produtividade média anual de geração de eletricidade pela conversão fotovoltaica. .....	16
Figura 2 - Usina fotovoltaica de Ituverava – BA.....	17
Figura 3 – Bandas de Energia.....	20
Figura 4 – Representação esquemática da estrutura de bandas de um semicondutor com absorção da energia dos fótons incidentes.....	22
Figura 5 – Representação de semicondutores do tipo “ <i>p</i> ” e “ <i>n</i> ”.....	23
Figura 6 – Junção “ <i>pn</i> ” exposta à luz.....	24
Figura 7 – Circuito elétrico de uma célula fotovoltaica real. ....	25
Figura 8 – Curva característica de um módulo fotovoltaico. ....	26
Figura 9 – Influência da irradiância na curva característica. ....	27
Figura 10 - Influência da temperatura na curva característica.....	27
Figura 11 – Fator de forma.....	29
Figura 12 – Etapas da produção do silício monocristalino.....	31
Figura 13 - Etapas da produção do silício policristalino. ....	32
Figura 14 – Imagem computacional explodida de um módulo fotovoltaico.....	32
Figura 15 – Caixa de junção. ....	33
Figura 16 – Secção transversal de um módulo de c-Si base P. ....	34
Figura 17 – Mecanismo de <i>PID</i> em células de base tipo “ <i>p</i> ”.....	35
Figura 18 – Redução da resistência paralela e da tensão de circuito aberto em uma célula de c-Si submetida a diversos ensaios de <i>PID</i> em laboratório.....	36
Figura 19 – Influência da umidade relativa nas correntes de fuga na tecnologia c-Si. Os pontos azuis, verdes e vermelhos representam respectivamente umidades relativas de 10 %, 50 % e 95 % a que os módulos foram submetidos durante os ensaios.....	37
Figura 20 – Ensaio de <i>PID</i> . ....	38

Figura 21 - Distribuição de células afetadas por <i>PID</i> em um arranjo de módulos, quando mais escura maior o efeito da degradação.....	39
Figura 22 – Imagens de eletroluminescência (a) módulo A antes do ensaio (b) módulo A depois do ensaio (c) módulo B antes do ensaio (d) módulo B depois do ensaio.....	39
Figura 23 – Ensaio de <i>PID</i> acelerado em laboratório.....	40
Figura 24 - emissão de radiação do Silício em uma faixa de comprimento de onda. ....	41
Figura 25 – Capacidade de resposta no espectro eletromagnético. ....	41
Figura 26 – Câmera fotográfica desmontada, identificado o filtro de infravermelho removido (1), o sensor CCD (2), o suporte do filtro (3) e obturador (4). ....	42
Figura 27 – Histogramas de imagens em escala de cinza em conjunto com imagens de eletroluminescência, módulo energizado (a), módulo desenergizado (b), subtração de pixel a pixel da imagem a e b. (c) e módulo em uma sala escura ideal (d).....	42
Figura 28 – Imagem termográfica, identificando pontos mais amarelos afetados por <i>PID</i> . ....	43
Figura 29 – Curva característica de um módulo com <i>PID</i> e livre de <i>PID</i> . ....	44
Figura 30 - SMA PV Offset Box.....	45
Figura 31 – Esquema elétrico de ligações do SMA PV Offset Box.....	45
Figura 32 – Etapas do estudo.....	46
Figura 33 – Conjunto de lâmpadas do <i>LAPSS</i> . ....	48
Figura 34 – Célula de referência PASAN .....	49
Figura 35 – Módulo fixado no <i>LAPSS</i> .....	49
Figura 36 – Câmera Canon modelo EOS Rebel T6.....	50
Figura 37 – Fonte digital de marca Kepco modelo BOP 100-10MG.....	51
Figura 38 – Dinâmica de um ensaio de imagem de eletroluminescência.....	51
Figura 39 – Superfície fotoativa do módulo coberta com papel alumínio. ....	52
Figura 40 – Esquema elétrico de ligações, ciclo de degradação. ....	52
Figura 41 – Fonte Instrum modelo Hypot Tester 5 KV. ....	53



Figura 42 – Esquema elétrico de ligações, ciclo de recuperação. ....	53
Figura 43 - Comparação entre imagens de eletroluminescência de um mesmo módulo. ....	54
Figura 44 – Etapa inicial para gerar um histograma de imagem no software ImageJ.....	55
Figura 45 – Salvar um histograma de imagem no software ImageJ.....	55
Figura 46 – Imagem de eletroluminescência do módulo A, etapa inicial. ....	57
Figura 47 – Imagem de eletroluminescência do módulo A, ciclo de degradação. ....	57
Figura 48 – Imagem de eletroluminescência do módulo A, ciclo de recuperação.....	58
Figura 49 – Ampliação de uma célula da imagem da Figura 48. ....	58
Figura 50 – Curva $I-V$ do módulo A.....	59
Figura 51 – Curva $P-V$ módulo A.....	59
Figura 52 – Histograma ciclo de degradação do módulo A. ....	60
Figura 53 – Histograma ciclo de recuperação do módulo A. ....	61
Figura 54 – Imagem de eletroluminescência do módulo B, etapa inicial.....	62
Figura 55 – Imagem de eletroluminescência do módulo B, ciclo de degradação. ....	62
Figura 56 – Ampliação da imagem de uma célula da Figura 55. ....	63
Figura 57 – Imagem de eletroluminescência do módulo, ciclo de recuperação.....	63
Figura 58 - Ampliação da imagem de um conjunto de células da Figura 57. ....	64
Figura 59 - Curva $I-V$ do módulo B.....	64
Figura 60 - Curva $P-V$ do módulo B.....	65
Figura 61 - Histograma ciclo de degradação do módulo B. ....	65
Figura 62 - Histograma ciclo de recuperação do módulo B. ....	66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada de geração de energia elétrica centralizada no Brasil (MW). .....	16
Tabela 2 - Especificações elétricas dos módulos para as condições de.....	47
Tabela 3 – Comparação entre a classe AAA e o SunSim3C.....	48
Tabela 4 – Comparação dos resultados dos ensaios no <i>LAPSS</i> do módulo A.....	56
Tabela 5 – Comparação dos resultados dos ensaios no <i>LAPSS</i> do módulo B.....	61

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
CCD	Dispositivo de carga acoplada
CdTe	Telureto de Cádmio
CIS	Disseneto de cobre e índio
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selênio
c-Si	Silício cristalino
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Ethylene-Vinyl Acetate
GaAs	Arseneto de Gálio
GaN	Nitreto de Gálio
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
LED	Diodo Emissor de Luz
m-Si	Silício monocristalino
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PID	Degradação Induzida pelo Potencial
p-Si	Silício policristalino
STC	Condições padrão de referência para ensaio
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Área do módulo fotovoltaico	[m <sup>2</sup> ]
$E_f$	Energia do fóton	[J]
$G$	Irradiância	[W/m <sup>2</sup> ]
$h$	Constante de Planck	[J.s]
$I$	Corrente de saída	[A]
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo	[A]
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência	[A]
$I_{ph}$	Corrente fotogerada	[A]
$I_{sc}$	Corrente de curto circuito	[A]
$k$	Constante de Boltzmann	[J/K]
$\eta$	Eficiência	-
$P_{max}$	Potência máxima	[W]
$q$	Carga do elétron	[C]
$R_s$	Resistência em série	[ $\Omega$ ]
$R_{sh}$	Resistência em paralelo	[ $\Omega$ ]
$T$	Temperatura absoluta	[K]
$V$	Tensão de saída	[V]
$\nu$	frequência da radiação eletromagnética	[Hz]
$V_{max}$	Tensão máxima de sistema	[V]
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência	[V]
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto	[V]

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Justificativa.....	18
1.2	Objetivo geral.....	18
1.3	Objetivos específicos.....	19
1.4	Escopo da dissertação.....	19
2	TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	20
2.1	Célula Fotovoltaica .....	20
2.2	Curva característica .....	25
2.3	Parâmetros elétricos .....	28
2.4	Células de silício .....	30
2.4.1	Silício monocristalino .....	30
2.4.2	Silício policristalino .....	31
2.5	Módulo fotovoltaico.....	32
3	DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL .....	34
3.1	Cacterização .....	34
3.2	Fatores de influência .....	36
3.3	Detecção.....	39
3.4	Mitigação e recuperação.....	44
4	MATERIAIS E MÉTODOS.....	46
4.1	Seleção dos módulos fotovoltaicos .....	46
4.2	Caracterização elétrica .....	47
4.3	Ensaio de eletroluminescência.....	50

4.4 Ensaio de degradação induzida pelo potencial .....	52
4.5 Relacionar e avaliar os resultados .....	54
5 RESULTADO E DISCUSSÃO.....	56
5.1 Módulo A .....	56
5.2 Módulo B.....	61
6 CONCLUSÃO.....	68
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	70

## 1 INTRODUÇÃO

Os avanços tecnológicos ao longo de séculos sempre envolveram a ciência e tecnologia de materiais, períodos da história foram batizados com o nome do material na qual a sociedade adquiriu habilidades de manuseio e processamento. A Idade do Cobre, Idade do Ferro, Idade do Bronze são exemplos de períodos da história que esses metais representaram um grande avanço tecnológico para a época (Educa Mais Brasil, 2020).

Os materiais sólidos convenientemente são classificados com base na estrutura atômica e composição química, sendo agrupados com a seguinte classificação básica: cerâmicos, metais e poliméricos. Além desse grupo, adicionalmente, existem materiais intermediários com características de engenharia peculiares, classificados como: biomateriais, compósitos e semicondutores (Callister, 2008).

Os materiais semicondutores são caracterizados pelas propriedades elétricas intermediárias, quando comparados aos isolantes e condutores elétricos. Essas propriedades podem ser controladas com a adição de átomos de impureza à pequenas concentrações ao longo de pequenas regiões espaciais, característica que revolucionou a indústria eletrônica com o advento do diodo semicondutor, proporcionando o desenvolvimento de tecnologias como a de células fotovoltaicas, responsáveis pela conversão da radiação emitida pelo sol em energia elétrica (Callister, 2008).

A disponibilidade de recursos energéticos é um fator que contribui para o desenvolvimento econômico de uma nação. No Brasil existe uma grande abundância de recursos hídricos para a exploração de energia elétrica, por este motivo essa matriz energética representa mais de 50 % da capacidade instalada de geração de energia elétrica (EPE, 2019).

Neste contexto, a crescente preocupação quanto à utilização racional dos recursos energéticos disponíveis no planeta de maneira sustentável e economicamente competitivos está motivando a pesquisa, desenvolvimento e a exploração de energias com fontes renováveis. A energia solar fotovoltaica é uma dessas fontes de energia renováveis (Portal Solar, 2020).

No Brasil, considerando a grande abundância de recursos hídricos, a energia solar fotovoltaica está destacando-se nestes últimos anos. Analisando os dados publicados no

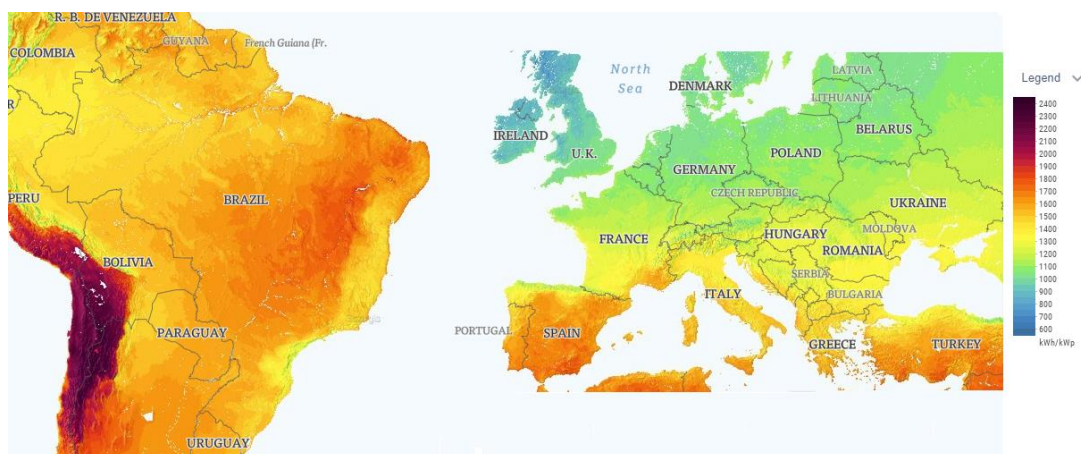
Balanco Energético Nacional de 2019, exibidos na Tabela 1, tendo como ano base o ano de 2018, a capacidade instalada de geração centralizada de energia elétrica a partir de sistemas e usinas fotovoltaicas aumentou significativamente a partir do ano de 2016 (EPE, 2019). O total de transformação de energia elétrica fotovoltaica, somando a geração centralizada e distribuída, no ano de 2018 era de 3.461 MW, porém no ano de 2019 já ultrapassou capacidade instalada de 6.654 MW (EPE, 2020).

**Tabela 1 - Capacidade instalada de geração de energia elétrica centralizada no Brasil (MW).**

FONTE DE GERAÇÃO	2015	2016	2017	2018
Hídrica	91.650	96.925	100.275	104.139
Térmica	39.563	41.275	41.628	40.523
Eólica	7.631	10.122	12.281	14.388
Nuclear	1.990	1.990	1.990	1.990
Solar	21	24	935	1.798
Total	140.858	150.338	157.112	162.840

Fonte: Adaptado de EPE, 2019.

O aumento dessa capacidade instalada de geração pode ser justificado pelas mudanças regulatórias no mercado de energia solar, pela da redução dos custos de produção dos equipamentos que compõem todo o sistema fotovoltaico, além de linhas de crédito para financiamento de todo o sistema com taxas competitivas (Instituto Solar, 2020). Além disso, as características climáticas do Brasil são favoráveis, o potencial de geração de energia elétrica fotovoltaica é superior do que em muitos países da Europa. A Figura 1 exhibe a capacidade média de geração em diferentes países.



**Figura 1 – Produtividade média anual de geração de eletricidade pela conversão fotovoltaica.**

Fonte: Adaptado de Global Solar Atlas, 2019.



Em uma usina de fotogeração para aumentar a capacidade instalada é necessário uma maior quantidade de módulos fotovoltaicos para conversão de energia, esses módulos geralmente são associados em arranjos ligados eletricamente em associação série, operando em malhas com tensões elétricas próximas a tensão máxima de sistema (Canal Solar, 2020). A Figura 2 ilustra uma usina de fotogeração situada no município de Ituverava no estado da Bahia, observa-se uma grande quantidade de módulos fotovoltaicos agrupados ordenadamente.



**Figura 2 - Usina fotovoltaica de Ituverava – BA.**

Fonte: Elekt Solar, 2020.

Na década de 1970 alguns pesquisadores relataram uma redução precoce e significativa na eficiência de conversão de energia em algumas usinas de fotogeração sem motivo aparente, porém haviam características em comum entre todas elas, ambas apresentavam polarização elétrica equivalente e operavam com tensões elevadas de trabalho próximas a tensão máxima de sistema. Estudos avançaram e demonstraram que essa característica de operação favorecia a ocorrência de um fenômeno chamado de Degradação Induzida pelo Potencial (*PID*, do inglês Potential Induced Degradation), ocasionando uma redução significativa na capacidade de fotogeração (Advanced Energy, 2019).

Informações divulgadas em Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia pela EPE, analisando as características nos empreendimentos participantes nos leilões entre 2013 e

2018, demonstram uma migração no aumento da tensão máxima de sistema de 1000 V para 1500 V e aumento do número de células por módulo de tecnologia silício cristalino. Essa migração permite a utilização de séries mais longas de módulos e contribui para a redução das correntes no sistema e nos custos com cabeamento ao operar com maior capacidade instalada de fotogeração, porém também favorece a ocorrência do efeito de *PID* principalmente em regiões com umidade relativa e temperaturas elevadas (EPE, 2018).

## **1.1 Justificativa**

O recente histórico de ascensão da capacidade instalada de geração de energia elétrica fotovoltaica no Brasil é um forte indicador de desenvolvimento deste setor. A tecnologia de fabricação de módulos fotovoltaicos está em constante evolução, alguns fabricantes adotaram novas estratégias de engenharia na fabricação de seus novos produtos e relatam estarem livres do efeito de *PID*. Porém, existe uma grande quantidade de módulos fotovoltaicos susceptíveis a esse fenômeno e que estão em operação no Brasil e em diversos países, alguns inclusive com data de fabricação superior a 10 anos.

Ademais, são poucas as empresas e instituições de ensino que possuem conhecimento e equipamentos adequados para detectar e avaliar o efeito de *PID*. Ainda, dados apresentados pela EPE dão conta de uma forte tendência de aumento da tensão máxima de operação do sistema que contribui significativamente para ocorrência deste fenômeno. A redução da eficiência de conversão de energia gera impacto sobre o tempo de retorno do investimento financeiro e na viabilidade econômica de projetos de fotogeração. A eficiência energética em diversos processos, aplicações e afins é um tema bastante relevante em nível global nas áreas mais distintas do conhecimento, principalmente nas engenharias. Este amplo contexto justifica a importância deste estudo.

## **1.2 Objetivo geral**

A presente dissertação tem por objetivo analisar os efeitos da degradação induzida pelo potencial em módulos fotovoltaicos no LABSOL-UFRGS.

### **1.3 Objetivos específicos**

1. Induzir a *PID* em 2 módulos previamente selecionados;
2. Realizar ensaios de recuperação da *PID*;
3. Comparar curvas características antes e depois da *PID* e sua recuperação;
4. Analisar imagens obtidas por eletroluminescência nas diferentes etapas dos ensaios.

### **1.4 Escopo da dissertação**

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica quanto ao funcionamento da tecnologia fotovoltaica.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica quanto ao fenômeno de *PID*.

O Capítulo 4 aborda metodologia empregada com o detalhamento de equipamentos, parâmetros e procedimentos adotados.

O Capítulo 5 apresenta os resultados e análises obtidos em todas as etapas.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões desta dissertação.

## 2 TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo são abordados conceitos importantes da tecnologia de materiais semicondutores, processos de fabricação do silício, caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos e a análise de condições de contorno que influenciam seu funcionamento.

### 2.1 Célula Fotovoltaica

O Germânio (Ge), Silício (Si), Arsênio (As), Fósforo (P), Carbono (C), Selênio (Se) e Telúrio (Te) são materiais semicondutores que pertencem aos grupos 14 a 16 da tabela periódica, comportando-se como isolantes elétricos na temperatura de 0 K (zero absoluto), apresentando ausência de elétrons na banda de condução e elétrons preenchendo toda a banda de valência. Além desses materiais, há semicondutores de outros grupos da tabela periódica que formam compostos binários, terciários ou quaternários. Por exemplo: Nitreto de Gálio (GaN), Arseneto de Gálio (GaAs), Telureto de Cádmio (CdTe), Disseleneto de Cobre-Índio e InGaAsP (Lengruber, 2014 e Pinho; Galdino, 2014).

A energia de espaçamento entre bandas ( $E_g$ ) que também pode ser denominada de banda proibida, *bandgap* ou simplesmente *gap*, ilustrada na Figura 3, em materiais condutores é nula, em materiais semicondutores pode atingir até 3eV e acima deste valor o material é caracterizado como isolante (Callister, 2008).

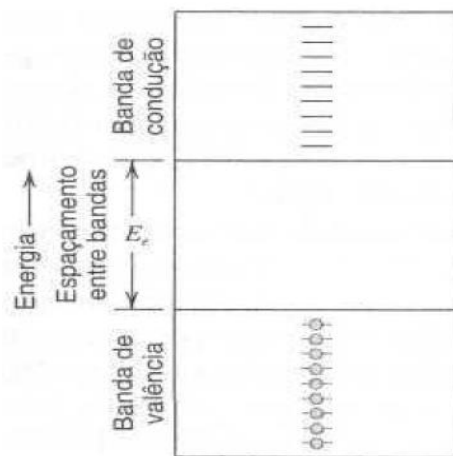


Figura 3 – Bandas de Energia.

Fonte: Callister, 2008.

O aumento de temperatura exerce influência no aumento da condutividade nos semicondutores, ocasionado pela excitação térmica de elétrons da banda de valência para a banda de condução, formando lacunas na banda de valência, caracterizada pela existência de portadores de carga positiva, cuja mobilidade é cerca de um terço da mobilidade do elétron (Callister, 2008).

Sendo assim, para temperaturas superiores à 0K, sempre haverá elétrons ocupando a banda de condução, a concentração de portadores intrínsecos ( $n_i$ ) é equivalente à concentração de elétrons ( $n$ ) na banda de condução e, também, equivalente a concentração de lacunas ( $p$ ) existentes na banda de valência, representado na Equação 1 (Lengruber, 2014).

$$n = p = n_i \quad (1)$$

Os semicondutores intrínsecos são caracterizados pelo fato do comportamento elétrico estar diretamente relacionado a estrutura eletrônica inerente ao material puro, a Equação 2 relaciona a influência da temperatura com a concentração de portadores (Pinho; Galdino, 2014).

$$n_i^2 \cong B e^{-\frac{E_g}{kT}} \quad (2)$$

onde:

$n_i$  – Concentração de portadores intrínsecos;

$p$  – Concentração de portadores positivos (lacunas);

$n$  – Concentração de portadores negativos (elétrons);

$B$  – Constante aproximada para os semicondutores ( $\sim 10^{39} \text{ cm}^6$ );

$k$  – Constante de Boltzmann ( $1,3806 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ );

$T$  – Temperatura absoluta;

$E_g$  – Energia de espaçamento entre bandas.

A ionização por impacto também consiste em um mecanismo de geração de novos portadores de cargas, ocorre pelos movimentos de interação das próprias partículas carregadas de energia cinética. Entretanto, o fenômeno responsável pela geração de energia elétrica em uma célula fotovoltaica é a possibilidade de geração de pares de elétron-lacuna na incidência de fótons na superfície do semicondutor, porém a energia do fóton ( $E_f$ ), relacionada na Equação 3, deve ser superior ao *gap* de energia ( $E_g$ ) (Pinho; Galdino, 2014 e Souza, 2017).

$$E_f = h \nu \quad (3)$$

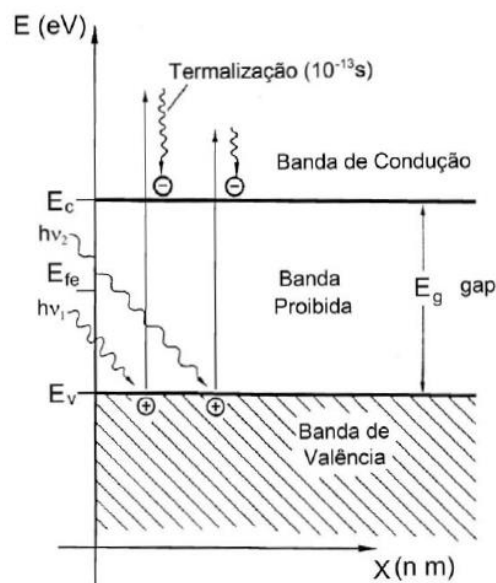
onde:

$E_f$  – Energia do fóton;

$h$  – Constante de Planck;

$\nu$  – frequência da radiação eletromagnética.

A energia do fóton ( $h\nu$ ) quando superior ao *gap* de energia é dissipada em forma de calor no material, ilustrado na Figura 4, esse processo é denominado termalização. (Callister, 2008 e Lengruber, 2014).



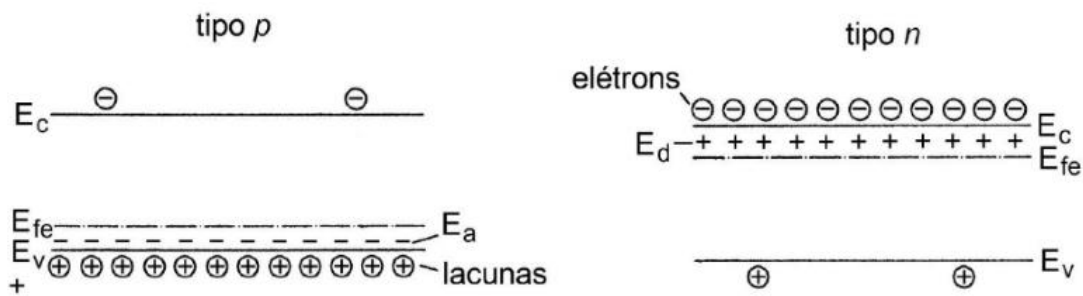
**Figura 4 – Representação esquemática da estrutura de bandas de um semicondutor com absorção da energia dos fótons incidentes.**

Fonte: Oldenburg, 1994 apud Souza, 2017.

O nível médio de energia ( $E_{fe}$ ), também chamado de nível de Fermi, consiste na média da diferença de energia entre os portadores da banda de condução ( $E_c$ ) e da banda de valência ( $E_v$ ), nos semicondutores intrínsecos está situada no meio da banda proibida (Callister, 2008 e Lengruber, 2014).

No entanto, em semicondutores extrínsecos, cujas características elétricas são manipuladas com a inserção de átomos de impurezas, processo conhecido como dopagem, o nível de Fermi está acima do ponto médio da banda proibida para semicondutores do tipo “*n*” e abaixo do ponto médio da banda proibida para semicondutores do tipo “*p*” (Callister, 2008 e Zapata, 2017).

Os semicondutores do tipo “*p*” são caracterizados pela existência de uma grande quantidade de lacunas na banda de valência, que podem ser observadas na Figura 5. O nível de energia das impurezas aceitadoras ( $E_a$ ) ou dopantes do tipo “*p*” representa um estado eletrônico em que os elétrons de valência podem migrar com uma energia um pouco maior que a energia dos elétrons de valência (Callister, 2008 e Zapata, 2017).



**Figura 5 – Representação de semicondutores do tipo “*p*” e “*n*”.**

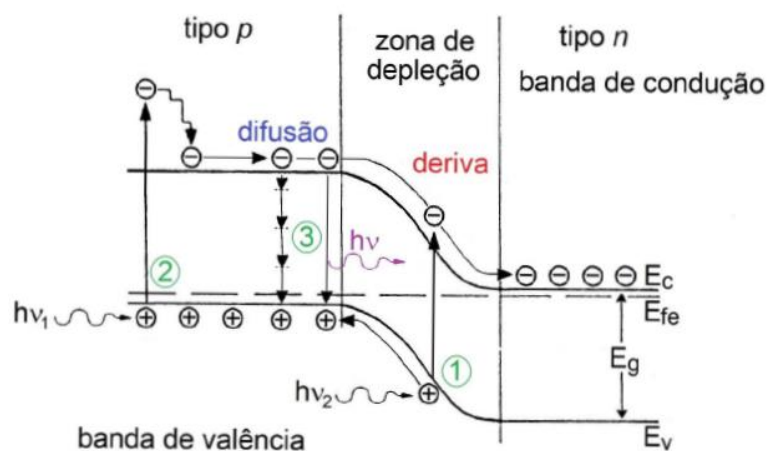
Fonte: Oldenburg, 1994 apud Pinho; Galdino, 2014.

Bem como, nos semicondutores do tipo “*n*” há uma grande quantidade de elétrons livres na banda de condução, o nível de energia das impurezas dopantes ( $E_d$ ) representa o nível de energia dos elétrons não emparelhados dos átomos das impurezas doadoras (Lengruber, 2014).

A união de um semicondutor do tipo “*p*” com outro do tipo “*n*” é denominada de junção “*pn*”, o fenômeno de fotogeração ou efeito fotovoltaico ocorre quando essa junção é irradiada por fótons com energia superior ao *gap* de energia, ocasionando a separação de pares de elétron-lacuna. Neste processo, a energia do fóton é convertida em energia elétrica, este efeito pode ocorrer em qualquer diodo semicondutor quando exposto à luz. Em suma as células fotovoltaicas são diodos semicondutores de grande área otimizados para a fotogeração de energia (Lengruber, 2014 e Zapata, 2017).

Na junção “*pn*”, ilustrada na Figura 6, forma-se uma região de interface chamada de zona de depleção ou zona de carga espacial, onde praticamente não há portadores de carga, além disso, ocorre a formação de um campo elétrico que gera uma barreira de potencial. A diferença de potencial da célula fotovoltaica consiste na diferença da energia do nível de Fermi de ambos os materiais, quando estão em contato ocorre um equilíbrio. No ponto 1 da Figura 5, os portadores de carga gerados na zona de depleção serão separados pelo campo

elétrico. O ponto 2 representa a geração de um par elétron-lacuna fora da zona de depleção. O ponto 3 representa o processo de recombinação indireta (Callister, 2008 e Zapata, 2017).



**Figura 6 – Junção “pn” exposta à luz.**

Fonte: Pinho; Galdino, 2014.

O processo de geração de portadores é caracterizado pela criação de um par elétron-lacuna, entretanto no processo de recombinação ocorre o inverso.

Na recombinação direta, também chamada de recombinação de banda a banda, o elétron livre combina-se espontaneamente a um sítio de energia vago, retornando da banda de valência para a banda de condução. Neste processo ocorre a liberação de energia sob forma de fótons, fenômeno explorado na fabricação de diodos emissores de luz (*LED's*). Em células de c-Si essa emissão ocorre na faixa de comprimento de onda do infravermelho, sendo possível captar esta emissão com uma câmera sensível a esta faixa de comprimento de onda. Na recombinação indireta, o elétron decai para um estado de energia intermediária pela existência de níveis de energia introduzidos na banda proibida pela existência de defeitos na estrutura cristalina (Callister, 2008 e Pinho; Galdino, 2014).

A ação de difusão dos portadores ou partículas de carga ocorre devido a existência de variação em sua concentração, podendo ocorrer em qualquer tipo de partícula, inclusive as sem cargas elétricas. Essas partículas tendem a espelhar movimentando-se de regiões de maior concentração para regiões de menor concentração e distribuindo-se uniformemente (Callister, 2008).

A ação de deriva é caracterizada pelo transporte de portadores em resposta a presença de um campo elétrico na zona de depleção. Portadores livres tendem a responder a um campo



elétrico aplicado, portadores positivos movimentam-se no sentido do campo elétrico, enquanto portadores negativos movimentam-se em oposição ao campo elétrico (Callister, 2008 e Pinho; Galdino, 2014).

## 2.2 Curva característica

A curva característica ou curva  $I$ - $V$  consiste em um método de caracterização elétrica muito utilizado na avaliação de módulos fotovoltaicos, visto que relaciona graficamente o comportamento da corrente elétrica para todo o domínio da tensão.

O circuito elétrico ilustrado na Figura 7 representa o modelo de uma célula fotovoltaica real ou não ideal, observa-se a existência de resistência elétrica em série ( $R_s$ ), responsável pelas perdas por efeito Joule, ocasionada principalmente nas conexões da junção do metal-semicondutor e das malhas metálicas. A existência de resistência elétrica em paralelo ou resistência shunt ( $R_{sh}$ ) é justificada pela ocorrência de pontos de curto circuito na junção “ $pn$ ” e de imperfeições no material ocasionando a circulação de correntes parasitas na célula. A corrente fotogerada ( $I_{ph}$ ) e a corrente do diodo ( $I_d$ ) também estão representadas (Leite, 2012 e Ruschel, 2019).

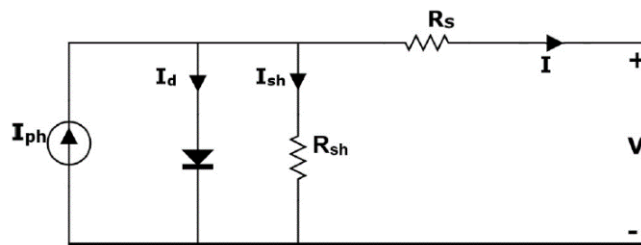


Figura 7 – Circuito elétrico de uma célula fotovoltaica real.

Fonte: Ruschel et al., 2016.

Dessa forma, a Equação 6 exibe a corrente elétrica de uma célula fotovoltaica real, considerando as resistências elétricas existentes no circuito elétrico (Dhimish, 2017).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{q(V+IR_s)}{mKT} \right)} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (4)$$

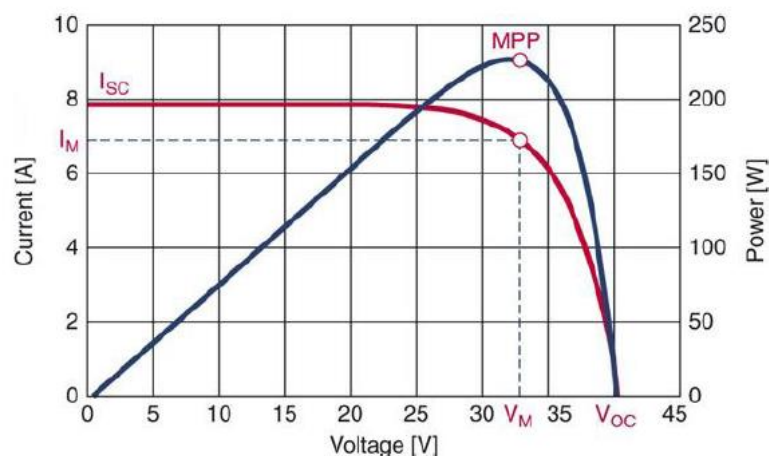
Onde:

$I$  – Corrente de saída;

$I_{ph}$  – Corrente fotogerada;  
 $I_0$  – Corrente de saturação reversa do diodo;  
 $q$  – Carga do elétron;  
 $m$  – Fator de idealidade do diodo;  
 $k$  – Constante de Boltzmann;  
 $V$  – Tensão de saída;  
 $T$  – Temperatura absoluta da junção;  
 $R_{sh}$  – Resistência paralelo;  
 $IR_s$  – Tensão na resistência série.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos terrestres utilizam condições normalizadas de operação para determinar a potência máxima, sendo condições padrão de teste (*STC*, do inglês *Standard Test Conditions*) uma delas, onde a irradiância solar é de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a temperatura das células no módulo de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e o espectro solar AM 1,5 (Brito et al, 2018).

A Figura 8 exibe a curva característica  $I$ - $V$  e a curva de potência  $P$ - $V$  sobreposta em um ensaio realizado em um módulo na condição *STC*.



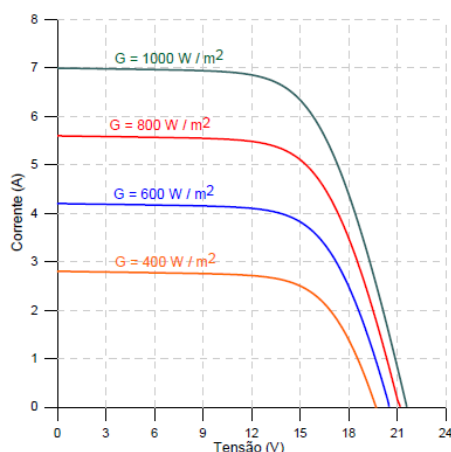
**Figura 8 – Curva característica de um módulo fotovoltaico.**

Fonte: Carneiro et al. 2018.

A potência máxima desenvolvida pelo módulo ocorre em apenas um único ponto que é chamado de ponto de máxima potência ou potência máxima (MPP), além disso é possível observar que não é no ponto de máxima tensão ou corrente e sim no ponto na qual a derivada da curva  $P$ - $V$  é nula (Carneiro et al. 2018).

A irradiância solar varia constantemente ao longo do dia, por este motivo existem equipamentos eletrônicos com algoritmos embarcados chamados de Seguidores do Ponto de Máxima Potência (do inglês MPPT - *Maximum Power Point Tracker*) para otimizar a eficiência do sistema.

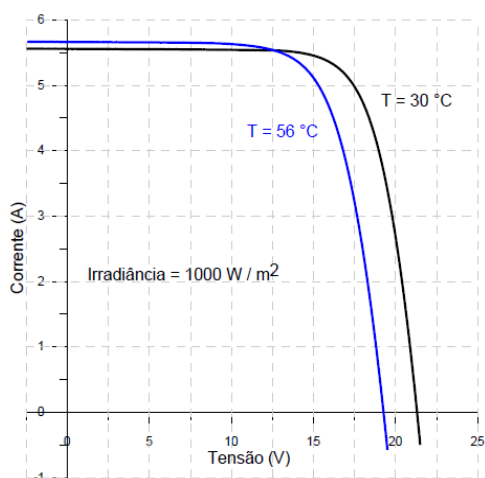
A Figura 9 ilustra a influência da irradiância solar na curva  $I-V$ , a corrente elétrica de um módulo composto por 36 células sob mesma temperatura varia de maneira diretamente proporcional, quanto mais elevada a irradiância mais elevada é a corrente.



**Figura 9 – Influência da irradiância na curva característica.**

Fonte: Gasparin, 2012.

Entretanto, a tensão elétrica varia inversamente proporcional em relação à temperatura das células que compõem o módulo, considerando a mesma condição de irradiância, podendo ser observada na Figura 10, quanto mais elevada a temperatura menor a tensão.



**Figura 10 - Influência da temperatura na curva característica.**

Fonte: Gasparin, 2012.

## 2.3 Parâmetros elétricos

A análise da curva característica ou curva  $I$ - $V$  constitui em método gráfico para avaliar o desempenho de módulos fotovoltaico e para determinar parâmetros elétricos (Brito, 2018).

A tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), exibida na Equação 5, pode ser definida como a força eletromotriz máxima, diferença de potencial ou tensão elétrica que pode ser gerada na ausência de circulação de corrente elétrica, depende principalmente: da corrente fotogerada, corrente de saturação e da temperatura. Ademais, está relacionada com o fenômeno de recombinação de portadores de cargas, variando de acordo com a tecnologia empregada (Gasparin, 2012 e Ruschel, 2019).

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (5)$$

Onde:

$I_{ph}$  – Corrente fotogerada;

$I_0$  – Corrente de saturação reversa do diodo;

$q$  – Carga do elétron;

$k$  – Constante de Boltzmann;

$T$  – Temperatura absoluta.

A corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ) pode ser definida como a máxima corrente que se pode obter quando a tensão nos terminais de ligação é de 0 V, ou seja, quando os terminais estão em curto-circuito. Está relacionada principalmente com área útil total, irradiância e propriedades ópticas do material. A razão entre a  $I_{sc}$  e a área útil total consiste na densidade de corrente de curto-circuito ( $J_{sc}$ ) que, conseqüentemente, também pode variar de acordo com a tecnologia empregada (Gasparin, 2012 e Ruschel, 2019).

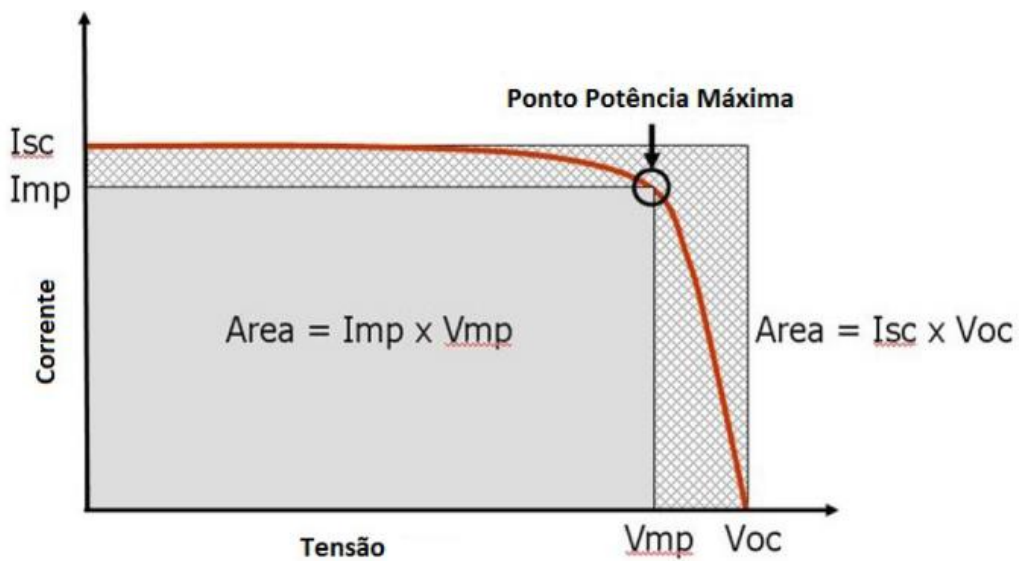
O fator de forma da curva (do inglês  $FF$  – *Fill Factor*), calculado com base na Equação 6, consiste na razão entre a máxima potência e o produto da tensão de circuito aberto e da corrente de curto circuito, utilizado para determinar a qualidade dos dispositivos fotovoltaicos (Gasparin, 2012 e Ruschel, 2019).

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (6)$$

Onde:

$V_{MP}$  – Tensão de máxima potência;  
 $I_{MP}$  – Corrente de máxima potência;  
 $V_{oc}$  – Tensão de circuito aberto;  
 $I_{sc}$  – Corrente de curto circuito.

A Figura 11 representa geometricamente o FF, podendo ser interpretado como uma razão entre as áreas formadas por dois retângulos, cujos valores também dependem da tecnologia empregada (Leite, 2012).



**Figura 11 – Fator de forma.**

Fonte: Leite, 2012.

A eficiência ( $\eta$ ) representa a relação entre a potência elétrica produzida e a irradiância solar incidente sobre determinada área, pode ser calculada com base na Equação 7. Ademais, alguns fatores como perdas por recombinação, resistência interna e reflexão da radiação também podem influenciar a eficiência (Leite, 2012).

$$\eta = \frac{I_{sc}V_{oc}FF}{AG} 100 \% = \frac{P_{MP}}{AG} 100 \% \quad (7)$$

Onde:

A é a área do módulo;

G é a irradiância solar incidente.

## **2.4 Células de silício**

Há vários tipos de tecnologias utilizadas para a fabricação de células fotovoltaicas, sendo classificadas em gerações, além disso cada geração é subdividida de acordo com a cadeia produtiva.

As células de primeira geração são divididas em m-Si (silício monocristalino) e p-Si (silício policristalino), tecnologia já consolidada representando uma parcela significativa do mercado (Lengruber, 2014 e Pinho; Galdino, 2014).

As células de segunda geração comercialmente são chamadas de filmes finos, apresentam menor eficiência do que a primeira geração, sendo divididas em três cadeias produtivas: a-Si (silício amorfo), CdTe (telureto de cádmio) e CIGS (Cobre-Índio-Gálio-Selênio), CIS (Cobre-Índio-Selênio) (Lengruber, 2014 e Pinho; Galdino, 2014).

As células de terceira geração estão em fase de pesquisa e desenvolvimento e algumas vêm demonstrando alta eficiência, porém com um custo ainda muito elevado, outras tem baixa eficiência e durabilidade, sendo divididas em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica para concentração (CPV) e multijunção, células orgânicas ou poliméricas (OPV) e células sensibilizadas por corante (DSSC) (Pinho; Galdino, 2014).

### **2.4.1 Silício monocristalino**

O monocristal de silício é obtido pelo método de cultura de cristais chamado de Czochralski em que uma semente de silício com um grau de pureza aproximado de 99,9999 % e orientação cristalográfica definida é imersa em um banho de silício fundido com material dopante a cerca de 1.420 °C. Essa semente é rotacionada durante o banho, sendo retirada lentamente, produzindo um lingote de silício monocristalino com diâmetro padrão de 15 cm a 20 cm (Gasparin, 2012).

O lingote pode ser mantido no formato circular ou estirado para alterar a geometria radial, posteriormente é cortado em lâminas com espessura típica de 0,3mm. Essas lâminas já possuem um material dopante, porém são levadas a um forno com temperatura de 800 °C à 1200 °C para difusão de uma fina camada de outro material dopante pelo processo de difusão. Após essas etapas, cada lâmina é equipada com contatos elétricos em um processo de

chamado de metalização e posteriormente aplicada uma camada antirreflexiva na parte frontal, finalizado esse processo as células de silício monocristalino estão prontas (Gasparin, 2012).

As células de silício monocristalino podem apresentar eficiência na faixa de 15 % a 22 %, observada com base na ficha técnica de diferentes fabricantes (Portal Solar, 2020). A Figura 12 exhibe algumas etapas de produção já citadas.



**Figura 12 – Etapas da produção do silício monocristalino.**

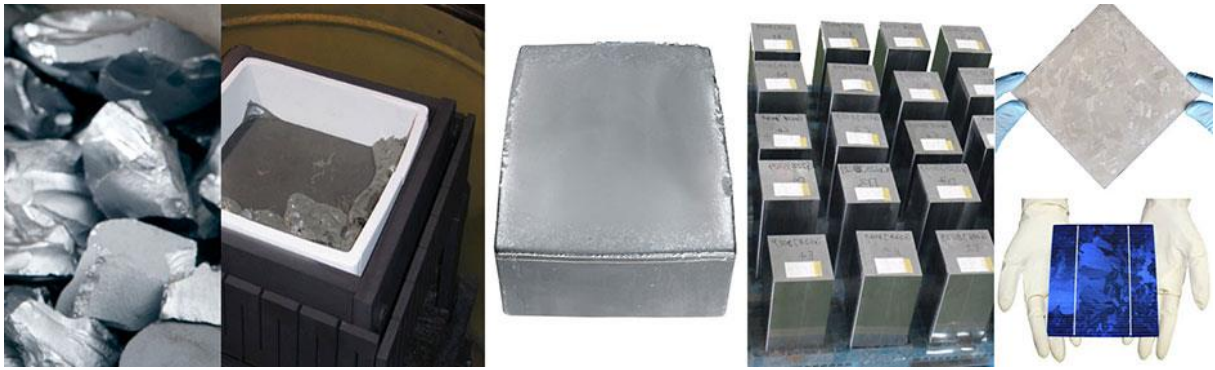
Fonte: Portal Solar, 2019.

#### **2.4.2 Silício policristalino**

A cadeia produtiva de silício policristalino representa a maior parte da tecnologia fotovoltaica no mercado, visto que a redução de eficiência de conversão de energia não é tão acentuada quando comparada com a de silício monocristalino, porém os custos de produção são bem inferiores pelo fato do controle do processo ser menos rigoroso.

As células de silício policristalino são produzidas em blocos de pequenos cristais ao invés de um único grande cristal, formando uma estrutura policristalina, apresenta eficiência na faixa de 14 % a 20 % (Portal Solar, 2020).

Além do custo, outra vantagem é a possibilidade de obter-se diretamente células com outras geometrias sem a necessidade de estiramento, proporcionando maior adensamento desse tipo de célula ao módulo quando comparado ao silício monocristalino com geometria pseudocircular ou circular (Gasparin, 2012). A Figura 13 exhibe algumas etapas de produção já citadas.



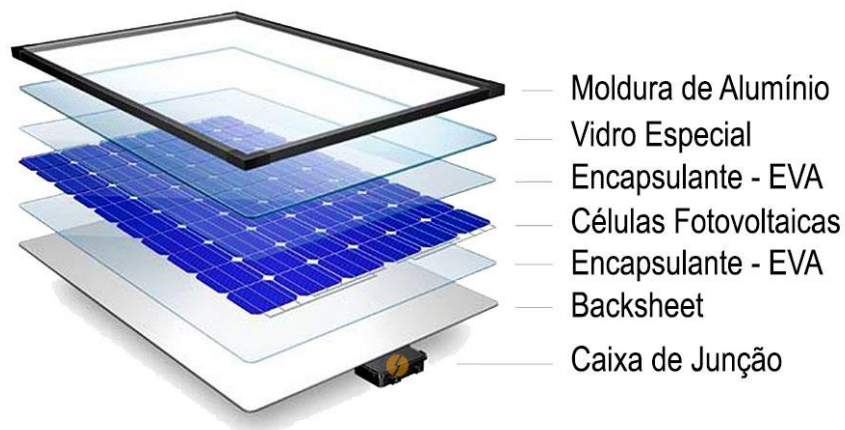
**Figura 13 - Etapas da produção do silício policristalino.**

Fonte: Portal Solar, 2019.

## 2.5 Módulo fotovoltaico

A potência elétrica de apenas uma única célula é incompatível com a maioria dos equipamentos domésticos, então geralmente um conjunto de células são associadas eletricamente em série formando uma unidade básica de geração chamada de módulo.

O módulo fotovoltaico é constituído de um conjunto de células fotovoltaicas ordenadas e interligadas eletricamente no intuito de otimizar a incidência solar por unidade da área frontal, considerada no cálculo de eficiência de conversão de energia. A Figura 14 exibe uma imagem computacional em vista explodida das principais partes que compõem um módulo fotovoltaico.



**Figura 14 – Imagem computacional explodida de um módulo fotovoltaico.**

Fonte: Portal Solar, 2019.



A moldura de alumínio é anodizada com proteção contra oxidação sendo responsável em proporcionar rigidez mecânica ao conjunto no transporte e manuseio, bem como sua fixação mecânica em estruturas. O vidro frontal especial é submetido a um processo de têmpera para proteger as células contra impactos e intempéries da natureza, além disso possui alta transparência (Leite, 2012).

O encapsulante em Etil Vinil Acetato (EVA) possui estabilizante ultravioleta e isola hermeticamente as células contra umidade. No processo de fabricação após a placa de EVA ser empilhada o conjunto é submetido a um processo de laminação entre 120 °C e 150 °C com a finalidade de eliminar eventuais bolhas de ar. O filme posterior isolante ou *backsheet* é fabricado em fluoreto de polivinila, comercialmente conhecido como Tedlar ® e também tem a finalidade de proteção (Leite, 2012 e Pinho; Galdino, 2014).

Aplicando as leis de Kirchhoff, a tensão elétrica de circuito aberto do módulo consiste na soma das tensões de todas as células que compõem o arranjo em série, enquanto a corrente de corrente de curto circuito é equivalente a menor corrente circulante em uma determinada célula.

A Figura 15 exibe uma caixa de junção que é constituída de bornes de ligação e de diodos de by-pass para otimizar a eficiência quando determinadas regiões do módulo estão cobertas com sujeira, sombreadas ou com defeito. Atualmente esta caixa de junção é fabricada preenchida com selante de silicone deixando os diodos inacessíveis.



**Figura 15 – Caixa de junção.**

Fonte: Energia Total, 2019.

### 3 DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL

A presente dissertação aborda o estudo do efeito de *PID* aplicado somente a tecnologia de módulos de c-Si, visto que representam uma parcela expressiva das instalações existentes e do comércio de novos módulos, além da disponibilidade de amostras para a realização dos experimentos em laboratório. Entretanto, convém salientar que esse fenômeno também pode afetar outras tecnologias.

#### 3.1 Caracterização

O efeito de *PID* é um fenômeno de degradação de células fotovoltaicas ocasionado pela polarização elétrica do gerador que induz um campo elétrico entre a moldura do módulo equipotencializado em relação à terra e a célula fotovoltaica. O campo elétrico gerado é responsável por ocasionar o deslocamento de cargas estáticas, principalmente do vidro, para a região ativa da célula gerando uma corrente de fuga (Filho, 2017).

A Figura 16 consiste em uma secção transversal de um módulo de c-Si de base tipo “p” representando as possíveis vias que as correntes de fuga podem fluir.

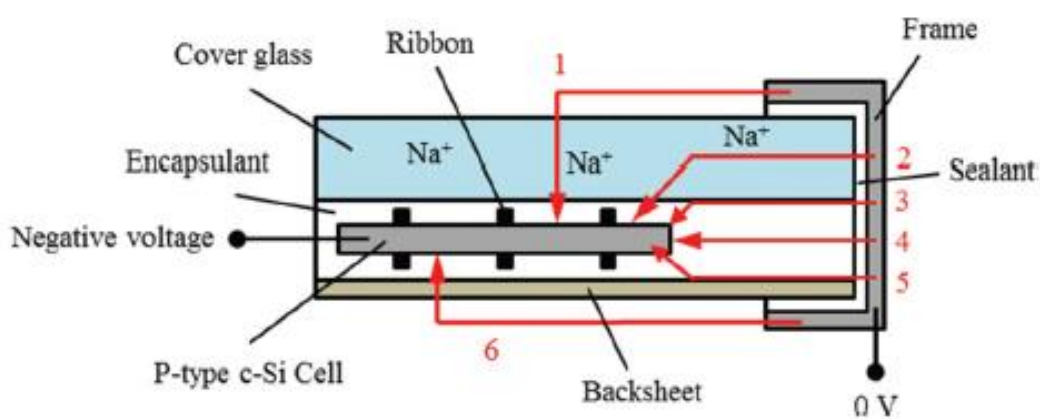


Figura 16 – Secção transversal de um módulo de c-Si base P.

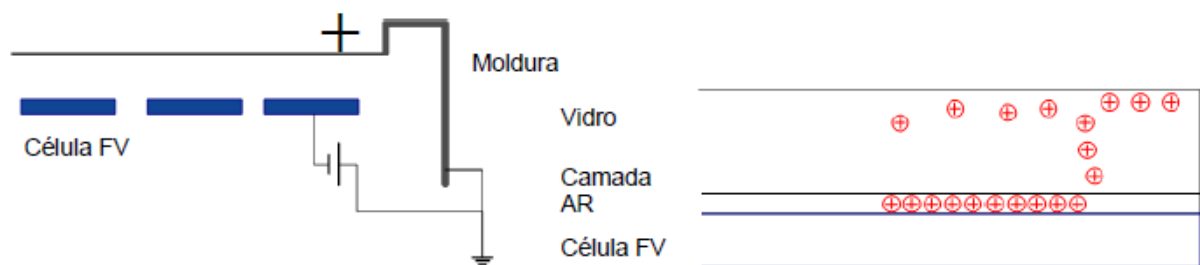
Fonte: Luo et al., 2017.

Em cada ponto identificado, a corrente de fuga pode fluir:

- 1) através do vidro frontal e do encapsulante;
- 2) através do vidro frontal lateralmente e do encapsulante;

- 3) ao longo da superfície interna do vidro frontal e do encapsulante;
- 4) através do encapsulante;
- 5) ao longo da interface entre o encapsulante e a camada posterior;
- 6) ao longo da superfície da camada posterior e do encapsulante.

O processo de fabricação do vidro que é utilizado na camada frontal de módulos é caracterizado pela adição de carbonato de sódio. Os módulos de c-Si na configuração base tipo “p” e de emissor tipo “n” compõem a maioria das instalações e tendem a ser afetados por *PID* quando polarizados, conforme ilustrado na Figura 17. O campo elétrico formado ocasiona a difusão de íons de sódio ( $Na^+$ ) existentes no vidro frontal que inicialmente tendem a se acumular na camada antirreflexiva (AR), constituída de compostos do tipo  $SiN_x$  (Luo et al., 2017).



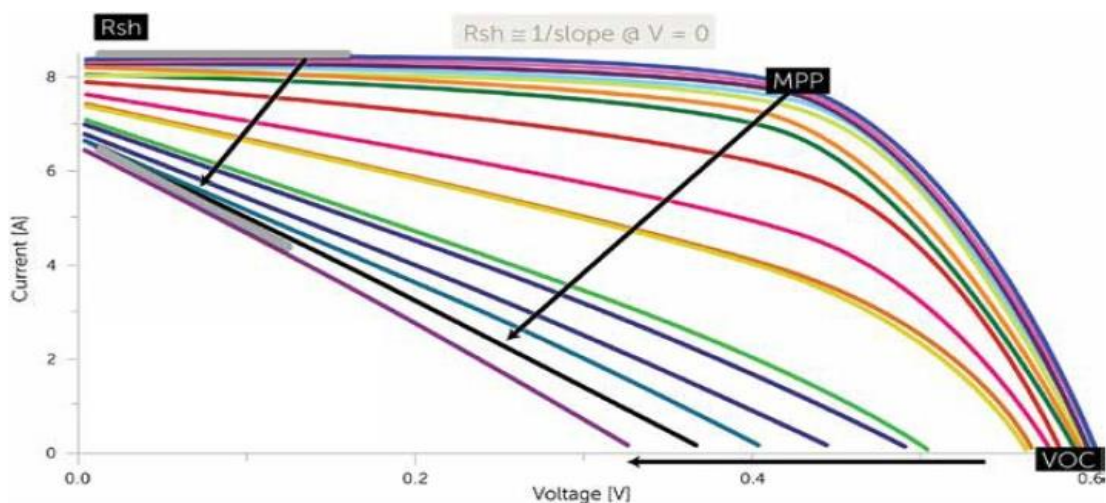
**Figura 17 – Mecanismo de *PID* em células de base tipo “p”.**

Fonte: Filho, 2017.

Os íons  $Na^+$  podem difundir-se até alcançar cerca de  $2 \mu m$  da rede cristalina da junção “pn” e que dependendo da sua intensidade, podem inverter partes do emissor e repelir elétrons, reduzindo a capacidade da junção em produzir o efeito fotovoltaico devido aos danos ocasionados em sua rede cristalina (Filho, 2017).

Os íons  $Na^+$  difundidos na junção “pn” acabam atuando como aceitadores e tendem a neutralizar a dopagem negativa do emissor, interferindo na largura da banda da zona de depleção, reduzindo a intensidade do campo elétrico. Nos módulos afetados por *PID*, a redução da resistência paralela ( $R_{sh}$ ) e da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) são justificadas pela redução da capacidade da junção “pn” em separar elétrons e lacunas, em virtude das falhas ocasionadas na rede cristalina (Filho, 2017). A Figura 18 ilustra uma célula de c-Si submetida a diversos ensaios de *PID* em laboratório, observa-se uma significativa redução da

resistência paralela, da tensão de circuito aberto e do ponto de máxima potência (MPP) (Advanced Energy, 2019).



**Figura 18 – Redução da resistência paralela e da tensão de circuito aberto em uma célula de c-Si submetida a diversos ensaios de PID em laboratório.**

Fonte: Advanced Energy, 2019.

A ocorrência de *PID* durante um período prolongado de tempo pode ocasionar degradações irreversíveis causadas pelas reações eletroquímicas na célula fotovoltaica, conforme apresentado por Filho e Zilles, 2015.

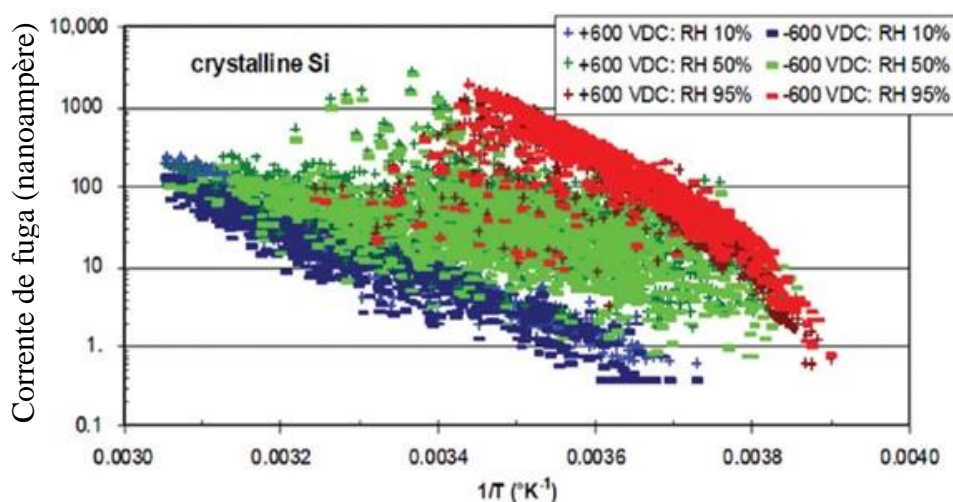
As células com a configuração de base tipo “*n*” e emissor tipo “*p*” também são susceptíveis a ocorrência de *PID*, podem apresentar perda de sensibilidade espectral em curtos comprimentos de onda, abaixo de 500 nm, devido ao aumento da recombinação superficial ocasionada pelo acúmulo de cargas positivas na camada de passivação captadas de portadores minoritários do emissor (Filho, 2017).

### 3.2 Fatores de influência

A temperatura ambiente e a umidade relativa do ar são fatores que também exercem influência na ocorrência do efeito de *PID*, além das características construtivas dos módulos. A associação elétrica de diversos módulos na configuração série aumenta a magnitude da tensão entre a região ativa da célula e a terra, favorecendo a mobilidade iônica e, conseqüentemente, contribuem para o aumento da magnitude das correntes de fuga (Mohamed, 2014).

Um fator limitante para essas correntes de fuga é a resistência elétrica entre a região ativa da célula e a moldura, em condições de umidade relativa do ar baixa, a resistência elétrica tende a aumentar em virtude da redução da concentração de água na superfície do vidro pelo processo de evaporação. Entretanto, um clima úmido favorece a condensação de água na superfície do vidro, reduzindo essa resistência (Mohamed, 2014 e Filho, 2017).

A influência da umidade relativa nas correntes de fuga pode ser observada na Figura 19. As correntes de fuga foram medidas para ensaios realizados com duas polaridades na tensão de 600 V e com 3 valores de umidade relativa.



**Figura 19 – Influência da umidade relativa nas correntes de fuga na tecnologia c-Si. Os pontos azuis, verdes e vermelhos representam respectivamente umidades relativas de 10 %, 50 % e 95 % a que os módulos foram submetidos durante os ensaios.**

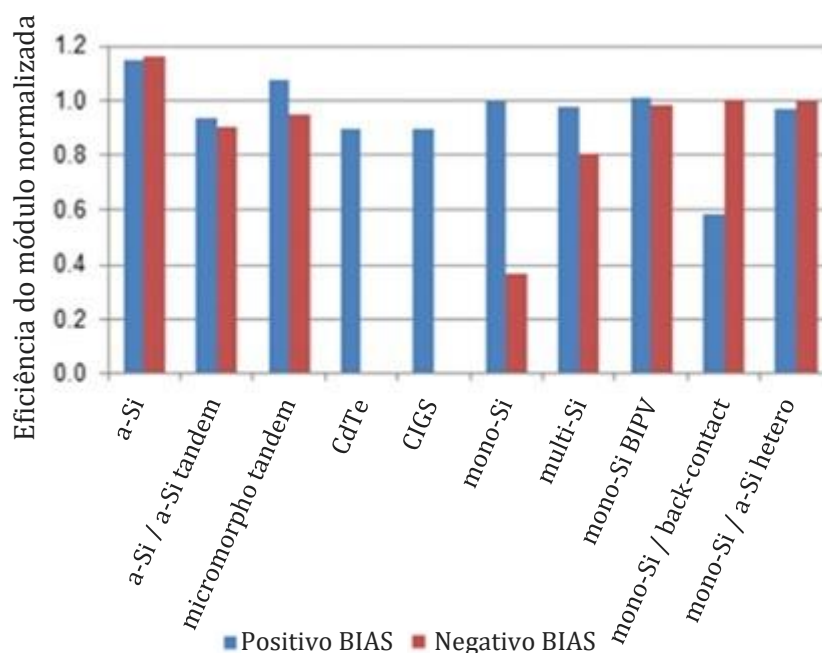
Fonte: Luo et al., 2017.

Na Figura 19 observa-se o aumento da magnitude das correntes de fuga quando a umidade relativa do ar foi mais elevada. Foi feita a aplicação de uma tensão de + 600 V e de – 600 V em três bandas de umidade relativa do ar indicadas nas cores azul 10 %, verde 50 % e vermelho 95 % normalizadas de maneira recíproca em uma escala inversa de temperatura do módulo, onde  $0,003 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$  equivale a aproximadamente a  $60 \text{ } ^\circ\text{C}$  e  $0,004 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$  equivale a  $-23 \text{ } ^\circ\text{C}$  (Luo et al., 2017).

O efeito de *PID* é mais susceptível ocorrer nas primeiras horas da manhã, logo após o sol nascer, principalmente em dias úmidos, condições favoráveis para o aumento da magnitude das correntes de fuga. No decorrer das primeiras horas, dependendo do dia, a temperatura tende a aumentar com a irradiância solar, reduzindo a umidade atmosférica e no

microclima do módulo (Luo et al., 2017). As células localizadas próximas às extremidades da moldura do módulo tendem a ser mais afetadas pelo efeito de *PID* (Filho, 2017).

A influência da magnitude da tensão e da polarização aplicada entre a região ativa da célula e a estrutura do módulo podem ser observadas na Figura 20. Um conjunto de módulos de diferentes tecnologias foram submetidos a ensaios de *PID* durante 650 h a uma temperatura de 85 °C, umidade relativa do ar de 85 %, polarizados diretamente com + 1000 V (barras azuis) e inversamente com -1000 V (barras vermelhas). A escala de eficiência está normalizada com base nas medidas antes do ensaio de *PID* (Luo et al., 2017).



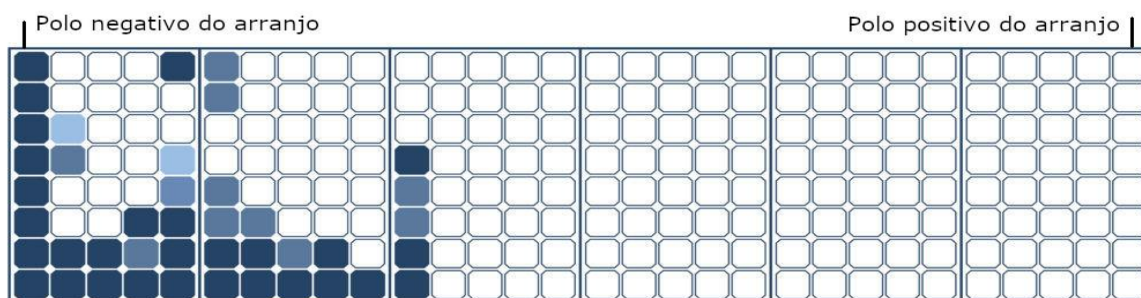
**Figura 20 – Ensaio de *PID*.**

Fonte: Adaptado de Luo et al., 2017.

A polarização positiva nos módulos de tecnologia c-Si de base tipo “*p*” não demonstrou sinais significativos de degradação ao analisar a redução da eficiência, porém quando polarizados inversamente demonstram sinais evidentes de degradação. A tecnologia CdTe e CIGS foram severamente afetadas, apresentando eficiência nula para polarização negativa. Ainda, estudos demonstram que não há uma relação direta entre a magnitude da tensão aplicada e a redução de potência do módulo (Luo et al., 2017).

A Figura 21 ilustra a distribuição de células afetadas pelo efeito de *PID* em um arranjo de módulos em associação série onde há tensão negativa entre a célula e o aterramento. As

células tem tom mais escuros foram severamente afetadas, enquanto as células em branco não foram afetadas (Canal Solar, 2020).



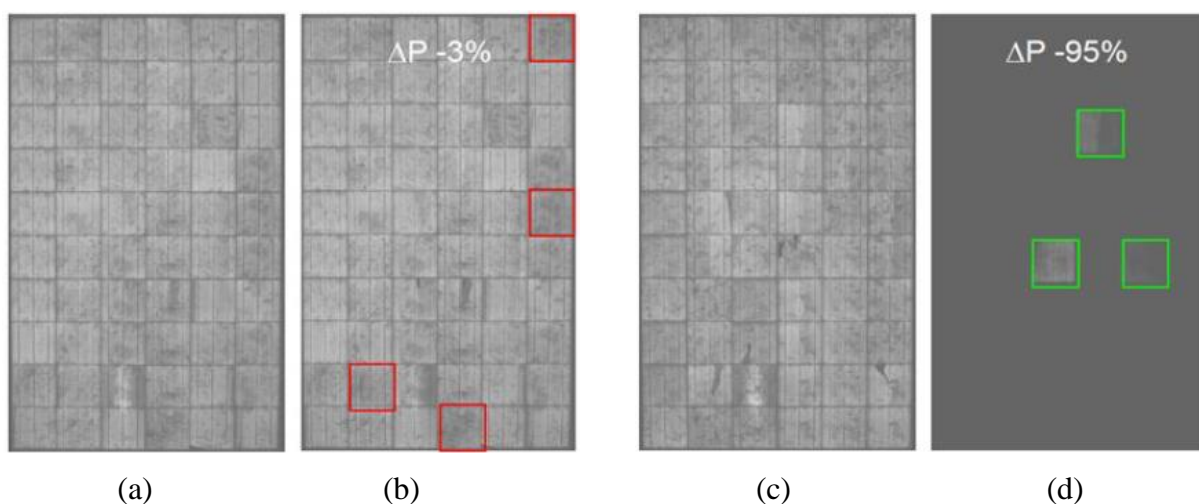
**Figura 21 - Distribuição de células afetadas por *PID* em um arranjo de módulos, quando mais escura maior o efeito da degradação.**

Fonte: Canal Solar, 2020.

### 3.3 Detecção

Moreno et al. (2013) observaram que a utilização de imagens de infravermelho e eletroluminescentes podem fornecer informações para o diagnóstico de *PID*. Na imagem de eletroluminescência de um módulo sem *PID* o conjunto de células apresentam um brilho de intensidade homogênea, enquanto o módulo afetado apresenta células escurecidas ou com significativa redução de brilho.

A Figura 22 exibe imagens de eletroluminescência de dois módulos antes e após o ensaio de *PID* em laboratório.



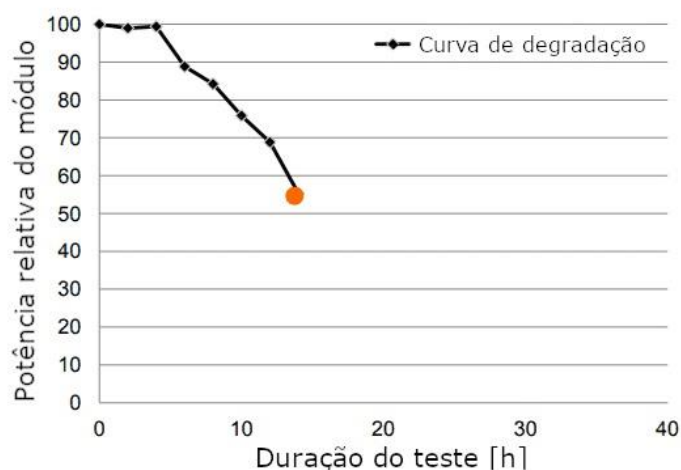
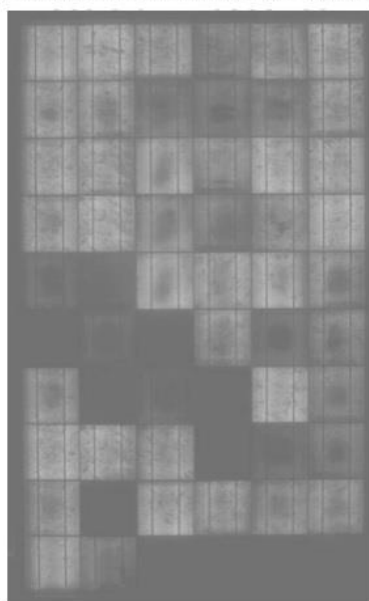
**Figura 22 – Imagens de eletroluminescência (a) módulo A antes do ensaio (b) módulo A depois do ensaio (c) módulo B antes do ensaio (d) módulo B depois do ensaio.**

Fonte: Mohamed, 2014.

O módulo A apresentou redução de 3 % da potência máxima, sendo possível observar alterações no brilho das células marcadas em vermelho. O módulo B apresentou uma redução de 95% da potência máxima, sendo todas as células afetadas, as células marcadas em verde ainda apresentam uma pequena fração de emissão eletroluminescente.

A Figura 23 ilustra uma imagem de eletroluminescência de módulo submetido a um teste acelerado de *PID* em um câmara climática, método previsto na norma IEC TS 62804-1:2015, temperatura de ensaio de 85 °C, umidade relativa de 85 % e tensão de -1000 V. As regiões mais escuras representam as células mais afetadas. O módulo foi capaz de produzir aproximadamente 55 % da sua potência nominal após um período aproximado de testes de 15 h (Canal Solar, 2020).

Eletroluminescência de módulo



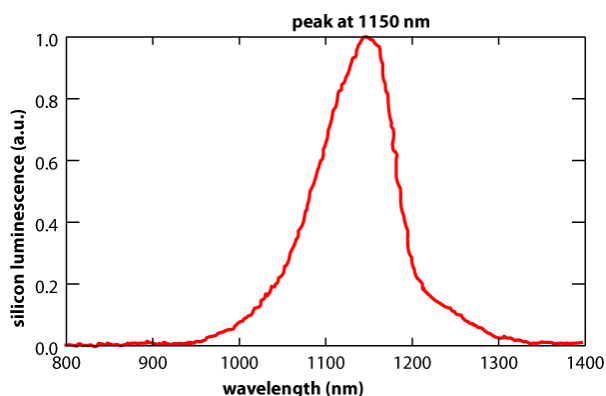
**Figura 23 – Ensaio de *PID* acelerado em laboratório.**

Fonte: Canal Solar, 2020.

A emissão de radiação eletroluminescente entre 0,9  $\mu\text{m}$  e 1,3  $\mu\text{m}$ , é ocasionada pela excitação da junção *p-n* ao ser polarizada diretamente (Filho et al., 2018). Os fabricantes de câmeras para captar eletroluminescência geralmente utilizam sensores detectores a base de Germânio (Ge) ou Arseneto de Índio Gálio (InGaAs), porém os sensores de Arseneto de Índio Gálio exercem preferência por apresentarem uma eficiência quântica melhor, além de menor corrente de saturação reversa e respostas mais rápidas nesta faixa de comprimento de onda (IEC TS 60904-13, 2018 e Filho et al., 2018).



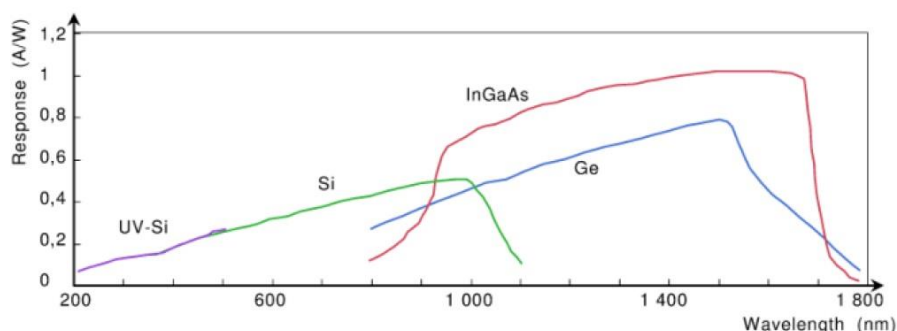
A Figura 24 ilustra a emissão de radiação do Silício em uma faixa de comprimento de onda sendo possível observar que o pico de emissão está em 1150 nm.



**Figura 24 - emissão de radiação do Silício em uma faixa de comprimento de onda.**

Fonte: PV Education, 2020.

A Figura 25 relaciona a capacidade de resposta para as tecnologias citadas em função do comprimento de onda.



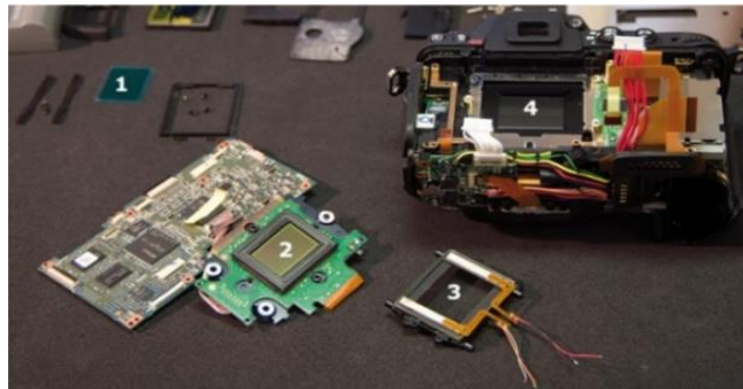
**Figura 25 – Capacidade de resposta no espectro eletromagnético.**

Fonte: IEC TS 60904-13, 2018.

Os sensores do tipo *CCD* equipam câmeras fotográficas digitais convencionais possuem eficiência quântica inferior quando comparados aos de Arseneto de Índio Gálio. O tempo de captação da imagem é maior, o pico de emissão do silício está em uma faixa de comprimento de onda onde os sensores do tipo *CCD* apresentam baixa eficiência quântica, porém têm baixo custo e também proporcionam imagens de boa qualidade, conforme apresentado por Filho et al., 2018.

Portanto, Mangold et al., 2013 e Filho et al., 2018 propuseram como solução para determinadas aplicações de eletroluminescência com baixo custo a remoção do filtro de

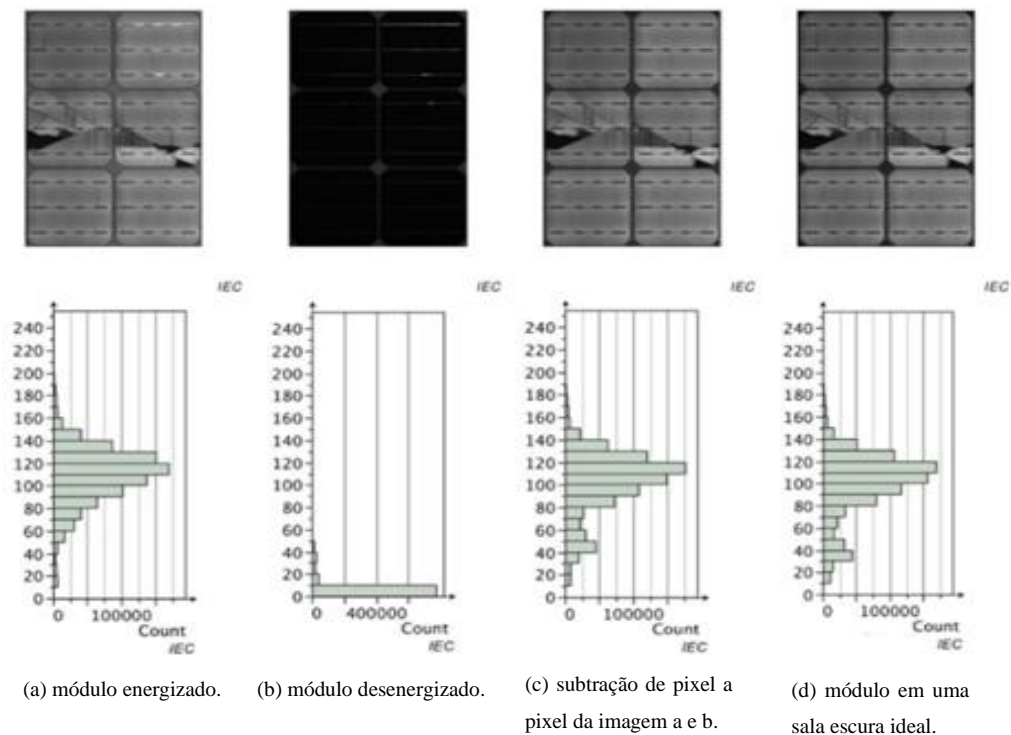
infravermelho desse tipo de câmera fotográfica. A Figura 26 ilustra uma câmera fotográfica digital convencional desmontada.



**Figura 26 – Câmera fotográfica desmontada, identificado o filtro de infravermelho removido (1), o sensor CCD (2), o suporte do filtro (3) e obturador (4).**

Fonte: Mangold et al., 2013.

A Figura 27 ilustra a aplicação de histogramas relacionando a quantidade de pixels em uma escala de cinzas em cada imagem eletroluminescente.



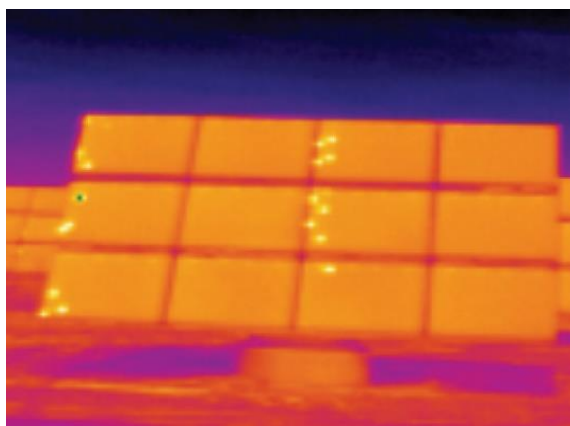
**Figura 27 – Histogramas de imagens em escala de cinza em conjunto com imagens de eletroluminescência, módulo energizado (a), módulo desenergizado (b), subtração de pixel a pixel da imagem a e b. (c) e módulo em uma sala escura ideal (d).**

Fonte: IEC TS 60904-13:2018.

A norma IEC TS 60904-13:2018 estabelece diretrizes e procedimentos para ensaios de eletroluminescência, a interpretação de imagens é um método qualitativo de análise de diferentes tipos defeitos.

A Figura 27 exhibe células com trincas e rachaduras de um módulo e as etapas para obter-se uma imagem de eletroluminescência, aplica-se também a células afetadas por *PID*, cada etapa de análise e processamento pode ser observada diretamente nas imagens e histogramas. As etapas demonstradas pela norma consistem na captação de imagens com o módulo polarizado diretamente em um local com iluminação, imagem A, em seguida com o módulo não polarizado sob as mesmas condições de iluminação, imagem B. Posteriormente, a imagem B foi subtraída da imagem A, gerando a imagem C, com a finalidade de eliminar o brilho da iluminação do local. A imagem D é a imagem ideal do módulo em uma sala totalmente escura, comparando a imagem C e a imagem D, observa-se que as etapas sugeridas pela norma são eficientes para captação de imagens em locais iluminados.

A inspeção por imagens de infravermelho também é um método útil de análise para verificar se um módulo foi afetado por *PID*, com o sistema em operação em um dia ensolarado os módulos não afetados tendem apresentar temperatura homogênea em todas as suas células. Entretanto, geralmente células afetadas por *PID*, tendem operar com temperatura mais elevada, visto que parte da energia absorvida não é convertida em energia elétrica, gerando pontos de concentração de calor nas imagens termográficas. A Figura 28 exhibe uma imagem termográfica de um conjunto de módulos, alguns afetados por *PID*, as células mais próximas ao polo positivo apresentam maior temperatura, sendo estas destacadas pelos pontos amarelos.

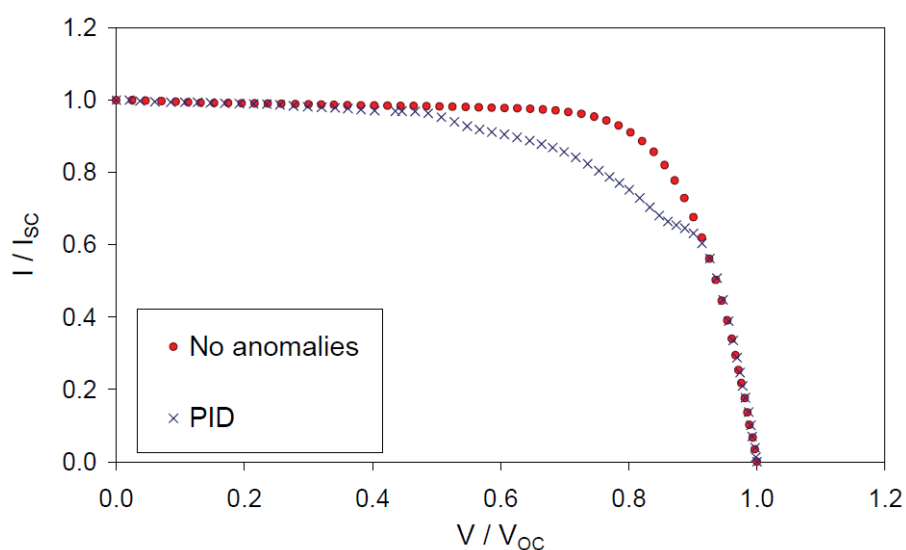


**Figura 28 – Imagem termográfica, identificando pontos mais amarelos afetados por *PID*.**

Fonte: Moreno, 2013.

As células afetadas por *PID* tendem agrupar-se próximo aos polos positivos ou negativos do arranjo de módulos, dependendo da polarização do sistema e da configuração base-emissor da célula. (Moreno, 2013).

A verificação da tensão de circuito aberto também consiste em outra possibilidade para se estimar *PID*, sua redução pode indicar o aumento da resistência elétrica associada à forte degradação. A Figura 29 exibe a curva característica em azul de um módulo afetado por *PID* e de um módulo não afetado em vermelho, sendo possível observar uma significativa discrepância.



**Figura 29 – Curva característica de um módulo com PID e livre de PID.**

Fonte: Moreno, 2013.

O ensaio de caracterização elétrica para traçar a curva característica do módulo é outro método para detectar a possível ocorrência de *PID*, porém eventuais alterações na curva característica também podem ser um indicativo de outros defeitos (Moreno, 2013). Neste contexto, além da caracterização elétrica é fundamental a análise com alguma técnica de imagem.

### **3.4 Mitigação e recuperação**

Nos sistemas já instalados algumas estratégias podem contribuir para a recuperação de *PID*, sendo uma delas a aplicação de tensão reversa entre a terra e os terminais do gerador,

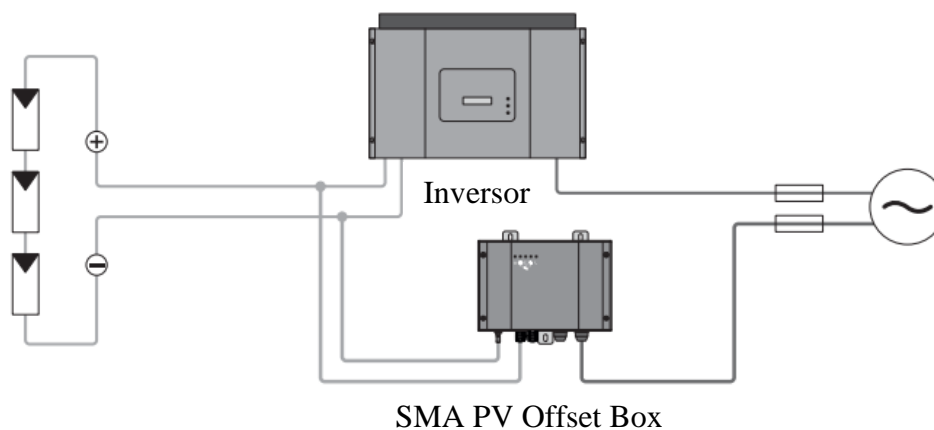
revertendo o sentido do campo elétrico, assim os íons difundidos na estrutura cristalina da célula tendem a retornar ao seu local de origem (Filho, 2017). A Figura 30 ilustra um equipamento que opera de maneira integrada com o inversor chamado de *SMA PV Offset Box*, durante a noite o equipamento pode aplicar tensão reversa de 400 V a 1000 V no arranjo de módulos fotovoltaicos (SMA, 2020).



**Figura 30 - SMA PV Offset Box.**

Fonte: Seners Energy Systems, 2020.

A Figura 31 ilustra o esquema elétrico de ligações do *SMA PV Offset Box* em conjunto de um inversor e de um arranjo de módulos fotovoltaicos. Ademais, outra estratégia consiste em equipotencializar a parte ativa do gerador, evitando a mobilidade iônica. Porém, essas medidas dependem da topologia elétrica do sistema e dos inversores de frequência (Filho, 2017).



**Figura 31 – Esquema elétrico de ligações do SMA PV Offset Box.**

Fonte: SMA, 2020.

## 4 MATERIAIS E MÉTODOS

As etapas deste estudo foram conduzidas de acordo com o fluxograma da Figura 32 sendo os equipamentos e métodos empregados detalhados neste capítulo.

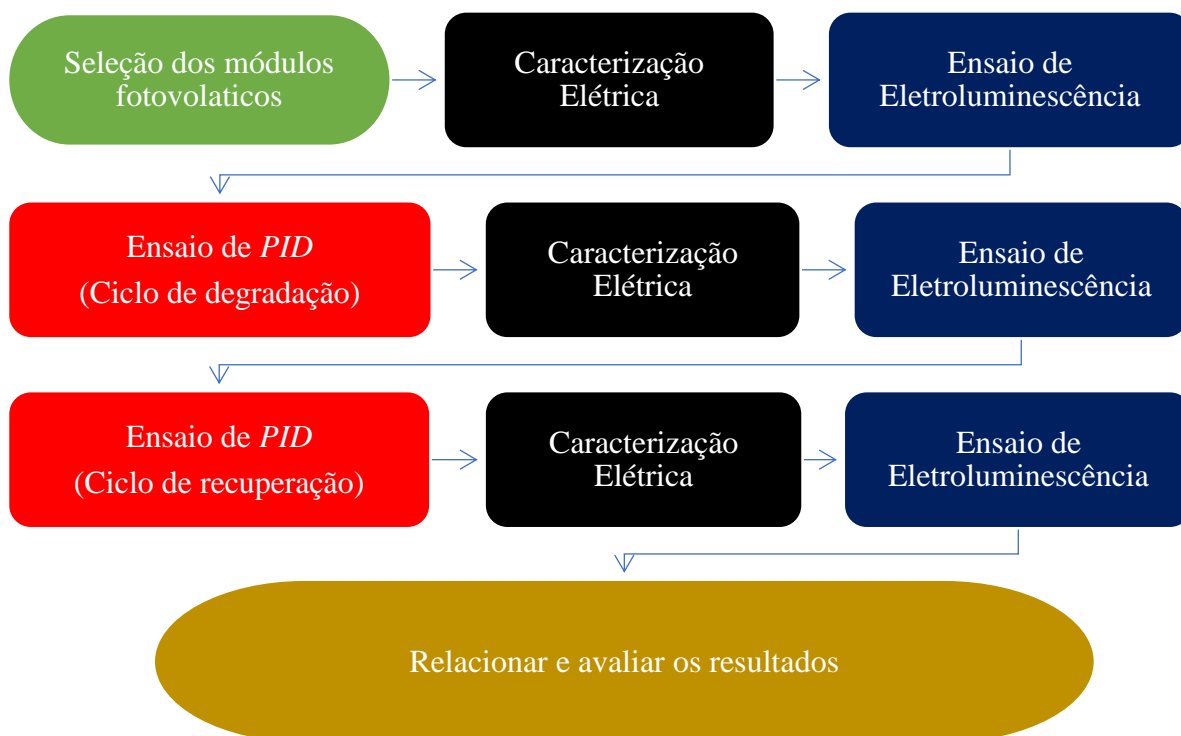


Figura 32 – Etapas do estudo.

### 4.1 Seleção dos módulos fotovoltaicos

No Laboratório de Energia Solar - UFRGS foram selecionados 2 módulos fotovoltaicos novos de tecnologia de silício monocristalino de base tipo “*p*” com características elétricas semelhantes, porém de fabricantes distintos sendo identificados por Módulo A e Módulo B, sendo cada um composto de 60 células associadas em série. Considerando as novas estratégias de engenharia adotadas por fabricantes em novos produtos para evitar o efeito de *PID*, ainda, considerando a existência de uma grande quantidade de módulos antigos que estão em operação no Brasil e em diversos países, outro critério que também foi utilizado na

seleção destes módulos foi a data de fabricação, ambos possuem data de fabricação superior a 5 anos.

Os módulos foram limpos e inspecionados no intuito de verificar a inexistência de sinais de oxidação, deformação, trincas, manchas e afins. A Tabela 2 exhibe os parâmetros nominais para a condição *STC*.

**Tabela 2 - Especificações elétricas dos módulos para as condições de irradiância 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5.**

CARACTERÍSTICA NOMINAL	MÓDULO A	MÓDULO B
Potência máxima - <i>P<sub>max</sub></i>	240 W	240 W
Tolerância	-0/+3 %	-3/+3 %
Tensão de máxima potência - <i>V<sub>mp</sub></i>	29,70 V	30,80 V
Corrente de máxima potência - <i>I<sub>mp</sub></i>	8,10 A	7,80 A
Tensão de circuito aberto - <i>V<sub>oc</sub></i>	36,90 V	36,90 V
Corrente de curto circuito - <i>I<sub>sc</sub></i>	8,58 A	8,47 A
Tensão máxima de sistema - <i>V<sub>max</sub></i>	1000 V	1000 V

#### 4.2 Caracterização elétrica

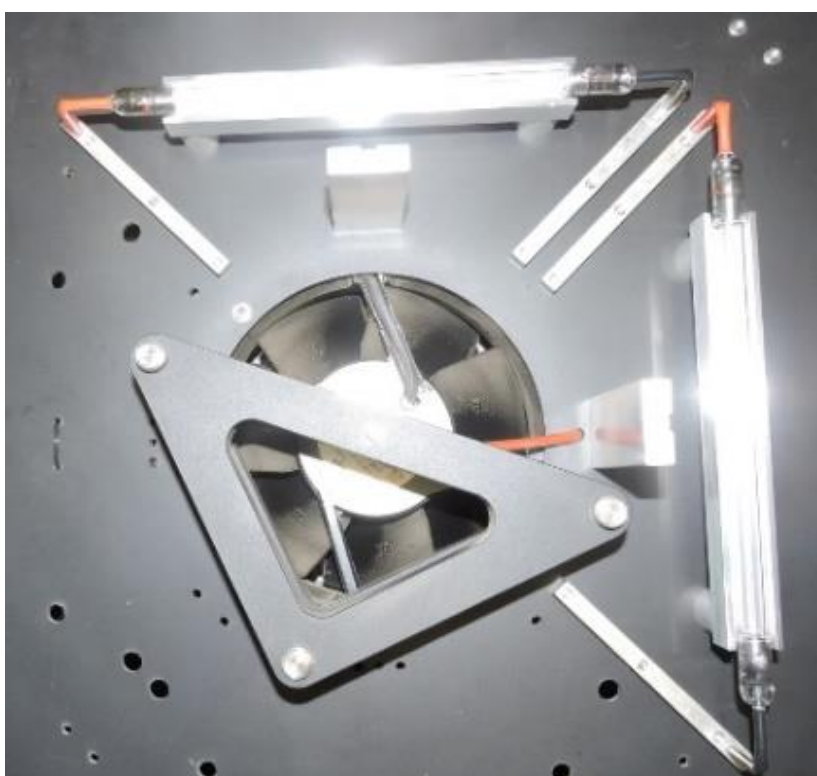
A caracterização elétrica tem como objetivo determinar a eficiência do módulo fotovoltaico, fator de forma da curva, além de traçar a curva característica *I-V* e a curva de potência *P-V*. Este ensaio é realizado em um Simulador Solar Pulsado de Grande Área (*LAPSS*, do inglês *Large Area Pulsed Solar Simulator*) fabricado pela PASAN, de modelo SunSim 3C, instalado nas dependências do Laboratório de Energia Solar – UFRGS.

O *LAPSS* está em conformidade com o padrão internacional IEC TS 60904-9:2007, sendo classificado como *A<sup>+</sup>A<sup>+</sup>A<sup>+</sup>*, a Tabela 3 compara o simulador com a classe AAA (Hincapie et al., 2014).

**Tabela 3 – Comparação entre a classe AAA e o SunSim3C.**

Norma	Classe AAA	SunSim3C
Não-uniformidade espacial	$\leq 2 \%$	$\leq 1 \%$
Instabilidade temporal (LTI)	$\leq 2 \%$	$\leq 1 \%$
Casamento espectral	$\leq \pm 25 \%$	$\leq \pm 12,5 \%$

O flash do *LAPSS* é constituído de 2 lâmpadas de Xenônio ilustradas na Figura 33, cujo tempo de disparo é de 10ms com capacidade de irradiar uma região de teste com dimensões de até 2 m x 2 m (Gasparin et al., 2016).



**Figura 33 – Conjunto de lâmpadas do *LAPSS*.**

Em conformidade a IEC TS 60891:2009 a curva característica é corrigida para a condição *STC* diretamente pelo software do *LAPSS*. A Figura 34 mostra a célula de referência do simulador PASAN, de silício monocristalino, com dimensões de 20 mm x 20 mm fixada acima e no mesmo plano frontal do módulo em teste.





**Figura 34 – Célula de referência PASAN**

A Figura 35 ilustra um módulo em teste fixado no suporte do *LAPSS*.



**Figura 35 – Módulo fixado no *LAPSS*.**

A configuração utilizada é para a condição *STC*, irradiância de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , espectro solar AM 1,5 e temperatura das células do módulo de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Além disso, ajustada a configuração para módulo de 60 células associadas em série, valor máximo de corrente e tensão.

A temperatura no interior do *LAPSS* é controlada com um condicionador de ar e um sensor PT-100 é utilizado para medir a temperatura do módulo, fixado na região central do

módulo em contato com o polímero (tedlar®) na superfície oposta à face ativa, aguarda-se a estabilização térmica entre o módulo e o sensor antes de cada ensaio.

#### 4.3 Ensaio de eletroluminescência

A tomada de imagens é realizada utilizando-se uma câmera fotográfica digital convencional adaptada para captação eletroluminescente, removendo-se o filtro de absorção de radiação infravermelha. A Figura 36 ilustra a câmera utilizada, fabricada pela Canon, modelo EOS Rebel T6 de 18 Megapixels, com uma lente modelo EFS 18-55 mm.



**Figura 36 – Câmera Canon modelo EOS Rebel T6.**

Fonte: Adaptado de (Nova Eletrônicos, 2019).

O procedimento consiste em posicionar a câmera no fundo do túnel do *LAPPS* sobre um tripé específico para sustentação, evitando qualquer trepidação, o módulo é fixado no mesmo suporte que foi ilustrado na Figura 35.

A configuração utilizada consiste na seleção do foco em modo manual e ajuste do zoom para enquadramento da imagem com a iluminação artificial do túnel ligada. A sensibilidade do sensor da câmera é ajustada para ISO 1600, o tempo entre a abertura e fechamento do obturador que é ajustado para 30 s sendo considerado muito elevado quando comparando a tomada de imagens convencionais. Ainda, configurado um retardo de 3 s no disparo com a finalidade de evitar qualquer trepidação no momento de disparo.

A polarização de cada módulo ocorre de maneira direta, a corrente é ajustada e controlada com uma fonte digital fabricada pela Kepco modelo BOP 100-10MG, ilustrada na

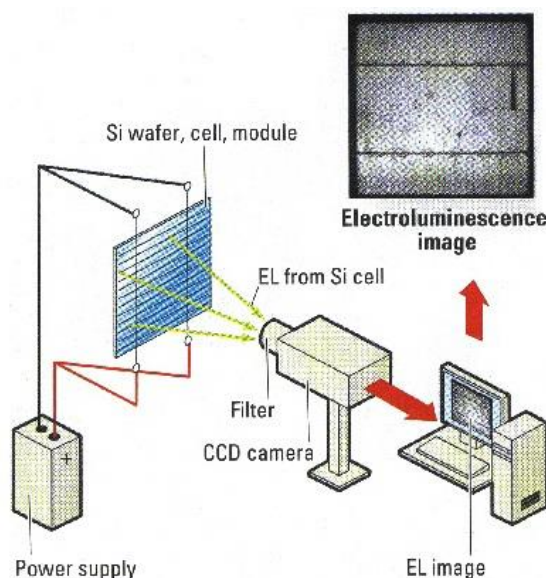
Figura 37. Apresenta as seguintes características nominais: potência máxima de 1000 W, tensão máxima de 100 V e corrente máxima de 10 A.



**Figura 37 – Fonte digital de marca Kepco modelo BOP 100-10MG.**

Ajustado o posicionamento e a configuração da câmera, a iluminação artificial é apagada, uma imagem do módulo chamada de imagem de fundo é tomada, recebe essa nomenclatura porque não ocorre aplicação de corrente elétrica no módulo. Posteriormente, foram tomadas mais duas imagens injetando-se corrente elétrica para reproduzir o múltiplo de  $0,1 \times I_{sc}$  e  $a I_{sc}$ , respectivamente, em conformidade com a IEC TS 60904-13:2018.

A Figura 38 ilustra a dinâmica de um ensaio de captação de imagem eletroluminescente com o intuito de facilitar a compreensão desta técnica. Uma célula de Silício é polarizada diretamente com uma fonte de tensão emitindo radiação eletromagnética na faixa de comprimento onda do Silício. Uma câmera equipada com sensor *CCD* realiza a tomada de imagem e um computador é utilizado para visualizar a imagem eletroluminescente da célula.



**Figura 38 – Dinâmica de um ensaio de imagem de eletroluminescência.**

Fonte: Photon International, 2019.

#### 4.4 Ensaios de degradação induzida pelo potencial

A propensão de cada módulo sofrer *PID* é avaliada adotando-se a metodologia descrita na norma IEC TS 62804-1:2015. O procedimento consiste em cobrir toda a superfície fotoativa do módulo com um material condutor, utilizou-se papel alumínio que é sugerido pela norma, visto seu baixo custo e excelente maleabilidade. A Figura 39 exibe um módulo coberto abrangendo inclusive a sua estrutura metálica.



Figura 39 – Superfície fotoativa do módulo coberta com papel alumínio.

No ensaio de *PID*, ciclo de degradação, o circuito elétrico está ilustrado na Figura 40, o terminal negativo da fonte é conectado aos terminais curto-circuitados do módulo, o terminal positivo é conectado ao papel alumínio e a estrutura metálica.

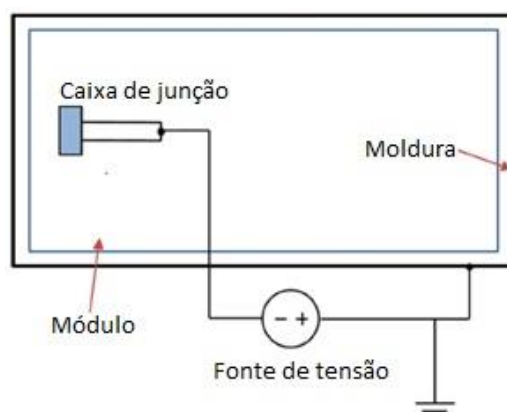


Figura 40 – Esquema elétrico de ligações, ciclo de degradação.

Fonte: Adaptado de Luo et al., 2017.

A aplicação de tensão elétrica é realizada utilizando uma fonte de tensão fabricada pela Instrum do Brasil que está ilustrada na Figura 41. Apresenta as seguintes características nominais: tensão máxima de 5000 V e corrente máxima de 5 mA.



Figura 41 – Fonte Instrum modelo Hypot Tester 5 KV.

A tensão aplicada é a tensão máxima de sistema de cada módulo, neste caso é de 1.000 V (1 kV), durante o período de 168 h (7 dias), método B sugerido pela norma. Concluído essa etapa, entre o período de 2h à 6h, cada módulo foi novamente submetido ao ensaio de caracterização elétrica.

A próxima etapa consiste em avaliar a propensão do módulo reverter a degradação de *PID*, chamado de ciclo de recuperação. Neste ciclo, todo o procedimento é semelhante ao ciclo anterior, entretanto a polaridade elétrica na aplicação de tensão é invertida, o terminal negativo da fonte é conectado aos terminais curto-circuitados do módulo, o terminal positivo é conectado ao papel alumínio e a estrutura metálica. A Figura 42 ilustra essa alteração.

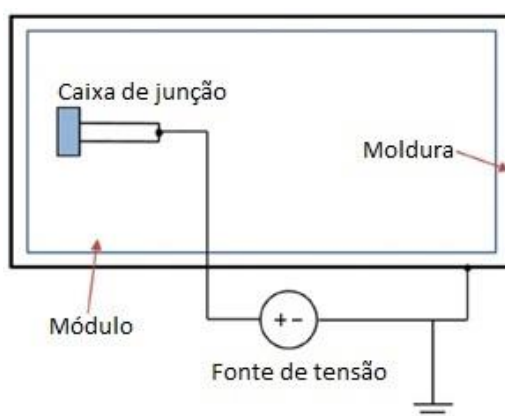


Figura 42 – Esquema elétrico de ligações, ciclo de recuperação.

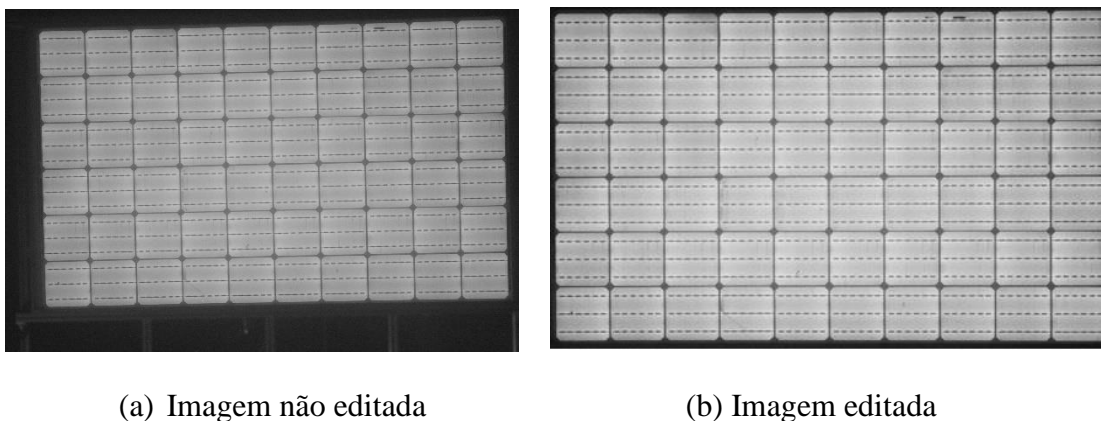
Fonte: Adaptado de Luo et al., 2017.

Convêm salientar que durante todos os procedimentos ambos os módulos permaneceram em um ambiente climatizado a 25 °C com tolerância de  $\pm 1$  °C, umidade relativa inferior a 60 % e sem a incidência de radiação solar direta.

#### 4.5 Relacionar e avaliar os resultados

A metodologia adotada para relacionar e avaliar os dados coletados e registrados durante a realização dos experimentos dar-se-á por meio de tabelas e gráficos elaborados com o software LibreOffice. A análise e a geração de histogramas das imagens de eletroluminescência foram realizadas com o software ImageJ, programa disponível na internet, produzido pelo Instituto Nacional de Saúde, órgão vinculado ao Governo Federal dos Estados Unidos da América.

A Figura 43 exibe a comparação entre imagens de eletroluminescência de um mesmo módulo. O processo de edição das imagens foi realizado o software ImageJ.



**Figura 43 - Comparação entre imagens de eletroluminescência de um mesmo módulo.**

A Figura 44 ilustra uma das etapas para gerar um histograma de imagem no software ImageJ semelhante aos apresentados na norma IEC TS 60904-13:2018. No menu do software é necessário clicar em *Analyse*, posteriormente será exibido um submenu com uma gama de ferramentas de análise, sendo necessário clicar em *Histogram*. As etapas estão ilustradas com uma seta vermelha.

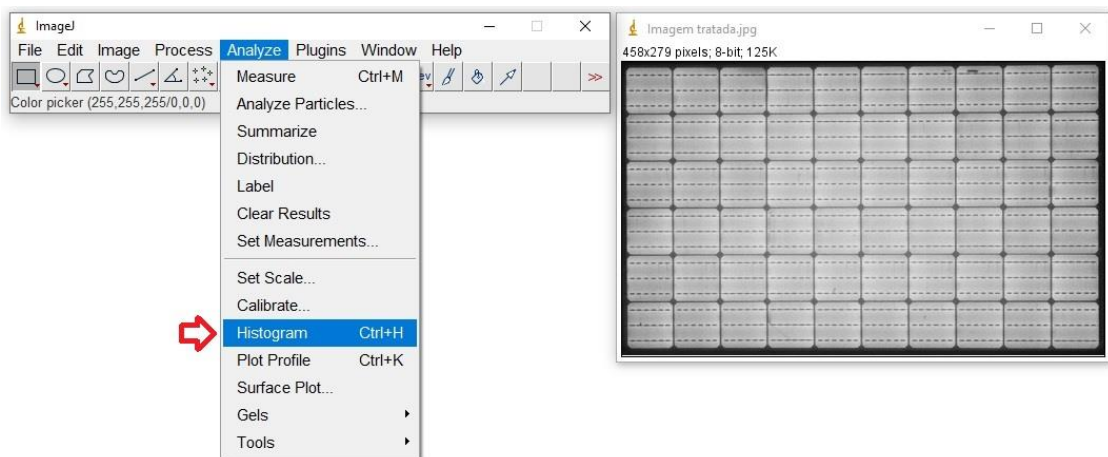


Figura 44 – Etapa inicial para gerar um histograma de imagem no software ImageJ.

Após a realização dos comandos já citados, será gerado um histograma em escala de cinza da imagem, ilustrado na Figura 45. Porém, a exportação para um arquivo \*.csv para posterior importação no software LibreOffice se faz necessário clicar no botão *List*. Um novo menu será aberto, sendo necessário clicar em *Save As* e selecionar o diretório a ser salvo no computador.

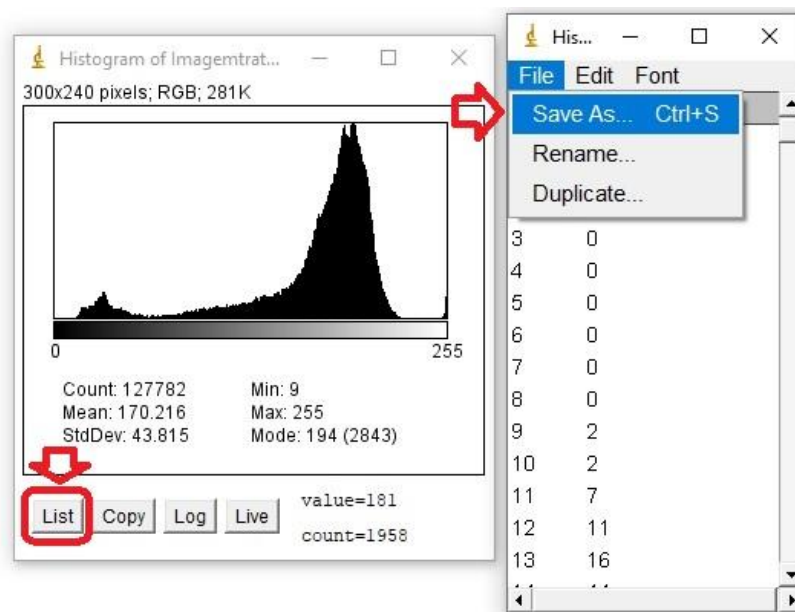


Figura 45 – Salvar um histograma de imagem no software ImageJ.

## 5 RESULTADO E DISCUSSÃO

Neste capítulo são discutidos os resultados obtidos na realização dos experimentos, conforme a metodologia de trabalho.

### 5.1 Módulo A

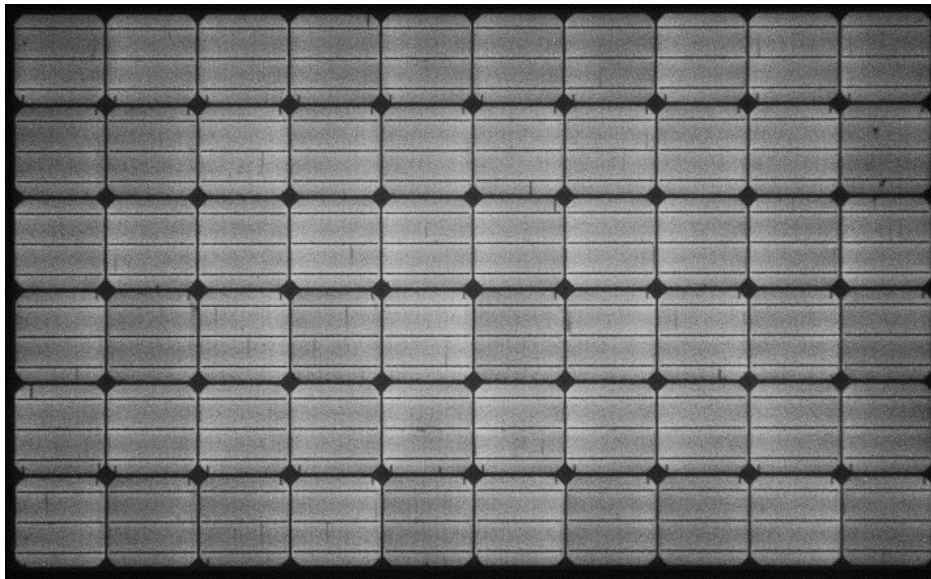
Os parâmetros de caracterização elétrica do módulo A obtidos em todas as etapas dos ensaios realizados no LAPSS estão agrupados na Tabela 4, observa-se que eficiência elétrica inicial registrada foi de 14,7 %, valor compatível com a tecnologia de silício cristalino. Ademais, observa-se que a potência máxima registrada foi de 238,8 W, compatível com a potência máxima nominal de 240 Wp.

**Tabela 4 – Comparação dos resultados dos ensaios no LAPSS do módulo A.**

ETAPA	CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA						
	$P_{max}$ (W)	$FF$ (%)	$\eta$ (%)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)
-							
Inicial	238,8	75,0	14,7	29,6	8,0	37,0	8,5
Degradação	165,8	53,4	10,2	27,2	6,0	36,3	8,5
Recuperação	233,1	73,0	14,4	29,6	7,8	37,1	8,6

Na imagem de eletroluminescência da Figura 46, observa-se uma emissão homogênea de radiação nas 60 células que compõem o módulo, porém também é possível observar a ocorrência de pequenos defeitos manifestados na forma de pequenos pontos em locais aleatórios.

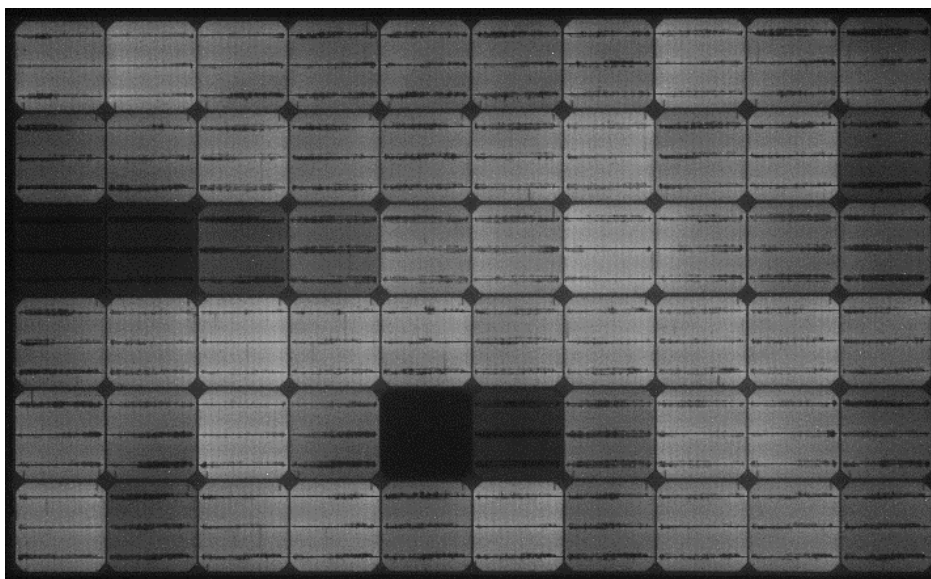




**Figura 46 – Imagem de eletroluminescência do módulo A, etapa inicial.**

Esses efeitos podem ter sido ocasionados nas etapas de fabricação, transporte rodoviário e/ou no manuseio do módulo durante a estocagem, além disso, podendo justificar essa pequena redução na potência máxima medida em relação a potência máxima nominal.

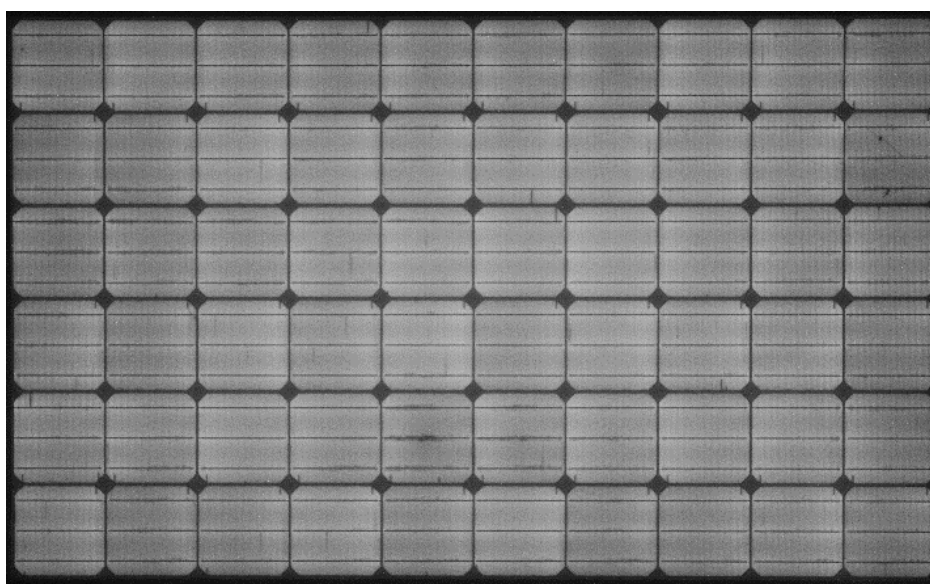
Na etapa seguinte o módulo foi submetido ao ensaio de *PID*, ciclo de degradação, observa-se a ocorrência de degradação na imagem de eletroluminescência da Figura 47, caracterizado pela emissão não homogênea de radiação em todas as células.



**Figura 47 – Imagem de eletroluminescência do módulo A, ciclo de degradação.**

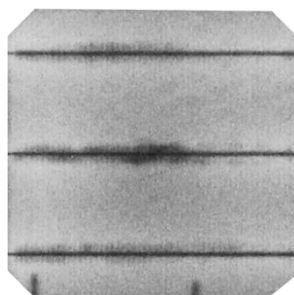
Os parâmetros elétricos confirmam essa constatação, a potência máxima registrada foi de 165,8 W e representa cerca de 69,4 % da potência máxima inicial, a eficiência elétrica foi reduzida de 14,7 % para 10,2 % e o fator de forma de 75 % para 53,4 %. Sendo assim, conclui-se que o módulo A foi afetado por *PID*.

Na última etapa, o módulo foi submetido ao ciclo de recuperação. Analisando a imagem de eletroluminescência da Figura 48 verifica-se uma boa recuperação, visto uma emissão homogênea de quase todas as células, porém ainda se verificam pequenos sinais de degradação em pontos isolados de algumas células.



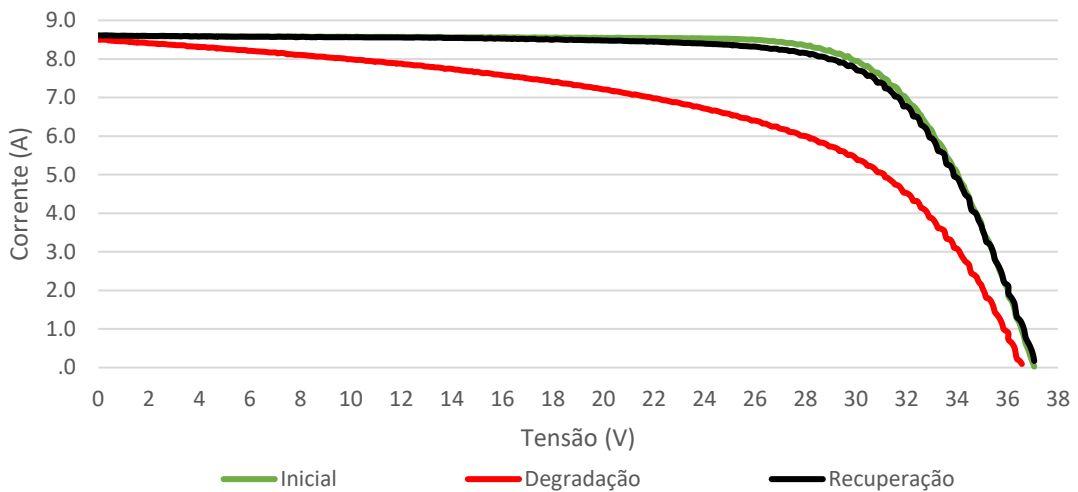
**Figura 48 – Imagem de eletroluminescência do módulo A, ciclo de recuperação.**

A potência máxima registrada foi de 233,1 W e representa cerca de 97,6 % da potência máxima inicial, a eficiência elétrica registrada é de 14,4 %, fator de forma 73 %, a imagem da Figura 49 consiste na ampliação da imagem de uma única célula da Figura 48, sendo possível observar sinais de degradação na região de contorno na metalização dos barramentos principais da célula.



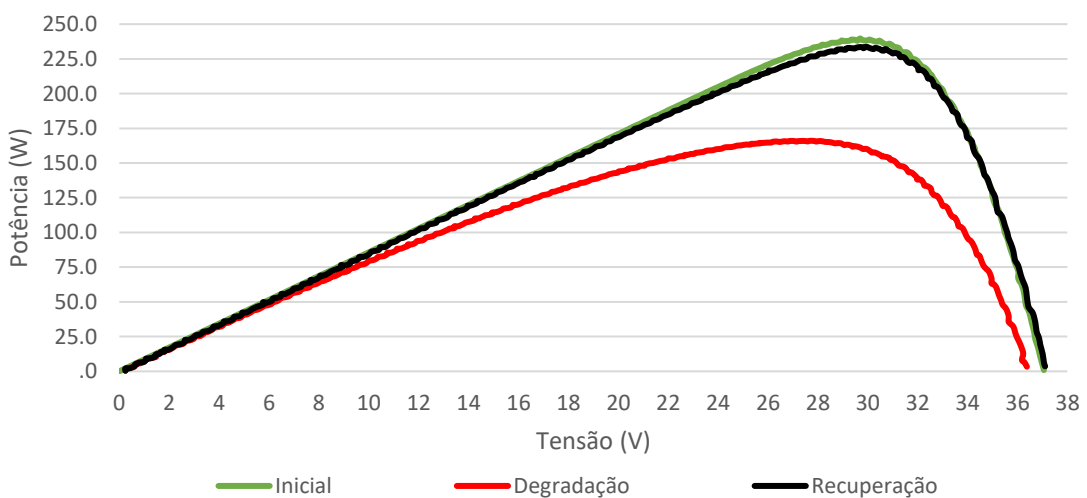
**Figura 49 – Ampliação de uma célula da imagem da Figura 48.**

Na curva característica  $I-V$  apresentada na Figura 50 e na curva característica  $P-V$  na Figura 51, a curva verde representada o comportamento elétrico inicial do módulo, a curva vermelha o comportamento no ciclo de degradação e a curva preta o comportamento no ciclo de recuperação.



**Figura 50 – Curva  $I-V$  do módulo A.**

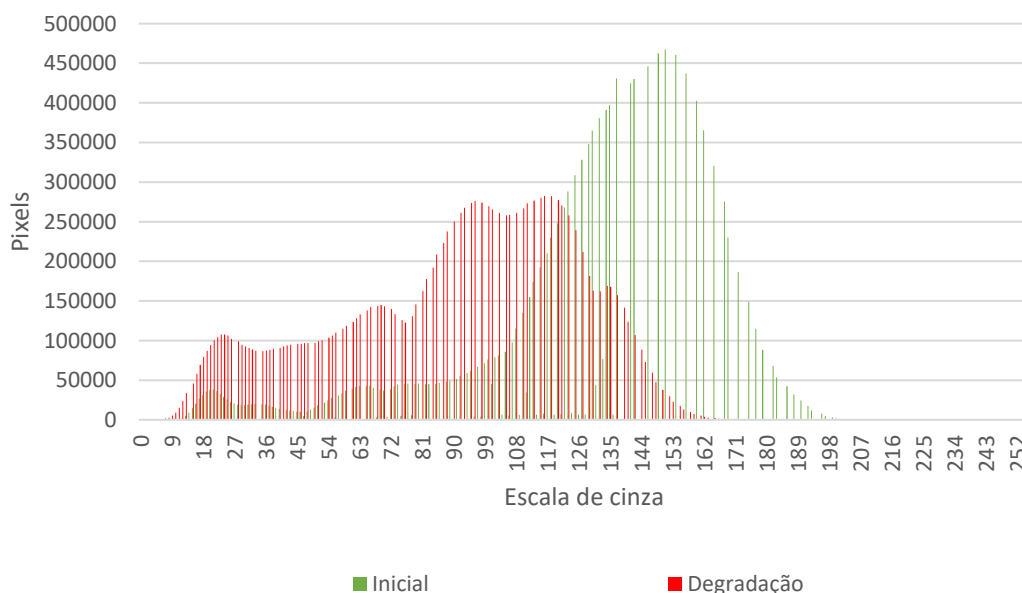
A curva de degradação quando comparada com a curva inicial, observa-se um comportamento discrepante da corrente e da potência para quase toda a faixa de domínio da tensão. Porém, no ciclo de recuperação, esse comportamento ocorre somente próximo ao ponto de máxima potência situado em 29,6 V e 8,0 A.



**Figura 51 – Curva  $P-V$  módulo A.**

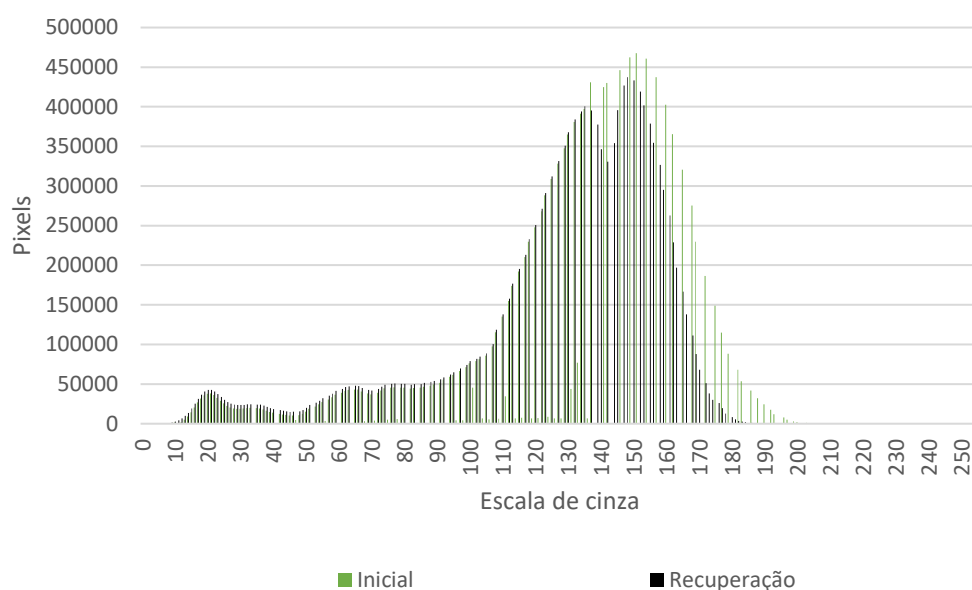
A interpretação visual das imagens de eletroluminescência consiste em um método qualitativo de análise muito eficiente, porém há situações em que os experimentos podem apresentar resultados muito próximos não sendo possível observar visualmente. Logo, a norma IEC TS 60904-13:2018 menciona a utilização de um histograma da imagem como um método quantitativo como forma de complementar o método qualitativo.

O histograma ilustrado na Figura 52 apresenta a quantidade de pixels em uma escala de cinza, as barras vermelhas são da imagem de eletroluminescência inicial do módulo e as barras verdes da imagem após o ensaio de *PID* no ciclo de degradação, demonstrando uma redução de tons médios e aumento de tons escuros.



**Figura 52 – Histograma ciclo de degradação do módulo A.**

Entretanto, o histograma da Figura 53 ao comparar com a imagem de eletroluminescência após o ensaio de *PID* no ciclo de recuperação, barras de cor preta, observa-se uma pequena redução de tons mais claros.



**Figura 53 – Histograma ciclo de recuperação do módulo A.**

Com base nesses resultados, o módulo A apresentou recuperação quase integral da degradação ocasionada por *PID*.

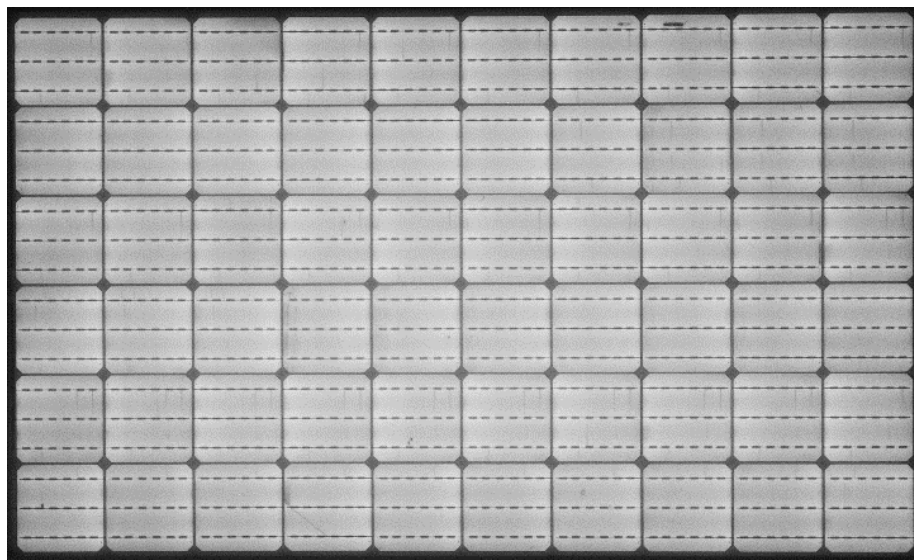
## 5.2 Módulo B

A sequência de apresentação dos resultados foi semelhante ao do módulo anterior, os parâmetros de caracterização elétrica do módulo B obtidos em todas as etapas dos ensaios realizados no LAPSS estão agrupados na Tabela 5, observa-se que eficiência elétrica inicial registrada é de 14,7 %, semelhante ao do módulo anterior. A potência máxima registrada foi de 239,4 W, compatível com a potência máxima nominal de 240 Wp.

**Tabela 5 – Comparação dos resultados dos ensaios no LAPSS do módulo B.**

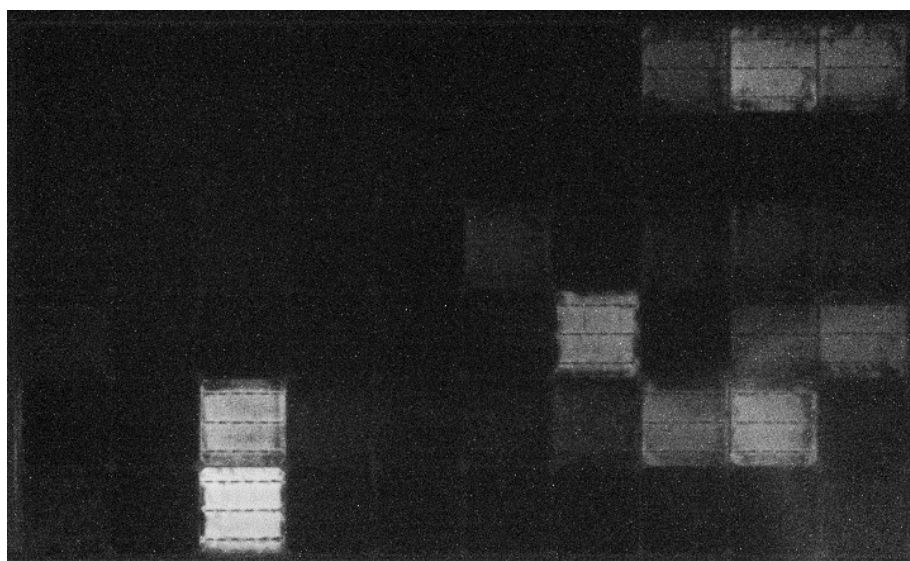
ETAPA	CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA						
	$P_{max}$ (W)	$FF$ (%)	$\eta$ (%)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)
-							
Inicial	239,4	73,6	14,7	29,4	8,1	37,0	8,7
Degradação	82,0	37,7	5,1	14,6	5,5	24,9	8,7
Recuperação	232,4	71,2	14,3	29,0	8,0	36,8	8,8

Na imagem de eletroluminescência da Figura 54, semelhante ao Módulo A, observa-se uma emissão homogênea de radiação nas 60 células que compõem o módulo e pequenos defeitos em locais aleatórios.



**Figura 54 – Imagem de eletroluminescência do módulo B, etapa inicial.**

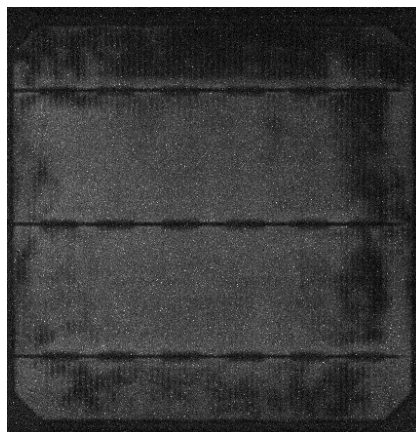
Na próxima etapa, ciclo de degradação, observa-se a ocorrência de um grau de degradação mais acentuada no B, a severidade da degradação pode ser observada nas imagens de eletroluminescência da Figura 55, a maior parte das células que compõem o módulo apresentam uma baixa emissão de radiação, algumas não foram captadas pela câmera.



**Figura 55 – Imagem de eletroluminescência do módulo B, ciclo de degradação.**

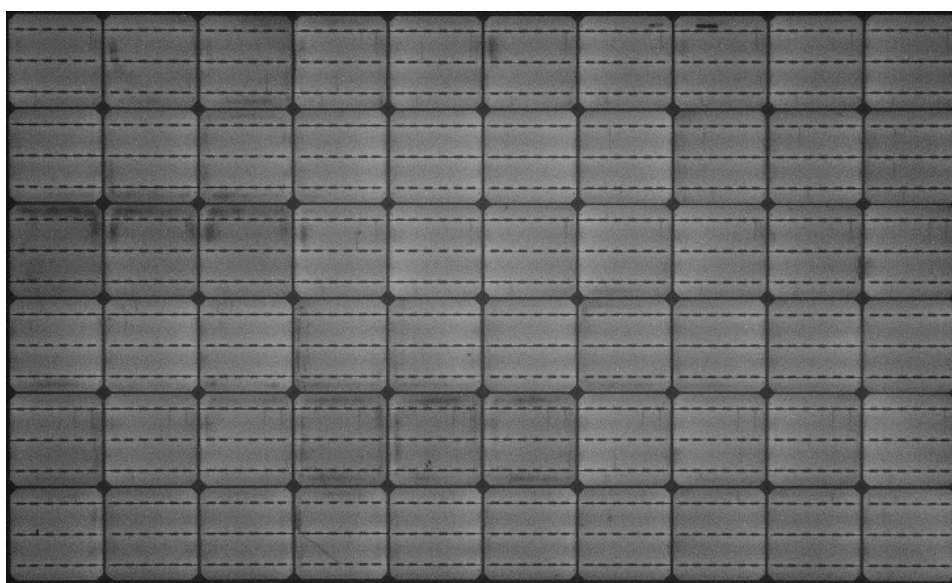
A potência máxima registrada foi de 82 W e representa cerca de 34,2 % da potência máxima inicial, a eficiência elétrica foi reduzida de 14,7 % para 5,1 % e o fator de forma de 73,6 % para 37,7 %. Sendo assim, conclui-se que o módulo B também foi afetado por *PID*.

A imagem da Figura 56 consiste na ampliação da imagem de apenas uma única célula da Figura 55, sendo possível observar sinais de degradação em toda a célula, porém com maior concentração na região de fronteira.



**Figura 56 – Ampliação da imagem de uma célula da Figura 55.**

Nesta última etapa, o módulo foi submetido ao ciclo de recuperação. Analisando a imagem de eletroluminescência da Figura 57 observa-se uma boa recuperação, visto uma emissão homogênea de quase todas as células, porém há sinais de degradação mais acentuados ao comparar com o módulo anterior.



**Figura 57 – Imagem de eletroluminescência do módulo, ciclo de recuperação.**

A imagem da Figura 58 consiste na ampliação da imagem de um conjunto de células da Figura 55, sendo possível observar com maior evidência os sinais de degradação em maior concentração na região de fronteira.

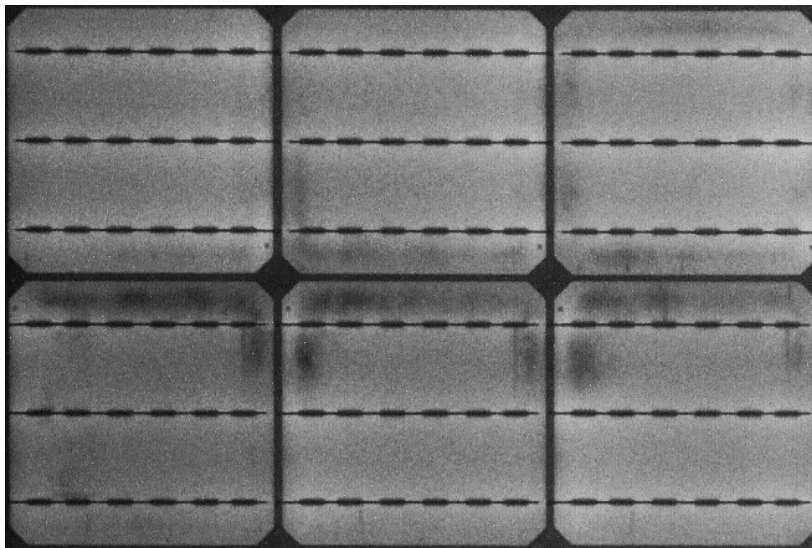


Figura 58 - Ampliação da imagem de um conjunto de células da Figura 57.

A potência máxima registrada foi de 232,4 W e representa cerca de 97 % da potência máxima inicial, a eficiência elétrica registrada foi de 14,3 % e o fator de forma 71,2 %.

Ao analisar a curva característica  $I-V$  plotada na Figura 59 e a curva característica  $P-V$  plotada na Figura 60, além da Tabela 4, observa-se uma alteração significativa na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) no ciclo de degradação.

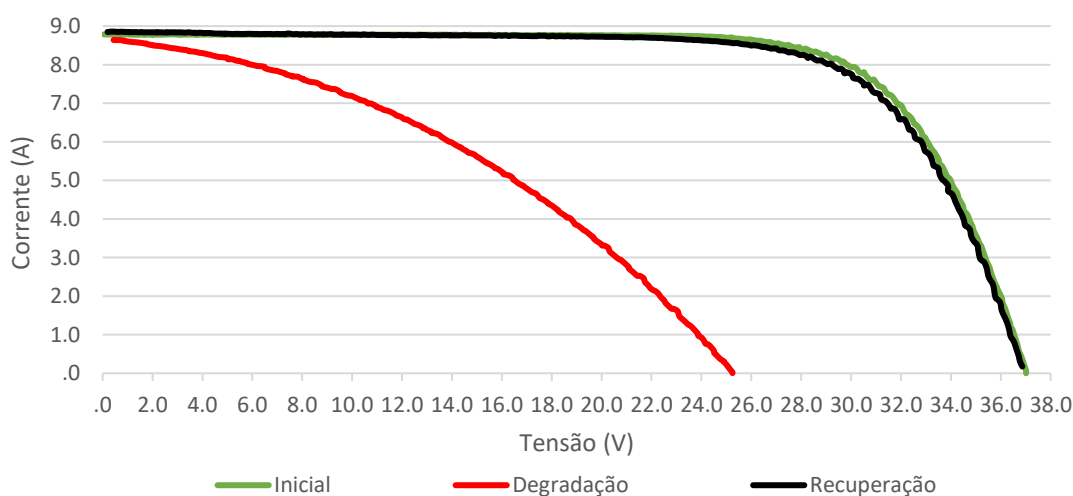
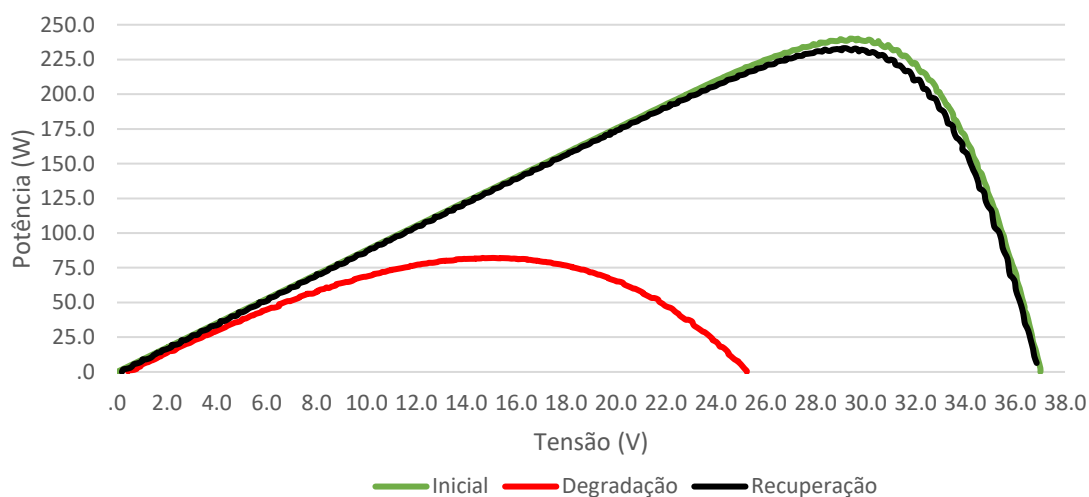


Figura 59 - Curva  $I-V$  do módulo B.

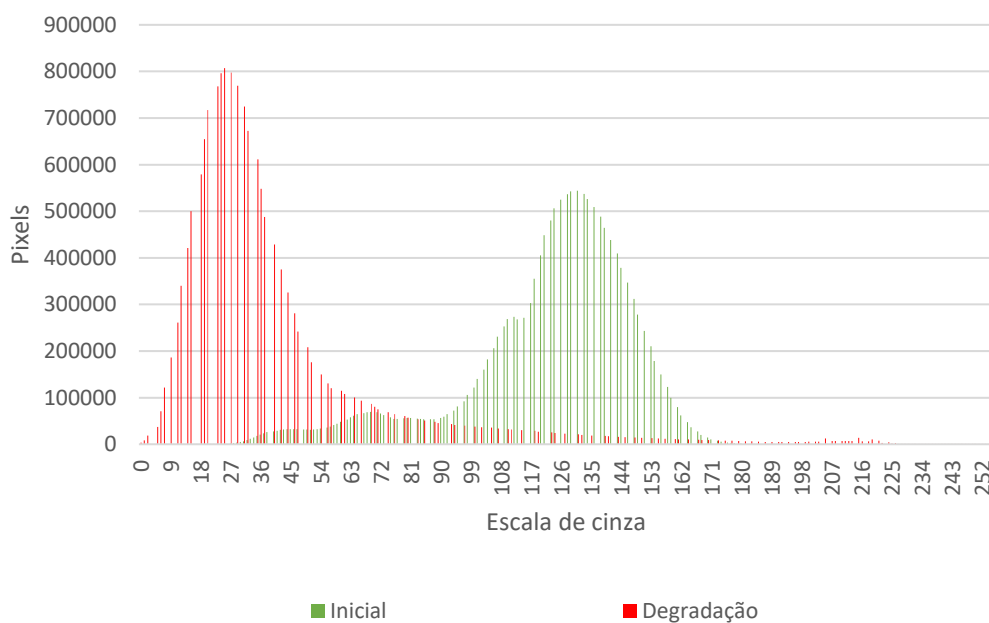


Ainda, a curva de degradação quando comparada com a curva inicial é possível observar um comportamento discrepante da corrente e da potência para toda a faixa de domínio da tensão. Entretanto, no ciclo de recuperação esse comportamento também só ocorre próximo ao ponto de máxima potência situado em 29,4 V e 8,5 A, semelhante o módulo A.



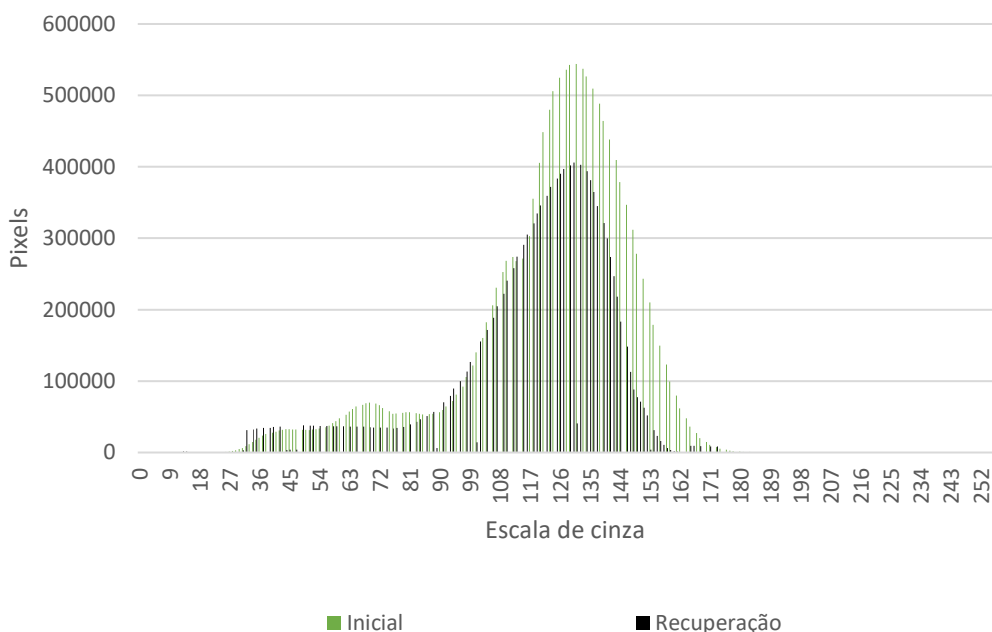
**Figura 60 - Curva P-V do módulo B.**

O histograma ilustrado na Figura 61 demonstra uma redução muito acentuada de tons médios e também aumento muito acentuado de tons escuros.



**Figura 61 - Histograma ciclo de degradação do módulo B.**

Entretanto, o histograma da Figura 62 ao comparar com a imagem de eletroluminescência após o ensaio de *PID* no ciclo de recuperação, também é possível observar uma pequena redução de tons mais claros.



**Figura 62 - Histograma ciclo de recuperação do módulo B.**

Com base nesses resultados, o módulo B apresentou recuperação quase integral da degradação ocasionada por *PID*, semelhante ao módulo A.

A metodologia proposta na norma IEC TS 62804-1:2015 para reprodução do efeito de *PID* em laboratório estabelece condições padrão de contorno, englobando diversas grandezas físicas de consenso internacional que em conjunto favorecem a ocorrência desse fenômeno. O ensaio em laboratório sob condições normalizados de temperatura, umidade relativa do ar, tensão elétrica, corrente elétrica e tempo consiste em um método padrão para comparar e avaliar propensão e a magnitude da degradação, caso ocasionada.

No arranjo de módulos ilustrado na Figura 21 do Capítulo 3 todos os módulos são idênticos, porém apenas alguns módulos e células foram afetados pelo efeito de *PID*, situação que é realidade em muitas usinas de fotogeração. Os módulos não afetados também são susceptíveis ao efeito de *PID*, visto que possuem as mesmas características construtivas. No

entanto, não foram afetados em decorrência da polarização e associação elétrica do arranjo. Neste contexto, o método de avaliar a propensão de cada módulo ser afetado pelo efeito de *PID* em laboratório é de suma importância. Um módulo submetido ao ensaio de *PID* em laboratório, com base na norma, não ocorrendo sinais de degradação, pode ser classificado como livre de *PID* para operar em usinas de fotogeração. Contudo, o contrário não é verdadeiro.

Os resultados apresentados são válidos, visto que a metodologia empregada é normalizada e reconhecida internacionalmente. Além disso, os resultados foram obtidos com a combinação de diferentes técnicas que contemplam a caracterização elétrica e a tomada de imagens eletroluminescentes. Os resultados de todas as técnicas convergem, proporcionando respaldo técnico científico, sendo possível afirmar categoricamente que ambos os módulos foram afetados por *PID*. Não há o que se falar em incertezas de medidas, visto que ao comparar os resultados obtidos percebe-se que são muito significados quando comparados com os dados iniciais antes dos ensaios.

Ambos os módulos foram afetados pelo efeito de *PID*, mas a magnitude da degradação foi diferente. Considerando que a metodologia em ambos foi a mesma, essa constatação pode ser justificada pelas características construtivas de cada módulo. Convém salientar que são de fabricantes distintos. A composição química do vidro frontal e da camada antirreflexiva são fatores que exercem influência direta na magnitude das correntes de fuga responsáveis pela difusão de íons  $Na^+$ .

As imagens de eletroluminescência também demonstram que em um mesmo módulo algumas células foram mais afetadas que outras, esse resultado pode ser justificado pela existência de regiões com menor resistência elétrica favorecendo maior magnitude de correntes de fuga e, conseqüentemente, uma maior difusão de íons  $Na^+$  para o interior da estrutura cristalina da junção “*pn*”.

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho reproduziu o efeito de *PID* em laboratório de dois módulos de tecnologia silício monocristalino de base tipo “*p*” com data de fabricação superior a 5 anos. A metodologia adotada foi a da norma IEC TS 62804-1:2015 que estabelece condições de contorno para avaliar a propensão de módulos serem afetados por este fenômeno. A caracterização elétrica foi realizada em um *LAPSS* que está em conformidade com o padrão internacional da norma IEC TS 60904-9:2007, sendo classificado como  $A^+A^+A^+$ . A metodologia adotada nos ensaios para captação de imagens de eletroluminescência foi a da norma IEC TS 60904-13:2018.

Na primeira etapa dos experimentos, os resultados demonstraram que ambos os módulos foram afetados pelo efeito de *PID*, visto que a redução da potência máxima após os ensaios foi superior a 5% em relação à potência máxima antes dos ensaios. As análises das curvas características e das imagens de eletroluminescência em conjunto com histogramas de imagens demonstram que módulo B apresentou uma magnitude de degradação mais acentuada que o módulo A. O módulo A apresentou uma potência máxima de 238,8 W sendo reduzida para 165,8 W devido ao efeito de *PID*, enquanto o módulo B de 239,4 W para 82 W. A diferença de magnitude de degradação entre os módulos pode ser justificada pelo favorecimento da ocorrência de correntes de fuga responsáveis pela difusão de íons  $Na^+$ , devido as características construtivas dos módulos.

Na segunda etapa, ambos os módulos foram submetidos a ensaios para avaliar a capacidade de recuperação do efeito de *PID*. Ambos apresentam recuperação quase completa, as análises das curvas características demonstram uma pequena redução de potência em relação à potência original. Neste ensaio o módulo A apresentou uma potência máxima de 233,1 W, enquanto o módulo B de 232,4 W. Análises das imagens de eletroluminescência demonstraram que em algumas células havia sinais de degradação, principalmente em regiões próximas da camada de metalização, justificando recuperação quase completa.

Além disso, a utilização de uma câmera fotográfica equipada com sensor *CCD* adaptada para captação da emissão eletroluminescente demonstrou ser muito eficiente, captando imagens muito nítidas e com ótima resolução. A reprodução do efeito de *PID* e a aplicação de

toda a metodologia citada apresentou inovação e relevância para o LABSOL, considerando o aperfeiçoamento de técnicas experimentais e a contribuição do conhecimento científico para estimular novos trabalhos envolvendo o estudo deste fenômeno.

Todos os objetivos desta dissertação foram alcançados. Para continuidade em trabalhos futuros, algumas sugestões são apresentadas:

- Avaliar o efeito de *PID* na potência máxima nominal de cada módulo ao executar diversos ciclos de degradação e recuperação.
- Comparar a suscetibilidade do efeito de *PID* em módulos de mesma tecnologia com configuração base tipo “*p*” e base tipo “*n*”.
- Analisar o efeito de *PID* em módulos de outras tecnologias, incluindo os de filmes finos.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-alcanca-170-mil-megawatts-de-capacidade-instalada-em-2019/656877?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-alcanca-170-mil-megawatts-de-capacidade-instalada-em-2019/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em 13 de maio de 2020.

Advanced Energy. **Understanding Potential Induced Degradation**. Disponível em: <[http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/White\\_Papers/ENG-PID-270-01%20web.pdf](http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/White_Papers/ENG-PID-270-01%20web.pdf)>. Acesso em: 03 de novembro 2019.

Brito, T.R., Cavalcante, R. L., Pinho, J. T., Macedo, W. N. **Análise da Curva I-V de Módulos Multicristalinos a Sol-real**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

CALLISTER, W. D., **Ciência e Engenharia de Materiais: Uma Introdução**. LTC, 7 ed., 2008.

Canal Solar. Disponível em: <<https://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/46-como-fazer-cabeamento-modulos-fotovoltaicos>>. Acesso em: 09 de maio de 2020.

Canal Solar. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/140-efeito-pid-modulos-solares>>. Acesso em: 10 de maio de 2020.

Carneiro, R.K., Vargas, T.V., Pomilio, J.A. **Desenvolvimento de um Traçador de Curva I-V Portátil para Caracterização de Arranjos Fotovoltaicos até 400V e 10A**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

Dhimish, M., Holmes, V., Mehrdadi, B., Dales, M. (2017). **The impact of cracks on photovoltaic power performance**. Journal of Science: Advanced Materials and Devices, 2(2), 199–209. <https://doi.org/10.1016/j.jsamd.2017.05.005>

Educa Mais Brasil. Disponível em: <<https://www.educamaisbrasil.com.br/enem/historia/idade-dos-metais>>. Acesso em: 09 de maio de 2020.

Elekt Solar. Disponível em: <<https://elektsolar.com.br/ituverava-maior-usina-solar-da-america-latina-esta-em-construcao/>> Acesso em: 09 de maio de 2020.

Energia Total. Disponível em: <<https://www.energiatotal.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico-e-do-que-sao-feitos>>. Acesso em: 04 de novembro de 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia**. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-110/topico-418/EPE-DEE-NT-091\\_2018-r0.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-110/topico-418/EPE-DEE-NT-091_2018-r0.pdf)>. Acesso em: 29 de abril de 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2019**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>>. Acesso em: 24 de abril de 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2020**. <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>. Acesso em: 10 de maio de 2020.

Filho, G. F. P., Zilles, R. **Degradação Induzida pelo Potencial**. Revista Brasileira de Energia Solar, vol. VI, n. 6, 2015, pp. 128-137.

Filho, G. F. P. **Degradação Induzida pelo Potencial em Módulos e Instalações Fotovoltaicas de c-Si**. São Paulo: Tese de Doutorado, 2017.

Filho, G. F. P., Almeida, M. P., Manito, A., G., Zilles, **Alternativa de Baixo Custo para Imagens em Eletroluminescência de Módulos Fotovoltaicos**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

Foton International. Disponível em:<<https://www.photon.info/en/photon-international-solar-power-magazine>>. Acesso em: 20 de novembro de 2019.

GASPARIN, F. **Análise de efeitos Transientes na Caracterização Elétrica de Módulos Fotovoltaicos**. Porto Alegre. Tese de Doutorado, 2012.

Gasparin, F. P., Bühler, A. J., Rampinelli, G. A., Krenzinger, A. **Statistical analysis of I-V curve parameters from photovoltaic modules**. Solar Energy, 2016, 131, pp. 30–38. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.061>

Global Solar Atlas. Disponível em:< <https://globalsolaratlas.info/map?c>>. Acesso em: 02 de novembro de 2019.

Hincapie, C. O., Junior, L.A.P., Gasparin, F.P., Krenzinger, A. **Estudo e Montagem de Túnel para Simulador Solar**. Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.

**IEC TS 60904-9**, 2007. Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements.

**IEC TS 60891**, 2009. Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics.

**IEC TS 60904-13**, 2018. Photovoltaic Devices Part 13: electroluminescence of photovoltaic modules.

Instituto Solar. Disponível em :< <https://institutosolar.com/mudancas-regulatorias-no-mercado-de-energia-solar/>>. Acesso em: 13 de maio de 2020.

LibreOffice. Disponível em:< <https://pt-br.libreoffice.org/>>. Acesso em: 30 de outubro de 2019.

ImageJ. Disponível em: < <https://imagej.nih.gov/ij/download.html>>. Acesso em: 01 de novembro de 2019.

Leite, D. S. **Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em Módulos Fotovoltaicos**. Porto: Dissertação de Mestrado, 2012.

Lengruber, T. Z. G. Filmes Nanoestruturados de Óxido de Zinco para Aplicação em Conversão Fotovoltaica. Campos do Gaytacazes – RJ, 2014.

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, 2017, pp. 43–68.

Mangold, K., Shaw, J. A., Vollmer, M. (2013). **The physics of near-infrared photography**. European Journal of Physics, 34(6), 51–71. <https://doi.org/10.1088/0143-0807/34/6/S51>

Mohamed, W. F. F. **Voltage and time dependence of the potential induced degradation effect for different types of solar modules**. Giza: Tese de Doutorado, 2014.

Moreno, F.M., Pigueiras, E.L., Cano, J.M. Parra, R., Espino, T. **On-site tests for the detection of potential induced degradation in modules**. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), París, 2013, pp. 1-5.

Nova Eletrônicos. Disponível em: <<http://www.novaeletronicos.com.br>>. Acesso em: 18 outubro de 2019.

Oldenburg. **Photovoltaics Lectures**. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. Eldorado Summer School, 1994.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. (Coord.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1ed. Rio de Janeiro: 2014.

Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 04 novembro de 2019.

PV Education. Disponível em: <<https://www.pveducation.org/pvcdrom/characterisation/electroluminescence>>. Acesso em: 08 de maio de 2020.

Ruschel, C. S., Gasparin, F. P., Costa, E. R., & Krenzinger, A. **Assessment of PV modules shunt resistance dependence on solar irradiance**. Solar Energy, 133, 2016, pp. 35–43. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.047>

Ruschel, C. S. **Análise e Proposta de Aprimoramento de um Diodo para Módulos Fotovoltaicos**. Porto Alegre: Tese de Doutorado, 2019.

Seners Energy Systems. Disponível em:< <https://www.seners.gr/en/power-restore-to-a-2mwp-p-v-park/>>. Acesso em: 10 de maio de 2020.

SMA PV Offset Box Manual. Disponível em:< <http://files.sma.de/dl/15437/PVO-BOX-IA-en-10.pdf>>. Acesso em: Acesso em: 10 de maio de 2020.

Souza, L. J. S. **Especificação de uma Bancada de Secagem com Ligação à Rede Elétrica por Sistema Fotovoltaico**. Fortaleza: Dissertação de Mestrado, 2017.

Zapata, M. J. **Estudo Teórico-Experimental de Semicondutores com Aplicações em Células Fotoeletroquímicas**. Porto Alegre: Tese de Doutorado, 2017.