

Universidade de São Paulo - USP  
Escola Politécnica

RENAN CORRÊA DE MOURA

**Metodologia prática para análise de perda de eficiência de usinas  
fotovoltaicas com base nos custos de operação**

São Paulo  
2019

RENAN CORRÊA DE MOURA

**Metodologia prática para análise de perda de eficiência de usinas  
fotovoltaicas com base nos custos de operação**

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

São Paulo  
2019

RENAN CORRÊA DE MOURA

**Metodologia prática para análise de perda de eficiência de usinas  
fotovoltaicas com base nos custos de operação**

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

Área de Concentração:  
Sistemas de Potência

Orientador:  
Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida

São Paulo  
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

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

São Paulo, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

Assinatura do autor: \_\_\_\_\_

Assinatura do orientador: \_\_\_\_\_

#### Catálogo-na-publicação

Moura, Renan Corrêa de

Metodologia prática para análise de perda de eficiência de usinas fotovoltaicas com base nos custos de operação / R. C. Moura -- versão corr. -- São Paulo, 2019.

141 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Sistema fotovoltaico 2.Deposição de impurezas 3.Degradação do módulo fotovoltaico 4.Geração de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

## DEDICATÓRIA

---

Dedico a presente dissertação a Daiana Barbosa Melo Santos, pelo incentivo, compreensão e carinho durante a trajetória de estudo, sempre estimulando e apoiando meu crescimento intelectual e profissional.

## **AGRADECIMENTOS**

---

Ao Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida, pela atenção e apoio durante o processo de definição e orientação da presente dissertação.

Aos amigos do NAPREI, pela convivência e pelo aprendizado dos últimos anos.

## RESUMO

---

Moura, Renan Corrêa de. **Metodologia prática para análise de perda de eficiência de usinas fotovoltaicas com base nos custos de operação**. 2019. 141 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019

Este trabalho apresenta uma metodologia para identificação das perdas de rendimento em módulos fotovoltaicos (FVs) devido à degradação e deposição de impureza. A identificação das perdas mencionadas possibilita que o empreendedor obtenha dados mais concretos sobre a real eficiência dos módulos FVs e contribui para a otimização dos gastos com a limpeza desses. Ainda, este trabalho viabilizará não só a identificação das hipóteses da perda de rendimento do sistema FV, como também sua quantificação.

**Palavras-chave:** sistema fotovoltaico; módulo fotovoltaico; comercialização de energia; degradação; deposição de impureza.

## ABSTRACT

---

Moura, Renan Corrêa from. **Practical methodology for analyzing efficiency losses of photovoltaic plants based on operating costs.** 2019. 141 f. Dissertation (Master in Science and Electrical Engineering) - Polytechnic School, University of São Paulo, São Paulo, 2019

This work presents a methodology for the identification of photovoltaic modules (PV) yield losses due to degradation and impurity deposition. The identification of the mentioned losses enables the entrepreneur to obtain more concrete data about the real efficiency of the PV modules and contributes to the optimization of their cleaning expenses. Still, this work will enable not only the identification of the hypothesis of loss of yield of the PV system, but also its quantification.

**Keywords:** photovoltaic system; photovoltaic module; energy trading; degradation; soiling.



## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 1 – Regra de geração de energia elétrica do CER. ....	41
Figura 2 – Funcionamento da Célula fotovoltaica.....	43
Figura 3 – Configuração do sistema FV. ....	44
Figura 4 – Distância da terra ao Sol. ....	44
Figura 5 – Movimento de translação da Terra em torno do Sol indicando as estações do ano.....	46
Figura 6 – Correção do tempo EOT diária.....	48
Figura 7 – Ângulos horários durante um período do dia.....	50
Figura 8 – Posição angular entre a superfície no plano horizontal a o norte geográfico. ....	51
Figura 9 – (a) vista de uma superfície inclinada. (b) vista de um plano horizontal. ...	51
Figura 10 – Determinação da constante solar. ....	53
Figura 11 – Fluxo de energia entre o Sol e a superfície terrestre. ....	55
Figura 12 – Variação da massa de ar. ....	56
Figura 13 – Espectro de radiação solar na atmosfera e no nível do mar. ....	56
Figura 14 – Composição da irradiância solar na superfície terrestre. ....	58
Figura 15 – Perfil de irradiância diária com céu limpo e com alta ocorrência de nuvens. ....	60
Figura 16 – (a) Piranômetro. (b) pireliômetro, (c) rastreador solar.....	60
Figura 17 – Variação da HSP conforme a curva diária de irradiância total. ....	61
Figura 18 – Circuito equivalente de uma célula FV ideal. ....	63
Figura 19 – Curva IV e PV de uma célula FV. ....	64
Figura 20 – Efeito da associação das células FVs. ....	67
Figura 21 – Influência da temperatura na curva I – V.....	68
Figura 22 – Influência da irradiância na curva I – V.....	68
Figura 23 – Circuito equivalente com resistências. ....	70
Figura 24 – Relação entre $R_s$ e $R_{sh}$ com a curva I – V.....	71
Figura 25 – Influência das resistências na $I_{sc}$ e $V_{oc}$ . ....	71
Figura 26 – Fluxograma de cálculo para se determinar $R_{sh}$ e $R_s$ . ....	74
Figura 27 – Diagrama elétrico de ligação das células FVs. ....	75
Figura 28 – Definição do sistema fotovoltaico. ....	76

Figura 29 – Módulos FVs ligados em série. ....	77
Figura 30 – Módulos FVs ligados em paralelo.....	78
Figura 31 – Módulos FVs ligados em série e em paralelo. ....	78
Figura 32 – Inversor off-grid. ....	79
Figura 33 – Esquemático do sistema FV off-grid.....	80
Figura 34 – Inversor <i>grid-tie</i> . ....	80
Figura 35 – Ponto de operação do MPPT. ....	81
Figura 36 – Curva de eficiência do inversor. ....	84
Figura 37 – Relação entre a eficiência do inversor e o FDI. ....	85
Figura 38 – Sistema FV instalado em estrutura com rastreamento solar.....	86
Figura 39 – Sistema FV instalado em estrutura fixa. ....	86
Figura 40 – Diferença da potência elétrica gerada devido ao tipo de estrutura. ....	87
Figura 41 – Diferença da potência elétrica gerada devido ao tipo de estrutura. ....	88
Figura 42 – Alteração do FC devido ao tipo de estrutura. ....	90
Figura 43 – Taxa de degradação. ....	92
Figura 44 – Pontos quentes no módulo FV. ....	96
Figura 45 – Processo de fixação da partícula de poeira no módulo FV.....	98
Figura 46 – Métodos de limpeza dos sistemas FVs. ....	100
Figura 47 – Método de limpeza com cargas eletrostáticas.....	101
Figura 48 – Método de limpeza com cargas eletrostáticas alimentado por uma rede trifásica. ....	101
Figura 49 – Método de limpeza através de sopradores.....	103
Figura 50 – Método de limpeza através de pulverizadores. ....	103
Figura 51 – Método de limpeza através escovas. ....	104
Figura 52 – Método de limpeza com utilização de robôs.....	104
Figura 53 – Método de limpeza por vibração ultrassônica.....	105
Figura 54 – Alteração da curva I – V devido à degradação da célula FV. ....	107
Figura 55 – Alteração da curva I – V devido à deposição de impureza sobre o módulo FV.....	108
Figura 56 – Classificação dos piranômetros.....	109
Figura 57 – Diagrama elétrico de ligação das células FVs. ....	110
Figura 58 – Diodo by-pass dos módulos FVs.....	110
Figura 59 – Diagrama esquemático de ligação dos transdutores de tensão e de corrente.....	111

Figura 60 – a) Foto da ligação elétrica dos terminais dos transdutores de corrente e de tensão. b) Foto da caixa de junção após a instalação dos transdutores de tensão e de corrente.....	111
Figura 61 – Instalação dos termopares.....	112
Figura 62 – Instalação do piranômetro.....	113
Figura 63 – Registrador de dados.....	113
Figura 64 – Montagem dos módulos FVs.....	114
Figura 65 – Identificação dos módulos FV utilizados para o estudo.....	115
Figura 66 – Processo de filtragem dos dados medidos.....	116
Figura 67 – Processo de cálculo para determinação da taxa de degradação.....	117
Figura 68 – Representação do resultado da degradação do módulo FV na curva I – V. .....	122
Figura 69 – Representação do resultado da degradação do módulo FV na curva P – V. .....	122
Figura 70 – Representação da degradação do módulo FV durante sua vida útil....	123
Figura 71 – Efeito da deposição de impureza na produção de energia elétrica advinda de sistema FV.....	124
Figura 72 – Efeito da deposição de impureza na produção de energia elétrica advinda de sistema FV.....	124
Figura 73 – Frequência de limpeza do sistema FV.....	126
Figura 74 – Exposição ao contrato considerando a perda por degradação do módulo FV.....	127
Figura 75 – Exposição ao contrato considerando a perda por deposição de impureza e por degradação do módulo FV.....	127

## LISTA DE TABELAS

---

Tabela 1 – Resumo energia elétrica de fonte solar comercializada em leilão.....	39
Tabela 2 – Valores de coeficiente de reflexão.....	59
Tabela 3 – Parâmetros do módulo FV utilizado para realização das medições.....	111
Tabela 4 – Parâmetros de 24 células FVs ligadas em série. ....	112
Tabela 5 – Especificação dos sensores para medição da tensão do sistema DC. .	112
Tabela 6 – Resultado da análise de degradação do módulo FV. ....	121
Tabela 7 – Preço médio da energia elétrica comercializada no leilão da ANEEL...	125

# SUMÁRIO

---

<b>1.</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>13</b>
1.1.	Introdução do capítulo .....	13
1.2.	Motivação .....	13
1.3.	Objetivos.....	14
1.4.	Estrutura do texto.....	15
<b>2.</b>	<b>Revisão da literatura.....</b>	<b>16</b>
2.1.	Introdução do capítulo .....	16
2.2.	Degradação do módulo fotovoltaico.....	16
2.3.	Deposição de impurezas .....	21
<b>3.</b>	<b>Regulação brasileira do setor energético de fonte solar com tecnologia fotovoltaica.....</b>	<b>29</b>
3.1.	Introdução do capítulo .....	29
3.2.	Regulação.....	29
3.2.1.	Resolução normativa 482 .....	29
3.2.2.	Históricos de leilões de fonte solar .....	36
<b>4.</b>	<b>Características do sistema fotovoltaico.....</b>	<b>42</b>
4.1.	Introdução do capítulo .....	42
4.2.	Efeito fotovoltaico.....	42
4.3.	Geometria solar .....	44
4.4.	Modelagem da célula fotovoltaica.....	61
4.4.1.	Efeito das resistências no circuito equivalente da célula FV .....	70
<b>5.</b>	<b>Critério para especificação dos equipamentos que compõem uma usina fotovoltaica.....</b>	<b>75</b>
5.1.	Introdução do capítulo .....	75
5.2.	Especificação do módulo fotovoltaico .....	75
5.3.	Especificação do inversor .....	78
5.4.	Especificação da estrutura.....	86
5.5.	Potencial de geração .....	88
<b>6.</b>	<b>Características da degradação do módulo fotovoltaico .....</b>	<b>91</b>
6.1.	Introdução do capítulo .....	91
6.2.	Conceito da degradação.....	91
6.3.	Delaminação e bolha .....	93

6.4.	Revestimento antirreflexivo (AR) .....	93
6.5.	Degradação do acetato de vinil etileno (EVA) .....	94
6.6.	Potencial de degradação induzida – PID .....	94
6.7.	Pontos quentes .....	95
<b>7.</b>	<b>Deposição de impureza sobre os módulos fotovoltaicos.....</b>	<b>97</b>
7.1.	Introdução do capítulo .....	97
7.2.	Conceito de sujidade .....	97
7.3.	Métodos de limpeza.....	99
7.4.	Custo de limpeza .....	105
<b>8.</b>	<b>Metodologia.....</b>	<b>107</b>
8.1.	Introdução do capítulo .....	107
8.2.	Análise para identificação das perdas .....	107
8.3.	Sistema de aquisição de dados .....	108
8.3.1.	Montagem do experimento.....	109
8.4.	Análise dos dados.....	115
8.5.	Cálculo de degradação do módulo fotovoltaico .....	116
8.6.	Cálculo para determinação das perdas devido à deposição de impureza .....	117
<b>9.</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>121</b>
9.1.	Introdução do capítulo .....	121
9.2.	Degradação .....	121
9.3.	Deposição de impureza .....	123
9.4.	Estudo de caso .....	125
<b>10.</b>	<b>Conclusão e trabalhos futuros .....</b>	<b>128</b>
10.1.	Introdução do capítulo .....	128
10.2.	Conclusão.....	128
10.3.	Trabalhos futuros.....	129
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>130</b>

## **1. Introdução**

### **1.1. Introdução do capítulo**

Nesse capítulo serão apresentados a motivação, objetivo, estrutura do texto e uma breve introdução sobre a metodologia utilizada nesse trabalho.

### **1.2. Motivação**

Os esforços mundiais para reduzir a emissão de gás carbônico estão cada vez mais intensos. Dentre as medidas adotadas para minimizar a emissão desse gás se encontra a produção de energia elétrica a partir da fonte solar. Em alguns países da União Europeia, a geração de energia elétrica com base na fonte solar já é uma realidade para grande parte da população.

No Brasil, há uma tendência de crescimento na produção de energia elétrica a partir de insumos solares. Esse crescimento é devido as novas legislações que permitem que cada consumidor cativo, que pode comprar energia apenas da distribuidora a qual possui conexão elétrica, possa gerar sua energia elétrica, caso a fonte geradora seja através de uma fonte renovável. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa 482 (REN 482), permitiu que os consumidores possam gerar sua própria energia elétrica, desde que seja a partir de fontes renováveis.

Além da regulamentação para conexão das fontes renováveis no sistema elétrico, a queda do preço dos componentes que compõem o sistema fotovoltaico (FV), responsável por converter a irradiação solar em energia elétrica, tornou o mesmo mais atrativo para os consumidores.

O sistema FV é composto, basicamente, por módulos FVs, inversor e estrutura para se instalar tais equipamentos. O módulo FV é composto por várias células FVs que convertem a irradiação solar em energia elétrica com característica de corrente contínua. Como a energia elétrica fornecida em residências possui características de corrente alternada, os módulos não são capazes de alimentar os equipamentos elétricos utilizados, sendo necessário utilizar um equipamento capaz de alterar a energia elétrica gerada pelos módulos.

A obtenção do máximo desempenho do sistema FV torna necessário que não exista bloqueio da luz solar que alcança os módulos FVs. Porém, fatores climáticos podem provocar a redução da quantidade de irradiação solar que atinge o módulo FV. Dentre esses fatores, pode-se destacar o tipo de solo do local, umidade, chuva, alta temperatura ambiente, etc. Esses fatores, além de provocar a redução da eficiência do sistema, causam também a degradação do módulo FV.

Diante dessas adversidades, este trabalho tem como objetivo a identificação das causas e das perdas de rendimento do módulo FV pela deposição de impureza e pela degradação decorrente do envelhecimento.

### **1.3. Objetivos**

O presente trabalho consiste no desenvolvimento de uma metodologia prática para identificação dos seguintes itens:

- Efeito da deposição de impurezas sobre os módulos fotovoltaicos;
- Quantificação da perda de produção ocasionada pela deposição de impureza;
- Quantificação da perda de vida útil dos módulos fotovoltaicos considerando as condições climáticas dos locais de instalação;
- Orientação do investidor na tomada de decisão do momento oportuno para a limpeza da usina fotovoltaica.

Os itens citados acima serão avaliados em função dos fatores climáticos na cidade de Petrolina – PE. A localidade escolhida se justifica pelo seu alto potencial energético solar, sendo uma das regiões mais atraentes para a instalação de usinas FVs no Brasil.

A determinação das perdas consiste na avaliação do potencial de geração de energia elétrica local, com o valor efetivamente gerado e na identificação da razão da perda de rendimento do sistema, ou seja, se é devido à deposição de impureza ou à degradação da célula FV, auxiliando o empreendedor na decisão sobre o momento que seria viável trocar os módulos FVs e limpá-los. Os dados



que serão utilizados neste trabalho são obtidos do projeto de P&D entre a Companhia Energética de Petrolina e o ENERQ

#### **1.4. Estrutura do texto**

O presente trabalho está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 2: apresenta a revisão bibliográfica referente a degradação do módulo FV e os efeitos da deposição de impureza sobre o sistema FV;
- Capítulo 3: esse capítulo aborda a regulação brasileira referente aos sistemas FVs;
- Capítulo 4: nesse capítulo são apresentadas as metodologias para avaliação do potencial solar disponível no local de interesse. Além disso, é apresentado o modelo matemático do módulo FV;
- Capítulo 5: apresenta os critérios para especificação dos equipamentos que compõem um sistema FV;
- Capítulo 6: as características da perda devido a degradação do módulo FV são apresentadas nesse capítulo;
- Capítulo 7: as características da deposição de impureza e os métodos de limpeza estão apresentadas nesse capítulo;
- Capítulo 8: a metodologia para quantificação das perdas é apresentada nesse capítulo, assim como os critérios para filtragem dos dados coletados em campo
- Capítulo 9: os resultados obtidos através destes estudo são apresentados nesse capítulo através de um estudo de caso;
- Capítulo 10: nesse capítulo é apresentada a conclusão do estudo e a sugestão para trabalhos futuros

## 2. Revisão da literatura

### 2.1. Introdução do capítulo

Neste capítulo serão apresentados os estudos referentes a taxa de degradação do módulo fotovoltaico e a taxa de perda de produção de energia devido à influência da deposição de impureza sobre os módulos FVs.

### 2.2. Degradação do módulo fotovoltaico

A degradação do módulo FV não está relacionada apenas a degradação da célula FV, mas a todos os elementos que o compõe. (OTHH e ROSS JR, 1984) observaram a perda de energia devido a descoloração do encapsulamento da célula FV, sendo que esse estudo considerou os efeitos do ambiente nos polímeros de acetato de vinila de etileno (EVA) e polivinil butiral (PVB). Além disso, observou-se que ambiente com alta temperatura e baixa umidade causa maior degradação do módulo FV, sendo constatada uma degradação de 6% após o módulo FV ficar exposto a essa condição por 365 dias

(KLOTZ, *et al.*, IEEE, 1988) analisaram o decréscimo da tensão de circuito aberto de um módulo FV fabricado com silício amorfo (a-Si). Foram utilizados quatro módulos FVs nesse trabalho que ficaram expostos à luz natural durante 230 dias em Portici – Itália. A degradação do módulo FV observada nesse período ficou entre 14 a 39 %, em comparação com o valor inicial de operação. Além disso, (KLOTZ, *et al.*, IEEE, 1988) constataram que na primeira semana de exposição, os módulos FVs que estavam sendo medidos com circuito aberto degradaram mais rapidamente que os módulos FVs que tinham suas conexões curto circuitadas. Entretanto, após esse período, os valores da degradação dos módulos FVs se aproximaram. Calculando a degradação para o horizonte de 20 anos a perda por degradação ficou em 51% para o módulo FV denominado A, com largura de célula de 370 nm e uma banda de energia de 1.7 eV, 43% para o módulo FV denominado B, sendo suas células fabricadas com várias camadas de filme fino com a mesma banda de energia, 60% para o módulo FV denominado C, com largura de célula de 500 nm e uma banda de energia de 1.66 eV, e de 27% para o módulo FV denominado D, com largura de célula de 220 nm e uma banda de energia de 1.78 eV.

(OSTERWALD, *et al.*, 2002) estudaram os efeitos da exposição de módulos FVs com silício cristalinos ao ambiente, sendo utilizados módulos FVs policristalinos e monocristalinos. Ao comparar a taxa de degradação entre os dois tipos de módulos FV, os autores constataram que os monocristalinos tem maior taxa de degradação em comparação com os policristalinos, sendo que esses valores podem chegar à 242%, em média. Nesse estudo os autores identificaram que a redução da potência máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ ) é ocasionada principalmente pela  $I_{sc}$ , uma vez que ao comparar a degradação da  $I_{sc}$  com a degradação da  $V_{oc}$ , os autores observaram que a  $I_{sc}$  é superior a  $V_{oc}$ . Os principais fatores que provocaram a degradação foram o ofuscamento do vidro, mudança na coloração do EVA, degradação da junção p-n e a temperatura da célula. Nas primeiras horas de exposição dos módulos FV aos raios solares ocorreu uma degradação média da  $I_{sc}$  de 2.8% para os módulos FV monocristalinos e de 2.29% para os policristalinos. Essa degradação ocorreu devido a dopagem com boro da junção p da célula FV, sendo que esse valor satura e a taxa de degradação reduz após as primeiras horas. A degradação após a saturação observada nesse estudo foi em média de 0.71% da  $P_{m\acute{a}x}$ .

(RÜTHER, *et al.*, 2003) avaliaram os efeitos da exposição dos módulos FVs de filme fino à luz solar em três *sites* diferentes, dois nos EUA, Arizona e Colorado, e um no Brasil, Florianópolis. Os sistemas instalados foram especificados com as mesmas características, possibilitando identificar os efeitos de cada ambiente ao qual foram expostos. Os módulos FVs de filme fino utilizados no experimento eram compostos com células de silício amorfo, e foram utilizados cinco fabricantes diferentes. As características locais foram desde clima úmido até ambientes secos como o deserto. O experimento foi realizado ao longo de quatro anos e cada módulo FV tinha células FVs com especificações diferentes, por exemplo, um fabricante forneceu células FVs com três junções e banda de energia dupla enquanto outro forneceu o módulo FV com células FVs de junção dupla e uma banda de energia. Após as medições dos primeiros 12 meses, observou-se que o módulo FV de filme fino com célula FV de dupla junção e dupla banda de energia instalado em Colorado – EUA – apresentou a maior redução da  $V_{oc}$ , enquanto que em Florianópolis – Brasil – os módulos FVs constituídos com células FVs de dupla junção e uma banda de energia

apresentaram a menor redução de  $V_{oc}$ , ficando, aproximadamente 6% menor em comparação com o resultado obtido em Colorado - EUA. Em relação a  $I_{sc}$ , o módulo FV que apresentou menor redução dessa variável foi o de células FVs com tripla junção e duas bandas de energia. Esse resultado foi constatado nas três regiões de estudo, sendo uma redução de aproximadamente 6% para Colorado e Arizona e em Florianópolis a redução de aproximadamente 5%. Em contrapartida, o módulo FV com dupla junção de dupla banda de energia apresentou a maior redução da  $I_{sc}$  nos locais, ficando próximo à 8% para os sites dos EUA e de 10% para o site do Brasil. O módulo FV com célula FV de dupla junção e uma banda de energia apresentou uma redução de 25%, 19% e 17% no Colorado, Arizona e Florianópolis, respectivamente. Os resultados obtidos pelos autores demonstraram que as características do local afetam diretamente a degradação do módulo FV de filme fino, que por sua vez está relacionada com a característica da célula utilizada, uma vez que foi constatado nesse estudo que células FVs com multijunções apresentam melhor desempenho em ambientes de clima quente.

(RAGHURAMAN, *et al.*, 2006) estudaram a degradação do módulo FV em Sacramento – EUA – devido ao aumento de sistemas FVs conectados na concessionária de energia elétrica local. Nesse estudo os pesquisadores utilizaram 44 módulos FVs adquiridos de oito fabricantes distintos e com três tecnologias diferentes; silício mono cristalino, policristalino e amorfo. O período de exposição dos módulos FVs foram de dois a sete anos, sendo que o período mais longo permite analisar os efeitos da degradação a longo prazo e o período curto de exposição permite avaliar o efeito Staebler-Wronski, que ocorre no período inicial de exposição do módulo FV ao Sol, aproximadamente 150 dias de exposição. (RAGHURAMAN, *et al.*, 2006) utilizaram uma carga resistiva para realizar a leitura das variáveis elétricas nos estudos e em um ambiente de clima quente e seco. Os resultados obtidos nesse estudo demonstraram que ao analisar um curto período de tempo a taxa de degradação anual é maior que quando comparada com períodos mais longos. Essa situação foi observada no módulo FV constituído com células FVs de silício amorfo que apresentaram uma taxa de degradação de 3.52% em um período de 2.7 anos e para o período de 6.7 anos a taxa de degradação observada foi de 1.16%. Tal situação demonstra

a relevância em separar a degradação ocasionada pelo efeito Staebler-Wronski da degradação após longos períodos de exposição, sendo observado nesse um valor de degradação 3.5% a.a. de 1.2% a.a. respectivamente.

(JORDAN e KURTZ, 2013) analisaram os estudos relacionados a taxa de degradação nos últimos 40 anos. Foram aproximadamente 2000 taxas de degradação analisadas em vários países ao redor do mundo com base em testes de campo. Os lugares que mais apresentaram estudos relacionados a degradação são o EUA, Europa, Japão e Austrália. No entanto, outras regiões começaram a analisar a degradação dos módulos FVs após os anos 2000. Todos os dados apresentados nesse estudo foram utilizados após desconsiderar a degradação de curto período, ou seja, desconsiderando o efeito Staebler-Wronski. A média de degradação observada sobre as 2000 publicações foi de 0,8% a.a. com uma mediana de 0,5% a.a.. Além disso, 78% dos dados analisados apresentaram uma taxa abaixo de 1% a.a. Ressalta-se que nesses valores estão todas as tecnologias de células FVs, por exemplo, filme fino e silício cristalino. Para os silícios cristalinos a taxa de degradação média foi de 0,7% a.a. com uma mediana de 0,5%. Em contrapartida, os de filme fino apresentaram uma taxa de degradação média de 1,5 % a.a. com uma mediana de 0,5% a.a.. Além desses dados, o estudo apresentou a taxa de degradação por período, sendo que nos primeiros 10 anos a taxa de degradação foi de 0,7% e entre o décimo e vigésimo ano essa taxa foi de 0,46% a.a. em média e para período superior a 20 anos a taxa média de degradação foi de 0,43%, ressaltando que esses valores não consideram o efeito Staebler-Wronski.

(NDIAYE, *et al.*, 2014) avaliaram os efeitos da degradação dos módulos FVs expostos em Senegal – RSA. Nesse estudo foram utilizados quatro módulos FVs, sendo que dois eram compostos por células com silício monocristalino e os outros dois com células FVs de policristalino. Para efeito de comparação um módulo FV monocristalino e um policristalino ficaram expostos durante 4 anos. Para essa condição o monocristalino apresentou uma taxa de degradação maior que o policristalino no período de análise. Contudo, ressaltar-se que a degradação da  $V_{oc}$  foi a mesma para os dois módulos FV. Outra análise foi baseada nos dados obtidos através de um módulo FV monocristalino que ficou exposto durante 1,3 anos e o outro de silício policristalino ficou exposto por 3.4

anos. Os resultados obtidos foram comparados com os dados dos módulos FVs que ficaram expostos durante 4 anos. Ao se comparar os dois módulos FVs policristalinos foi possível observar uma diferença de degradação de 1.31% entre o módulo FV exposto durante 48 meses e o exposto por 40 meses, ou seja, apesar do curto período de exposição entre os dois módulos FV, há uma diferença muito grande da degradação entre eles. Essa diferença pode ser associada a construção dos equipamentos, uma vez que o módulo FV com maior período de exposição tem potência de 114 W enquanto que o outro módulo tem uma potência de 230 W. Contudo, os autores concluíram que para a região analisada a taxa de degradação, dependendo das características do módulo FV, ficou entre 0.3% e 3% ao ano.

(BOURAIYOU, *et al.*, 2018) fizeram uma análise evolutiva de degradação de 608 módulos FVs instalados em 1985 na cidade de Melouka – Argélia. Nesse estudo foram utilizados módulos FVs de 4 fabricantes diferentes e com características diferentes, permitindo identificar quais são os principais fatores relacionados a degradação que mais afetam os módulos FVs instalados em uma região tipicamente quente e seca. Os principais fatores que influenciaram a degradação dos módulos FVs foram a descoloração do EVA (etileno acetato de vinila), corrosões dos metais e a delaminação. Um dos principais fatores desse estudo foi a observação da quantidade de módulos FVs afetados pelos já apresentados, sendo constatado que em todos módulos FVs ocorreu a descoloração do EVA após o sexto ano de exposição ao Sol. Os módulos FVs apresentaram corrosão de seus metais a partir do sétimo ano. No período entre o sétimo e o décimo primeiro ano, os autores observaram que 41.17% dos módulos FVs instalados apresentaram corrosão em seus metais. Ao longo do tempo a quantidade de módulos FVs que apresentaram essa situação aumentaram para 54.76%, no período entre o décimo segundo e o vigésimo ano, e, posteriormente, para 100% dos módulos FVs entre o vigésimo primeiro e o trigésimo segundo ano de exposição dos módulos FVs. (BOURAIYOU, *et al.*, 2018) segmentaram o período de exposição dos módulos FVs em quatro partes, sendo que a primeira abrange do primeiro ao sexto ano, a segunda parte abrange desde o sétimo até o décimo primeiro ano, a terceira abrange desde o décimo segundo até o vigésimo ano e, por fim, a quarta parte abrange desde o vigésimo primeiro até trigésimo segundo

ano. Na primeira parte, nenhum módulo FV apresentou alguma característica visível de degradação. Contudo, na segunda parte, todos os módulos FVs apresentaram descoloração do EVA, sendo que essa situação foi observada nos períodos subsequentes e 41.17% dos módulos FVs apresentaram corrosão em seus metais e em 23.52% dos módulos FVs foi observado a delaminação. Durante o terceiro período de análise, 54.76% apresentaram corrosão de seus metais e esse número chegou a 100% no quarto período de observação. Em contrapartida, a quantidade de módulos FVs que apresentaram delaminação diminuiu ao longo do tempo, sendo que na terceira parte os módulos FVs afetados por esse efeito foram 11.1% e na quarta esse número caiu para 3.75%. Logo, além de apresentar a taxas de degradação dos módulos FVs, esse estudo demonstrou que os principais fatores que causam o aumento da taxa de degradação ocorrem a partir do sétimo ano após a exposição ao Sol desses equipamentos, ou seja, a degradação que ocorre entre o primeiro e o sexto anos está relacionada com a degradação do silício que compõe as células FVs.

### **2.3. Deposição de impurezas**

A deposição de impureza ou sujidade, do inglês *soiling*, está diretamente relacionada com geração de energia elétrica dos módulos FVs. Os fatores que afetam a eficiência devido à deposição de impureza estão relacionados com o local da instalação, ângulo de inclinação dos módulos FVs (estrutura fixa ou com rastreado), vento, umidade, poluição, etc. (CATELANI, *et al.*, 2012).

(MURPHY e FORMAN, 1979) estudaram o efeito da deposição de impureza em três cidades diferentes. A metodologia foi baseada na comparação entre a potência e a  $I_{sc}$  do módulo FV que era limpo com as grandezas do módulo FV que acumulou impureza ao longo do tempo. Ao final de determinado período, uma quantidade de módulos FVs eram limpos e mediam-se as variáveis estudadas tanto do módulo FV limpo como do módulo FV que permaneceu sujo, permitindo compará-las e determinar a perda devido à deposição de impureza. Na zona agrícola de Nebraska, utilizaram um sistema de 25 kWp para comparar os efeitos da deposição de impureza ao longo de 14 meses, sendo que o sistema foi fracionado para que fosse possível estudar a influência da impureza no período de 3, 7, 9, 12 e 14 meses. Os resultados obtidos nesse estudo foram de

3.8%, 7.2%, 5%, 8.8%, 14.6%, respectivamente para a perda de potência. Além da potência do módulo FV, esse estudo analisou a influência da impureza na  $I_{sc}$  e os resultados para essa análise foram de 5, não registrado, 5.2, 8.2 e 13.4%, respectivamente. Considerando os fatores urbanos, como por exemplo a poluição, (MURPHY e FORMAN, 1979) estudaram a relação da perda pela impureza na área urbana da cidade de Cambridge- EUA. Nessa oportunidade, foram estudados módulos FVs com encapsulamento de silicone e de vidro. Os módulos FVs encapsulados com silicone apresentaram uma perda de 13.2% da sua potência máxima. Em contrapartida, os módulos FVs encapsulados com vidro apresentaram uma perda de 6.2% da sua potência máxima. Esse estudo analisou os dados de um período de seis meses, constatando que o encapsulamento de vidro reduz a perda de potência causada pela deposição de impureza. Além disso, os autores analisaram os efeitos da impureza nos módulos FVs com encapsulamento ao longo de um ano. O resultado obtido foi de uma redução de 3.4% a.a. da potência máxima. Esse valor é quase 50% menor que o valor do estudo que considerou um período de seis meses. Essa condição é dada em função da sazonalidade do local, ou seja, há períodos em que a deposição de impureza nos módulos FVs é maior. Na análise realizada em Nova Iorque – EUA, os autores utilizaram os mesmos tipos de módulos FVs que foram estudados em Cambridge- EUA. Os resultados obtidos após 6 meses de exposição dos módulos FVs às condições urbanas de NY demonstraram uma redução da potência máxima de 10% para módulos FVs encapsulados com vidro e de 27% módulos FVs encapsulados com silicone. Além da diferença entre os tipos de encapsulamento, os autores observaram que apenas a  $I_{sc}$  é afetada pela impureza depositada sobre os módulos FVs, ou seja, a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) não sofre alteração de seu valor devido a deposição de impureza.

Assim como (MURPHY e FORMAN, 1979), (HOFFMAN e MAAG, 1980) estudaram a deposição de impureza na cidade de Pasadena – EUA – entre os meses de maio de 1978 a outubro de 1980, e observou-se que independentemente do material do encapsulamento, a taxa de perda devido à deposição de impureza verificado estava entre 6 a 7% por mês. No período chuvoso, os módulos FVs encapsulados com vidro apresentaram maior desempenho em relação a sua autolimpeza, ou seja, reduzindo as perdas devido



a impureza. Nesse período, a perda dos módulos FVs com vidro passaram de 12% para 0%, enquanto os módulos FVs com silicone reduziram apenas 3% a sua taxa de perda por impureza. Dessa maneira, os autores concluíram que o tipo de material influencia diretamente a capacidade de autolimpeza dos módulos FVs, sendo que o vidro apresentou melhor performance em relação a autolimpeza.

(RYAN, VIGNOLA e MCDANIELS, 1989) analisaram o efeito da deposição de impureza ao longo de 6 anos em Eugene - EUA, comparando dois sistemas FVs idênticos. O método adotado pelos autores consistiu na limpeza semanal de um sistema FV e o outro acumulou impureza desde a instalação, comparando a variação da  $I_{sc}$  entre os dois sistemas FVs. O resultado obtido nesse estudo foi de uma redução de 1.4% a.a., sendo observado uma variação sazonal de 2%.

(HAMMOND, *et al.*, 1997) analisaram três sistemas FVs com diferentes tipos de estrutura, sendo um com estrutura fixa e os duas restantes equipados com rastreamento solar, sendo que um desses estava com rastreamento em um eixo (horizontal – movimento do norte para o sul) e o outro com rastreamento em dois eixos. Esse estudo foi realizado no Arizona – EUA – em um sistema FV que ficou exposto durante um período de seis anos e dois meses. Os sistemas FVs permaneceram acumulando impureza até o décimo sexto mês. Após esse período, os sistemas FVs foram limpos a cada duas semanas para analisar os efeitos da deposição de impureza. A metodologia adotada nesse trabalho para determinar a perda ocasionada pela deposição de impureza foi baseada na comparação entre a  $I_{sc}$  do sistema FV considerando o acumulou impureza com a  $I_{sc}$  do sistema FV após a limpeza periódica. A estrutura fixa utilizada nesse trabalho foi específica com ângulo de inclinação igual a latitude local, ou seja, 34°. Nessa condição a perda por deposição de impureza foi de 5.4%, para a estrutura com rastreador solar de um eixo foi de 8.1% e para estrutura com rastreamento em dois eixos a perda foi de 2.3%. Logo, conclui-se que além dos fatores ambientais, o tipo da estrutura pode auxiliar na capacidade de autolimpeza dos módulos FVs. Entretanto, o espaço utilizado por um sistema FV com rastreamento é maior que o do sistema FV com estrutura fixa. Outro fato observado nesse estudo é que a perda por soiling aumenta conforme o ângulo de incidência solar aumente. O aumento da perda observada nessa situação

---

passou de 2.3% na incidência normal para 4.7% com 24° e de 8% para 58° de inclinação.

(ASL-SOLEIMANI, FARHANGI e ZABIHI, 2001) observaram os efeitos da poluição local conforme o ângulo de inclinação do módulo FV. Nessa oportunidade foi possível observar uma redução de até 60% na energia produzida pelo módulo FV devido a poluição na região do Teerã – Irã. Além disso, observou-se que estrutura com pequenos ângulos reduzem a capacidade de autolimpeza dos módulos FVs, sendo que nesses estudos utilizaram cinco inclinações diferentes, 0°, 23°, 29°, 35° e 42°. Através da análise dessas inclinações, (ASL-SOLEIMANI, FARHANGI e ZABIHI, 2001) concluíram que para a região em estudo a inclinação ótima é de 30°, uma vez que através dos dados analisados foi constatado que nessa ocorre as menores perdas devido a deposição de impureza. A metodologia adotada por (ASL-SOLEIMANI, FARHANGI e ZABIHI, 2001) baseou-se na comparação da energia produzida durante cada estação e na limpeza que era realizada no início de cada estação. Dessa maneira, esse estudo permitiu observar a diferença entre o desempenho do módulo FV em cada estação do ano e não a taxa de perda devido à deposição de impureza sobre o módulo FV ao longo do período analisado.

(JIANG, LU e SUN, 2011) desenvolveram um experimento capaz de simular as condições climáticas ao qual o módulo FV é exposto e estimaram que a densidade da impureza de 0 a 22 g/m<sup>2</sup> corresponde à uma redução de 0 a 26% de perda de produção de energia elétrica pelo módulo FV. Além disso, foi observado através desse estudo que a perda de rendimento do módulo FV é linear conforme o aumento de impureza depositada nele.

(WEBER, *et al.*, 2014) estudaram a relação entre a quantidade de impureza depositada no módulo FV com a perda diária de potência. Para isso, os pesquisadores analisaram o diâmetro e o peso da impureza que era sedimentada no módulo FV. Dentre os resultados obtidos, concluíram que na região da Cidade do México – México – a partícula suspensa mais comum na região tem um diâmetro de 10 µm, característica da poluição local, com um volume de 50 µg/m<sup>3</sup>. Considerando o plano inclinado horizontal, ou seja, 0°, para a instalação dos módulos FVs, a taxa de deposição de impureza é de 65

$gm^{-2}d^{-1}$ . Nesse estudo os autores observaram uma redução de 15% na produção de energia elétrica após expor por 60 dias os módulos FVs às condições ambientais locais. Contudo, ao considerar a sazonalidade do local, ou seja, observar a capacidade de autolimpeza dos módulos FVs, a redução da geração de energia é de 3,6% a.a..

(RAO, 2014) pesquisou os efeitos da deposição de impureza para a região de Bangalore – Índia. A metodologia para se determinar as perdas por deposição de impureza nessa região foi baseada na comparação da curva I-V. O experimento para se obter os dados foi realizado na utilização de dois módulos FVs, sendo que apenas um acumulava impureza. Esse método foi aplicado tanto para análise laboratorial quanto em análise de campo. Os resultados obtidos nesse estudo demonstraram que a deposição de impureza não afeta a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e a variável mais afetada é a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Dessa maneira, concluiu-se que  $V_{oc}$  não é afetada diretamente pela deposição de impureza. Em contrapartida, a  $I_{sc}$  reduz gradativamente com a deposição de impureza. Ressalta-se que nesse estudo observou-se uma redução de 45 a 55% para estudo laboratorial, sendo a densidade da impureza utilizada no experimento de 7,15  $g/m^2$ , e de 4 a 5% para estudo de campo que apresentou uma densidade de impureza de 1.4 $g/m^2$ .

(NABEYAMA MICHELSON, *et al.*, 2015) estudaram os fatores que influenciam a perda rendimento do sistema FV na região oeste do Paraná – Brasil. Dentre os fatores da perda de rendimento, a deposição de impureza, que para a região em análise, cidade de Meridianeira, no estado do Paraná, apresentou uma perda de aproximadamente 16% na produção de energia elétrica do sistema FV. Esse resultado foi obtido para um período de seis meses, sendo que para obtê-lo foram utilizados dois módulos FVs e o método abordado foi baseado na comparação das potências elétricas dos módulos FVs.

(SHIRAKAWA, *et al.*, 2015) analisaram os efeitos dos micro-organismos depositados sobre o módulo FV devido à sua exposição ao ambiente. Esse estudo foi realizado na cidade de São Paulo – Brasil. O período de estudo foi de dezoito meses e permitiu observar uma redução de 11% na energia gerada pelo do sistema FV. Além disso, detectaram que no local de estudo o principal micro-

organismo é o ascomiceto, da família dos fungos, sendo necessário a aplicação de um antifúngico durante a limpeza dos módulos.

(SAIDAN, *et al.*, 2016) utilizou três módulos FVs para determinar a taxa de perda ocasionada pela deposição de impureza. O local de estudo foi Bagdá – Iraque. O método adotado pelos autores consistiu em relacionar o tamanho da impureza, a concentração de impurezas depositadas sobre os módulos FVs e o rendimento do equipamento. Nesse trabalho os autores determinaram um decréscimo diário de 3.6%, semanal de 9.09% e mensal de 14% da  $I_{sc}$ . A perda de rendimento devido a deposição de impureza diária foi de 5,87%, semanal de 10,56% e mensal de 15,78%. A diferença entre a taxa de perda por deposição de impureza da  $I_{sc}$  com os valores obtidos pelo rendimento está associada ao fato de que o rendimento está relacionado com a capacidade de conversão de energia solar em elétrica, ou seja, engloba todas as perdas elétricas ocasionada na conversão dessa energia. Além disso, esse estudo analisou os efeitos da impureza na curva IV de cada módulo FV, constatando que a impureza não altera a tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  do módulo FV.

(PAUDYAL e SHAKYA, 2016) estudaram o efeito da deposição de impureza sobre os módulos FVs durante um período de 5 meses. Nesse estudo foram utilizados dois módulos FVs, sendo que um era limpo diariamente e outro acumulava impureza ao longo do tempo. A metodologia utilizada para analisar a perda de produção devido a deposição de impureza baseou-se na comparação entre o rendimento do módulo FV limpo e o que acumulou impureza. O resultado obtido nesse estudo foi de uma perda de 29,76% ao longo do período analisado que apresentou uma frequência de chuva muito baixa e de baixa intensidade.

(LOPEZ-GARCIA, POZZA e SAMPLE, 2016) analisaram o efeito da deposição de impureza sobre 28 módulos FVs após 30 anos expostos ao ambiente em Ispra- Itália. Na média, a redução da potência dos módulos FVs foi de 9,8% e da  $I_{sc}$  foi de 6,7% ao longo dos 30 anos. Contudo, a média anual da redução da potência foi de 0,31% e da  $I_{sc}$  de 0,2% a.a. Essa análise não corresponde a real taxa anual de redução devido à deposição de impureza, uma vez que ao se considerar um longo período, deveria ter sido observado a sazonalidade do local ao longo do tempo, já que chuvas intensas podem retirar a impureza que estava

depositado no local. Logo, deve-se observar com atenção os resultados obtidos nessa pesquisa.

(TANESAB, *et al.*, 2017) e (TANESAB, *et al.*, 2015) utilizaram uma metodologia baseada na perda de potência do módulo FV sendo essa perda determinada ao comparar os valores das potências máximas dos módulos FVs utilizados no estudo. Para essa comparação o autor utilizou dois módulos FVs construído com mesmo tipo de silício. O período analisado por (TANESAB, *et al.*, 2017) foi de um ano para observar a sazonalidade em dois *sites* em diferentes locais. A limpeza do módulo FV era realizada no dia em que cada estação iniciava. Dessa maneira, determinou-se a perda devido à deposição de impureza por estação verificando a perda devido à impureza ao se comparar a potência do módulo FV que não foi limpo com o módulo FV limpo. Além disso, o autor comparou o efeito da deposição de impureza sobre o módulo FV em diferentes tipos de células FVs. Os valores da perda devido à deposição de impureza para o site A, localizado em Perth – Austrália, foi de 4,03% a.a. para o módulo FV de silício amorfo (a-Si) e de 6,11% a.a. para módulos FVs construídos com células FVs com silício policristalino (pc-Si). Já no site B, localizado na Sondo Oriental – Indonésia, a perda devido à deposição de impureza nos módulos FVs foi de 12,36% a.a. para módulos FVs que utilizam células FVs com silício monocristalino (mc-Si) e de 15,16% a.a. para células FVs de silício policristalinos. Diante dessa constatação, (TANESAB, *et al.*, 2017) concluiu que as células FVs de pc-Si apresentam a maior redução na sua produção de energia elétrica quando ocorre o acúmulo de impureza sobre o módulo FV.

(FRAGA, *et al.*, 2018) analisaram durante 43 dias a deposição de impureza sobre os módulos FV instalados Belo Horizonte – MG. Nesse estudo, que foi realizado na metade do inverno, os pesquisadores observaram uma redução de perda da potência máxima  $P_{máx}$  de 13.7% devido à deposição de impureza, enquanto que após uma chuva esse valor decresceu para 6.5%. Logo, essa chuva não foi o suficiente para retirar completamente as impurezas depositadas sobre o módulo FV. A influência da chuva foi também identificada na produção diária da energia elétrica, sendo que a perda da produção passou de 16.5% para 8% após a chuva de 7 mm. Outro ponto analisado nesse estudo foi a questão da orientação do sistema FV. O sistema FV instalado com orientação para o norte e coordenada

azimutal de 92 a 101° apresentou uma perda de 8% menor em relação ao sistema FV instalado com orientação para o norte com coordenada azimutal de 278 a 286°.

### **3. Regulação brasileira do setor energético de fonte solar com tecnologia fotovoltaica**

#### **3.1. Introdução do capítulo**

No Brasil existem duas legislações diferentes para sistemas FVs, uma para comercialização em ambiente de contratação regulada (ACR) e outra para o ambiente de contratação livre (ACL). Para geradores que fazem parte do ACR, há o leilão de energia e a geração distribuída.

A resolução normativa 482 (REN 482) da ANEEL regula os sistemas FVs com potência de até 5 MW. Os projetos com essa capacidade são dimensionados para atender consumidores residenciais e comerciais, como por exemplo, supermercados.

Projetos com geração centralizada advinda de energia solar são regulados através de regras específicas do leilão. Sendo assim, este trabalho apresentará as regulações separadamente.

No ACL o gerador deve ter, no mínimo, uma potência instalada de 3MW. A regulação é realizada através de contratos (bilaterais) que são apresentados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nesse ambiente de contratação, o preço da energia elétrica é determinado entre o gerador e o consumidor. Como não há regulação que determina a forma como será realizado esse contrato, este trabalho limita-se a avaliar a regulação de geração centralizada e distribuída.

#### **3.2. Regulação**

##### **3.2.1. Resolução normativa 482**

Até 2012 não havia uma regulação possibilitando que os consumidores cativos conectassem seu sistema FV à rede elétrica de distribuição, ou seja, os sistemas FVs instalados tinham como objetivo atender somente os sistemas isolados. No intuito de incentivar a disseminação de sistemas FVs, a ANEEL, por meio de uma consulta pública em 2010 (nº15/210 de 10/09 a 9/11/2010) e de uma audiência pública em 2011 (nº 42/2011 de 11/08 a 14/10/2011), estabeleceu as

---

condições legais para a conexão de geração distribuída, com potência menor que 1.000 kW, na rede elétrica de distribuição. Em 17/04/2012 entrou em vigor a Resolução Normativa N° 482 (REN nº 482) responsável pelas condições gerais de acesso à rede de distribuição de sistemas FVs (ANEEL, 2012).

A primeira versão da REN 482 adotou como microgeração distribuída, os sistemas FVs com potência menor ou igual a 100 kW, e minigeração distribuída os sistemas FVs com potência instalada superior a 100 kW e inferior a 1MW. A REN 482 permitiu que o excedente gerado pela unidade consumidora pudesse ser compensado posteriormente. Para que essa situação fosse possível, a ANEEL determinou que o consumidor deveria ser cobrado, no mínimo, pelo custo de disponibilidade referente ao grupo tarifário B ou de demanda quando o consumidor se enquadrar no grupo tarifário A.

Os consumidores do grupo A possuem tarifas diferenciadas, conforme o horário em que é consumida a energia elétrica (ANEEL, 2010). Diante disso, a REN 482 estabeleceu que a compensação de energia elétrica seja feita, necessariamente, por posto tarifário. A compensação da energia elétrica injetada na rede será compensada no mesmo posto tarifário em que ocorreu a injeção de energia na rede, e, caso ocorra excedente posteriormente a esta situação, a compensação desse restante seria realizada em um posto tarifário diferente do qual houve a penetração de energia na rede de distribuição.

Caso o consumidor fique com excedente mesmo após a compensação, esse excedente seria convertido em créditos que poderiam ser utilizados em um período de 36 meses. Após esse período, os créditos expirariam.

Buscando o equilíbrio entre os agentes, a ANEEL determinou que os consumidores poderiam beneficiar outras unidades consumidoras, desde que a titularidade da unidade consumidora fosse de mesma titularidade da unidade geradora e que os dois empreendimentos fossem dentro da mesma área de concessão da distribuidora de energia, onde se encontra instalado o sistema FV.

Ao se instalar um sistema FV é necessário realizar a troca do medidor. Diante disso, a REN 482, em sua primeira versão, estipulou que os custos referentes ao sistema de medição bidirecional seriam de responsabilidade do consumidor



---

quando o sistema FV se enquadrasse em minigeração e para os sistemas FVs de qualificados como microgeração os encargos com a troca do sistema de medição seriam absorvidos pela concessionária. A manutenção e operação do equipamento seria de responsabilidade da concessionária, incluindo uma possível troca do mesmo.

Por fim, na primeira versão da REN 482 ficou determinado que não haveria a necessidade de celebração de contrato de uso de conexão para centrais geradoras que participem do sistema de compensação, sendo necessário apenas a celebração de acordo operativo para geradores classificados como minigeradores e de relacionamento operacional para geradores classificados como microgeradores.

A primeira alteração da REN 482 ocorreu em dezembro de 2012 através da Resolução Normativa 517 (REN 517). Dentre as alterações destacam-se:

- O excedente gerado pelo sistema FV poderia ser utilizado em outras unidades consumidoras desde que tais unidades tivessem o mesmo titular, ou seja, a unidade que receberá o excedente deverá estar registrada no mesmo cadastro de pessoa física (CPF) ou cadastro de pessoa jurídica (CNPJ) da unidade geradora;
- A potência instalada do sistema FV era limitada a carga instalada quando a unidade consumidora estiver enquadrada no grupo tarifário do tipo B. Caso a unidade geradora esteja enquadrada no grupo tarifário do tipo A, a potência do gerador era limitada pela demanda contratada. Como há a possibilidade de se utilizar o excedente em outra unidade consumidora, a ANEEL estabeleceu que, no caso de algum consumidor que desejasse gerar excedente para conseguir suprir outras unidades consumidoras, o consumidor deveria aumentar o valor da potência ou da demanda contratada, conforme o grupo tarifário.
- Os custos relacionados a ampliação ou reforços do sistema de distribuição que seja em função exclusiva da conexão de microgeração e minigeração distribuída seriam arcados integralmente

---

pela concessionária, desde que o consumidor aceitasse participar do sistema de compensação de energia;

- Caso houvesse mais de uma unidade consumidora participante do mesmo sistema de compensação, a unidade em qual contenha a geração instalada é a primeira a ser compensada. O excedente após essa compensação pode ser distribuído para outras unidades consumidoras, conforme a ordem de prioridade estipulada pelo consumidor;
- Consumidores livres ou especiais não poderiam aderir ao sistema de compensação;
- Para a realização da compensação de energia elétrica em postos tarifários diferentes era necessário considerar a relação entre os valores das tarifas desses postos tarifários. Essa situação se aplicava apenas para consumidores enquadrados no grupo tarifário do tipo A.
- O excedente que não tivesse sido compensado deveria ser usado em até 36 meses. Após esse período, o montante de energia não utilizado no período citado seria considerado, para efeitos tarifários, no cálculo de sobrecontratação de energia elétrica da distribuidora, uma vez que o excedente é revertido em prol da modicidade tarifária.

#### 3.2.1.1. Resolução Normativa 687

Em 2016, a ANEEL colocou em vigência a Resolução Normativa 687 com o objetivo alterar a REN 482 para incentivar a disseminação dos sistemas FVs no Brasil. Importantes mudanças foram tomadas para que o objetivo fosse atingido (ANEEL, 2015). Os principais pontos alterados na REN 482 foram:

- A REN 687 reduziu a potência instalada da microgeração, passando a ser alocado nesta modalidade sistemas FVs com potência menor ou igual que 75kW. Em relação a minigeração devido aos sistemas FVs houve um aumento de potência instalada, passando a ser considerados minigeradores sistemas FVs com potência maior que 75 kW e menor que 5MW. Desse modo, a quantidade de consumidores

---

classificados como especiais ou livres podem participar do sistema de compensação, desde que alterem o seu contrato para se enquadrarem ao sistema de compensação de energia;

- No intuito de incentivar a expansão do sistema FV no país, a ANEEL, através de REN 687, criou grupos para adequação dos consumidores interessados em se beneficiar do sistema de compensação de energia elétrica, sendo esses grupos denominado como:
  - Múltiplas unidades consumidoras: unidades consumidoras que utilizam de forma independente a energia elétrica e estejam na mesma propriedade ou em propriedades contíguas, desde que o empreendimento não utilize vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;
  - Compartilhada: a geração de energia elétrica pode ser realizada por meio de consócio ou cooperativa que possuam unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão da distribuidora. As unidades consumidoras beneficiadas pelo excedente da geração de energia devem estar localizadas em local diferente de onde se encontra instalada a unidade geradora;
  - Autoconsumo remoto: são unidades consumidoras de mesma titularidade, podendo ser pessoa física ou jurídica, que possua a microgeração ou minigeração distribuída em local diferente da unidade consumidora que se beneficiará do excedente de energia elétrica gerado no sistema de compensação de energia elétrica. Ressalta-se que todas as unidades consumidoras devem estar na mesma área de concessão da distribuidora.
- O sistema FV não pode ser desmembrado em várias unidades para se enquadrar ao sistema de compensação de energia, ficando a critério da distribuidora identificar tais situações e solicitar a readequações da instalação. Caso não sejam realizadas as readequações por parte do

---

empreendedor, a concessionária pode negar a adesão deste consumidor ao sistema de compensação de energia elétrica;

- Empreendimentos caracterizados como múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada devem apresentar uma cópia do instrumento jurídico para a comprovação do compromisso de solidariedade entre os integrantes;
- Reforços ou melhorias do sistema de distribuição necessárias exclusivamente para a conexão de microgeração distribuída acarretará custos apenas para a distribuidora, exceto no caso de geração compartilhada. No caso de minigeração, os custos relacionados às melhorias ou reforços do sistema de distribuição em virtude exclusivamente da conexão da minigeração deverão ser compartilhados entre o consumidor e a distribuidora;
- O prazo de validade dos créditos de energia elétrica passou de 36 meses para 60 meses;
- A distribuidora não pode autorizar a participação ao sistema de compensação de energia elétrica, os consumidores que tenham alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições de pagamento do cujo o valor do aluguel seja dado em reais por unidade de energia elétrica (R\$/kWh). A detecção dessa situação deverá ser atentada nos documentos que comprovem a posse ou propriedade do imóvel em ser instalada a microgeração ou minigeração distribuída;
- Em relação ao faturamento da unidade consumidora, passou-se a realizar a cobrança, no mínimo, do valor referente ao custo de disponibilidade dos consumidores do grupo B e da demanda contratada dos consumidores enquadrados no grupo A;
- Em sistemas caracterizados por múltiplas unidades consumidoras, a potência injetada é igual ao excedente. Para todas as outras características de sistemas de geração distribuída, o excedente é igual a diferença entre a potência ativa injetada na e na rede e a consumida;

- Nos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto, o titular da unidade onde se instalou o sistema FV deverá definir o percentual de energia excedente que será destinado para as outras unidades previamente cadastradas no sistema de compensação de energia e no caso da necessidade de alteração o titular, onde se encontra instalada a geração deve avisar a concessionária com, no mínimo, 60 dias de antecedência. Para empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, é necessário apresentar uma cópia do instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes;
- Os créditos de energia ativa gerados após a compensação de energia expiram em 60 meses após a data do faturamento. Após esse período, os créditos serão revertidos em prol da modicidade tarifária;
- No caso do encerramento da relação contratual do consumidor, os créditos de energia ativa existentes devem ser contabilizados pela distribuidora no nome do titular da unidade consumidora, podendo ser utilizado em outras unidades consumidoras sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão da distribuidora de durante o período de 60 meses;
- Complementando a REN 414, de 2010, a REN 687 estabeleceu que a fatura deve conter as informações da participação da unidade consumidora nos sistemas de compensação de energia elétrica; a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário; a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário e o histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada na rede elétrica nos últimos 12 ciclos de faturamento. Informações adicionais podem ser disponibilizadas pela distribuidora por de anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizada pela internet através de um espaço de acesso restrito.
- Consumidores que participam do sistema de compensação, mas não possuem microgeração ou minigeração distribuída, terão em sua fatura os dados da sua participação no sistema de compensação de

---

energia elétrica e total de créditos utilizados na sua unidade consumidora por posto tarifário, quando houver;

- Efeitos de bandeiras tarifárias devem ser aplicados, somente, sobre o consumo de energia elétrica a ser faturado;
- O sistema de medição de microgeração distribuída é de responsabilidade da distribuidora, ficando a ela atrelada os custos relacionados ao sistema de medição, de acordo com as especificações técnicas da resolução normativa 414 da ANEEL (ANEEL, 2010);
- A responsabilidade dos custos de adequação do sistema de medição de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado, sendo que esses custos são repassados pela distribuidora e correspondem à diferença entre os custos de medição exigidos para o sistema de compensação de energia elétrica e os custos do sistema de medição convencional utilizados no mesmo nível de tensão.
- A distribuidora é responsável por enviar informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica para a ANEEL. Os dados devem ser enviados até o dia 10 de cada mês, informando todos os dados das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração, conforme o modelo disponibilizado no site da ANEEL;

Diante dessas alterações realizada pela REN 687, pode-se observar um grande avanço para estimular a adesão dos consumidores ao sistema de compensação de energia elétrica.

### **3.2.2. Históricos de leilões de fonte solar**

O primeiro leilão de energia elétrica em que foi ofertada energia advinda de fonte solar ocorreu em 2013, no 17º Leilão de Energia Nova. Nessa oportunidade, a energia solar foi ofertada em duas modalidades de leilão, o A3/2013, no qual se previa que o empreendimento iniciasse suas atividades após 3 anos da data do

---

leilão, e na modalidade do leilão A5/2013, no 18º Leilão de Energia Nova, os empreendimentos deveriam entrar em operação após 5 anos contados da data do leilão. Nesses leilões, a energia solar concorreu com outros tipos de fontes de geração de energia elétrica. Dentre elas estavam, eólica, termelétrica a gás, a carvão e biomassa (BRASIL, 2013) (BRASIL, 2013) (BRASIL, 2013)

No leilão A3 foram cadastrados e habilitados 31 projetos de geração do tipo FV, totalizando uma potência de 813 MW, e no leilão A5 foram cadastrados e habilitados 152 projetos de energia solar que totalizaram 3.601 MW (EPE, 2013) (EPE, 2013). Essa quantidade de projetos cadastrados e habilitados demonstrou o interesse dos investidores no setor de energia solar, porém, conforme mencionado anteriormente, a energia solar estava competindo com outras fontes de energia que tinham um custo mais baixo. Logo, a energia solar acabou não sendo comercializada em nenhum desses leilões (ACENDE BRASIL, 2013) (ACENDE BRASIL, 2013).

Apesar de não ter nenhum lote de energia elétrica do tipo FV comercializada nos leilões de 2013, os mesmos foram importantes para definir as diretrizes do leilão de 2014.

No intuito de diversificar a matriz energética brasileira, minimizar os custos de produção da energia e estimular a geração de energia elétrica advinda de fontes renováveis, a ANEEL decidiu que a melhor opção para estimular os agentes empreendedores a investir em energia solar era realizar um leilão por tipo de fonte. Dessa maneira, empreendimentos baseados em energia solar competiriam apenas com outros empreendimentos também baseados em energia solar, e a mesma situação se aplicaria aos outros tipos de fontes. Assim feito, a ANEEL aplicou essa determinação no 6º Leilão de Energia de Reserva, realizado em 2014. Diante disso, se considera que o primeiro leilão de energia elétrica com geração de energia do tipo FV ocorreu em 2014 (BRASIL, 2014).

No leilão de 2014 foram cadastrados e habilitados 331 projetos, totalizando uma potência de 8.871 MW. A energia solar comercializada no leilão foi de 889,6 MW com um valor médio de R\$ 215,12 / MWh, sendo essa potência o resultante da potência de 31 projetos. Para se comparar o preço da energia comercializada no Brasil com os valores praticados pelo mundo, é necessário converter este valor

---

para dólar. Sendo assim, o preço praticado nesse leilão foi de US\$ 90,00/MWh, colocando o Brasil entre os países com preço mais baixo de energia solar (EPE, 2014).

No 20º Leilão de Energia Nova, que ocorreu em 2014, foram cadastrados e habilitados 179 projetos, totalizando uma potência de 4.872 MW. Diferentemente do 6º Leilão de Energia de Reserva, nessa oportunidade não foi comercializada energia elétrica advinda de fonte solar, uma vez que esse tipo de fonte estava competindo com a fonte eólica (BRASIL, 2014) (EPE, 2014).

Em 2015 ocorreram dois leilões para a comercialização de energia solar. O primeiro leilão, 7º Leilão de Energia de Reserva, ocorreu em agosto de 2015 e contou com 341 projetos cadastrados e habilitados, ofertando uma potência de 11.221 MW. Os 30 projetos comercializados nesse leilão resultaram em uma potência de 833,8 MW, sendo que o preço médio praticado nesse leilão foi de R\$301,79 / MWh (EPE, 2015). O segundo leilão, 8º Leilão de Energia de Reserva, ocorreu em novembro de 2015 e contou com 493 projetos cadastrados e habilitados, totalizando uma potência 13.159 MW. Entretanto, foram comercializados 33 projetos com potência de 929,3 MW. O preço médio praticado nesse leilão foi de R\$ 297,75 /MWh (EPE, 2016).

A ANEEL, em dezembro 2016, publicou um edital anunciando o 11º Leilão de Energia de Reserva no qual o produto comercializado era a energia solar. Nessa oportunidade foram cadastrados e habilitados tecnicamente 328 projetos. A potência instalada destes projetos totalizou 9.833 MW. Porém, o leilão foi cancelado devido a redução da projeção de carga para o ano de 2019, ano de entrada das usinas FVs. Apesar de cancelado esse leilão chegou a ter seu preço teto estabelecido em R\$ 320 / MWh (EPE, 2017) (EPE, 2016).

Em 2017, ocorreu o 25º Leilão de Energia de Nova, nessa oportunidade 315 projetos foram cadastrados e habilitados. Esses projetos ofertaram 14.030 MW. No entanto, nesse leilão foram comercializados 20 projetos que resultaram em uma potência comercializada 790,6 MW de energia elétrica gerada por fonte solar, sendo o preço médio praticado nessa oportunidade de 145,63 R\$ / MW (EPE, 2017).



O 27º Leilão de Energia Nova que ocorreu em abril de 2018. Naquela oportunidade foram cadastrados e habilitados 422 projetos que totalizaram 13.380 MW. Desse montante, apenas 29 projetos comercializaram uma potência de 807 MW por um preço médio de 118,07 R\$ / MW nesse leilão (EPE, 2018).

A Tabela 1 apresenta o histórico dos projetos que tiveram energia elétrica comercializada nos leilões de geração de energia elétrica advindo de fonte solar realizados pela ANEEL.

**Tabela 1 – Resumo energia elétrica de fonte solar comercializada em leilão.**

Leilão Solar	Projetos Habilitados	Projetos Leiloados	Potência Contratada (MW)	Preço (R\$/MW)	Dólar (US\$/MW)	Cotação do dólar do dia (R\$)
1º Leilão de 2013			Não Comercializado			
2º Leilão de 2013			Não Comercializado			
Leilão de 2014	331	31	889,7	215,12	87,80	2,45
1º Leilão de 2015	341	30	833,8	301,79	85,98	3,51
2º Leilão de 2015	493	33	929,3	297,75	78,77	3,78
Leilão de 2016			Leilão Cancelado			
Leilão de 2017	315	37	790,6	145,63	44,26	3,29
Leilão de 2018	422	29	807	118,07	35,24	3,35

Fonte: Autor.

As regras nos leilões de energia advinda de fonte solar foram determinadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) que regulamentou através da portaria 293 que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) seria responsável pelas regras técnicas que serão aplicadas para os empreendimentos que pretenderem participar do leilão (BRASIL, 2017). Contudo, a gestão do contrato da venda de energia é realizada pela CCEE.

O contrato de venda de energia advinda da tecnologia fotovoltaica é definido pelas seguintes regras (CCEE, 2019):

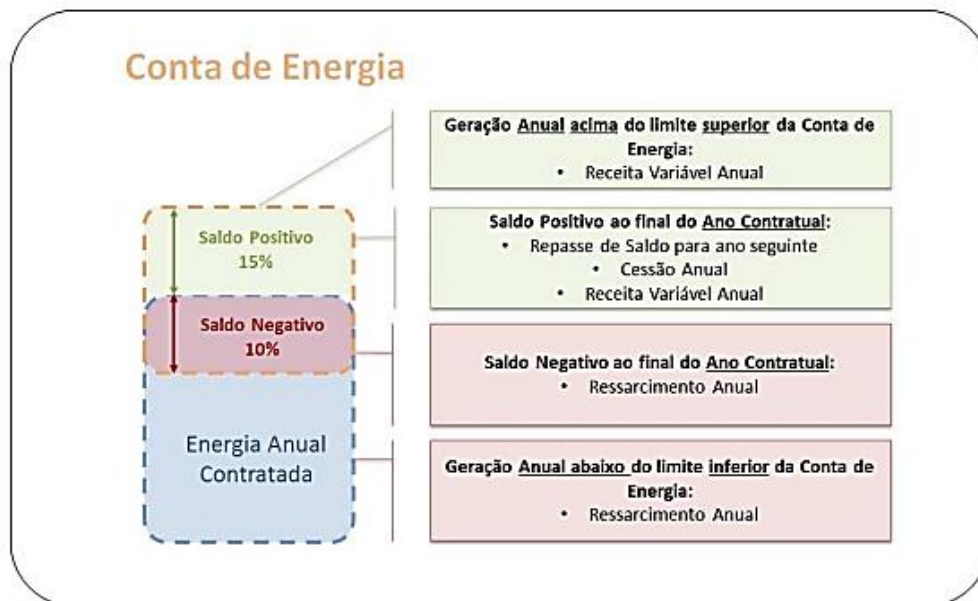
- A potência do empreendimento não poderá ser menor que 5MW;

- 
- Desde 2016 é necessário realizar a coleta de dados de irradiância local, conforme o tipo do empreendimento. Para empreendimento sem tecnologia de concentração de radiação, é necessário realizar o estudo de irradiância global do local por um período de, no mínimo, 12 meses. No caso de empreendimentos com tecnologia de concentração solar, é necessário um estudo de, no mínimo, 12 meses da irradiância direta e a partir de 2018 tornou-se obrigatório o fornecimento dos dados de irradiância direta de, no mínimo, 36 meses;
  - Tipicamente, a energia ofertada será contratada por um período de 20 anos;
  - Licença ambiental para cada etapa do projeto, sendo necessário para a participação do leilão apenas a licença prévia;
  - Como os módulos FVs produzem uma quantidade de energia acima da média durante seus primeiros 10 anos, o contrato de energia de reserva (CER) determina que níveis de geração de energia até 15% acima do limite do contratado serão remunerados no mesmo valor do contrato;
  - Caso o empreendimento gere mais que 15% de energia elétrica em relação ao valor contratado, essa energia excedente será remunerada a 30% do valor do contrato;
  - A geração de energia de até 10% abaixo do valor estipulado no contrato, a geradora terá que realizar um ressarcimento de 6% do valor do contrato sobre o montante de energia não gerada até o limite inferior ao CONER (conta da energia de reserva);
  - A geração de energia abaixo de 90% do valor contrato será ressarcida a 15% do valor do contrato e a multa por ultrapassar o limite inferior, sendo esse ressarcimento pago ao CONER.

A Figura 1 apresenta resumidamente as condições do contrato de energia de reserva (CER) praticado para sistemas fotovoltaicos. Além disso, nessa ilustração é possível observar que os limites inferiores e superiores supracitados.

Observa-se que tanto o ressarcimento como o recebimento da geração acima do valor contratado são pagos anualmente, sendo que esse pagamento é realizado em doze parcelas iguais.

**Figura 1 – Regra de geração de energia elétrica do CER.**



Fonte: (CCEE, 2019) .

Outro ponto a ser observado na figura acima é a possibilidade de cessão do montante gerado acima do valor contrato. Essa cessão é realizada apenas para outros vendedores do mesmo leilão, estejam comprometidos com CER proveniente da mesa fonte e com saldo negativo (CCEE, 2019) é necessárias tanto para questão energética como para o direcionamento do investimento inicial do projeto. As estimativas dessas perdas permitem que o empreendedor especifique sua usina FV com maior precisão, reduzindo sua exposição até o fim do contrato.

## **4. Características do sistema fotovoltaico.**

### **4.1. Introdução do capítulo**

Neste capítulo serão apresentadas as características dos sistemas FVs, explanando sobre o efeito fotovoltaico e a modelagem das células FVs e suas condições de operação.

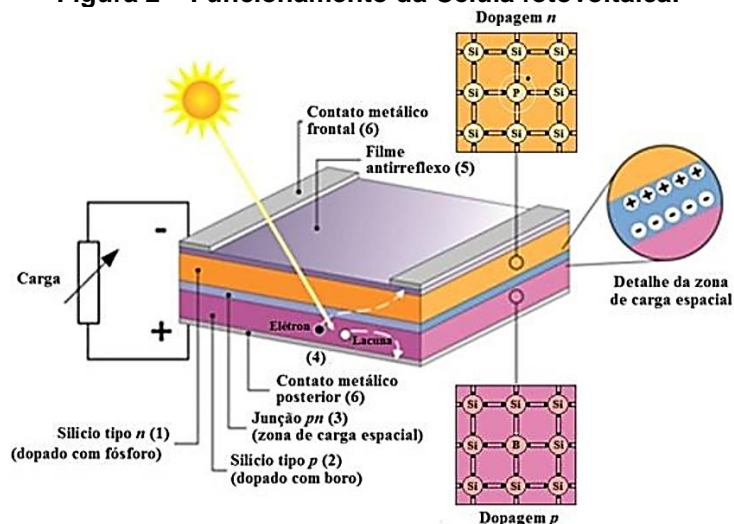
### **4.2. Efeito fotovoltaico**

O efeito fotovoltaico é conhecido como a capacidade de um material converter energia solar em energia elétrica. Descoberto em 1839, por Edmond Becquerel, que durante um experimento observou que ao expor uma solução ácida à luz solar, ocorria uma diferença de potencial entre diferentes pontos de medição desta solução (PINHO e GALDINO, 2014). Pode-se dizer que a célula fotovoltaica foi desenvolvida apenas em 1954 por Chapin, Fuller e Pearson. Nessa oportunidade, os pesquisadores doparam um material semiconductor, o silício, e obtiveram uma eficiência de 6% na conversão de luz solar em energia elétrica (CHAPIN, FULLER e PEARSON, 1954).

O princípio de geração de energia elétrica por célula fotovoltaica é devido à característica de sua construção. A célula fotovoltaica possui duas camadas de silício que foram dopadas com diferentes impurezas, normalmente fosforo e boro, que formam, respectivamente, a junção de tipo n e do tipo p. A junção do tipo n possui elétrons livres enquanto a junção do tipo p possui lacunas na sua camada de valência. Ao expor a célula FV à luz solar, os elétrons livres na junção n preenchem as lacunas na junção p, gerando uma diferença de potencial entre as duas junções.

A Figura 2 apresenta a construção de uma célula FV com seus contatos elétricos e sua junção pn. Além disso, é possível observar a transferência de elétrons na junção pn quando a célula está exposta a luz solar.

Figura 2 – Funcionamento da Célula fotovoltaica.



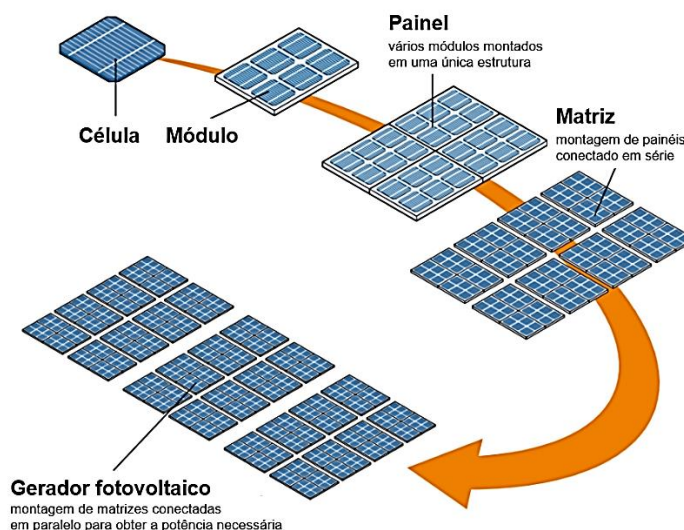
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

Uma célula fotovoltaica não tem capacidade para gerar muita energia, uma vez que sua geração é em torno de algumas unidades de watts. Para se obter uma potência maior é necessário conectar várias células FVs em série ou em paralelo.

Os módulos FVs são constituídos por várias células FVs ligadas em série ou em paralelo sobre a mesma estrutura. Os principais fabricantes de módulos FVs no mundo os fornecem com 60, 72 e 120 células FVs com potência em torno de, respectivamente, 260, 340 e 410 W. (Canadian Solar, 2018).

As ligações de vários módulos FVs em série ou em paralelo em uma mesma estrutura são denominadas como painel. No caso de vários painéis conectados eletricamente constituem uma *string*, e várias *strings* conectadas eletricamente constituem um gerador fotovoltaico, conforme apresentado na Figura 3:

**Figura 3 – Configuração do sistema FV.**

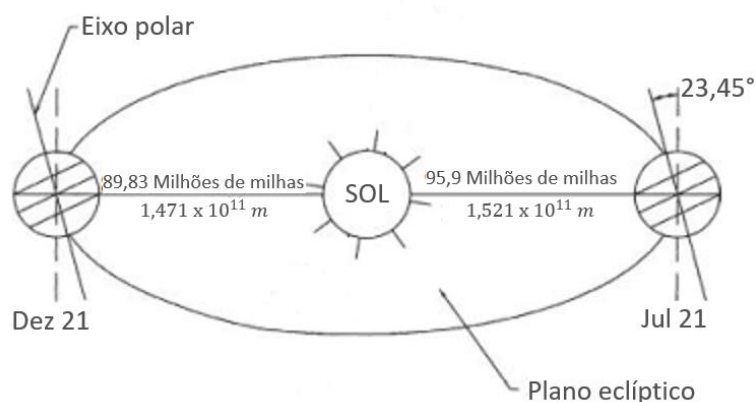


Fonte: (ABB, 2010)

### 4.3. Geometria solar

O movimento de translação da Terra em torno do Sol possui uma trajetória elíptica com uma excentricidade de 0,0167. Dessa forma, em um determinado instante a Terra estará mais próxima do Sol, situação denominada como periélio (147 milhões de km), e a maior distância entre a Terra e o Sol é conhecido como afélio. Nesse momento, a Terra está a cerca de 152 milhões de km do Sol, conforme Figura 4:

**Figura 4 – Distância da terra ao Sol.**



Fonte: Adaptado de (GOSWAMI, 2015)

As estações do ano são determinadas devido à inclinação do eixo de rotação da Terra que corresponde a, aproximadamente, 23,45°. Essa inclinação é responsável pelas mudanças de estações ao longo do ano. Caso não houvesse

essa inclinação, todos os dias seriam iguais, ou seja, o dia e a noite teriam a mesma duração, e não haveria diferença entre as estações do ano.

Em razão desta inclinação do eixo de rotação da Terra e seu eixo de translação em torno do Sol, ocorre uma mudança no ângulo entre o plano equatorial da Terra em relação ao plano equatorial do Sol conforme a Terra translada o Sol. Tal variação é denominada como declinação solar ( $\delta$ ), sendo que sua variação ocorre dentro da seguinte faixa de inclinação:

$$- 23,45^\circ < \delta < + 23,45^\circ \quad (1)$$

Onde:

- $\delta$  : é a declinação solar.

A variação da declinação solar faz com que de dezembro a março, verão no hemisfério sul, ocorra maior incidência de radiação solar no hemisfério sul e menor no hemisfério norte. Em contrapartida, no período de junho a setembro, inverno no hemisfério sul, ocorra maior incidência solar no hemisfério norte e menor no hemisfério sul. Esse fenômeno de maior incidência solar é denominado como solstício. Ele ocorre quando as linhas dos trópicos de capricórnio e de câncer estão paralelas ao meridiano solar.

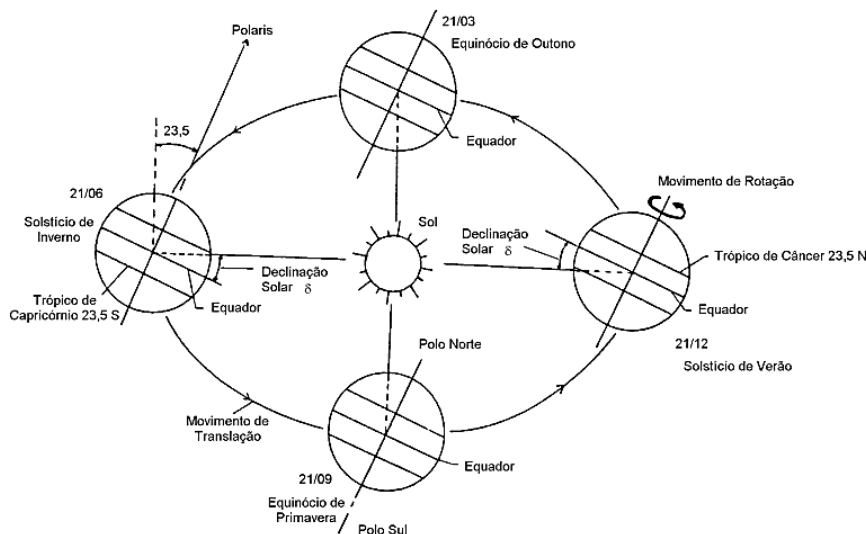
No alinhamento do trópico de capricórnio com o meridiano solar, a declinação solar é de  $-23,45^\circ$ , caracterizando, respectivamente, solstício verão no hemisfério sul e solstício inverno no hemisfério norte. Já quando ocorre o alinhamento do trópico câncer com o meridiano solar a declinação solar é de  $+23,45$ , caracterizando, respectivamente, solstício verão no hemisfério norte e solstício inverno no hemisfério sul. Essas situações estão apresentadas na Figura 5.

Durante o solstício de verão do hemisfério norte ou sul ocorre a maior incidência de radiação solar. Já no solstício de inverno do hemisfério norte ou sul ocorre a menor incidência de radiação solar.

O equinócio ocorre quando o meridiano terrestre está alinhado com o solar. Nessa situação a declinação solar é de  $0^\circ$  e tal situação ocorre tanto no outono

quanto na primavera e a incidência de radiação solar é a mesma nos dois hemisférios.

**Figura 5 – Movimento de translação da Terra em torno do Sol indicando as estações do ano.**



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014).

A equação que define a declinação solar para cada dia do ano está representada em (2):

$$\delta = 23,45^\circ \times \sin \left[ \frac{360 \times (284 + n)}{365} \right] \quad (2)$$

Onde:

- $n$ : é o dia em número do ano ( $n = 1$  para 1 de janeiro e  $n = 365$  para 31 de dezembro).

O movimento de rotação da Terra em seu próprio eixo é constante ao longo do dia, sendo que uma volta completa da Terra tem duração de um dia solar, equivalente a 24 horas, e cada hora corresponde a  $15^\circ$ . Entretanto, a velocidade de translação é diferente, uma vez que a Terra leva mais tempo para percorrer uma distância igual ao longo de sua órbita elíptica. A referência para o tempo padrão na Terra é a linha longitudinal que intercepta a cidade de Greenwich, na Inglaterra. Nessa localização, o fuso horário é zero e as zonas positivas ficam ao leste e as negativas ao oeste de Greenwich. Diante disso, os cálculos de energia solar são obtidos em função da hora solar, determinada em (3):



$$h_{solar,m} = h_{oficial,m} + 4 \times (L_{local} - L_{st}) + EOT + C \quad (3)$$

Onde:

- $h_{solar,m}$ : hora solar em minutos;
- $h_{oficial,m}$ : hora oficial do local a ser analisado em minutos;
- $L_{st}$ : é a longitude padrão do fuso horário local;
- $L_{local}$ : é a longitude do local a se analisar;
- $EOT$ : é a equação de correção do tempo que determina o tempo real do cruzamento do Sol com o meridiano local, ou seja, o tempo em que o Sol está deslocado do meio dia local;
- O fator 4 é utilizado para fazer a conversão de graus para minutos;
- $C$  é a constante de horário de verão, normalmente é considerado como 1 hora.

A equação de correção do tempo é utilizada para corrigir os efeitos da excentricidade da órbita terrestre, a variação da distância entre a Terra e o Sol ao longo do ano e a inclinação do eixo da Terra. A equação que define EOT em minutos está representada em (4):

$$EOT = 9,87 \times \sin(2 \times B) - 7,53 \times \cos(B) - 1,5 \times \sin(B) \quad (4)$$

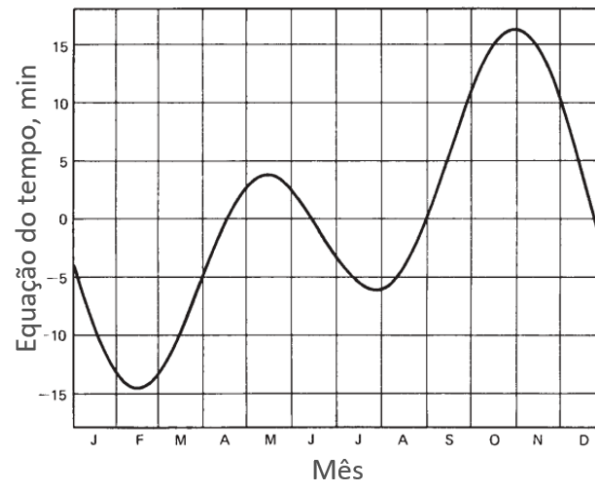
Sendo que:

$$B = \frac{360 \times (n - 81)}{365} \quad (5)$$

A Figura 6 apresenta a correção do tempo ao longo do ano. Observa-se que a EOT está 16 minutos “rápidos” em outubro e 14 minutos “lentos” em janeiro, significando que o cruzamento do Sol com o meridiano local ocorre, respectivamente, antes e depois do horário padrão do meio dia (12 horas). Em outubro a altura máxima do Sol ocorrerá às 11:44h e em janeiro ocorre às

12:14h. Logo, essa variação permite analisar a diferença entre o horário local e o solar.

**Figura 6 – Correção do tempo EOT diária.**



Fonte: (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

**Através da hora solar é possível determinar o deslocamento angular de leste para oeste do Sol em relação ao meridiano local, apresentado na**

Figura 7. O ângulo horário do Sol ( $\omega$ ) é determinado por (6):

$$\omega = 15^\circ \times (H_{solar,horas} - Meio\ dia\ local) \quad (6)$$

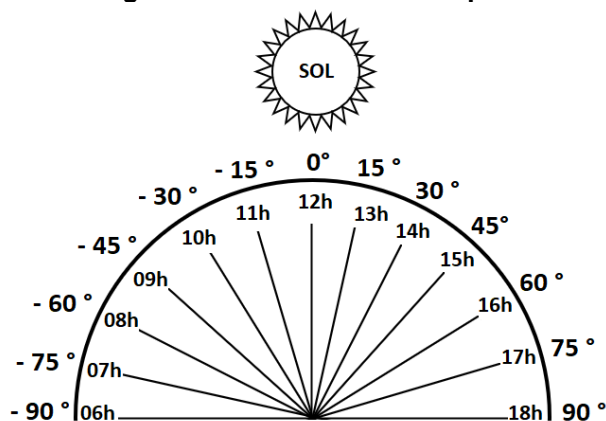
Onde:

- $\omega$ : ângulo horário do Sol;
- $H_{solar,m}$ : hora solar em horas;

Reescrevendo (6), obtemos:

$$\omega = 15^\circ \times (H_{solar,horas} - 12) \quad (7)$$

Figura 7 – Ângulos horários durante um período do dia.



Fonte: Autor.

O ângulo entre os raios solares e a suas projeções sobre o plano horizontal da Terra é determinado como a altura solar ( $\alpha$ ), sendo obtido em função de  $\delta$ ,  $\omega$  e  $L_{local}$ , conforme (8):

$$\text{sen } \alpha = \text{sen } \varphi \times \text{sen } \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega \quad (8)$$

Onde:

- Latitude: é a latitude do local onde será instalada o sistema FV;
- $\varphi$ : latitude do local onde será instalado o sistema FV;
- $\alpha$ : é a altura solar.

O ângulo zenital  $\theta_z$  é o ângulo formado entre a posição do Sol e a vertical local. Este ângulo é dimensionado em função da altura solar, conforme (9):

$$\cos \theta_z = \text{sen } \alpha = \text{sen } \varphi \times \text{sen } \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega \quad (9)$$

Onde:

- $\theta_z$ : é o ângulo zenital;

O ângulo azimutal do Sol ( $\gamma_s$ ) é o definido como a formação do ângulo entre a projeção do Sol no plano horizontal e o norte geográfico, conforme horizonte do observador. Para essa situação, o observador se encontra no hemisfério sul. Por convenção, o Norte é igual a  $0^\circ$  e o deslocamento do Sol, positivo quando a projeção está ao leste ( $+180^\circ$ ) e negativa quando está ao oeste ( $-180^\circ$ ).

$$\text{sen } \gamma_S = \frac{\cos \delta \times \text{sen } \omega}{\cos \alpha} \quad (10)$$

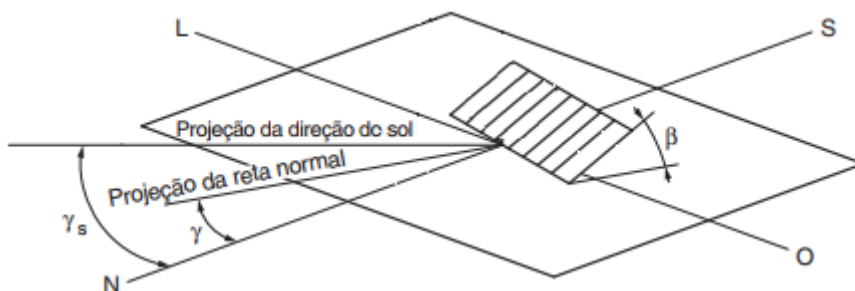
Onde:

- $\gamma_S$ : ângulo azimutal solar.

O ângulo azimutal da superfície ( $\gamma$ ) é o definido como a formação do ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal. Esse ângulo segue as mesmas convenções aplicadas para o  $\gamma_S$  e sua representação pode ser observada na

Figura 8:

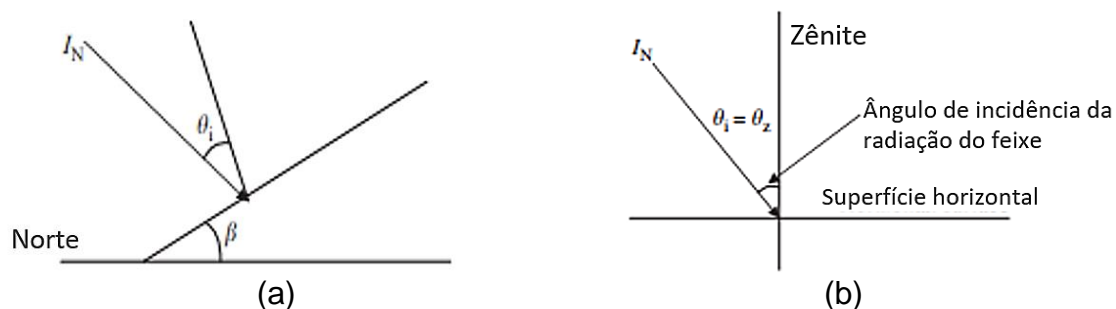
**Figura 8 – Posição angular entre a superfície no plano horizontal a o norte geográfico.**



Fonte: Adaptado de (NBR, ABNT, 2013).

O ângulo de incidência solar em uma superfície ( $\theta$ ) é formado pelo ângulo entre raios solares incidentes e a reta normal da superfície de captação solar e está diretamente relacionado com a produção de energia solar, conforme apresentado na Figura 9. A equação que define  $\theta$  está representada em (11):

**Figura 9 – (a) vista de uma superfície inclinada. (b) vista de um plano horizontal.**



Fonte: Adaptado de (TIWARI e DUBEY, 2009) .

$$\begin{aligned}
\cos \theta = & \text{sen } \delta \text{ sen } \varphi \cos \beta - \text{sen } \delta \cos \varphi \text{ sen } \beta \cos \gamma \\
& + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega \\
& + \cos \delta \text{ sen } \varphi \text{ sen } \beta \cos \gamma \cos \omega \\
& + \cos \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma \text{ sen } \omega
\end{aligned} \tag{11}$$

Onde:

- $\theta$ : ângulo de incidência solar em uma determinada superfície;
- $\beta$ : inclinação entre a superfície e o plano horizontal.

Ao aplicar (11) é necessário garantir que o  $\omega$  esteja entre o nascer e o pôr do sol, ou seja, a Terra não está bloqueando a passagem de luz solar naquele ponto, sendo que a equação (12) representa ângulo horário do nascer do Sol e a equação (13) define o ângulo horário do pôr do Sol.

$$\omega_{sunrise} = -\arcsin(-\tan \varphi \tan \delta) \tag{12}$$

$$\omega_{sunset} = +\arcsin(-\tan \varphi \tan \delta) \tag{13}$$

Onde:

- $\omega_{sunrise}$ : ângulo horário do nascer do Sol;
- $\omega_{sunset}$ : ângulo horário do pôr do Sol.

Para transformar (12) e (13) em horas é necessário aplicar a equação (14) para o nascer do Sol e a (15) para o pôr do Sol.

$$\omega_{sunrise,horas} = 12 - \frac{\arcsin(-\tan L_{local} \varphi \tan \delta)}{15} - \frac{4 \times (L_{local} - L_{st}) + EOT}{60} \tag{14}$$

$$\omega_{sunset,horas} = 12 + \frac{\arcsin(-\tan \varphi \tan \delta)}{15} - \frac{4 \times (L_{local} - L_{st}) + EOT}{60} \tag{15}$$

Onde:

- $\omega_{sunrise}$ : hora do nascer do Sol;
- $\omega_{sunset}$ : hora do pôr do Sol.

O ângulo  $\beta$  é determinado em função da  $\varphi$  e da  $\delta$ . Sua variação ocorre entre  $0^\circ \leq \beta \leq 90$  e a equação que o define está expressa em (16):

$$\beta = \varphi - \delta \quad (16)$$

No caso da instalação ser de ângulo fixo, ou seja, não possuir sistema de rastreamento solar, o ângulo de  $\beta$  é fixo, uma vez que a latitude do local da instalação não se altera com o passar do tempo e a média da  $\delta$  é igual a zero ao longo do ano, podendo-se reescrever (16) como (17):

$$\beta = \varphi \quad (17)$$

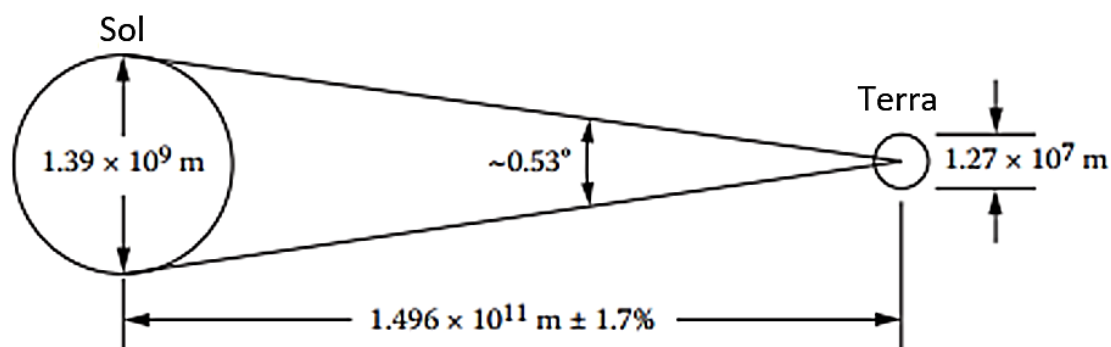
A nomenclaturas e as definições apresentadas seguiram a NBR 10899 (Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia) de 2013 (NBR, ABNT, 2013).

### ➤ Irradiação solar

A energia solar que atinge a Terra é denominada irradiação solar, e sua unidade de medida é dada em Wh/m<sup>2</sup>. Vale ressaltar que a definição de irradiação é diferente de irradiância, uma vez que a irradiância é a potência emitida pelo Sol, sua unidade de medida é dada em W/m<sup>2</sup>. Logo, a irradiação solar é a integral da irradiância durante um determinado intervalo de tempo (NBR, ABNT, 2013).

O fluxo de irradiância solar que atinge a Terra é medido sobre um plano perpendicular aos raios solares na atmosfera terrestre, conforme Figura 10. Sua intensidade é praticamente constante, quando desconsiderado fatores que ocorrem no Sol, e denomina-se como “constante solar” (MYERS, 2016). Seu valor é obtido em função da temperatura do Sol, o raio do Sol e a distância média entre a Terra e o Sol, conforme (18).

Figura 10 – Determinação da constante solar.



Fonte: (GOSWAMI, 2015) .

$$G = \sigma \times T^4 \frac{r_s^2}{r_{se}^2} = 1.367 \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (18)$$

Onde:

- $G$ : irradiância na atmosfera terrestre;
- $\sigma$ : constante de Boltzmann  $\left( 5,67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2 \times K^4} \right)$ ;
- $T$ : temperatura do Sol em Kelvin (5780 K);
- $r_s$ : raio do Sol ( $6,965 \times 10^8 m$ );
- $r_{se}$ : distância média entre o a Terra e o Sol ( $1,5 \times 10^{11} m$ ).

A radiação solar que atinge a Terra muda conforme movimento de translação em torno do Sol. Quando a Terra está no periélio a irradiância é de 1.322W/m<sup>2</sup> e no afélio é de 1.412 W/m<sup>2</sup> (GREENPRO, 2004). A irradiância solar extraterrestre diária pode ser determinada por (19):

$$G_n = G \times \left( 1 + 0,033 \cos \frac{(360 \times n)}{365} \right) \quad (19)$$

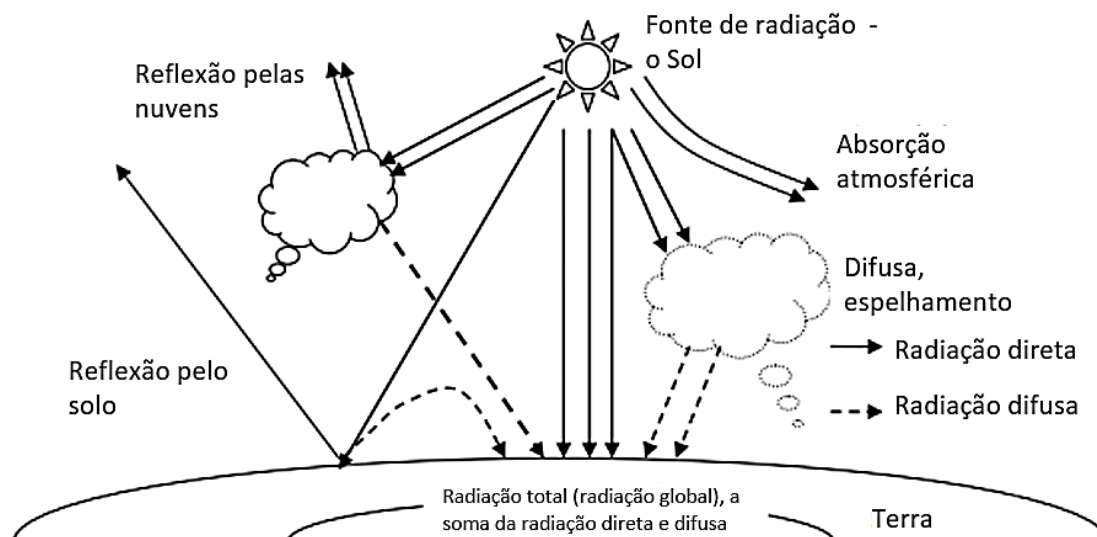
Onde:

- $G_n$ : irradiância diária na atmosfera terrestre.

Devido às propriedades da atmosfera terrestre, a irradiância solar que chega a superfície da Terra é de, aproximadamente, 70% da irradiância solar direcionada ao globo terrestre, conforme apresentado na Figura 11. Essa redução é consequência da reflexão, absorção e dispersão da irradiância na atmosfera extraterrestre. Sendo assim, o nível de irradiância que chega na superfície terrestre é de aproximadamente 1.000 W/m<sup>2</sup>, conhecido como Sol a pico. Esse valor está relacionado diretamente com a constante solar e, conseqüentemente, pode-se considerá-lo como a constante solar na superfície terrestre (SHAKYA, 2011). Vale ressaltar que esse valor é para a superfície terrestre, podendo ser maior ou menor conforme o local de observação.



**Figura 11 – Fluxo de energia entre o Sol e a superfície terrestre.**



Fonte: (SHAKYA, 2011).

O caminho percorrido pela irradiância solar na atmosfera terrestre é alterado conforme a posição do Sol, ou seja, depende do ângulo de incidência solar na atmosfera. O comprimento do caminho percorrido pela radiação solar da atmosfera até a superfície terrestre é denominado como massa de ar ( $AM$ , do inglês *air mass*) e sua função é determinada pelo ângulo zenital, conforme (20):

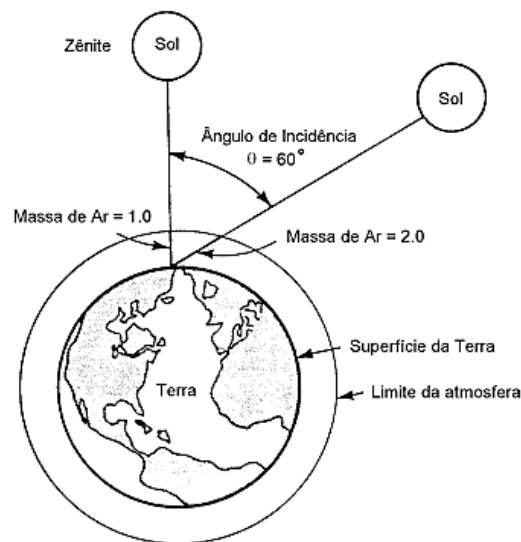
$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (20)$$

Onde:

- $AM$ : massa de ar.

Pode-se observar através de (20) que no momento em que o Sol está no zênite ( $\theta_z = 0, AM = 1$ ), o percurso percorrido pela radiação solar através da atmosfera é o mais curto, porém, quando o Sol está mais distante do eixo zenital, por exemplo, onde o ângulo  $\theta_z = 60^\circ$ , o valor  $AM$  é igual a 2, ou seja, o caminho percorrido pela radiação solar é o dobro. Ressalta-se que estes valores são obtidos quando a análise é feita em um lugar ao nível do mar. A Figura 12 apresenta a variação do valor de  $AM$  conforme o ângulo de incidência solar:

**Figura 12 – Variação da massa de ar.**

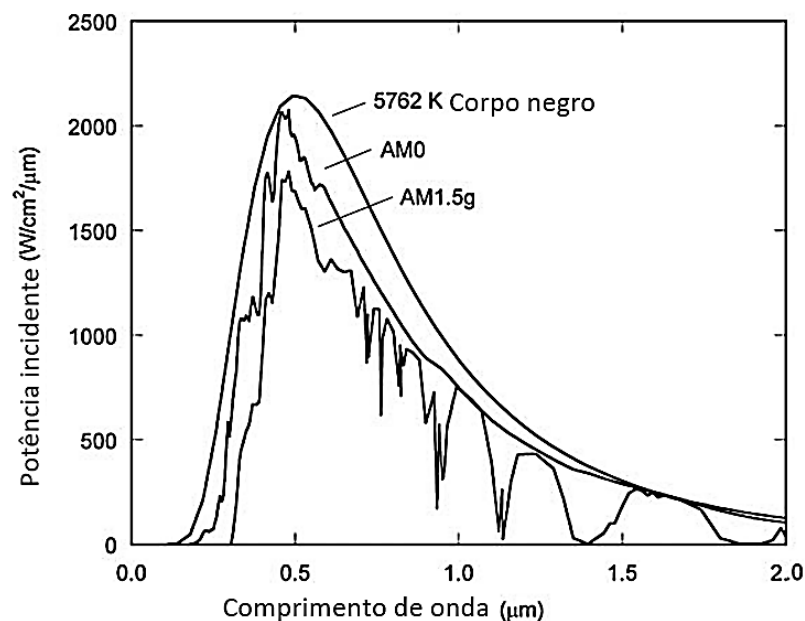


Fonte: (GUIMARÃES, *et al.*, 1999).

Na atmosfera, o espectro de radiação solar pode ser, aproximadamente, representado como um espectro de radiação de um corpo negro, conforme apresentado na

Figura 13. Conforme mencionado anteriormente, o grau de atenuação entre o espectro de radiação solar na atmosfera e na superfície da Terra é atenuado conforme a variação de AM.

**Figura 13 – Espectro de radiação solar na atmosfera e no nível do mar.**



Fonte: (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

Na superfície terrestre, as variações da irradiância estão relacionadas com o local a ser analisado, uma vez que fatores climáticos típicos de cada região provocam uma variação da irradiância no local. A irradiância total terrestre ( $G_{HOR}$ ), no ponto de observação, é determinada em função da irradiância direta e difusa:

- Irradiância direta ( $G_{DIR}$ ): é a irradiância que incide diretamente sobre uma superfície. Sua variação está relacionada com o ângulo de incidência solar ( $\theta$ ), e, por consequência, relaciona-se inversamente com a variação de AM, ou seja, quanto menor o AM maior o  $G_{DIR}$ ;
- Irradiância difusa ( $G_{DIF}$ ): é devido ao espelhamento da irradiância ao atravessar a atmosfera terrestre, ou seja, sua potência é proveniente de todas as direções. Sendo assim, quando a superfície em análise estiver inclinada em relação a horizontal, a  $G_{DIF}$  tem influência de uma componente que é refletida devido ao ambiente observado, por exemplo, tipo do solo; vegetação; neve; etc.

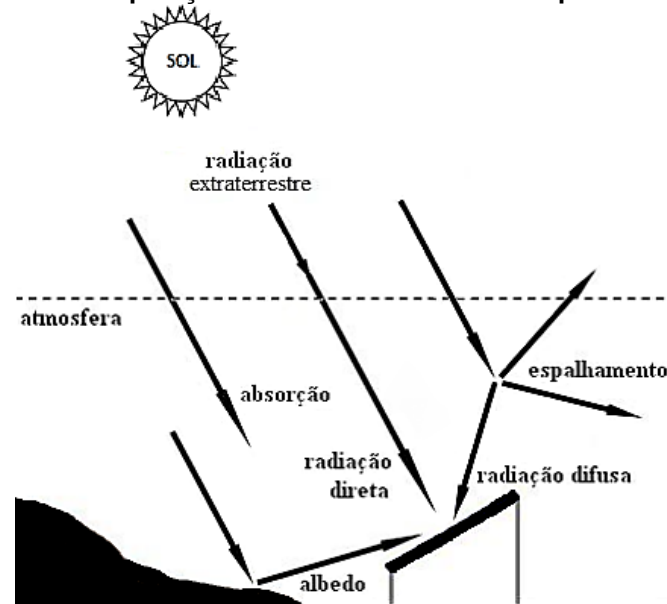
Seguindo a definição da irradiância total terrestre, a equação que a define está expressa em (21) e a representação da sua composição está apresentada na Figura 14.

$$G_{HOR} = G_{DIR} \cos \theta + G_{DIF} \quad (21)$$

Onde:

- $G_{HOR}$ : irradiância total terrestre;
- $G_{DIR}$ : irradiância direta;
- $G_{DIF}$ : irradiância difusa.

Figura 14 – Composição da irradiância solar na superfície terrestre.



Fonte: Adaptado de (PINHO, *et al.*, 2008).

Os valores de coeficiente de reflexão do entorno do local de análise são denominados como albedo ( $G_{ALB}$ ). Seu valor é definido conforme a refletância dos objetos e do solo. A Tabela 2 apresenta alguns valores de refletância:

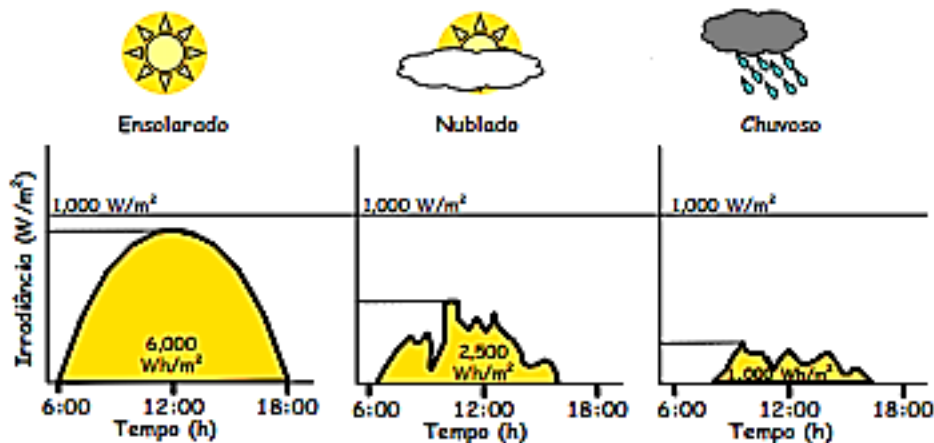
Tabela 2 – Valores de coeficiente de reflexão.

Superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Gramma seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,22
Neve fresca	0,8 – 0,9
Água, para diferentes valores de altura solar:	
$\alpha > 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

Fonte: (PINHO, *et al.*, 2008).

Em dias com muitas nuvens ocorre um aumento na reflexão da  $G_{DIR}$ , provocando um aumento da  $G_{DIF}$ . Em dias de céu limpo, ou seja, sem nuvens a composição da  $G_{HOR}$  é de aproximadamente 20% de  $G_{DIF}$  e 80% de  $G_{DIR}$ . Em contrapartida, em dias com muitas nuvens ou chuvosos, a contribuição da  $G_{DIF}$  pode chegar a 100%, conforme Figura 15.

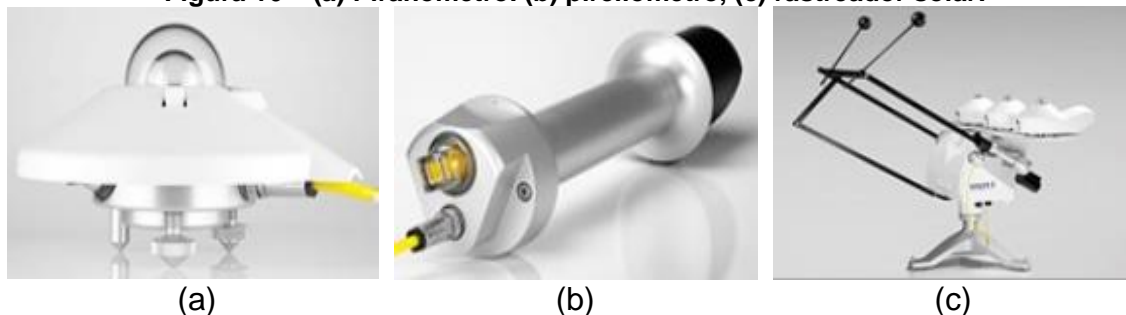
Figura 15 – Perfil de irradiância diária com céu limpo e com alta ocorrência de nuvens.



Fonte: Adaptado de (PINHO, *et al.*, 2008).

Para a obtenção das curvas apresentadas na Figura 15, é necessário utilizar instrumentos específicos para cada componente da irradiância. O piranômetro, apresentado na Figura 16 (a), é utilizado para coletar os dados de irradiância total e difusa. Quando utilizado para descrever o perfil da irradiância difusa no local de análises, é necessário utilizar um instrumento que o mantenha sombreado ao longo do dia. Tal instrumento é conhecido como rastreador solar, Figura 16(c), sua principal função é rastrear o percurso do Sol e projetar uma sombra sobre o piranômetro. Além disso, ele permite que sejam coletados os dados de irradiância direta pelo pireliômetro, Figura 16 (b), equipamento que deve estar alinhado com os raios solares, sendo que sua tolerância de erro pode ser de no máximo 5°. Logo, para se obter os dados de irradiância direta e difusa é necessário, além dos sensores, um equipamento que permita rastrear a posição do sol.

Figura 16 – (a) Piranômetro. (b) pireliômetro, (c) rastreador solar.



Fonte: (KIPP & ZONEN, 1999).

A energia total emitida pelo Sol em um determinado local é computada através da irradiação solar diária, ou seja, a integral da curva diária de irradiância total.

Outra maneira de determinar a capacidade energética local é através quantidade de Horas de Sol a Pino (HSP). A quantidade de HSP é expressa em quantidade de horas de sol ao longo do dia com irradiância quando o Sol está a pino ( $1000 \text{ W/m}^2$ ). A equação que define HSP está expressa em (22):

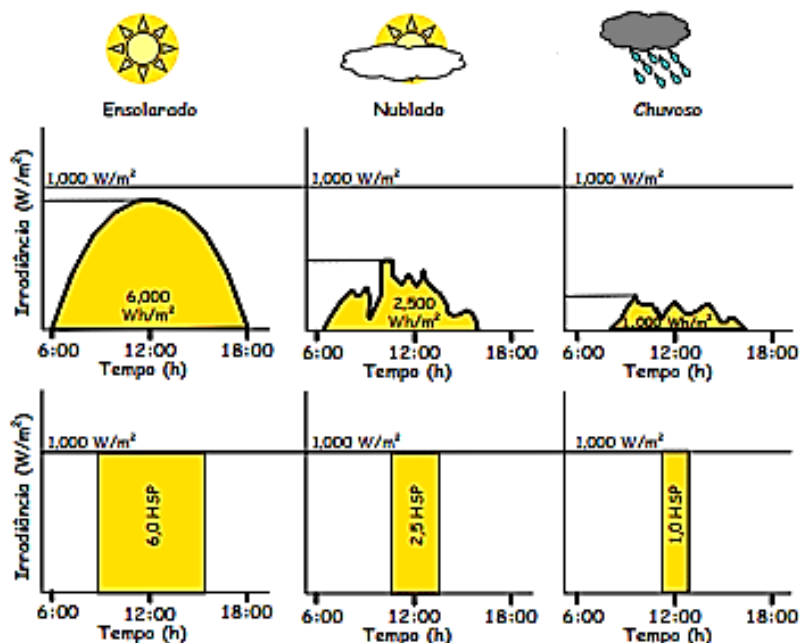
$$HSP = \frac{\text{Irradiação diária}}{\text{Irradiância de Sol a Pino}} \left[ \frac{h}{\text{dia}} \right] \quad (22)$$

Onde:

- *HSP*: horas de Sol a Pino;

A Figura 17 apresenta a estimativa de HSP conforme o perfil de irradiação diária, sendo sua variação em função da disponibilidade de energia fornecida pelo Sol ao longo do dia.

Figura 17 – Variação da HSP conforme a curva diária de irradiância total.



Fonte: (PINHO, *et al.*, 2008).

#### 4.4. Modelagem da célula fotovoltaica

O funcionamento de uma célula FV quando não é exposta à luz é similar ao de um diodo e sua equação pode ser representada pela equação de Shockley (W., S.A.KLEIN e W.A.BECKMAN, 2006), conforme (23).

---

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V_D}{n V_t}} - 1 \right) \quad (23)$$

Onde:

- $I_D$ : corrente do diodo;
- $I_0$ : corrente de saturação do diodo;
- $V_D$ : tensão do diodo;
- $n$ : fator de idealidade do diodo;
- $V_t$ : tensão térmica do diodo.

A tensão térmica do diodo é dada em função da temperatura da célula. Em (24) é apresentada a equação da tensão térmica do diodo.

$$V_t = \frac{k \times T_{cell}}{q} \quad (24)$$

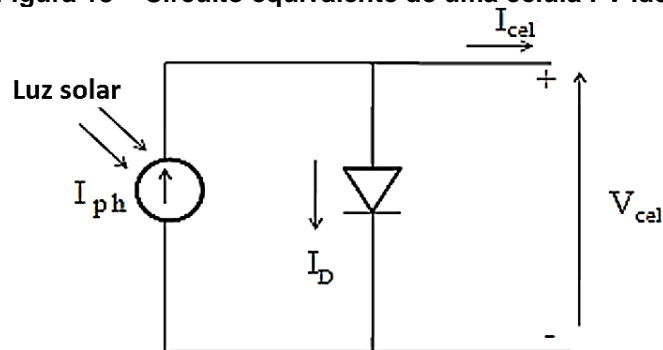
Onde:

- $k$ : constante de Boltzmann [ $1,3806503 \times 10^{-23} \left(\frac{J}{K}\right)$ ];
- $T_{cell}$ : temperatura da célula FV em Kelvin;
- $q$ : carga do elétron ( $1,602 \times 10^{-19} C$ ).

A conversão de luz solar em energia elétrica ocorre ao expor uma célula FV à irradiância solar. O circuito equivalente de uma célula FV ideal é representado por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, conforme Figura 18, sendo que a fonte de corrente representa a corrente elétrica devido à irradiância solar e o diodo representa a junção pn da célula FV. Aplicando a primeira lei de Kirchhoff, na Figura 18, obtém-se a corrente gerada pela célula FV através da equação (25):



Figura 18 – Circuito equivalente de uma célula FV ideal.



Fonte: (BRAUN, *et al.*, 2012).

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D \quad (25)$$

Onde:

- $I_{cell}$ : corrente elétrica nos terminais de saída da célula;
- $I_{ph}$ : corrente elétrica fotogerada.

Substituindo (23) em (25), obtém-se (26):

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{cell}}{nV_t}} - 1 \right) \quad (26)$$

Onde:

- $V_{cell}$ : tensão nos terminais de saída da célula FV.

A corrente de saturação reversa do diodo ( $I_0$ ) é dada em função dos parâmetros elétricos na condição de STC<sup>1</sup>, sendo que na equação (27) estão descritos os parâmetros para se determinar  $I_0$ .

$$I_0 = \frac{I_{sc,n}}{e^{\left(\frac{V_{cell}}{n \times V_{t,n}}\right)}} \quad (27)$$

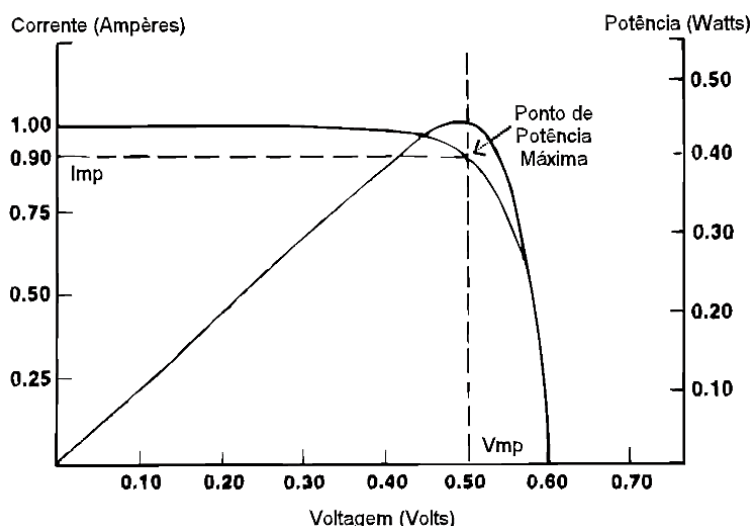
Onde:

- $I_{sc,n}$ : corrente de curto-circuito na condição de teste STC;
- $V_{t,n}$ : tensão térmica do diodo na condição de teste STC.

<sup>1</sup> STC – Standard Test Condition – é uma condição de teste na qual a irradiância é igual 1000 W/m<sup>2</sup>; temperatura da célula igual à 25°C e a massa de ar é de 1,5.

As alterações do nível de tensão e de temperatura alteram as características elétricas de uma célula FV. Diante disso, as curvas IV e PV, representadas na Figura 19, permitem analisar o comportamento de uma célula FV em determinadas condições de operação, sendo que a curva IV demonstra o comportamento da relação entre a tensão e a corrente elétrica da célula FV, quando submetida a variações de temperatura e irradiância. A curva PV permite visualizar o perfil da potência gerada pela célula FV em função da tensão.

**Figura 19 – Curva IV e PV de uma célula FV.**



Fonte: (GUIMARÃES, *et al.*, 1999).

Na Figura 19 estão destacados os principais parâmetros elétricos necessários para obter a curva IV e PV. Sendo esses:

- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ): é a corrente elétrica máxima que uma célula é capaz de fornecer à uma carga, sendo que este valor é obtido ao curto circuitar os terminais de uma célula FV. Sendo assim, nessa condição, a tensão nos terminais da célula FV é igual zero, anulando o segundo termo da (26) (WANG, *et al.*, 2016). Logo, determina-se que  $I_{sc}$  é proporcional a  $I_{ph}$ , conforme a (28):

$$I_{sc} = I_{ph} \quad (28)$$

- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ): é a tensão máxima que uma célula FV consegue fornecer para uma carga, sendo que nessa condição a corrente fornecida pela célula é zero, ou seja,  $I_{cell} = 0$  na (26) (SAGOR

e ABIDO, 2010). Readequando a (26) para se determinar  $V_{oc}$ , obtém-se a (29)

$$V_{oc} = n \times V_t \times \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (29)$$

- Tensão máxima ( $V_{mp}$ ): é a máxima tensão obtida no ponto de máxima potência que é entregue para a carga. Seu valor é obtido ao igualar a zero a derivada de (30) em relação a tensão. Reescrevendo (30) para a condição de  $V_{mp}$ , obtém-se a equação (31):

$$\frac{dP}{dV} = V \times I = V \times \left[ I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V}{nV_t}} - 1 \right) \right] = 0 \quad (30)$$

$$V_{mp} = V_{oc} - n \times V_t \times \ln \left( 1 + \frac{V_{oc}}{nV_t} \right) \quad (31)$$

- Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ): é a máxima corrente entregue pela célula no ponto de potência máxima. Sua equação é definida reescrevendo (26) em função de  $V_{mp}$ , conforme (32):

$$I_{mp} = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{mp}}{nV_t}} - 1 \right) \quad (32)$$

- Potência máxima ( $P_{máx}$ ): é a máxima potência que a célula FV consegue fornecer para a carga. Seu valor é obtido através da multiplicação de  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ .

$$P_{máx} = I_{mp} \times V_{mp} \quad (33)$$

- Fator de preenchimento (FF): é um indicador de performance da célula FV. Esse fator é dado pela relação entre a  $P_{máx}$  e a  $V_{oc}$  com  $I_{sc}$ , conforme (34). O valor de FF altera entre 0 e 1, sendo que para essa unidade a curva IV será um retângulo perfeito. Sendo assim, através da Figura 19 é possível interpretar graficamente o FF com a proporção das áreas dos retângulos azul e verde. (GREEN, 1982).

$$FF = \frac{P_{máx}}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (34)$$

A partir dos pontos obtidos na Figura 19 é possível avaliar o desempenho da conversão de energia de uma célula FV. O rendimento de uma célula FV é determinado pela relação entre a potência de saída ( $P_{out}$  – potência elétrica obtida através da conversão de energia solar em energia elétrica medida nos terminais da célula FV), e a potência entrada ( $P_{in}$  – potência solar incidente sobre a célula FV ou módulo FV). A  $P_{out}$  é determinada através da (34) e a  $P_{in}$  é determinada ao analisar a irradiação solar sobre a célula FV. Logo, o rendimento de uma célula FV pode ser determinado através da (35):

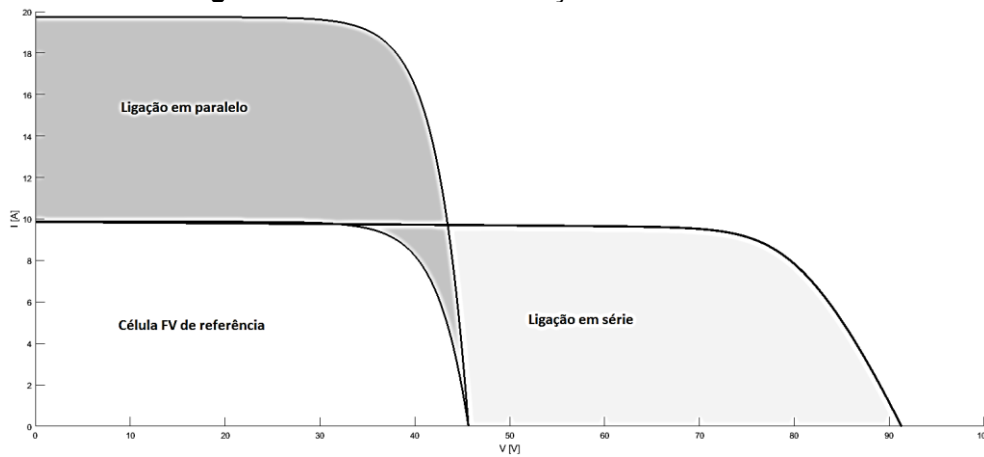
$$n = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{máx}}{P_{in}} = \frac{FF \times I_{sc} \times V_{oc}}{P_{in}} \quad (35)$$

Onde:

- $P_{out}$ : potência elétrica obtida através da conversão de energia solar em energia elétrica medida nos terminais da célula FV;
- $P_{in}$ : potência solar incidente sobre a célula FV.

A associação das células FVs em série, paralelo ou ambos, compõem um módulo FV, conforme mencionado anteriormente. O efeito da associação das células FVs está apresentado na Figura 20. Observa-se que o ponto de máxima potência se altera conforme o tipo de associação. Porém, não altera a potência fornecida na saída dos módulos. Tipicamente, os módulos FVs são construídos com células FVs ligadas em série. Independentemente do tipo de ligação, a potência máxima do módulo está associada à quantidade de células FVs. A variação da corrente elétrica está relacionada com a quantidade de células FVs ligadas em série, conforme (36), e a tensão do módulo FV é proporcional a quantidade de células ligadas em série, conforme (37).

**Figura 20 – Efeito da associação das células FVs.**



Fonte: Autor.

$$I_{\text{módulo}} = N_{\text{paralelo}} \times I_{\text{cell}} \quad (36)$$

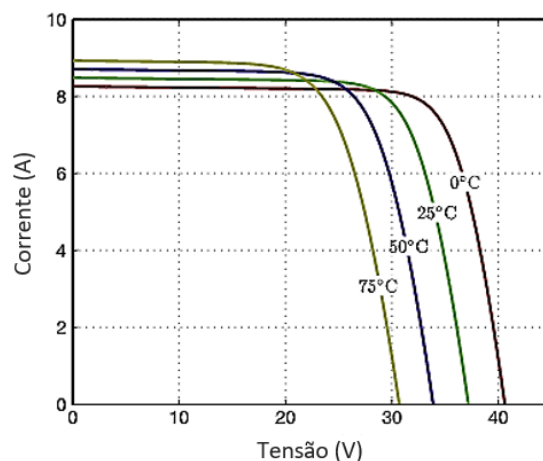
$$V_{\text{módulo}} = N_{\text{série}} \times V_{\text{cell}} \quad (37)$$

Onde:

- $I_{\text{módulo}}$ : corrente elétrica obtida nos terminais do módulo FV;
- $V_{\text{módulo}}$ : tensão elétrica obtida nos terminais do módulo FV;
- $N_{\text{paralelo}}$ : número de células FVs ligadas em paralelo;
- $N_{\text{série}}$ : número de células FVs ligadas em série;

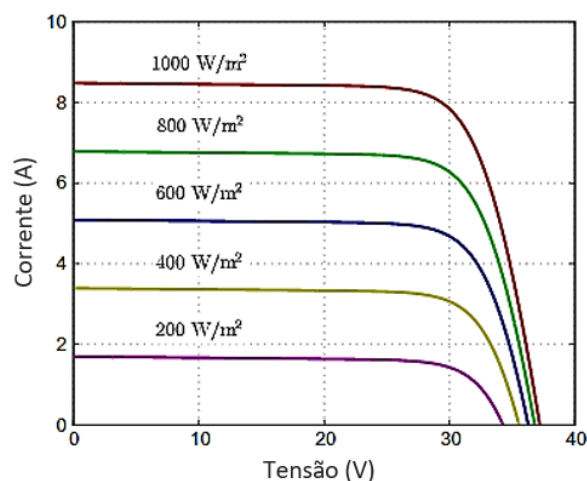
Os principais fatores climáticos que influenciam alterações na curva IV é a temperatura da célula FV e o nível de irradiância sobre a célula FV. A Figura 21 apresenta o efeito da temperatura nos parâmetros elétricos da célula FV e a Figura 22 apresenta a consequência da variação da irradiância solar sobre a célula FV.

**Figura 21 – Influência da temperatura na curva I – V.**



Fonte: (TIAN, *et al.*, 2012).

**Figura 22 – Influência da irradiância na curva I – V.**



Fonte: (TIAN, *et al.*, 2012).

A  $I_{sc}$  é proporcional a irradiância solar. Outro fator que influencia na  $I_{sc}$  é a temperatura, sendo que o aumento da temperatura eleva a  $I_{sc}$ . Porém, essa variação de  $I_{sc}$  não é tão expressiva quanto a variação da irradiância (SERA, TEODORESCU e FILHO, 2009). Na (38) pode-se observar a relação de  $I_{sc}$  com a irradiância (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009).

$$I_{sc}(T, G) = \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) \cdot [I_{sc} + K_i \cdot (T_{cell} - T_{STC})] \quad (38)$$

Onde:

- $G_{STC}$ : irradiância na condição de teste STC;
- $K_i$ : coeficiente de temperatura de  $I_{sc}$ ;

- $T_{STC}$ : temperatura na condição de teste STC.

O efeito da irradiância influencia no aumento de  $V_{oc}$  de forma logarítmica, enquanto a temperatura altera o valor de  $V_{oc}$  linearmente. A relação entre  $V_{oc}$  e a temperatura está expressa na (39) (D.SCHOFIELD, M.FOSTER e D.STONE, 2011).

$$V_{oc}(T, G) = V_{oc} + k_v \times (T_{cell} - T_{STC}) + n \times V_t \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{STC}}\right) \quad (39)$$

Onde:

- $K_v$  é o coeficiente de temperatura de  $V_{oc}$ .

Observando as Figura 21 e Figura 22, pode-se concluir que a temperatura aumenta linearmente a  $I_{sc}$  e reduz linearmente a  $V_{oc}$ . O efeito da temperatura influencia mais intensamente o valor de  $V_{oc}$ . Em relação a irradiância, o seu aumento influencia linearmente no valor de  $I_{sc}$  e de forma logarítmica em  $V_{oc}$ , sendo em  $I_{sc}$  as maiores alterações devido à irradiância.

O valor de  $I_0$  pode ser alterado conforme a temperatura. Logo, a equação que define a corrente de saturação reversa para determinada temperatura de operação é (10) (KULSHRESTHA e BHASKAR, 2015):

$$I_{0,T} = I_0 \cdot \left(\frac{T}{T_{STC}}\right)^3 \cdot \exp\left[\left(\frac{q \cdot E_g}{n \cdot k}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T_{cell}}\right)\right] \quad (40)$$

Onde:

- $E_g^2$  é a banda de energia do semicondutor.

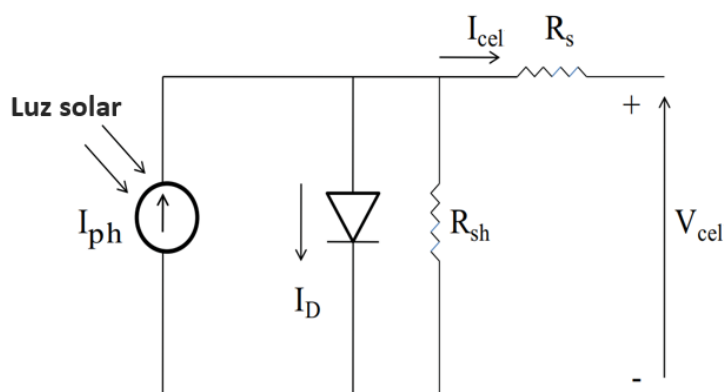
---

<sup>2</sup> Para células FVs de silício policristalina  $E_g = 1,12$  eV (W., S.A.KLEIN e W.A.BECKMAN, 2006).

#### 4.4.1. Efeito das resistências no circuito equivalente da célula FV

A representação do circuito equivalente de uma célula FV com suas perdas elétricas está apresentada na Figura 23.

Figura 23 – Circuito equivalente com resistências.



Fonte: (BRAUN, *et al.*, 2012).

Ao considerar as perdas devido a inclusão das resistências no modelo da célula FV apresentada na Figura 23, a (26) é reescrita para representar essa alteração.

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{cell} + I_{cell} \times R_s}{n V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + I_{cell} \times R_s}{R_{sh}} \quad (41)$$

Onde:

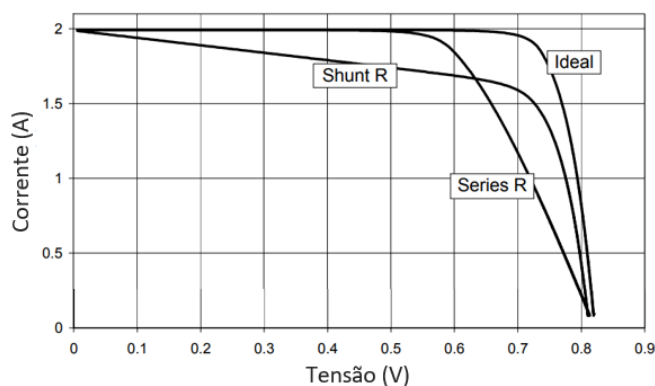
- $R_s$ : resistência série da célula FV;
- $R_{sh}$ : resistência shunt da célula FV.

A resistência  $R_s$  representa a soma das resistências dos contatos metálicos na parte superior e inferior da célula FV (THANH, QUANG e THANH, 2015). A  $R_{sh}$  é a soma das resistências internas na junção P-N, ou seja, representa as imperfeições da célula FV devido ao processo de sua fabricação (GRAY, 2011).

Os efeitos causados pelas resistências modificam o ponto de máxima potência da célula FV sendo, a  $R_s$  responsável pela alteração na inclinação da curva referente a  $V_{oc}$  e a  $R_{sh}$  responsável por alterar a inclinação da curva referente à  $I_{sc}$ , conforme apresentado na Figura 24:



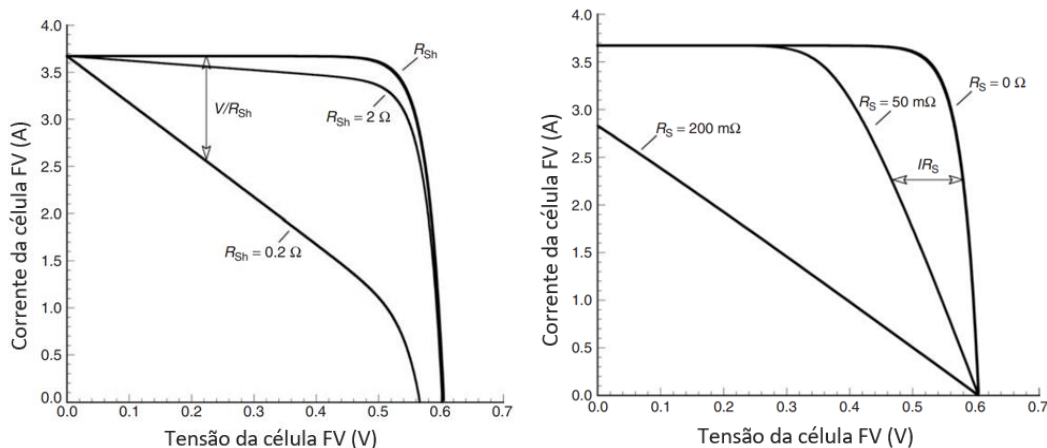
Figura 24 – Relação entre  $R_s$  e  $R_{sh}$  com a curva I – V.



Fonte: (CAMPBELL, IEEE,2007).

A modificação do ponto de máxima potência da célula FV, apresentada na Figura 24, provocada pela alteração de  $R_{sh}$ , proporciona a redução do valor de  $I_{mp}$  e, conseqüentemente, o valor de  $P_{máx}$ . A  $R_{sh}$  não altera o valor de  $V_{oc}$ . Em contrapartida, a  $R_s$  afeta apenas a inclinação da  $V_{oc}$ , mantendo intacto o valor de  $I_{sc}$ , (BORA, 2016) . Em condições extremas,  $R_{sh} \leq 1$  ohm ou quando  $R_s > R_{sh}$ , pode provocar, conseqüentemente, a redução de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ , conforme apresentado na Figura 25.

Figura 25 – Influência das resistências na  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ .



Fonte: (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

As medidas das resistências  $R_s$  e  $R_{sh}$  para os módulos FVs estão relacionadas diretamente com a quantidade de células FVs que compõem o módulo FV, ou seja, o número de células FVs é o fator multiplicador das resistências (SIMHACHALAM, 2016) .

$$R_{s,módulo} = \frac{N_{série}}{N_{paralelo}} \times R_s \quad (42)$$

$$R_{sh,módulo} = \frac{N_{série}}{N_{paralelo}} \times R_{sh} \quad (43)$$

Onde:

- $R_{s,módulo}$ : resistência série do módulo FV;
- $R_{sh,módulo}$ : resistência shunt do módulo FV.

A definição da  $P_{máx}$  permanece a mesma que a do circuito de uma célula FV ideal, apresentada na (33). Porém, as condições de  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$  são alteradas, a fim de representar os efeitos das resistências no circuito da célula FV. Sendo assim, a equação de  $I_{mp}$  é reescrita em função (41).

$$I_{mp} = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{mp} + I_{mp} \times R_s}{n V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{mp} + I_{mp} \times R_s}{R_{sh}} \quad (44)$$

Para se determinar  $V_{mp}$ , conforme descrito anteriormente, deve-se derivar a potência fornecida pela célula FV, conforme descrito na (30). Porém, a  $I_{cell}$  a ser considerada nesta equação deve ser a da (41). Logo, a  $V_{mp}$  pode ser determinada em função das resistências conforme (45):

$$V_{mp} = \left[ I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{mp} + I_{mp} \times R_s}{n V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{mp} + I_{mp} \times R_s}{R_{sh}} \right] \quad (45)$$

Ressalta-se que a  $R_{sh} \gg V_{mp}$  e que  $R_s \ll 1$ . Considerando estas condições de contorno, a (45) é reescrita como a (31).

$$V_{mp} = \left[ I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{mp}}{n V_t}} - 1 \right) \right] \quad (46)$$

A  $P_{máx}$  é definida em função da  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ . Sendo assim,  $P_{máx}$  é determinada pela(47).

$$P_{máx} = V_{mp} \times \left[ I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{mp} + I_{mp} \times R_s}{n V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{mp} + I_{mp} \times R_s}{R_{sh}} \right] \quad (47)$$

As condições aplicadas para se determinar as variáveis no ponto de máxima potência da célula FV são dadas em função das resistências  $R_{sh}$  e  $R_s$ , ou seja, se faz necessário determinar o valor destas duas incógnitas.

O método utilizado para se dimensionar as resistências consiste em realizar um processo iterativo que permita obter os valores das resistências ao se comparar a potência calculada ( $P_{m\acute{a}x}$ ) e a potência fornecida pelo datasheet ( $P_{m\acute{a}x,e}$ ) do módulo FV (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009). As condições de contorno para a realização das interações consistem em:

$$Erro = ||P_{m\acute{a}x,e} - P_{m\acute{a}x}|| \quad (48)$$

Onde:

- $P_{m\acute{a}x,e}$ : potência máxima da célula FV obtida no datasheet.

$$R_s = 0 \quad (49)$$

$$R_{sh,m\acute{a}x} = \frac{V_{mp,n}}{I_{sc,n} - I_{mp,n}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp,n}}{I_{mp,n}} \quad (50)$$

Onde:

- $R_{sh,m\acute{a}x}$ : menor valor da resistência shunt;
- $I_{mp,n}$ : corrente no ponto de máxima potência na condição de teste STC;
- $V_{mp,n}$ : tensão no ponto de máxima potência na condição de teste STC;
- $V_{oc,n}$ : tensão de circuito aberto na condição de teste STC.

Através destas duas condições para as resistências, pode-se determinar o valor  $I_{ph}$  e, assim, obter um resultado mais preciso dos cálculos. A equação que define o valor de  $I_{ph}$  é dada em função das resistências e deve ser calculada a cada interação, uma vez que esta variável influencia no valor de  $P_{m\acute{a}x}$ .

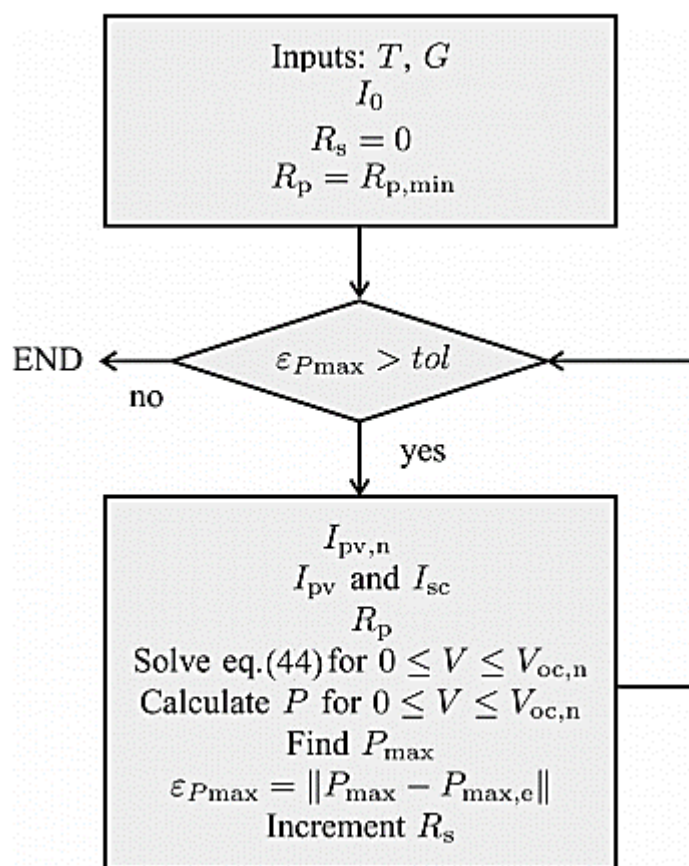
$$I_{ph} = \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} \times I_{sc} \quad (51)$$

Após aplicar as condições apresentadas anteriormente, e o erro estiver maior que a tolerância, deve-se estimar o novo valor de  $R_{sh}$  através da (52). Essa equação está em função de  $R_s$ , e seu valor deve ser incrementado a cada nova interação. Além disso, deve-se determinar o novo valor da  $I_{ph}$  a cada interação.

$$R_{sh} = \frac{V_{mp} + R_{sh} \times I_{mp}}{V_{mp} \left[ I_{mp} - I_o \left( e^{\frac{V_{mp} + R_{sh} \times I_{mp}}{V_T \times n}} - 1 \right) \right] - P_{máx,e}} \quad (52)$$

O fluxograma apresentado na Figura 26 demonstra a sequência de etapas para se obter os valores das resistências.

Figura 26 – Fluxograma de cálculo para se determinar  $R_{sh}$  e  $R_s$ .



Fonte: Adaptado de (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009).

## 5. Critério para especificação dos equipamentos que compõem uma usina fotovoltaica

### 5.1. Introdução do capítulo

A especificação de uma usina FV consiste, basicamente, na escolha do módulo FV, inversor e do tipo de estrutura. Caso algum desses equipamentos sejam especificados incorretamente, a produção de energia elétrica e a performance da usina FV ficarão comprometidas. Nesse capítulo, serão apresentados os critérios para especificação de cada equipamento que compõem o sistema FV.

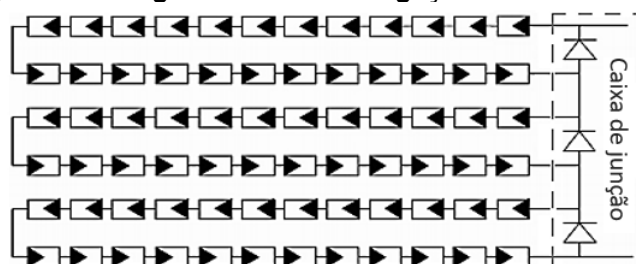
### 5.2. Especificação do módulo fotovoltaico

Conforme mencionado no Capítulo 4, um módulo FV consiste na ligação de várias células FVs que são ligadas, normalmente, em série. A ligação em série das células FVs tem por objetivo reduzir a corrente elétrica do módulo FV e, conseqüentemente, aumentar a tensão de saída do módulo FV.

A tensão de uma célula FV é em torno de 0,6 V e sua corrente de curto-circuito é, normalmente, em torno de 9,5 A. A ligação das células FVs em série eleva a tensão do módulo e, conseqüentemente a sua potência. Por exemplo, a tensão para módulos FVs com 60 células FVs é de aproximadamente 36 V e a dos módulos FV 72 células FV é de, aproximadamente 43,2 V e a corrente elétrica dos dois módulos FVs é de 9 A.

Normalmente a ligação das células FVs nos módulos são divididas em 3 séries com suas terminações conectadas em um diodo *by-pass*, conforme Figura 27:

Figura 27 – Diagrama elétrico de ligação das células FVs.

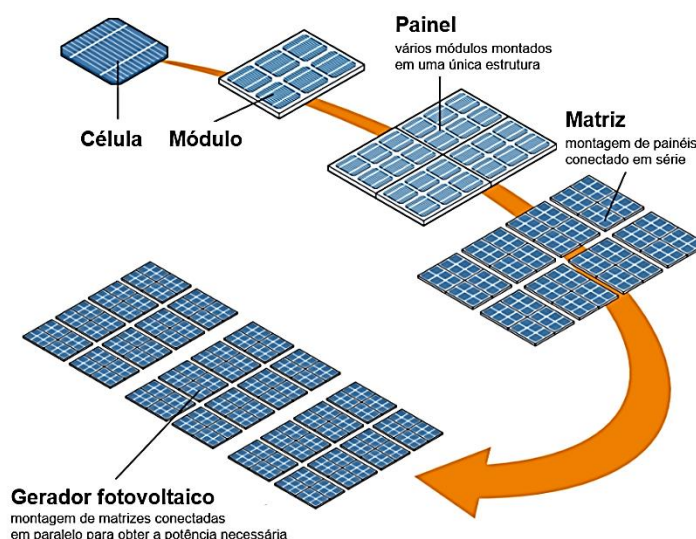


Fonte: (KÖNTGES, *et al.*, 2011).

O diodo *by-pass* tem como função conduzir a corrente em caso de falha de alguma das células FVs ligadas a ele, como por exemplo, o sombreamento ou mesmo quebra de alguma célula FV.

Assim como as células FVs, os módulos FVs podem ser conectados tanto em série, quanto em paralelo, compondo um painel fotovoltaico, conforme apresentado na Figura 28.

**Figura 28 – Definição do sistema fotovoltaico.**

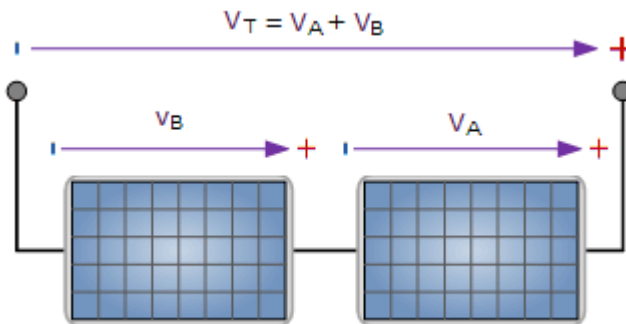


Fonte: (ABB, 2010).

Pela (NBR, ABNT, 2013), os módulos ligados em série são denominados de série fotovoltaica ou, do inglês, *PV string* e os módulos FVs ligados em paralelo são denominados como arranjo fotovoltaico ou *PV array*, do inglês, podendo o arranjo FV ser composto por um módulo FV em paralelo com outros módulos FVs ou *PV string* em paralelo com outro.

A vantagem da ligação dos módulos FV em série se refere a baixa corrente e, conseqüentemente, redução das perdas joulicas nos equipamentos e cabos. Entretanto, deve-se observar a tensão de isolamento dos módulos FVs, normalmente, 1500 V (Canadian Solar, 2018). Esse nível de tensão não é prejudicial apenas aos equipamentos do sistema FV, mas também para pessoas que estiverem ao seu redor ou mesmo para os responsáveis pela manutenção do sistema FV. A maior desvantagem da ligação é no caso de sombreamento de um dos módulos FVs ou mesmo da quebra de algum módulo FV. Tal situação provocará uma perda de produção do sistema FV e reduzirá a sua performance.

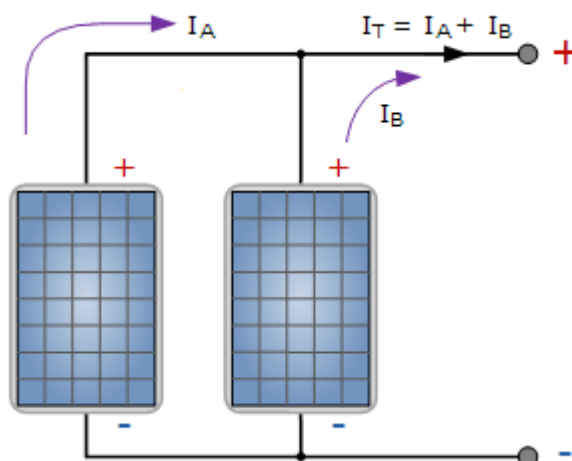
Figura 29 – Módulos FVs ligados em série.



Fonte: Adaptado de (STORR, 2014) .

Outro tipo de ligação dos módulos FVs é a paralela. Nesse tipo de ligação o sistema FV não está suscetível a condição de perda de performance devido ao sombreamento ou mesmo falha em algum dos módulos FVs, que afetará apenas a performance do módulo FV exposto à essa condição e não a performance do sistema FV. Contudo, esse tipo de ligação acarreta no aumento da corrente elétrica total do sistema FV, diferentemente de quando se utiliza a ligação em série. O aumento da corrente é proporcional a quantidade de módulos FVs ligados em paralelo, por exemplo, caso sejam conectados 3 módulos FVs em paralelo, a corrente do sistema FV será três vezes maior que a corrente dos três módulos ligados em série, acarretando maiores perdas de energia. Outro ponto negativo é o nível de tensão, uma vez que alguns inversores operam com um limite mínimo de tensão. Logo, a ligação em série é indicada quando forem utilizados sistemas FVs pequenos ou quando o nível mínimo de tensão do inversor seja inferior ao do módulo FV. Além disso, é necessário observar o limite de corrente do inversor devido ao aumento da corrente ocasionada pela ligação paralela dos módulos FVs.

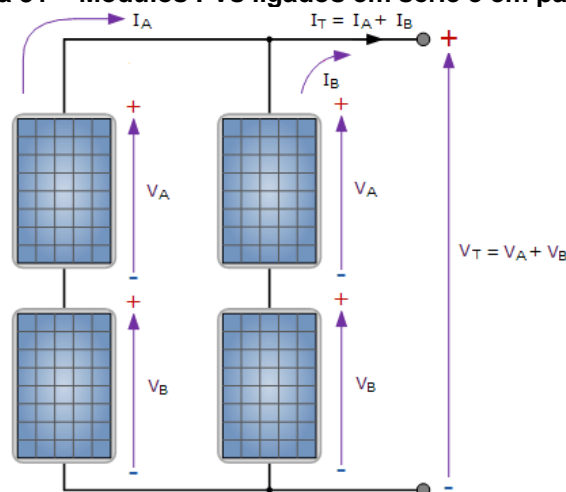
Figura 30 – Módulos FVs ligados em paralelo.



Fonte: Adaptado de (STORR, 2014) .

Uma maneira de extrair a melhor operação dos dois tipos de ligação é a ligação série e paralelo, conforme Figura 31:

Figura 31 – Módulos FVs ligados em série e em paralelo.



Fonte: Adaptado de (STORR, 2014) .

Nesse tipo de ligação é necessário observar o limite de tensão e corrente do inversor.

### 5.3. Especificação do inversor

O inversor é um equipamento capaz de converter a energia de corrente contínua em alternada. Existem dois tipos de inversores para sistemas FVs, os conectados à rede elétrica da concessionária de energia elétrica, denominado *Grid-Tie*, e os inversores que operam em sistemas isolados, denominados *Off-Grid*.



Os inversores *off-grid* são utilizados para suprir a demanda de uma carga pontual, normalmente uma residência que não está conectada à rede da concessionária ou a equipamentos que não possam ser ligados à rede elétrica devido a indisponibilidade dessa no local, por exemplo, torre de transmissão de sinal telefônico. Esse tipo de inversor, usualmente, é alimentado tanto pelo sistema FV como por um banco de bateria, sendo esse último utilizado para atender a carga nos momentos em que o sistema FV não está operando, por exemplo, durante o período noturno.

A tensão de entrada desse equipamento, tipicamente, é de 12 V ou 24 V de corrente contínua, devido a configuração do banco de bateria e sua saída pode ser encontrada em 127V ou 220V em corrente alternada. Logo, o inversor *off-grid* converte a tensão em corrente contínua fornecida pelo módulo ou pelo banco de bateria em corrente alternada.

**Figura 32 – Inversor off-grid.**

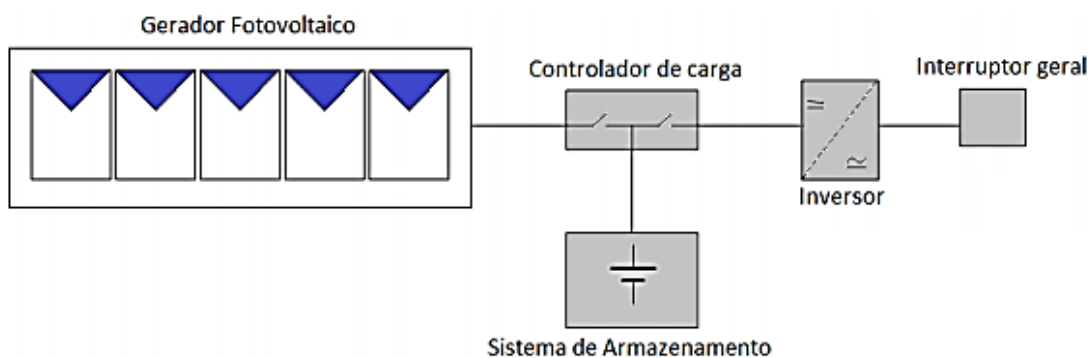


Fonte: (Hayonik, 2018).

Contudo, a tensão do sistema FV, normalmente, excede os 24 V. Diante disso, para o sistema *off – grid*, utiliza-se um controlador de carga que gerencia o carregamento do banco de bateria e estabiliza o nível de tensão do sistema FV.

O controlador de carga pode ser utilizado para alimentar cargas em corrente contínua com potência inferior à 100 W (PINHO e GALDINO, 2014). Logo, esse equipamento não consegue fornecer energia para os equipamentos domésticos comumente comercializados, uma vez que esses equipamentos utilizam energia em corrente alternada. Sendo assim, os sistemas *off-grid*, normalmente, utilizam um controlador de carga e um inversor. A Figura 33 apresenta o diagrama esquemático de ligação de um sistema *off grid*.

**Figura 33 – Esquemático do sistema FV off-grid.**



Fonte: Adaptado de (PINHO e GALDINO, 2014).

Assim como os inversores off-grid, os inversores *grid-tie* não podem ser utilizados para fornecimento de energia elétrica em corrente contínua, uma vez que esse tipo de inversor altera a característica da energia fornecida pelo sistema FV. Esses inversores convertem a energia de corrente contínua em corrente alternada, possibilitando a sua conexão com a rede elétrica.

As funções dos inversores *grid-tie* se referem ao sincronismo com rede elétrica, ao sistema de anti-ilhamento (o inversor não funciona se não estiver conectado à rede elétrica da concessionária) entre outros fatores de segurança que são solicitados pelo INMETRO (INMETRO, 2011).

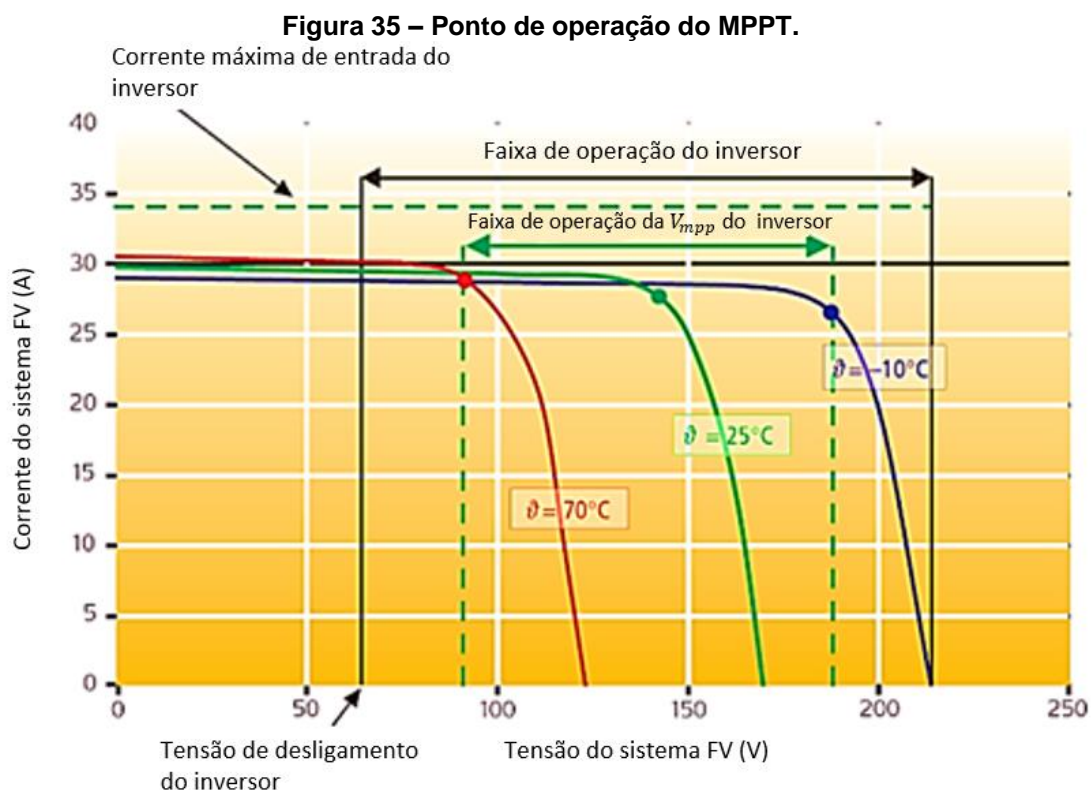
**Figura 34 – Inversor *grid-tie*.**



Fonte: (FRONIUS, 2018).

O funcionamento dos inversores é baseado no sistema de rastreamento do ponto de máxima potência, conhecido com o MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), que por sua vez objetiva a maior produção de energia gerado pelo sistema FV. O funcionamento do MPPT consiste em alterar o nível de tensão e corrente do

sistema FV, por exemplo, caso o sistema FV estiver gerando uma  $V_{mp}$  de 400 V e  $I_{mp}$  10 A, a potência produzida pelo sistema FV é de 4000W. Caso essa potência não esteja no ponto ótimo de operação o inversor altera as variáveis para adequar a operação, por exemplo, o MPPT busca o ponto ótimo da operação e identifica que o sistema FV deveria operar com  $V_{mp}$  de 320 V e  $I_{mp}$  12,5 A, mantendo a mesma potência do sistema FV, ou seja,  $P_{máx}$  4000 W.



Fonte: (SONNENERGIE, 2007).

Conhecendo a operação desse tipo de inversor, é necessário especificar a potência do sistema FV que será conectado a esse equipamento. Duas principais condições que devem ser atendidas para o funcionamento do inversor se referem a tensão e a corrente máxima de entrada do inversor. Além disso, a tensão do sistema FV deve estar entre os limites do MPPT estabelecido pelo fabricante do inversor. Dessa maneira, a estimativa da quantidade de módulos FVs que podem ser ligados em série ao inversor é dada através da equação (53):

$$\frac{V_{MPPT \min}}{V_{mp} T_{máx}} < N^{\circ} \text{ de série fotovoltaica} < \frac{V_{MPPT \max}}{V_{mp} T_{\min}} \quad (53)$$

Onde:

- $V_{MPPT\ min}$ : é a tensão de mínima de operação do MPPT;
- $V_{MPPT\ máx}$ : é a tensão de máxima de operação do MPPT;
- $V_{mpTmáx}$ : tensão de máxima potência do módulo FV na temperatura máxima de operação;
- $V_{mpTmin}$ : tensão de máxima potência do módulo FV na temperatura mínima de operação;

Ressalta-se que o aumento de temperatura de operação do módulo FV proporciona uma redução na tensão de operação, conforme demonstrado no capítulo 4.4.

A determinação da quantidade de arranjo fotovoltaico, ou seja, quantidade de série ou módulos FVs ligados em paralelo, é obtida pela relação entre máxima corrente de entrada do inversor e a corrente de curto-circuito do módulo FV, e a equação (54) define o limite de arranjos:

$$N^{\circ} \text{ arranjo fotovoltaico} = \frac{I_{máx\_inversor}}{I_{sc}} \quad (54)$$

Onde:

- $I_{máx\_inversor}$ : corrente máxima de entrada do inversor;
- $I_{sc}$ : corrente de curto-circuito do módulo FV na condição STC.

Os valores a serem considerados devem ser inteiros. Por exemplo, no caso de o número de arranjos ser maior que um e menor que dois, haverá apenas uma série de módulos FVs e, na condição de se obter um número maior que dois e menor que três, será possível conectar duas séries de módulos FVs na entrada do inversor. Além da avaliação técnica é necessária a avaliação financeira para o dimensionamento do inversor, uma vez que é possível ligar uma potência do sistema FV superior à potência do inversor. Essa análise de dimensionamento é necessária para permitir que o inversor não trabalhe por muito tempo subdimensionado ou sobre dimensionado, ou seja, é utilizada para minimizar o efeito da potência gerada em função da irradiância do local, uma vez que,

normalmente em dias claros, o sistema FV fornece máxima potência entre às 11:00 até às 13:00. Logo, antes e após esse horário a potência do sistema FV é menor. Contudo, nos casos mais conservadores considera-se a potência do inversor igual a potência do sistema FV.

Analisando a questão financeira, a condição conservadora deixa de ser uma opção, uma vez que, por exemplo, ao se utilizar um inversor com potência igual à do sistema FV, aquele trabalhará a maior parte do tempo subdimensionado. Em contrapartida, se o inversor estiver com potência inferior ao do sistema FV, o inversor trabalhará a maior parte do tempo em sua potência máxima. A questão financeira otimiza a relação custo/benefício, que é dada pelo fator de dimensionamento do inversor (FDI). O FDI considera a potência do sistema FV, temperatura ambiente, irradiância local, inclinação e orientação da estrutura e, também, os valores dos equipamentos utilizados. Dessa maneira, é necessária uma simulação numérica utilizando a irradiação e temperatura do local de interesse (PINHO e GALDINO, 2014). De forma mais simplista é possível obter o valor do FDI ao considerar a relação entre a potência do inversor com a potência do sistema FV, conforme demonstrado na equação (55):

$$FDI = \frac{P_{C.A.}}{P_{FV}} \quad (55)$$

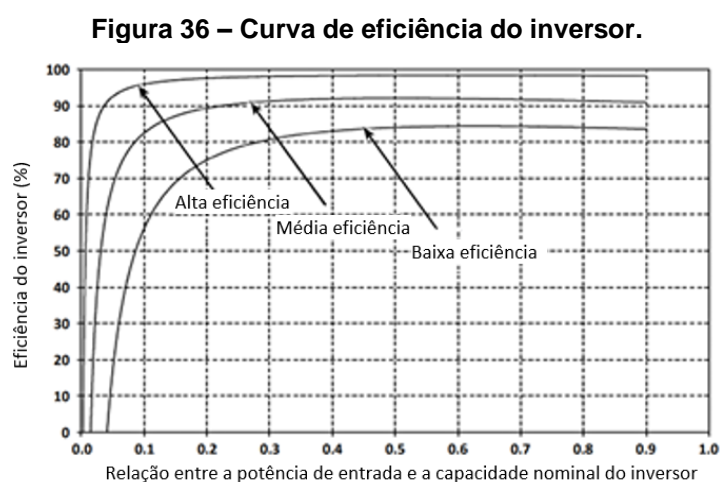
Onde:

- $FDI$ : fator de dimensionamento do inversor;
- $P_{C.A.}$ : potência nominal do inversor da saída do inversor, corrente alternada;
- $P_{FV}$ : potência do sistema FV.

O valor do FDI é adimensional e indica que quanto menor seu valor maior será o sistema FV utilizado, ou seja, a potência do sistema FV é superior à potência do inversor e operará sobrecarregado. Em contrapartida, quando o FDI é maior que um, o inversor estará subdimensionado, ou seja, haverá maior custo ao utilizar um inversor maior que a potência necessária para o sistema FV. Logo, o FDI menor que um indica que o custo da geração da energia elétrica é mais barato ao se utilizar o inversor sobrecarregado, uma vez que tal equipamento

operará por mais tempo próximo a sua potência nominal. Contudo, há um limite mínimo e máximo indicado pelos fabricantes, sendo o mínimo entre 0,75 e 0,85 e o máximo de 1,05 (PINHO e GALDINO, 2014). No Brasil os projetos cadastrados no 27º Leilão de Energia Nova, que ocorreu em 2018, apresentaram valores de FDI entre 0,72 e 0,86, sendo o valor médio do FDI de 0,79 (EPE, 2018). Observa-se que o valor mínimo do FDI praticado no leilão ficou abaixo do indicado pelos fabricantes em 2014, e essa condição pode ser atribuída ao desenvolvimento da tecnologia aplicada ao inversor.

O último ponto a ser analisado é a escolha do rendimento do inversor. Os fabricantes fornecem a curva que relaciona o rendimento com o carregamento do inversor. A Figura 36 apresenta as curvas referentes a inversores com baixa, média e alta eficiência.



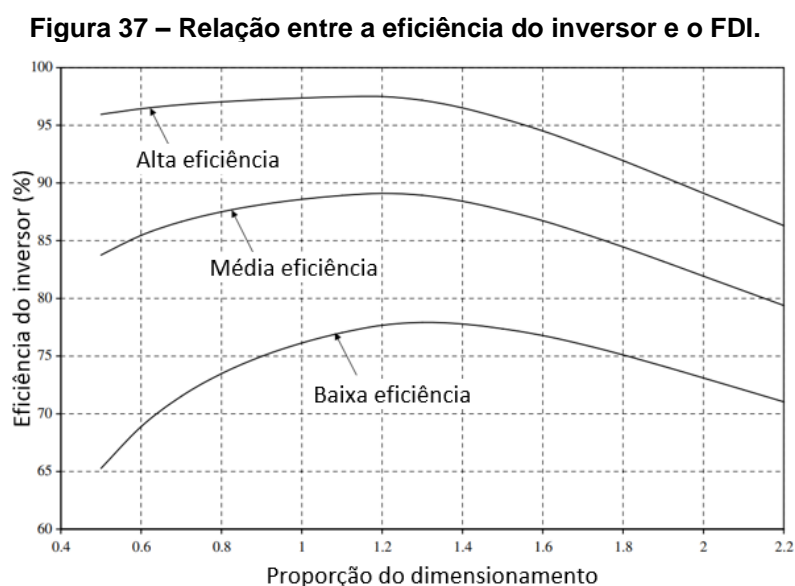
Fonte: (MONDOL, YOHANIS e NORTON, 2006).

Na Figura 36 é possível observar que a diferença entre o inversor com alto rendimento é 14% superior ao do inversor de baixa eficiência quando o carregamento do inversor é 90%.

O inversor de alto rendimento inicia sua operação com baixa potência de entrada, ou seja, com baixa irradiação local, enquanto o inversor de baixo rendimento começa a operar apenas quando o carregamento do inversor é de 5%. Essa diferença é ocasionada devido ao inversor de alto rendimento possuir poucas perdas de energia e baixo consumo. Além disso, a Figura 36 permite observar que conforme o aumento de rendimento, mais rápido o inversor consegue desempenho de rendimento máximo. Essa situação pode ser

observada na Figura 36 quando o carregamento do inversor é de 10%, sendo nesse momento a eficiência do inversor de alto rendimento de 97%, médio rendimento de 87% e de baixo rendimento de 57%, enquanto que o rendimento máximo desses inversores é respectivamente de 98%, 91% e 84% (MONDOL, YOHANIS e NORTON, 2006).

A Figura 37 relaciona o rendimento do inversor com o FDI, auxiliando a análise de custo/benefício para cada configuração de inversor.



Fonte: (MONDOL, YOHANIS e NORTON, 2006).

Na Figura 37 é possível observar que o inversor de alto rendimento, quando sobredimensionado, com FDI de 0,6 tem eficiência de, aproximadamente, 97,5%, enquanto que para os inversores de média e baixa eficiência é de, aproximadamente, 85,5% e 68%, respectivamente (MONDOL, YOHANIS e NORTON, 2006).

Ante o exposto, pode-se concluir que a escolha do inversor é diretamente relacionada ao ganho de produção de energia elétrica, uma vez que a opção pela utilização de inversor de baixo rendimento requer a utilização de uma quantidade maior de módulos FVs para geração da mesma quantidade de energia elétrica do que quando se utiliza um inversor de alto rendimento.



## 5.4. Especificação da estrutura

A estrutura pode ser dividida em estrutura fixa e estrutura móvel, Figura 38, sendo que para projetos com potência reduzida o tipo mais comum de estrutura é a fixa, Figura 39. Nas instalações de usinas FVs, com potência superior à 5 MW, utilizam-se estruturas fixas ou móveis conforme a especificação do projeto. Já em sistema FV com potência inferior à 5 MW, o mais comum é a utilização de estrutura fixa.

**Figura 38 – Sistema FV instalado em estrutura com rastreamento solar.**



Fonte: (WHALEY, 2016).

**Figura 39 – Sistema FV instalado em estrutura fixa.**



Fonte: Autor.

A estrutura móvel permite uma produção de energia elétrica superior à da estrutura fixa, conforme apresentado na Figura 40:



**Figura 40 – Diferença da potência elétrica gerada devido ao tipo de estrutura.**



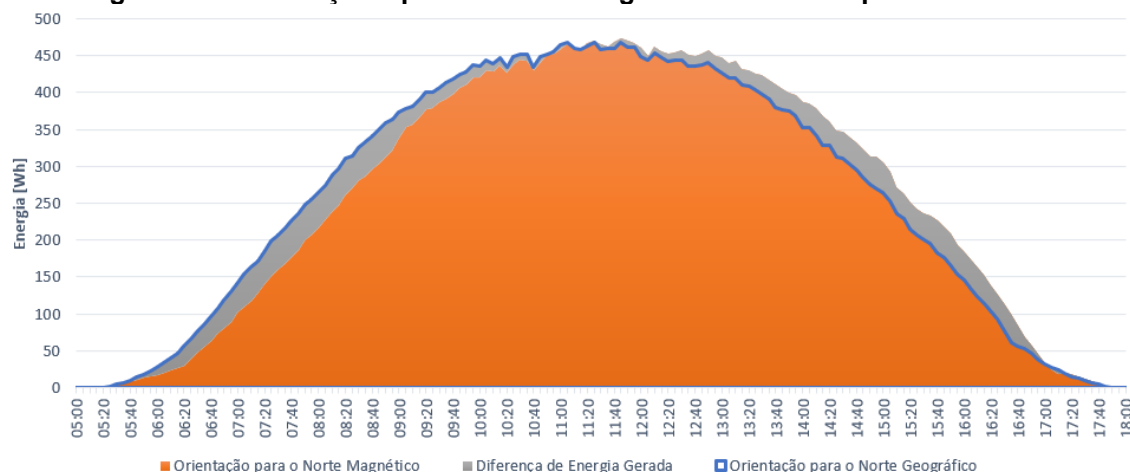
Fonte: (KELLENBERG, 2015).

Em contrapartida, a estrutura móvel exige maior espaçamento entre uma estrutura e outra, exigindo assim uma área maior em comparação com a estrutura fixa.

Tanto a estrutura móvel quanto a física devem ser orientadas para a linha do equador, e devem estar alinhadas com o norte geográfico. Contudo, no caso da estrutura fixa, o alinhamento pode ser desconsiderado em razão das características do local de instalação, como por exemplo, no local onde há muitas nuvens no período da manhã e à tarde o céu é claro, deve-se deslocar a estrutura para o lado oeste para se otimizar a produção de energia elétrica. Ao contrário, no período vespertino há muitas nuvens, e a estrutura deverá ser deslocada para o leste (PINHO, *et al.*, 2008).

A Figura 41 apresenta a comparação entre a potência de um sistema FV instalado no hemisfério sul e orientado para o norte geográfico com uma estrutura orientada para o norte magnético, ou seja, deslocado de  $23^\circ$  para oeste em relação ao norte geográfico. Nessa figura é possível observar o deslocamento da sua curva de produção de energia elétrica em relação a curva de produção de energia elétrica da unidade com orientação em  $0^\circ$ , ou seja, direcionada para o norte geográfico.

**Figura 41 – Diferença da potência elétrica gerada devido ao tipo de estrutura.**



Fonte: Autor.

Essa relação de geração com a orientação da estrutura permite avaliar quais as tarifas seriam atrativas em determinados horários, sendo possível especificar o sistema FV para que produza mais energia elétrica nesse período atrativo ou para atender o pico de demanda.

## 5.5. Potencial de geração

A estimativa da geração de energia elétrica de um sistema FV está diretamente relacionada com a capacidade de conversão de energia solar em elétrica. Como nem todos os dias são iguais, ou seja, não temos a mesma quantidade de HSP, é necessário determinar o fator de capacidade (FC) do sistema FV.

O FC é a relação da quantidade de energia elétrica gerada com a energia elétrica que poderia ser gerada se o sistema FV produzisse energia elétrica 24 horas por dia com potência máxima ao longo de um ano. A expressão que define o fator de capacidade é:

$$FC = \frac{\text{Energia}}{P \cdot h} \quad (56)$$

Onde:

- *FC*: é o fator de capacidade;
- *P*: corresponde à potência instalada;
- *h*: quantidade de horas no ano (8760 h).

Reescrevendo (57), obtemos:

$$FC = \frac{P \cdot \eta_{BOS} \cdot HSP}{P \cdot h} \quad (57)$$

Onde:

- $\eta_{BOS}$ : rendimento do sistema FV, do inglês, *balance of system*;
- $HSP$ : horas de Sol a pino.

O  $\eta_{BOS}$  considera o rendimento de todo o sistema FV, ou seja, o rendimento do módulo FV, inversor, estrutura, cabos e conectores. Tipicamente o valor do  $\eta_{BOS}$  é em torno de 0,74 a 0,85 (WHALEY, 2016).

No capítulo 4.3 foi determinada a equação que descreve HSP de maneira simplista. Entretanto, para determinar a irradiação local utilizada no HSP é necessária a utilização dos valores de irradiação global obtidos ao longo do tempo através de um piranômetro ou através de dados obtidos via satélite. A equação (58) apresenta o cálculo para se determinar a quantidade de HSP a partir dos dados medidos, conforme IEC 61724 (IE COMMISSION, 1998):

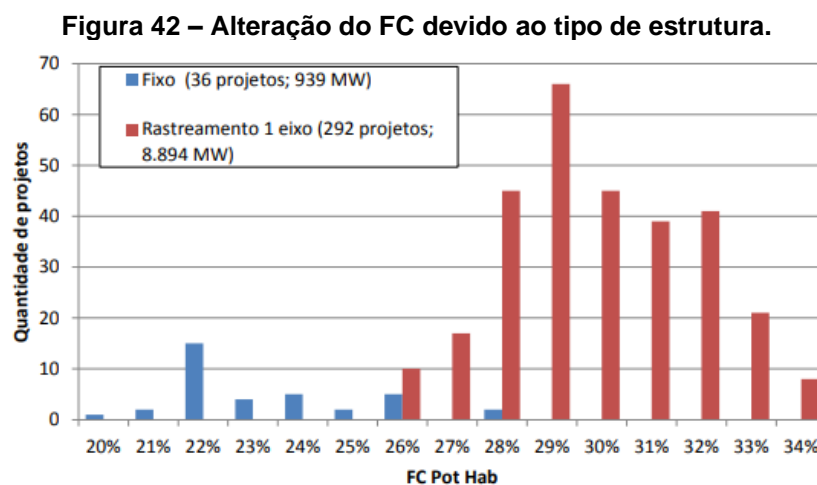
$$HSP_{Anual} = 8760 \cdot \tau_r \cdot \frac{\sum \tau G}{\sum \tau \tau_{MA} \cdot G_{ref}} \quad (58)$$

Onde:

- $\tau_r$ : intervalo de registro;
- $\tau_{MA}$ : período de duração efetivo do monitoramento;
- $G$ : irradiação medida no local;
- $G_{ref}$ : irradiação de referência na condição STC.

O FC pode ser especificado tanto pela potência DC, somatória das potências dos módulos FV, como pela potência AC, somatória da potência dos inversores FVs. No Brasil, ao considerar a potência DC, o FC tem valor entre 17% a 26% e ao considerar a potência AC, o valor do FC fica entre 18% a 34%. Essa diferença é ocasionada devido à potência DC ser, normalmente, maior que a potência AC, uma vez que o FDI, no Brasil, fica em torno de 66% a 104% (EPE, 2017). Além

dessa situação, o FC aumenta quando a estrutura é com rastreamento solar, possibilitando o aumento da produção de energia elétrica. A Figura 42 apresenta a comparação entre os projetos habilitados tecnicamente em 2016 pela EPE para participar do 11º Leilão de Energia de Reserva:



Fonte: (EPE, 2017).

Na Figura 42 é apresentado o ganho do FC quando utilizada a estrutura com rastreamento solar (EPE, 2017).

---

## 6. Características da degradação do módulo fotovoltaico

### 6.1. Introdução do capítulo

Neste capítulo são apresentados os efeitos da degradação em diferentes componentes que compõem o módulo FV.

### 6.2. Conceito da degradação

A degradação do módulo FV se caracteriza pela redução da vida útil de todos os materiais utilizados em sua construção. Contudo, há fatores climáticos que influenciam a degradação de determinados materiais que compõem o módulo FV, por exemplo, a umidade e alta temperatura ambiente afetam diretamente o EVA. Além do desses fatores o tempo de exposição à essas condições podem induzir o aumento da taxa de degradação do módulo FV.

O ciclo de degradação pode ser definido como inicial ou de curto período; ocorre principalmente após as primeiras horas de exposição do módulo FV a luz solar, sendo essa situação conhecida como degradação induzida por luz (LID), do inglês *light-induced degradation*; e de longo período, situação a qual é considerado a degradação ao longo da vida útil do equipamento. Nessa situação são observados os efeitos em todo o equipamento e não apenas a degradação referente ao material que compõem a célula FV.

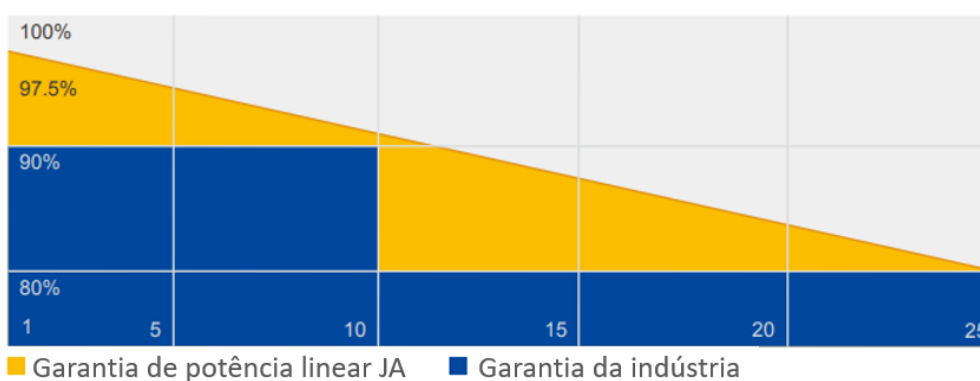
A LID é um tipo de degradação ocorre devido ao processo de fabricação das células FVs. Neste processo, pode ocorrer a inclusão de oxigênio no boro. Tal situação faz com que ocorra uma difusão entre o oxigênio e o boro mudando a estrutura da célula FV e capturando um elétron e um espaço na junção p-n da célula FV, reduzindo a sua capacidade de geração de energia elétrica (SOPORI, *et al.*, 2012). A taxa de degradação é da ordem de 1% a 3.9% ou mais, dependendo da qualidade do silício utilizado (THEVENARD, *et al.*, 2010).

A degradação de longo período é considerada após o primeiro ano, ou seja, desconsidera os efeitos da LID. Essa degradação está relacionada com a garantia de produção de energia elétrica determinada pelos fabricantes de módulos FVs. Tipicamente, os fabricantes garantem uma perda de produção de energia elétrica de, no máximo, 10% para os dez primeiros anos e de 20% até o

vigésimo quinto ano (VÁZQUEZ e REY-STOLLE, 2008). Esses valores são tomados como referência para observar a perda devido à degradação do módulo FV. Logo, o termo taxa de degradação está diretamente relacionada a degradação de longo período, ressaltando que , conforme apresentado no capítulo 2.2 por (JORDAN e KURTZ, 2013), a taxa média de degradação em módulos FVs de silício cristalino é de 0,8% a.a..

A Figura 43 apresenta a taxa de degradação a para um módulo FV com uma vida útil de 25 anos.

**Figura 43 – Taxa de degradação.**



Fonte: (JA SOLAR HOLDING CO., 2018).

Na Figura 43, é possível observar que a taxa de degradação do módulo FV é linear e seu valor é de 0,73% a.a.. Além disso, o fabricante estima uma LID de 2,5% após o primeiro ano de operação do módulo FV. Dessa maneira, é possível observar a diferença entre os tipos de degradação do módulo FV e verificar a necessidade de se avaliar tanto a LID quanto a taxa de degradação para cada local propício onde se pretende instalar um sistema FV. Essa análise deve ser realizada com o objetivo de garantir a produção de energia elétrica estimada, uma vez que os projetos são desenvolvidos com base no datasheet dos fabricantes e seus valores podem alterar conforme condições ambientais e climáticas do local de instalação.

Ressalta-se que a taxa de degradação não está relacionada com a taxa de falha, podendo essa taxa ser menor que 0,1% (WOHLGEMUTH, 2012), por exemplo, nesse estudo foram analisados 125.000 módulos FVs de 11 fabricantes durante cinco anos e apenas 6 módulos FVs apresentaram falhas, ou seja, a taxa de falha foi de 0,005%. Além dessa análise, (WOHLGEMUTH, 2012) apresentou o

resultado de uma análise realizada ao se comparar módulos FVs que foram construídos com componentes de alta qualidade com os de baixa qualidade ao longo de 10 anos. Nessa oportunidade foi observado que os módulos FVs com material de baixa qualidade apresentaram uma taxa de falha 45% e os de alta qualidade apresentaram uma taxa de falha de 1%. Logo, a taxa de falha não está relacionada a degradação do módulo FV, uma vez que essa taxa é responsável pelo o mau funcionamento do equipamento, enquanto a degradação está relacionada com a garantia de produção de energia.

### **6.3. Delaminação e bolha**

A montagem de um módulo FV consiste em várias camadas. A degradação do EVA pode causar lacunas entre essas camadas. A delaminação é a lacuna gerada entre as camadas e fatores como umidade e temperaturas elevadas possibilitam sua ocorrência. Normalmente, a delaminação ocorre nas extremidades dos módulos FVs. Dentre os problemas associados à delaminação são: aumento de umidade dentro do módulo FV, aumento na reflexão, perda de eficiência (NDIAYE, *et al.*, 2013).

Outro fator que possibilita a degradação da célula FV é a formação de bolha no *backsheet*, sendo que a formação das bolhas é provocada devido aos mesmos princípios da delaminação. Nesse caso, se considera apenas a falta de adesão entre o acetato de vinil etileno (EVA) e as células FVs, ou seja, é a lacuna gerada entre as células FVs. Normalmente, o surgimento de bolhas está associado à liberação de gases de uma reação química e ocorre na parte de trás do módulo FV, porém, pode-se ocorrer na parte frontal da célula FV. A bolha de ar dificulta a troca de calor da célula FV, aumentando a temperatura da célula FV. Além disso, quando a bolha surge na parte superior do módulo FV, ocorre uma redução da irradiância que chega na célula FV devido aos gases da bolha aumentarem a reflexão da luz solar (MUNOZ, *et al.*, 2011).

### **6.4. Revestimento antirreflexivo (AR)**

Antirreflexivo (AR) é um revestimento aplicado nas células FVs para reduzir a reflexão de irradiância causada pela célula FV. A degradação do AR proporciona uma redução da  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ , ou seja, reduz a eficiência da célula FV. A redução de

$I_{sc}$  e  $V_{oc}$  não altera o perfil da curva IV da célula FV, porém a sua redução proporciona uma redução em eficiência da célula FV. Outra forma de se observar a degradação do AR é realizando uma inspeção visual do módulo FV, no qual as células FVs com degradação do AR apresentarão uma perda de brilho tornando-se opacas, reduzindo a capacidade de absorção de fótons pela célula FV (PRASAD, *et al.*, 1982).

### **6.5. Degradação do acetato de vinil etileno (EVA)**

A célula FV é encapsulada com acetato de vinil etileno (EVA). O EVA sofre alterações em suas propriedades químicas conforme a influência de umidade, temperatura e irradiação ultravioleta (UV). A incidência de raios UV e umidade sobre o EVA proporcionam a produção de ácido acético que, por sua vez, causa a alteração no pH do EVA. O ácido acético causa a corrosão dos contatos metálicos da célula FV, influenciando diretamente no aumento do valor de Rs. Além disso, a radiação UV está diretamente relacionada com o envelhecimento e a descoloração do EVA. A descoloração do EVA consiste na mudança de sua cor, passando da cor amarela para marrom. Essa situação proporciona a diminuição da luz solar absorvida pela célula FV, reduzindo a energia gerada pela célula FV (DE OLIVEIRA, *et al.*, 2017).

### **6.6. Potencial de degradação induzida – PID**

Uma *string* é composta por vários módulos FVs ligados em série ou em paralelo, sendo a mais usual a ligação em séries dos módulos FVs, uma vez que tal ligação permite o aumento da tensão. A alta tensão da *string* faz com que ocorra um acúmulo de elétrons na superfície da célula FV, acarretando na perda de produção de energia elétrica. Essa situação pode causar a fuga de elétrons da célula FV para estrutura do módulo FV, ou seja, pode causar uma corrente de fuga entre as células FVs e a moldura dos módulos FVs. Essa corrente de fuga causa a perda de potência dos módulos FVs e é conhecido como potencial de degradação induzida (PID). Além disso, a corrente de fuga proporciona o envelhecimento do EVA, a degradação do AR e dos terminais metálicos do módulo FV (NAUMANN, *et al.*, 2014). Além da tensão, fatores climáticos



---

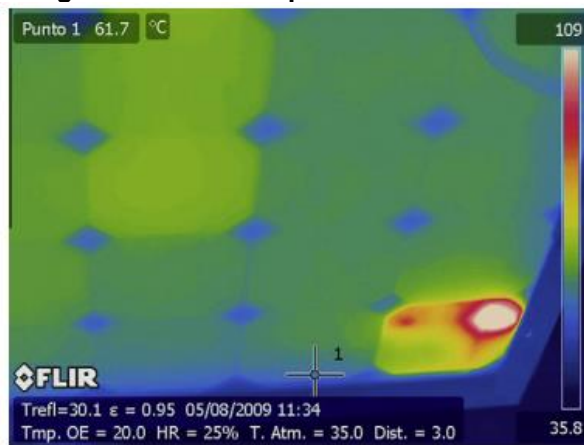
influenciam no PID, sendo que o aumento da temperatura ou da umidade aumentam o PID (CASULA, *et al.*, 2016).

### 6.7. Pontos quentes

Os pontos quentes são provocados quando uma célula FV é sombreada, danificada ou mesmo quando a mesma produz uma corrente inferior às outras células dos módulos FVs. A célula FV afetada por essas condições produz uma tensão inversa ao sentido da tensão das outras células FVs e nesta condição, a célula FV sombreada se comporta como uma carga dissipando sua energia na forma de calor (KUMAR e KUMAR, 2017). A temperatura de uma célula FV em defeito pode chegar à 80 °C, enquanto que uma célula FV em condições normais pode alcançar 50 °C, dependendo das condições climáticas do local onde as células FVs se encontram instaladas (MOLENBROEK, WADDINGTON e EMERY, 1991).

Para se identificar os pontos quentes é necessário fazer uma análise termográfica do módulo FV. A inspeção termográfica consiste no uso de uma câmera sensível à radiação infravermelha (IR) com ajuste para o comprimento de onda de 3 -15  $\mu\text{m}$  e a inspeção deve ser feita em um dia ensolarado e sem nuvens. Além disso, a irradiância local deve estar, no mínimo, a 700 W/m<sup>2</sup>. O ângulo entre a face superior do módulo FV e o IR deve ser, idealmente, de 90° e não pode ser inferior a 60°. Outro fator que influencia na termografia é a emissividade do material medido, ou seja, deve-se ajustar a emissividade do IR. Ao realizar a termografia através do vidro do módulo FV, deve-se ajustar a emissividade para 0,85 e quando a termografia for feita na *backsheet* do módulo FV deve-se considerar ajustar a emissividade do IR para 0,95, ou seja, a emissividade do vidro é de 0,85 e do polímero do *backsheet* é de 0,95 (KÖNTGES, *et al.*, 2014). A Figura 44 apresenta o ponto quente em um módulo FV.

Figura 44 – Pontos quentes no módulo FV.



Fonte: (MUNOZ, *et al.*, 2011).

---

## 7. Deposição de impureza sobre os módulos fotovoltaicos

### 7.1. Introdução do capítulo

A deposição de impureza e método adotado para a limpeza do módulo FV estão diretamente relacionados ao ambiente do local da instalação do sistema FV. Dessa maneira, este capítulo apresenta o conceito, tipo, custo e método de limpeza para cada local.

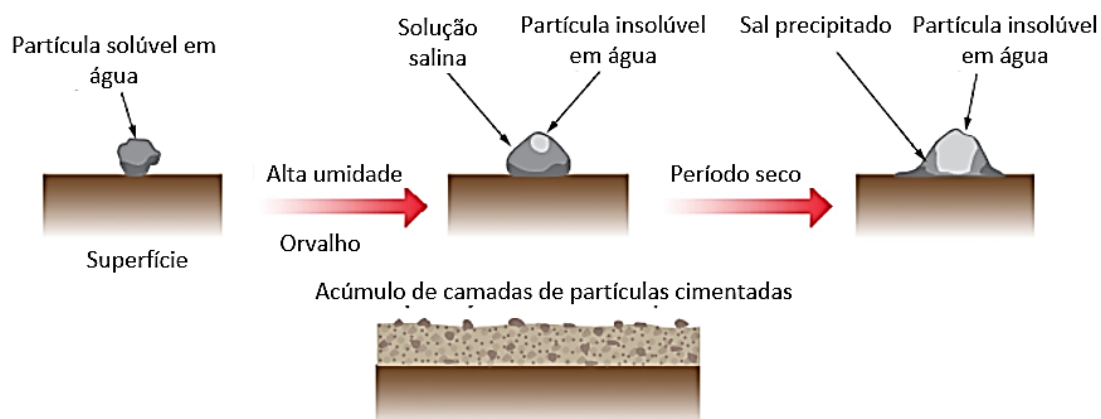
### 7.2. Conceito de sujidade

O acúmulo de impureza sobre o módulo FV está relacionado com sua capacidade de autolimpeza e o ambiente ao qual está exposto. O ângulo de inclinação dos módulos FVs com base fixa e a velocidade do vento no local permitem reduzir o acúmulo de poeira sobre os módulos FVs. Ângulos de inclinação dos módulos FVs maiores que 10° possibilitam a redução de poeira, já que as impurezas depositadas sobre os módulos FVs tendem a escoar sobre sua superfície. Em alguns locais exige-se que a instalação do sistema possua ângulos pequenos, uma vez que, por exemplo, a inclinação dos módulos FVs em países próximos à linha do equador seria aproximadamente zero, porém, usualmente se considera uma inclinação de 10° para evitar o acúmulo de poeira (SAYYAH, HORENSTEIN e MAZUMDER, 2014). Locais com muito vento tendem a varrer a poeira dos módulos FVs proporcionando uma falsa impressão de que os módulos FVs não estão perdendo eficiência devido ao acúmulo de poeira, porém, a poeira fica suspensa no ar causando uma redução da irradiância sobre o painel e, conseqüentemente, a redução de eficiência das células FVs, uma vez que a irradiância será refletida pelas partículas suspensas (GHAZI, SAYIGH e IP, 2014).

Outro ponto de extrema importância é quando há o acúmulo de impureza em apenas um ponto, como por exemplo, excremento de pássaros que cobre parcialmente apenas uma célula FV, ocorre a degradação da célula FV através dos efeitos causados por pontos quentes, conforme descritos neste trabalho (SÁNCHEZ-FRIERA, *et al.*, 2011). Logo, além da redução de eficiência, a deposição de impureza sobre o módulo FV pode causar o envelhecimento precoce da degradação da célula FV.

Além disso, ao avaliar a sujeira é necessário considerar as condições ambientais, uma vez que dependendo do material depositado sobre o módulo FV e o período que esse material permanece sobre ele dificultará a sua limpeza. Na Figura 45, são apresentadas as etapas de sedimentação de uma partícula sobre um módulo FV.

**Figura 45 – Processo de fixação da partícula de poeira no módulo FV.**



Fonte: (SARVER, AL-QARAGHULI e KAZMERSKI, 2013).

As partículas suspensas na atmosfera possuem partículas orgânicas e inorgânicas que são insolúveis e solúveis em água. A fixação da partícula sobre o módulo FV, conforme a Figura 45, consiste em 4 etapas:

1. Deposição da partícula sobre o módulo FV;
2. Após a exposição dessa partícula a orvalho ou ambiente úmido, as partículas solúveis em água formam uma camada microscópica de solução salina. Nesse processo, as partículas não solúveis em água são fixadas sobre o módulo FV ao entrar em contato com as partículas solúveis em água;
3. O período seco faz com que a partícula seja fixada sobre o módulo FV.
4. Com o acúmulo de partículas sobre o módulo FV é criada uma camada de impureza que necessitarão de processo específico para a retirada da impureza, uma vez que houve uma junção da impureza com o módulo FV.

Conforme o exposto, a limpeza dos módulos FVs é muito importante, uma vez que após a realização dessa atividade o valor da  $I_{sc}$  se aproxima do valor

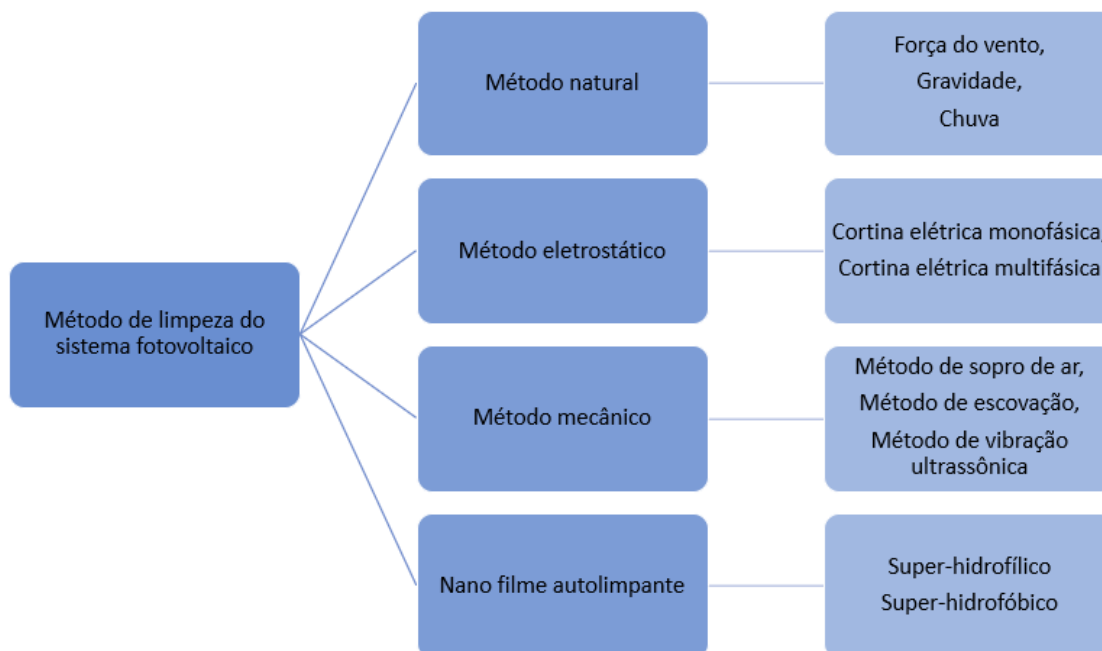
nominal, proporcionando o aumento da potência gerada pelo módulo FV. Logo, é necessário estipular um cronograma de limpeza conforme a redução do rendimento do sistema, uma vez que limpezas frequentes acarretam o aumento de despesas com OPEX (SCHILL, BRACHMANN e KOEHL, 2015) (SULAIMAN, *et al.*, 2014) (SAIDAN, *et al.*, 2016). Além disso, outro fator necessário para o ganho tanto de produção de energia elétrica quanto financeiro é a escolha do processo de limpeza, podendo esse processo ser automático ou manual, dependendo dos custos e do tipo de impureza que é depositada sobre o módulo FV, uma vez que a impureza pode solidificar e dificultar a sua remoção (FERRETTI, 2016).

### **7.3. Métodos de limpeza**

A deposição de impureza é uma situação que ocorre naturalmente e está relacionada ao ambiente. Dessa maneira, não é possível encontrar uma solução definitiva para essa situação.

A prevenção para os efeitos da deposição de impureza é o modo de limpeza, sendo que esse procedimento pode ser realizado manualmente ou de modo automático. Diante disso, neste capítulo serão apresentados os métodos utilizados para a limpeza dos módulos FV.

O método de limpeza dos sistemas FVs baseia-se em quatro segmentos, quais sejam: método natural, eletrostático, mecânico e autolimpeza, conforme a Figura 46:

**Figura 46 – Métodos de limpeza dos sistemas FVs.**

Fonte: (SYAFIQ, PANDEY e RAHIM, 2016).

A estrutura apresentada na Figura 46 demonstra que o sistema de limpeza de um módulo FV pode ser subdividido em várias soluções.

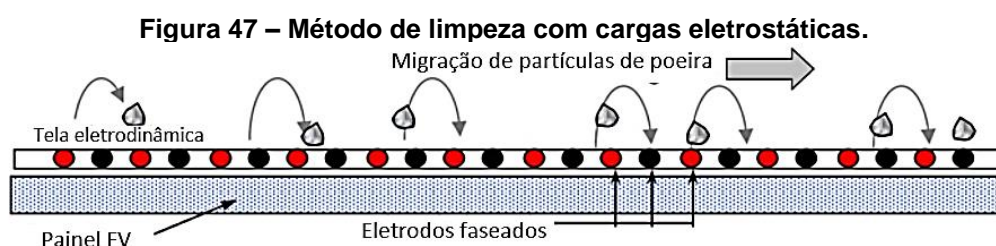
- Limpeza natural

A limpeza natural do módulo FV é dada em função das condições climáticas. Quando as partículas de impurezas ainda não solidificaram sobre o módulo FV, a força do vento é capaz de removê-las, assim como a água da chuva. Diferentemente dessas duas condições, a limpeza do sistema pela força da gravidade exige que o módulo FV esteja com alto grau de inclinação, idealmente na posição vertical, ou seja, 90 graus, para que seja possível o escoamento da impureza (SYAFIQ, PANDEY e RAHIM, 2016).

Esse método de limpeza é o que apresenta menor custo, uma vez que não será necessária a utilização de máquinas ou água para realização da limpeza dos módulos FVs. Contudo, conforme apresentado no capítulo 7.2, regiões com grande umidade permitem a fixação da impureza sobre o módulo FV. Dessa maneira, apenas a limpeza natural não seria capaz de remover a impureza depositada sobre o módulo FV.

- Eletrostática

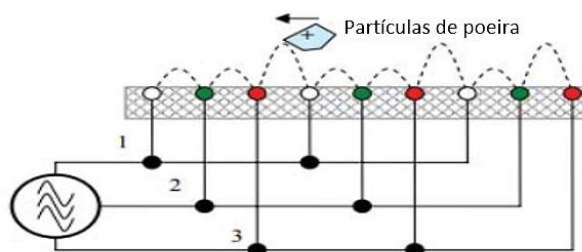
O método de limpeza eletrostática é baseado na utilização de cargas eletrostáticas para a remoção de impurezas da superfície do módulo FV., ou melhor dizendo, para que as impurezas não sejam depositadas sobre o módulo FV. Basicamente, o campo elétrico gerado pelas cargas eletrostáticas não permite que a impureza entre em contato com a superfície do módulo FV. Esse sistema foi desenvolvido em 1967 pela *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) (ADAMS, *et al.*, 1967). A Figura 47 apresenta a aplicação do sistema eletrostático:



Fonte: (HORENSTEIN, *et al.*, 2013).

O funcionamento desse sistema consiste em aplicar uma diferença de potência entre 500 – 1000 V com baixa frequência nos eletrodos que são instalados sobre o módulo FV (HORENSTEIN, *et al.*, 2013), podendo esse sistema ser energizado com uma rede monofásica, Figura 47, ou trifásica, Figura 48

**Figura 48 – Método de limpeza com cargas eletrostáticas alimentado por uma rede trifásica.**



Fonte: (SYAFIQ, PANDEY e RAHIM, 2016).

Esse método é mais indicado para regiões com baixa umidade. O resultado da aplicação desse sistema em regiões com essa característica apresentou uma remoção de até 90 % das partículas depositadas sobre os módulos FVs (SYAFIQ, PANDEY e RAHIM, 2016). A desvantagem desse sistema se refere a remoção de partículas de impurezas microscópicas, uma vez que caso a impureza

apresente proporções maiores que 30  $\mu\text{m}$  (HORENSTEIN, *et al.*, 2013), esse sistema não apresentará alta eficiência na remoção das impurezas.

- Mecânica

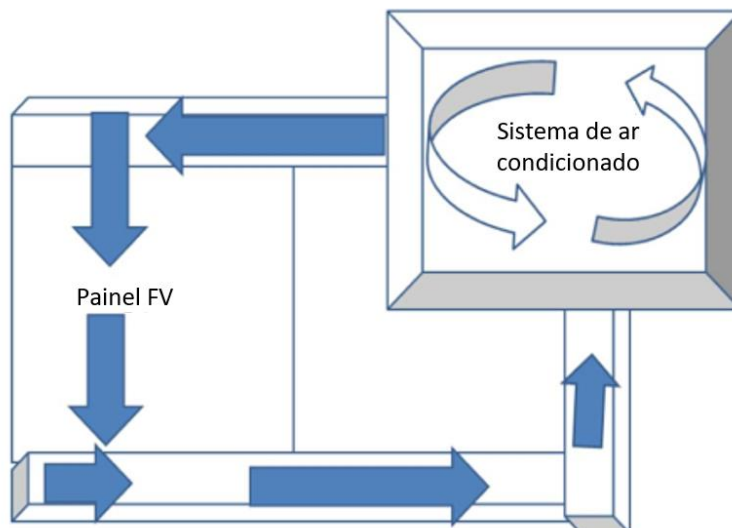
A limpeza baseada em sistemas mecânicos consiste na utilização de equipamentos como:

- Soprador de ar;
- Escovas
- Vibração ultrassônica

O primeiro e o segundo método podem ser realizados tanto manualmente como de maneira automática. No último método, o sistema é totalmente autônomo, ou seja, não é necessário o auxílio de um operador. Os sistemas automáticos demandam alto valor para a sua instalação. Entretanto, sistemas manuais requerem o auxílio de operador, o que acarreta no aumento das despesas, uma vez que é necessário que o operador esteja presente durante todo o processo de limpeza. Além disso, a intervenção humana no processo pode acarretar gastos relacionados a desperdício, por exemplo, de água, quando se utilizam escovas para a remoção das impurezas.

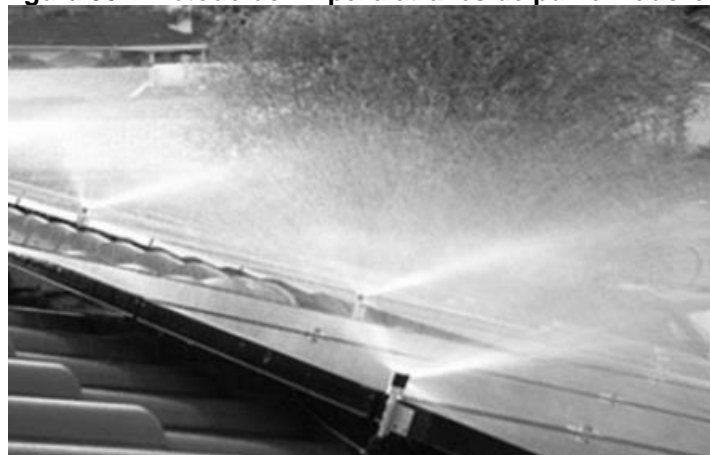
Os sopradores de ar são utilizados para remover impurezas que não se sedimentaram sobre o módulo FV. Durante a utilização desse método pode ocorrer a suspensão da partícula de impureza e após um determinado período, essa pode ser depositada sobre o módulo FV novamente, tornando esse método pouco eficiente (HE, ZHOU e LI, 2011). Contudo, esse método reduz a temperatura do módulo FV que afeta diretamente a produção de energia, podendo a perda de produção devido ao aumento de temperatura do módulo FV chegar a 25%.



**Figura 49 – Método de limpeza através de sopradores.**

Fonte: (SYAFIQ, *et al.*, 2018).

Assim como os sopradores, o sistema com pulverizadores atua tanto para a redução da temperatura como para a remoção de partículas de impureza dos módulos FV. Nesse sistema são utilizados picos pulverizadores para jogar água e produtos de limpeza sobre os módulos FVs. Esses pulverizadores são instalados na mesma estrutura dos módulos FVs. A utilização desse sistema proporcionou um ganho de eficiência de até 1,4% na produção de energia elétrica. Contudo, a taxa de pulverização da água utilizada foi de 644 litros por hora. O produto utilizado no experimento é o Heliotex (MONDAL e BANSAL, 2015).

**Figura 50 – Método de limpeza através de pulverizadores.**

Fonte: (MONDAL e BANSAL, 2015).

A utilização de escovas para limpeza dos módulos FVs consiste desde sistemas manuais até robôs e está vinculada com o tamanho do sistema FV a ser limpo.

A utilização de escovas manuais é mais indicada para sistema de pequeno porte e exige que um operador manuseie o equipamento. Em sistema FV de grande porte, as escovas são utilizadas em robôs ou mesmo acopladas em máquinas para realização da limpeza de vários módulos FVs simultaneamente.

**Figura 51 – Método de limpeza através escovas.**



Fonte: (FERRETTI, 2016).

O sistema baseado em robô possui alto custo de investimento inicial. Além disso, é necessário implementar esse sistema antes da instalação do sistema FV, uma vez que poderá ser necessário realizar modificações na estrutura de fixação dos módulos FVs para atender as necessidades de operação do robô.

**Figura 52 – Método de limpeza com utilização de robôs.**

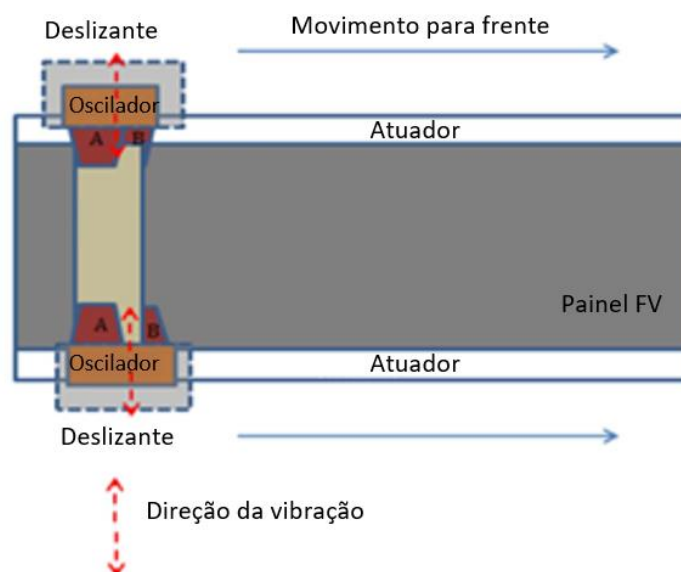


Fonte: (FERRETTI, 2016).

O método por vibração ultrassônica consiste na utilização de atuadores piezoelétricos que são excitados para vibrar de acordo com a frequência ressonante da tensão aplicada. Ao iniciar o processo, os atuadores se movimentam sobre uma estrutura instalada sobre o módulo FV. Junto aos atuadores é instalado um limpador utilizado para a remoção das impurezas depositadas sobre o módulo FV (LU, ZHANG e HU, 2013). Esse sistema é compactado e possui alta eficiência na remoção das impurezas. Contudo, esse

método está em fase de estudo e ainda não está sendo utilizado em grandes sistemas FVs.

**Figura 53 – Método de limpeza por vibração ultrassônica.**



Fonte: (SYAFIQ, *et al.*, 2018).

- Autolimpeza com nano filme

O método baseado na utilização de nano filme para a autolimpeza dos módulos FVs consiste na utilização de super-hidrofílico e, também, de super-hidrofóbico. Aplicando esses produtos sobre o módulo FV forma-se uma camada que não permite a sedimentação da impureza no vidro do módulo FV. Dessa maneira, a impureza é facilmente removida. Esse método é considerado como autolimpeza, pois não necessita de nenhum equipamento para a remoção da impureza, apenas a água da chuva é suficiente para remover toda a impureza que está depositada sobre o módulo FV. Contudo, a duração do nano filme é de apenas algumas semanas (SYAFIQ, *et al.*, 2018).

#### 7.4. Custo de limpeza

Basicamente, a limpeza dos módulos FVs é realizada com água, principal insumo tanto no método de limpeza manual como automático, com exceção dos métodos por vibração ultrassônica e eletrostática que não utilizam água em sua aplicação. Dessa maneira, a escolha do local de instalação do sistema FV deve considerar a quantidade de água disponível no local, uma vez que a utilização de água para essa atividade poderá competir com o abastecimento de água dos

moradores das regiões próximas ao sistema FV. A estimativa de consumo de água para a limpeza dos módulos FVs é de cerca de 1 litro por m<sup>2</sup> de módulo FV (WHALEY, 2016).

Em locais onde há escassez no fornecimento de água, o empreendedor deverá considerar os custos relacionados a construção de reservatórios, a construção de poços para retirada de água no subterrâneo ou ainda avaliar se a água disponibilizada na região exigirá tratamento para a remoção de minerais.

Os custos para a limpeza de sistemas FVs de grande porte podem ser calculados em função da potência instalada (\$/kW) ou pela área ocupada pelos módulos FVs (\$/m<sup>2</sup>). Estima-se que essas despesas estão entre 0,8 \$/KW a 1,3 \$/kW. Esse range consiste na análise de vários métodos utilizados, ou seja, essa estimativa independe do método limpeza adotado (ENBAR, WENG e KLISE, 2016).

Ressalta-se que essa estimativa é apenas referente a limpeza do módulo e não ao custo de operação e manutenção que em média é de 15,4 \$/kW/ano para estrutura fixa e de 18,5 \$/kW/ano para estrutura com movimentação em um eixo. Nesses valores o custo com a limpeza do sistema FV está contido (FU, *et al.*, 2016).

## 8. Metodologia

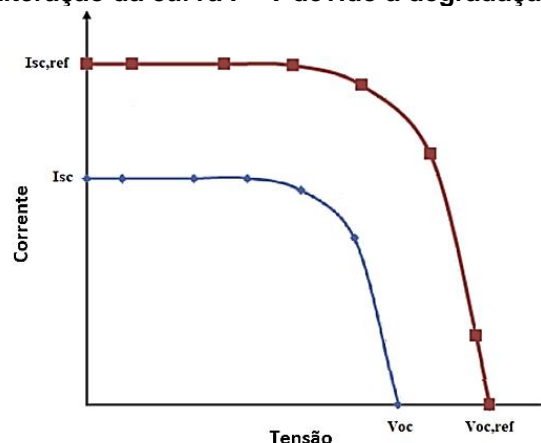
### 8.1. Introdução do capítulo

Neste capítulo é apresentada a metodologia para identificação da perda na geração de energia de um sistema FV, seja pela degradação do módulo FV ou pela deposição de impurezas nos módulos FVs.

### 8.2. Análise para identificação das perdas

A degradação provoca uma redução da potência da célula FV que pode ser observada através da redução de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ , alterando os pontos na curva I–V (VEERASAMY, *et al.*, 2016), conforme apresentado na Figura 54:

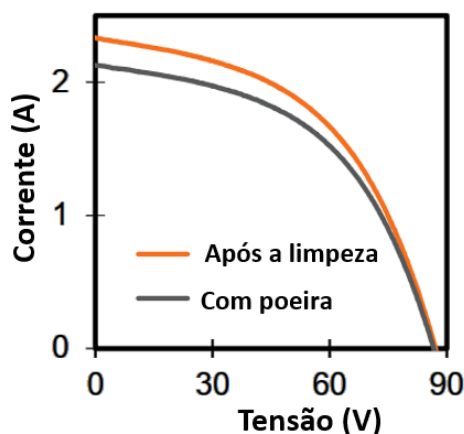
Figura 54 – Alteração da curva I – V devido à degradação da célula FV.



Fonte: Adaptado de (KÖNTGES, *et al.*, 2014).

Os efeitos gerados pela deposição de impureza sobre o módulo FV podem ser observados na Figura 55. Verifica-se que a deposição de impureza causa a redução de  $I_{sc}$  sem alterar o valor de  $V_{oc}$ .

Figura 55 – Alteração da curva I – V devido à deposição de impureza sobre o módulo FV.



Fonte: (WEBER, *et al.*, 2015).

Diante o exposto, fica caracterizado que a degradação afeta duas variáveis, quais sejam  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ , enquanto a deposição de impureza altera apenas o valor de  $I_{sc}$ .

### 8.3. Sistema de aquisição de dados

Para a realização dos cálculos das perdas por deposição de impureza e degradação do módulo FV é necessário a realização de uma medição a cada minuto das seguintes variáveis:

- Corrente de curto-circuito;
- Tensão de circuito aberto;
- Temperatura do módulo FV;
- Irradiância global.

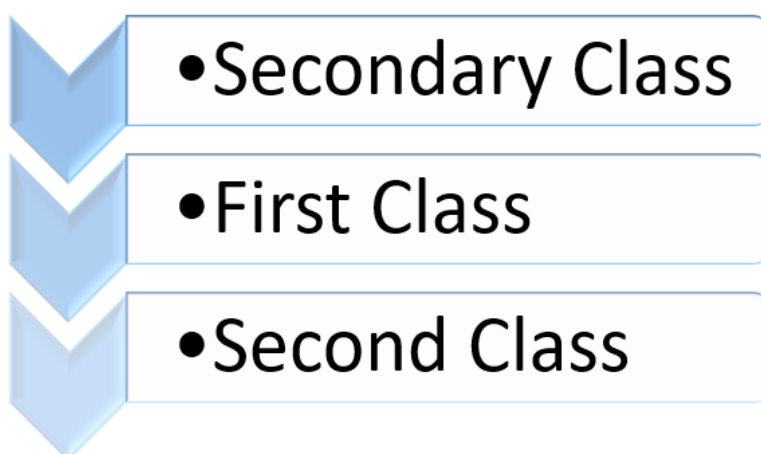
As grandezas elétricas medidas são geradas em corrente contínua e para realizar a leitura dessas variáveis foram utilizados transdutores de corrente e de tensão. Tais equipamentos convertem a grandeza medida em um sinal analógico de corrente, 4 – 20 mA, ou de tensão, 0 – 10 V.

Para a leitura da temperatura de operação do módulo FV foi utilizado um termopar do tipo K sobre a face inferior do módulo FV. A instalação desse equipamento na face inferior do módulo FV é feita para que não ocorra erro na medição, uma vez que se tal equipamento fosse instalado na face superior do

módulo FV, a variável medida registraria tanto a temperatura do módulo FV, como o aquecimento desse equipamento devido sua exposição ao Sol.

A EPE em seu documento de habilitação técnica de projetos de sistemas FVs solicita que todas as medições referentes a irradiância sejam realizadas com equipamentos com classificação de, no mínimo, *first class* ou superior (EPE, 2018). Diante disso, utilizou-se um equipamento com precisão de *secondary class*, sendo que a classificação de precisão desses equipamentos é regida pela ISO 9060:2018 (INTERNATIONAL ORGANISATION FOR STANDARDIZATION (ISO), 2018). Conforme ISO 9060:2018, a classificação de precisão dos equipamentos está apresentada na Figura 56

Figura 56 – Classificação dos piranômetros.



Fonte: Autor.

### 8.3.1. Montagem do experimento

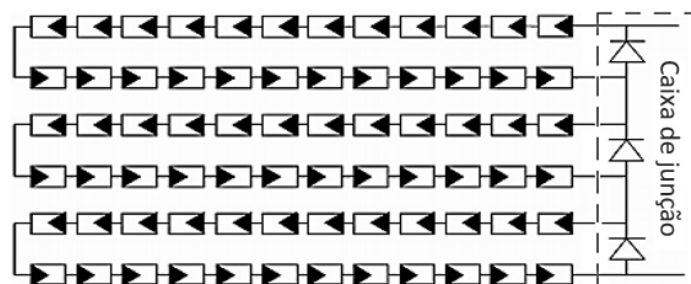
O projeto para aquisição dos valores da  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ , temperatura do módulo FV e irradiância global, consiste na utilização de dois transdutores de tensão, dois transdutores de corrente, dois termopares e um piranômetro Vale ressaltar, que as leituras das variáveis são tanto para o módulo FV que permanecerá com uma frequência de limpeza mensal, como para o módulo FV que permanecerá acumulando impureza ao longo do tempo.

Para realizar a coleta da  $I_{sc}$  e da tensão de circuito aberto foi necessária a alteração da caixa de junção do módulo FV e modificação das ligações das células FVs, permitindo que fossem medidas a corrente e a tensão simultaneamente no mesmo módulo FV.



O módulo FV utilizado possui 72 células FVs ligadas em série e contém 3 diodos de by-pass que são instalados em paralelo a cada 24 células FVs. A Figura 57 apresenta a configuração das células FVs e a instalação dos diodos by-pass e a Figura 58 apresenta a foto tirada antes de modificação da instalação dos sensores.

**Figura 57 – Diagrama elétrico de ligação das células FVs.**



Fonte: (KÖNTGES, *et al.*, 2011).

**Figura 58 – Diodo by-pass dos módulos FVs.**

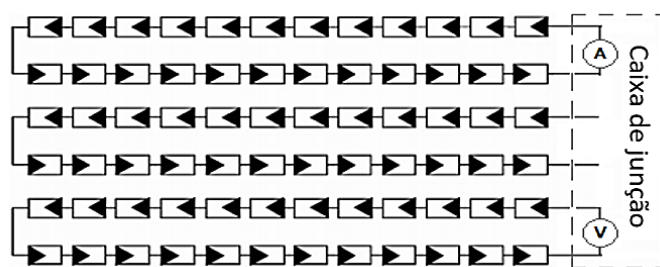


Fonte: Autor.

Após a remoção dos diodos by-pass, com destaque na Figura 58, é possível realizar as ligações dos equipamentos responsáveis pela leitura da  $V_{oc}$  e a  $I_{sc}$ . A ligação do transdutor para a medição da  $I_{sc}$  consiste em fechar o circuito elétrico utilizando 24 células. Para a medição da  $V_{oc}$  instalou-se um transdutor aos terminais de um diodo by-pass. Nessa configuração a  $V_{oc}$  é medida para um conjunto de 24 células FVs. A Figura 59 apresenta o esquema da ligação dos transdutores.



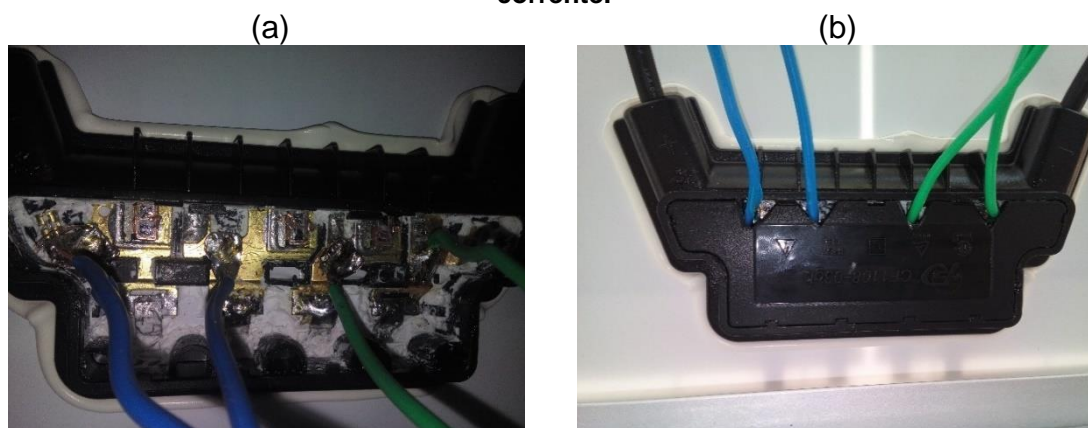
Figura 59 – Diagrama esquemático de ligação dos transdutores de tensão e de corrente.



Fonte: Adaptado de (KÖNTGES, *et al.*, 2011).

A Figura 60 apresenta a foto da caixa de junção após a instalação dos transdutores.

Figura 60 – a) Foto da ligação elétrica dos terminais dos transdutores de corrente e de tensão. b) Foto da caixa de junção após a instalação dos transdutores de tensão e de corrente.



Fonte: Autor.

Os módulos FVs utilizados para a realização dos testes de degradação da célula FV e deposição de impureza são do modelo Maxpower CS6U-325P, fabricados pela Canadian, e suas características elétricas estão apresentadas na Tabela 3:

Tabela 3 – Parâmetros do módulo FV utilizado para realização das medições.

	Parâmetros elétricos para STC <sup>3</sup>	Parâmetros elétricos para NOCT <sup>4</sup>
Potência de saída	325 W	239 W
Tensão em $P_{\text{máx}}$	37 V	34 V

<sup>3</sup> STC – *Standard Test Conditions*. Teste realizado com irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura do módulo de 25°C e espectro da massa de ar (AM) em 1,5.

<sup>4</sup> NOTC – *Normal Operating Cell Temperature*. Teste realizado com irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura do módulo de 20°C, espectro da massa do ar em 1,5 e velocidade do vento de 1 m/s.

<b>Corrente em <math>P_{\text{máx}}</math></b>	8,78 A	7,01 A
<b><math>V_{oc}</math></b>	45,5 V	42,4 V
<b><math>I_{sc}</math></b>	9,34 A	7,54 A

Fonte: Autor.

Conforme as modificações realizadas nos módulos FVs, ou seja, utilizando apenas 24 células para a medição da  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ , os valores máximos dessas variáveis elétricas estão apresentados na Tabela 4:

**Tabela 4 – Parâmetros de 24 células FVs ligadas em série.**

<b>Parâmetros elétricos de 24 células ligadas em série.</b>	
<b><math>V_{oc}</math></b>	15,16 V
<b><math>I_{sc}</math></b>	9,34 A

Fonte: Autor.

Os transdutores de tensão e de corrente realizam a leitura dos valores gerados pelo módulo FV e enviam um sinal de 4 -20 mA para o datalogger. Vale ressaltar que além de enviar um sinal de 4 – 20 mA, o transdutor de corrente possui comunicação modbus, ou seja, paralelamente ao sinal de 4 – 20 mA, o transdutor envia os dados gerados pelo módulo FV através do protocolo modbus. O datalogger utilizado neste projeto é compartilhado com os sensores de monitoramento da usina. Logo, o datalogger especificado para este projeto é o Fieldlogger do fabricante Novus. As características elétricas dos transdutores estão apresentadas na Tabela 5:

**Tabela 5 – Especificação dos sensores para medição da tensão do sistema DC.**

<b>Transdutores de tensões DC</b>					
<b>Medição</b>	<b>Modelo</b>	<b>Fabricante</b>	<b>Range</b>	<b>Saída</b>	<b>Alimentação</b>
<b>Tensão</b>	20V420ADC-E24VDC	Secon	0 - 20 V	4 - 20 mA	24 Vdc
<b>Corrente</b>	20C420ADC-E24VDC	Secon	0 – 20 A	4 - 20 mA	24 Vdc

Fonte: Autor.

O termopar utilizado para realizar a leitura da temperatura do módulo FV foi instalado na parte inferior do painel. A Figura 61 apresenta a instalação do termopar no módulo FV.

**Figura 61 – Instalação dos termopares.**



Fonte: Autor.

Conforme descrito no capítulo 8.3, para a medição da irradiância global deve ser utilizado um piranômetro da categoria *first class*, no mínimo. Diante disso, o piranômetro utilizado é da categoria *secondary*. Suas características são:

- Piranômetro (Firts Class): para a medição da irradiação global utilizou-se um piranômetro do fabricante KIPP & ZONEN, modelo CMP6, número de série 014821161947 e sensibilidade de 10,61 ( $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ ).

**Figura 62 – Instalação do piranômetro.**



Fonte: Autor.

Os dados gerados por esses equipamentos são enviados para o registrador de dados. O registrador utilizado é o CR6, fornecido pela Campbell. Tal equipamento possui memória interna e externa e assim, cria-se uma redundância no armazenamento das informações.

**Figura 63 – Registrador de dados.**



Fonte: Autor.

Os módulos FVs foram instalados sobre uma estrutura fixa com inclinação de 12°. O valor da inclinação foi adotado em função da latitude do local de estudo. Juntamente com esses módulos FVs foram instalados módulos FVs para finalidade de geração de energia. Logo, aproveitou-se apenas a mesma estrutura para realização das medições para o estudo de degradação e de deposição de impurezas nos módulos FVs. A Figura 64 apresenta a instalação de módulos FVs e na Figura 65 apresenta-se a disposição dos módulos FVs que são objetos de estudo.

**Figura 64 – Montagem dos módulos FVs.**



Fonte: Autor.

**Figura 65 – Identificação dos módulos FV utilizados para o estudo.**

										Módulo de teste	Módulo de teste

Fonte: Autor.

#### **8.4. Análise dos dados**

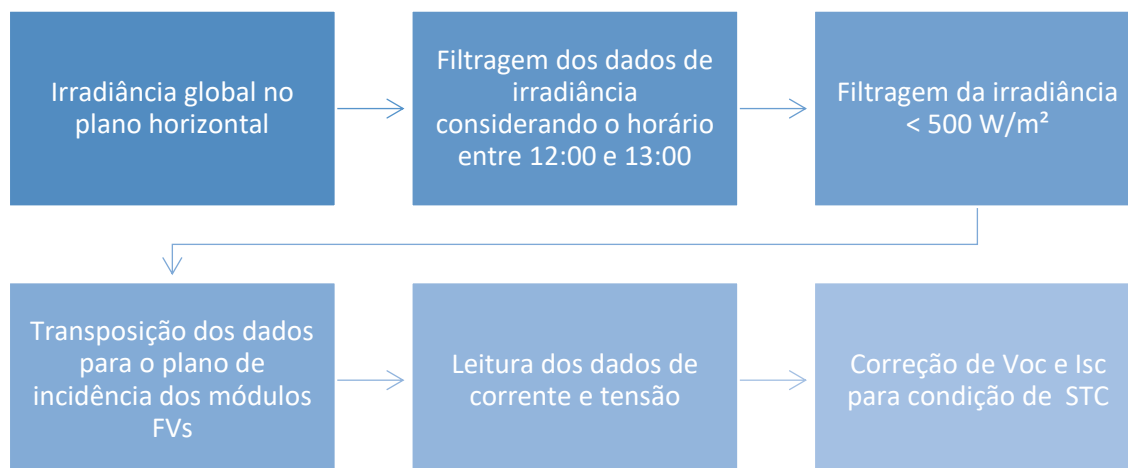
O *National Renewable Energy Laboratory* – NREL – sugere que os dados obtidos para irradiância inferior a  $500 \text{ W/m}^2$  devem ser expurgados para que não sejam considerados os efeitos causados pelos dias nublados. Além disso, apenas os dados entre 12:00 e 13:00 h são considerados. Dessa maneira, evita-se possíveis erros relacionados a sombreamento, uma vez que durante esse período o Sol está a pino, ou seja, perpendicular ao plano horizontal do local de estudo. (MICHELI, *et al.*, 2017)

Após a filtragem inicial dos dados de irradiância, é necessário realizar a transposição desses dados, ou seja, mudar o dados do plano horizontal para o plano de incidência dos módulos FVs, conforme descrito no capítulo 4.3.

Os valores de tensões e correntes devem ser corrigidos em função da temperatura e de irradiância para o padrão STC, conforme descrito no capítulo 4.4

Diante o exposto, a Figura 66 apresenta os procedimentos de filtragem dos dados.

**Figura 66 – Processo de filtragem dos dados medidos.**



Fonte: Autor.

## 8.5. Cálculo de degradação do módulo fotovoltaico

A taxa de degradação do módulo FV pode ser considerada para o período de operação  $R_D$  e pela taxa de degradação anual  $R_{DA}$ . Tanto  $R_D$  como  $R_{DA}$  são obtidas pela comparação da  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  ao longo do tempo. Ressalta-se que a comparação das variáveis é realizada considerando os dados obtidos quando o módulo FV está limpo.

$$R_D = 1 - \frac{Y}{Y_0} \quad (59)$$

$$R_{DA} = \frac{R_D}{\Delta T} \quad (60)$$

Onde:

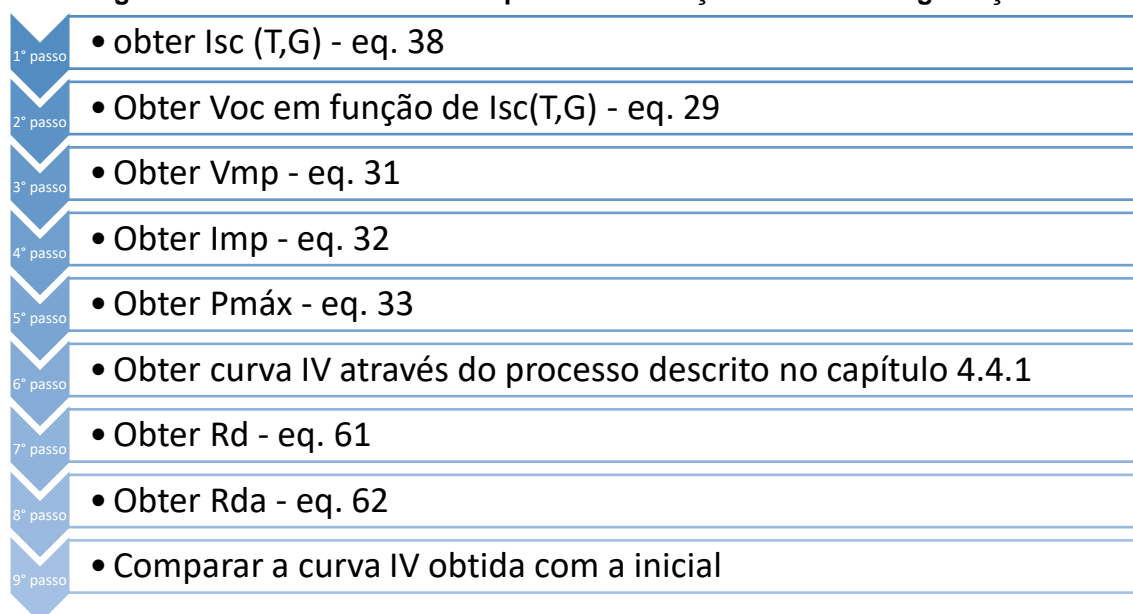
- $Y_0$ : valor inicial da grandeza analisada;
- $Y$ : valor final da grandeza analisada;
- $R_D$ : taxa de degradação no período de análise;
- $R_{DA}$ : taxa de degradação anual;

- $\Delta T$ : tempo de análise dado em anos.

As equações supracitadas permitem especificar a degradação conforme a variável em análise, ou seja, realizar a comparação dos valores de  $V_{m\acute{a}x}$ ,  $I_{m\acute{a}x}$ ,  $P_{m\acute{a}x}$ ,  $I_{SC}$  e  $V_{oc}$ .

O processo de cálculo para determinação da taxa de degradação inicia-se com a coleta e filtragem dos dados medidos, conforme apresentado no capítulo 8.4. Dessa maneira, utilizam-se os seguintes passos para a determinação das grandezas necessárias para determinação dos parâmetros referentes a curva IV.

**Figura 67 – Processo de cálculo para determinação da taxa de degradação.**



Fonte: Autor.

## **8.6. Cálculo para determinação das perdas devido à deposição de impureza**

Os efeitos da deposição de impureza alteram diretamente os valores da  $I_{SC}$ . Dessa maneira, o método para determinar a perda pela deposição de impureza consiste em comparar a  $I_{SC}$  do módulo FV que será limpo periodicamente com a  $I_{SC}$  do módulo que acumulará impureza ao longo do tempo. Para que não ocorra erro na comparação dessas variáveis, é necessário utilizar uma mesma base. Nesse caso, os dados medidos são corrigidos para condição STC.

A deposição de impureza é estimada por duas métricas:

- $S_{ratio}$ : é a razão entre a  $I_{sc}$  que acumulou impureza ao longo do tempo com a  $I_{sc}$  do módulo que foi limpo periodicamente, dado em %
- $S_{rate}$ : é a taxa diária de perda por deposição de impureza, dado em %/dia.

A diferença entre essas duas métricas permite comparar dois sistemas FVs distintos. Nessa comparação, por exemplo, o sistema FV 1 pode apresentar um menor  $S_{rate}$  em comparação com o sistema FV2 e ter um  $S_{ratio}$  maior que o sistema FV 2. Diante disso, a taxa de perda em função da deposição de impureza está descrita em (61):

$$S_{ratio, i} = \frac{I_{sc}(T, G)_{sujo, i}}{I_{sc}(T, G)_{limpo, i}} \quad (61)$$

Onde:

- $I_{sc}(T, G)_{sujo, i}$  : é a corrente de curto-circuito do módulo FV que acumula impureza ao longo do tempo;
- $I_{sc}(T, G)_{limpo, i}$  : é a corrente de curto-circuito do módulo FV que é limpo periodicamente.

A frequência da limpeza é dada em função do custo de limpeza do sistema FV com a perda monetária ocasionada pela deposição de impureza (ABU-NASER, 2017) (YOUNG, 2014). Dessa maneira, as equações a seguir demonstraram como obter a frequência de limpeza:

#### 1. Cálculo da perda devido à deposição de impureza:

A perda referente a deposição de impureza é realizada em função de quantos dias o sistema fica sem limpeza. A equação que relaciona o período entre as limpezas, taxa da perda de geração de energia, preço da energia vendida, horas de Sol disponíveis e potência instalada do sistema FV, é representada a seguir:

$$(1, 2, 3, \dots, N). \alpha. \beta. i. s \quad (62)$$

Onde:



- $N$  é o número de dias entre o ciclo de limpeza do sistema FV;
- $\alpha$ : taxa média da perda por deposição de impureza;
- $\beta$ : é o preço da energia vendida;
- $i$ : é a capacidade instalada do sistema FV;
- $s$ : é a média de HSP disponibilizada no local de estudo.

A perda financeira gerada pela deposição de impureza é obtida em função do período de exposição ao longo do ano. Quanto maior o período entre os ciclos de limpeza, menor os custos anuais com a manutenção do sistema FV.

$$C_1 = \frac{365}{N} \cdot (1, 2, 3, \dots, N) \cdot \alpha \cdot \beta \cdot i \cdot s \quad (63)$$

Considerando que o número de dias entre a limpeza aumenta em uma razão de um dia, pode-se observar o padrão de uma progressão aritmética (PA). Sendo assim, substituindo a equação de uma PA em (63), obtém-se:

$$C_1 = \frac{365}{N} \cdot (N + 1) \cdot \frac{N}{2} \cdot \alpha \cdot \beta \cdot i \cdot s \quad (64)$$

Simplificando a equação (64) obtém-se a seguinte expressão:

$$C_1 = \frac{365}{2} \cdot (N + 1) \cdot \alpha \cdot \beta \cdot i \cdot s \quad (65)$$

## 2. Cálculo do custo de limpeza

$$C_2 = P \quad (66)$$

Onde:

- $P$  é o custo de limpeza do sistema FV dado em \$/W

## 3. Determinação da frequência de limpeza

A frequência de limpeza é dada em função do custo de limpeza e da perda financeira devido a deposição de impureza;

---

$$J = C_1 + C_2 \quad (67)$$

A otimização dessa limpeza é dada pela derivada da frequência de limpeza em função da quantidade de dias. Logo, encontra-se:

$$\frac{dJ}{dN} = C_1 + C_2 \quad (68)$$

$$N = \sqrt{\frac{2 \cdot P}{\alpha \cdot \beta \cdot i \cdot s}} \quad (69)$$

Conforme a equação apresentada em (69), os dados necessários para determinar a frequência de limpeza são:

- Taxa de perda referente a deposição de impureza dada em %/dia;
- Potência instalada do sistema FV
- Média de potência solar do local
- Valor da venda do kWh;
- Valor do custo de limpeza do sistema FV.

## 9. Resultados

### 9.1. Introdução do capítulo

Este capítulo apresenta a aplicação da metodologia discutida neste trabalho que consiste na avaliação das perdas para um sistema FV tipicamente comercializado nos leilões de energia da ANEEL.

### 9.2. Degradação

A análise da degradação do módulo FV ocorreu entre os períodos de 31/05/2017 a 31/05/2018, ou seja, um ano. A Tabela 6 apresenta os resultados referentes as principais métricas geradas pelo módulo FV:

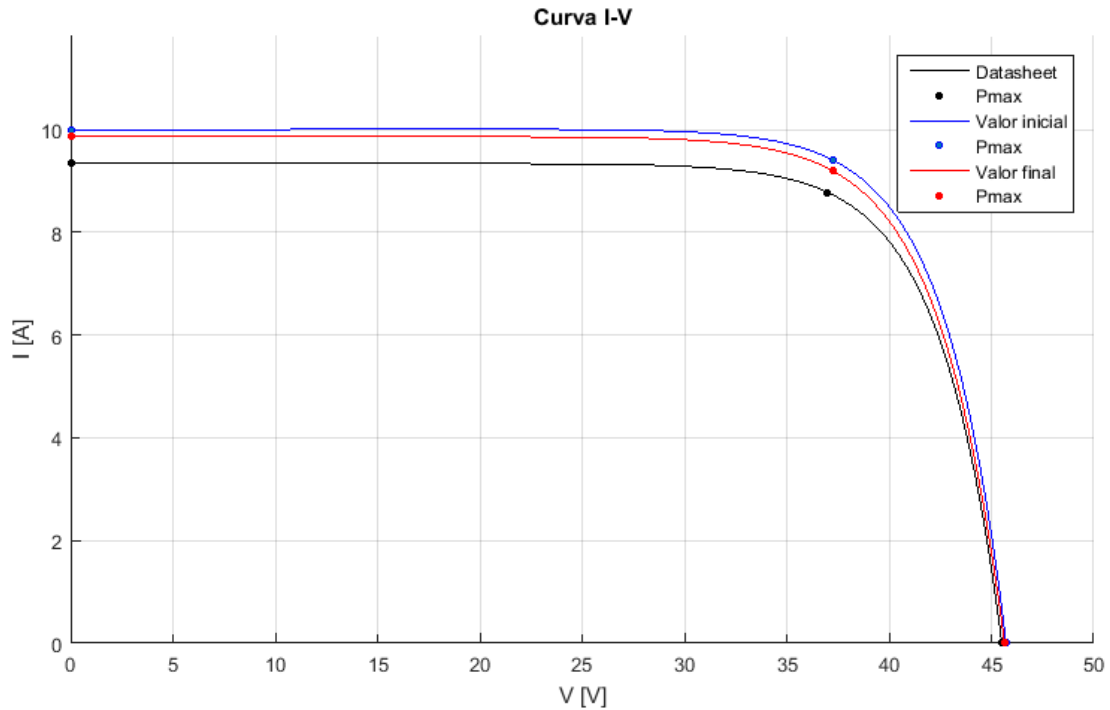
**Tabela 6 – Resultado da análise de degradação do módulo FV.**

<b>Variáveis</b>	<b>Datasheet</b>	<b>Medição 31/05/2017</b>	<b>Medição 31/05/2018</b>	<b><math>R_{DA}</math></b>
<b>Isc</b>	<b>9,34</b>	<b>10,00</b>	<b>9,87</b>	<b>1,35%</b>
<b>Voc</b>	<b>45,51</b>	<b>45,71</b>	<b>45,65</b>	<b>0,12%</b>
<b>I<sub>max</sub></b>	<b>8,78</b>	<b>9,44</b>	<b>9,30</b>	<b>1,46%</b>
<b>V<sub>max</sub></b>	<b>37,12</b>	<b>37,30</b>	<b>37,25</b>	<b>0,14%</b>
<b>P<sub>max</sub></b>	<b>325,91</b>	<b>352,02</b>	<b>346,39</b>	<b>1,60%</b>
<b>FF</b>	<b>0,77</b>	<b>0,77</b>	<b>0,77</b>	<b>0,13%</b>

Fonte: Autor.

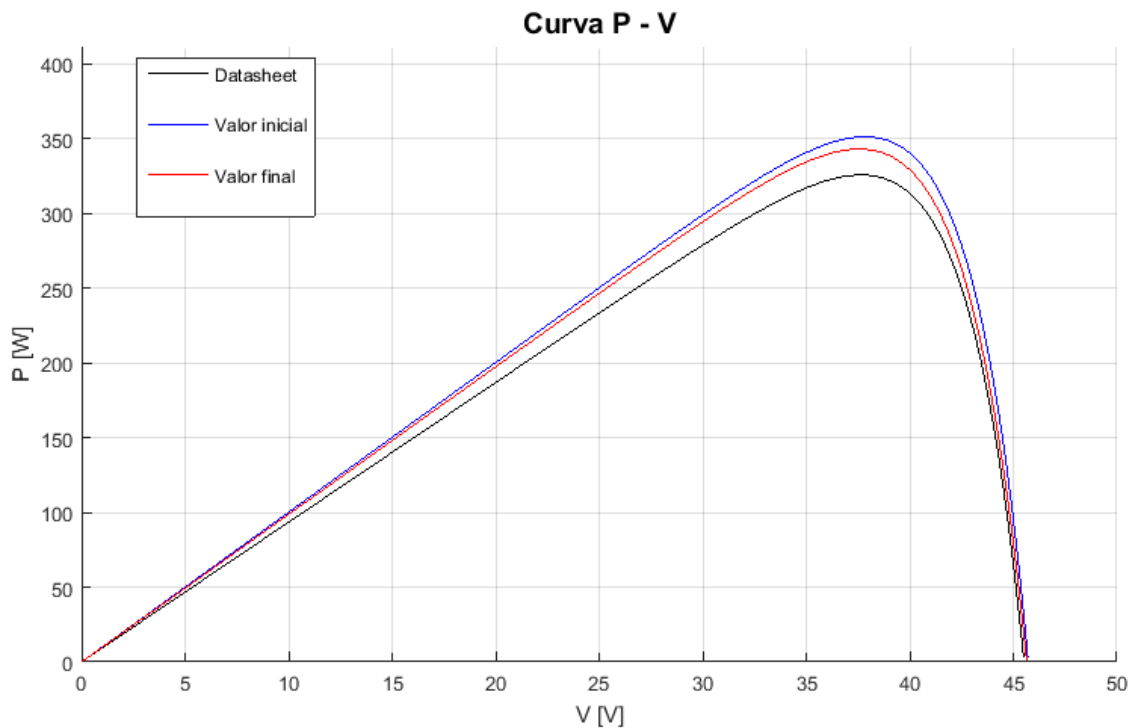
A taxa de degradação do módulo FV para um ano de análise foi de 1,6%. Esse valor abrange tanto a degradação de curto prazo como a de longo prazo. Além disso, pode-se observar que não houve variação do fator de forma (FF) que somente ocorre quando as resistências alteram seus valores e interferem nas características do módulo FV. Essa situação pode ser observada na Figura 68 e na Figura 69:

**Figura 68 – Representação do resultado da degradação do módulo FV na curva I – V.**



Fonte: Autor.

**Figura 69 – Representação do resultado da degradação do módulo FV na curva P – V.**

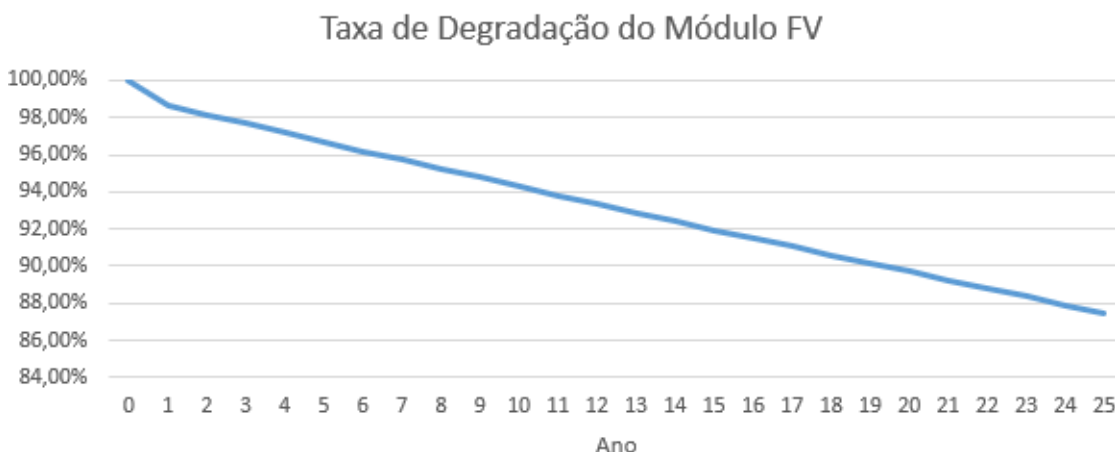


Fonte: Autor.

A degradação do módulo FV de longo prazo é linear após o primeiro ano de operação, sendo essa taxa de degradação, em média, de 0,5% a.a. (JORDAN e KURTZ, 2013). Ao aplicar essa taxa de degradação, é possível observar Figura 70 que ao final de 25 anos, tempo que o fabricante garante o funcionamento do

equipamento, ou seja, sua vida útil, o rendimento do módulo FV será de 87,47%. Ainda, com base na potência do módulo FV, módulo de 325 Wp, sua potência no último ano de operação será de 284,27 Wp.

**Figura 70 – Representação da degradação do módulo FV durante sua vida útil.**



Fonte: Autor.

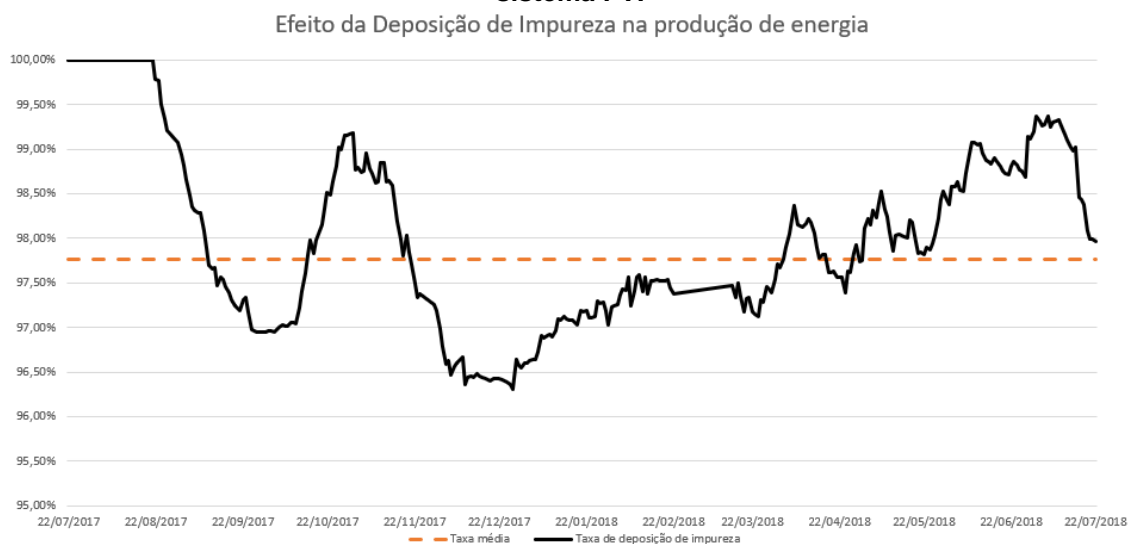
Ressalta-se que não foi observada nenhuma alteração na estrutura do módulo FV, ou seja, os dados apresentados não consideraram nenhum dos efeitos danosos apresentados no capítulo 6.

### **9.3. Deposição de impureza**

A deposição de impureza afeta principalmente a produção de energia. A Figura 71 apresenta a taxa de perda de produção de energia elétrica ocasionada pela deposição de impureza ao longo de 365 dias.

Durante o período de 22/07/2017 à 22/08/2017, os dois módulos FVs utilizados no teste acumularam impurezas, ou seja, nesse período nenhum dos módulos FVs foram limpos. Após esse período, um dos módulos FVs foi limpo mensalmente. A diferença entre a capacidade de produção de energia do módulo FV que acumulou impureza ao longo do tempo e o módulo FV que foi limpo, em média, foi de 2,24%. Entretanto, houve um período em que a taxa de deposição de impureza foi maior, conforme apresentado na Figura 71.

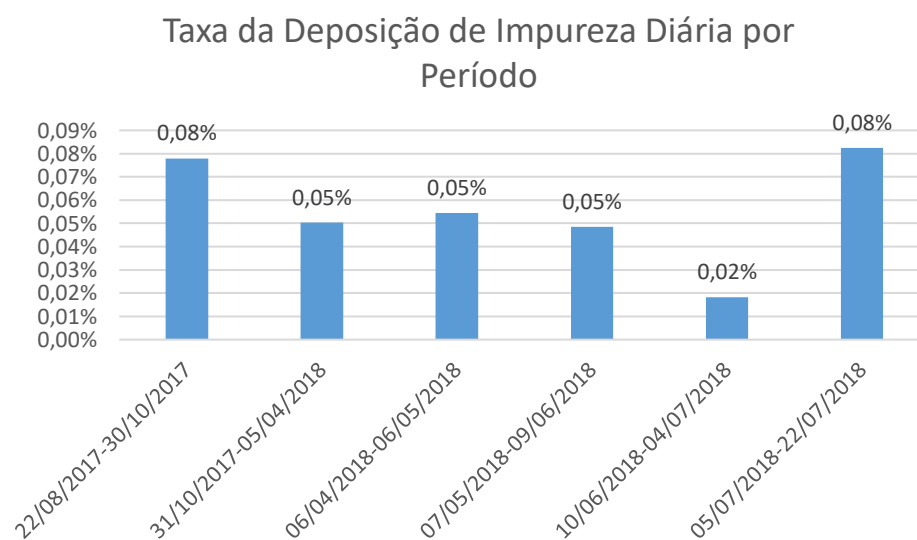
**Figura 71 – Efeito da deposição de impureza na produção de energia elétrica advinda de sistema FV.**



Fonte: Autor.

A Figura 72 apresenta a taxa diária de perda por deposição de impureza por período apurado.

**Figura 72 – Efeito da deposição de impureza na produção de energia elétrica advinda de sistema FV.**



Fonte: Autor.

Na Figura 72 é possível observar que a maior taxa de perda por deposição de impureza ocorre no período entre julho e novembro. Porém, a menor taxa ocorre no mês de junho.

Além disso, a Figura 72 permite observar a sazonalidade do local de estudo, demonstrando que durante o mês de Junho, período com maior quantidade de

chuva significativa para a limpeza dos módulos FVs, foi verificada a menor taxa de impureza diária (0,02%).

#### 9.4. Estudo de caso

O estudo de caso consiste em avaliar um projeto de sistema FV ao longo de sua vida útil. Nesse estudo será analisada qual a frequência de limpeza e os efeitos das perdas apresentadas anteriormente. Para a realização dessa análise, são necessárias as seguintes premissas:

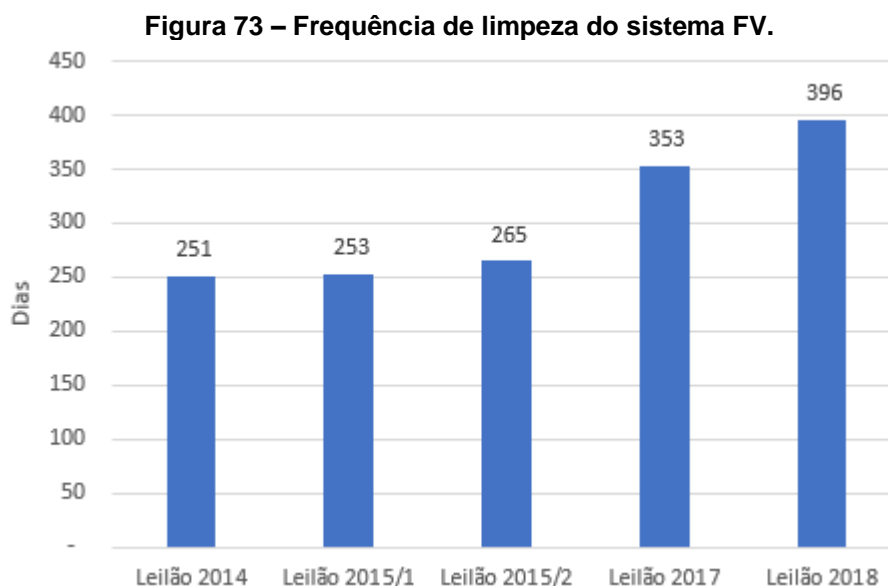
- Potência instalada: 30 MW – potência média comercializada nos leilões de energia elétrica no Brasil;
- Tarifa para limpeza do módulo de 1,05 \$/kW – média dos custos de limpeza apresentada no capítulo 7.4;
- HSP médio: 6,2 horas para a região de Petrolina – PE;
- Taxa de degradação de 1,6% para o primeiro ano e de 0,5% para os anos subsequentes;
- Taxa de deposição de impureza de 2,24% a.a.
- Valor médio da energia comercializada no leilão, conforme o ano de sua realização.

Tabela 7 – Preço médio da energia elétrica comercializada no leilão da ANEEL.

Ano do leilão	\$/MW
2014	87,80
2015/1	85,98
2015/2	78,77
2017	44,26
2018	35,24

Fonte: Autor.

A Figura 73, baseada na equação (69) que determina a frequência de limpeza, descrita no capítulo 8.5, apresenta o resultado para frequência de limpeza para o estudo de caso em análise.



Fonte: Autor.

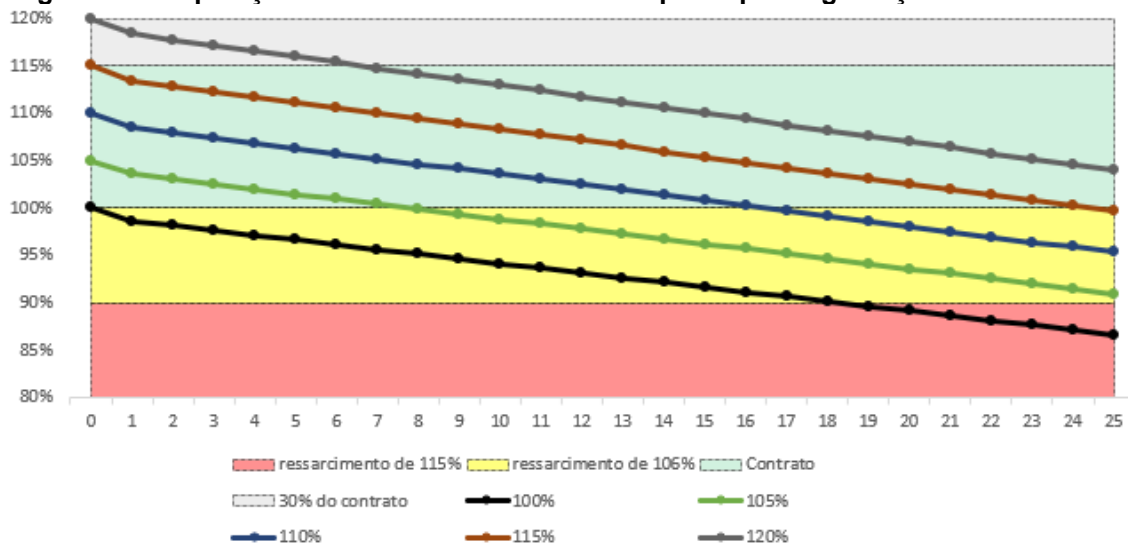
A Figura 73 permite identificar que os sistemas FVs comercializados nos primeiros leilões necessitam de limpeza ao menos uma vez por ano.

O efeito da deposição de impureza não deve ser apenas analisado individualmente, é necessário avaliá-lo conjuntamente com a degradação do módulo FV.

A Figura 74 apresenta a produção de energia ao longo do tempo considerando apenas a influência da degradação. Nessa figura pode-se observar que sistemas FVs que foram dimensionados para produzir 110% da energia contratada ficarão expostos a penalidade do contrato a partir do décimo sexto ano. Em contrapartida, o sistema FV que foi dimensionado para produzir 115% do valor contratado, ficará exposto apenas no último ano. Logo, essa especificação do sistema é mais vantajosa e mitiga exposição do empreendedor, uma vez que ao dimensionar o sistema FV para produção acima de 115% do valor do contrato, o empreendedor receberá menos pela energia produzida.



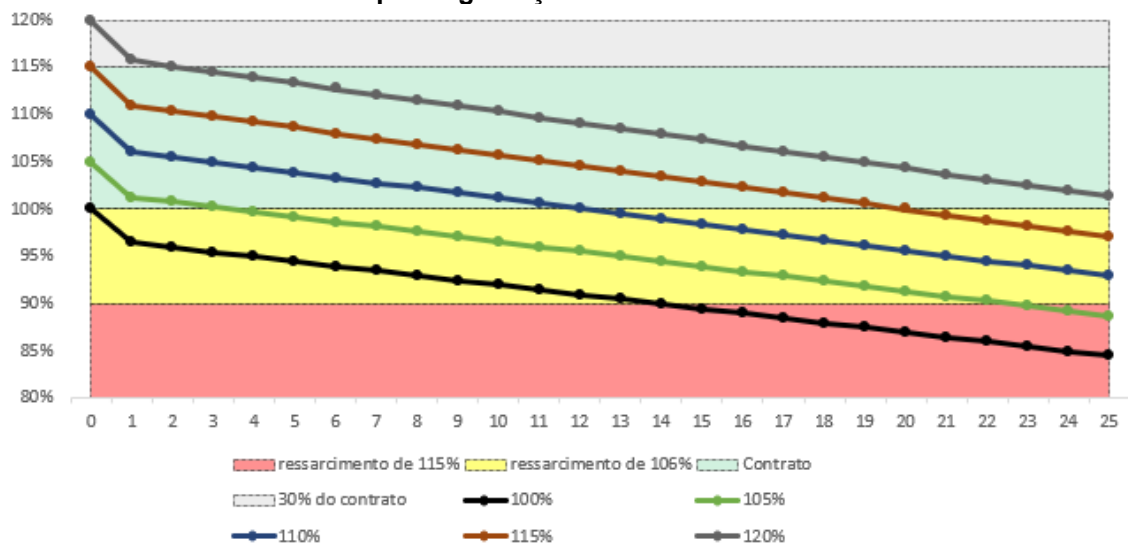
**Figura 74 – Exposição ao contrato considerando a perda por degradação do módulo FV.**



Fonte: Autor.

Ao considerar tanto o efeito da deposição de impureza como o da degradação do módulo FV, apenas o sistema que foi dimensionado para produzir 120% do valor contratado não ficou exposto a penalidade. O sistema FV que foi dimensionado para gerar 115% do valor contratado ficou exposto durante 5 anos, conforme Figura 75.

**Figura 75 – Exposição ao contrato considerando a perda por deposição de impureza e por degradação do módulo FV.**



Fonte: Autor.

## **10. Conclusão e trabalhos futuros**

### **10.1. Introdução do capítulo**

As conclusões e sugestões de trabalhos futuros são apresentadas neste capítulo.

### **10.2. Conclusão**

Esta dissertação apresentou a concepção, a especificação e descrição da instalação da infraestrutura para realizar as seguintes pesquisas:

- Análise da regulação brasileira referente a sistemas FVs;
- Especificação de sistema para monitoramento de perdas por degradação do módulo FV;
- Especificação do monitoramento da perda devido a deposição de impureza sobre um sistema FV;
- Avaliação dos principais efeitos da degradação na estrutura do módulo FV;
- Avaliação dos procedimentos de limpeza dos módulos FV;
- Avaliação de viabilidade para tomada de decisão referente a frequência de limpeza de um sistema FV;
- Análise de exposição dos empreendedores ao concorrer com projetos de sistema FV no leilão de energia da ANEEL.

Através da metodologia abordada neste trabalho, um empreendedor poderá avaliar os riscos referentes ao contrato de energia celebrado entre os ganhadores dos leilões regulados pela ANEEL. Os dados analisados para a cidade de Petrolina permitiram concluir que ante o valor da energia comercializada nos leilões, o ciclo de limpeza do sistema ocorrerá apenas uma vez ao ano. Entretanto, o efeito ocasionado pela deposição de impureza pode acarretar em penalidade ao empreendedor, quando avaliada em conjunto com a degradação. Essa situação ocorre devido aos contratos celebrados nos leilões

de energia não permitirem geração abaixo do valor contratado. Dessa maneira, apesar dos casos apresentados neste trabalho não apresentarem um ganho significativo em relação a limpeza dos módulos FVs, foi possível identificar o risco que a falta desse procedimento pode causar ao empreendimento.

### **10.3. Trabalhos futuros**

No intuito de se prosseguir nessa linha de pesquisa, sugere-se que os trabalhos futuros abordem uma metodologia que considere o tempo de exposição do empreendimento antes de sua implantação.

A avaliação proposta consideraria os gastos para geração de energia acima do limite superior em relação aos custos ao longo do período em que o sistema FV produzisse menos energia que a contratada, ou seja, se seria viável o investimento aplicado ao sistema FV para que sua geração não ocorra abaixo dos limites inferiores ou mesmo por quanto tempo é possível produzir energia abaixo do limite estabelecido deixando o empreendimento viável.

## Bibliografia

ABB. **Technical Application Papers No. 10–Photovoltaic plants**. Bergamo: A Division of ABB SpALV Breakers, 2010.

ABU-NASER, M. Solar Panels Cleaning Frequency for Maximum Financial Profit. **Open Journal of Energy Efficiency**, v. 6, n. 03, p. 80, 2017 2017.

ACENDE BRASIL, I. Instituto Acende Brasil. **Instituto Acende Brasil**, 2013. Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20131213\\_AnalisePos\\_18oLE N.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20131213_AnalisePos_18oLE N.pdf)>. Acesso em: 08 Setembro 2018.

ACENDE BRASIL, I. [www.acendebrasil.com.br](http://www.acendebrasil.com.br). **Instituto Acende Brasil**, 2013. Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20131118\\_AnalisePos\\_17oLE N.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20131118_AnalisePos_17oLE N.pdf)>. Acesso em: 08 Setembro 2018.

ADAMS, J. G. et al. Lunar dust degradation effects and removal/prevention concepts. volume 2-detailed results final report, 1967.

ALTERNATIVE Energy Tutorials. [S.l.]: [s.n.], 2017. Disponível em: <<http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/solar-cell-i-v-characteristic.html>>. Acesso em: 07 ago. 2019.

ANEEL. Resolução Normativa N° 414, 2010.

ANEEL. Resolução Normativa N° 482, 2012.

ANEEL. Resolução Normativa N° 687, 2015.

ASL-SOLEIMANI, E.; FARHANGI, S.; ZABIHI, M. S. The effect of tilt angle, air pollution on performance of photovoltaic systems in Tehran. **Renewable Energy**, v. 24, n. 3-4, p. 459-468, 2001.

BORA, B. E. A. Series measurement of solar PV modules using mech in real outdorr condition. **Energy Procedia**, v. 90, p. 503 - 508, 2016.

BOURAIYOU, A. et al. Experimental investigation of observed defects in crystalline silicon PV modules under outdoor hot dry climatic conditions in Algeria. **Solar Energy**, v. 159, p. 475-487, 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 226, de 5 de julho de 2013. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 5 jul. 2013. p 70.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº234, de 9 de julho de 2013. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 9 jul. 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº300, de 10 de setembro de 2013. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 10 set. 2013. p 76.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 212, de 22 de maio de 2014. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 26 maio 2014. p. 121.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 236, de 30 de maio de 2014. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2 Junho 2014. 81 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 293, de 4 de agosto de 2017. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, p. p. 6, Agosto 2017.

BRAUN, H. et al. **Signal Processing for Solar Array Monitoring, Fault Detection, and Optimization**. Nebraska: Power Electronics, Ed. Morgan & Claypool, v. 3, 2012.

CAMPBELL, R. C. A circuit-based photovoltaic array model for power system studies. **39th North American Power Symposium**, p. 97-01, IEEE,2007.

CANADIAN Solar. **Canadian Solar**, 2018. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/upload/9f6474e3a7c4881c/d421046f5307ed4c.pdf>>. Acesso em: 18 fev. 2018.

CASULA, S. et al. Surface polarization effect and recovery process of crystalline-Si photovoltaic modules. **5th ICRERA – International Conference on**

**Renewable Energy Research and Applications**, Birmingham, p. 364 - 369, 2016.

CATELANI, M. et al. Characterization of photovoltaic panels: The effects of dust. **Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International**, p. 45 - 50, 2012.

CCEE. **Regras de Comercialização - Contratação de Energia de Reserva**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. São Paulo , p. 13 - 14. 2019.

CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S.; PEARSON, G. L. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. **Journal of Applied Physics**, v. 25, n. 5, p. 676 - 677, 1954.

CHIEH. [www.mydarksky.org](http://www.mydarksky.org). **mydarksky**, 2008. Disponível em: <<https://mydarksky.org/2008/07/04/todays-sun-is-the-smallest-in-this-year/>>. Acesso em: 19 Junho 2019.

D.SCHOFIELD; M.FOSTER; D.STONE. Low-cost solar emulator for evaluation of maximum power tracking methods. **Electron Lett**, v. 47, n. 3, p. 208 - 209, Fev 2011.

DE OLIVEIRA, M. C. C. et al. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

ENBAR, N.; WENG, D.; KLISE, G. T. **Budgeting for Solar PV Plant Operations & Maintenance: Practices and Pricing**. Sandia National Lab.(SNL-NM). Albuquerque, NM (United States). 2016.

ENERGIA, M. D. M. E. Portaria N° 226, Julho 2013.

EPE. [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). **Empresa de Pesquisa Energética**, 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

---

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-80/20131024\_1.pdf>.

Acesso em: 08 Setembro 2018.

EPE. [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). **Empresa de Pesquisa Energética**, 2013. Disponível em:

<[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-107/20131112_1.pdf)

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-107/20131112\_1.pdf>.

Acesso em: 08 Setembro 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Empresa de Pesquisa Energética**,

2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-118/Resumo_Vendedor_201en_a5.pdf)

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-

118/Resumo\_Vendedor\_201en\_a5.pdf>. Acesso em: 10 Setembro 2018.

EPE. **Leilão de Energia de Reserva de 2014. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral**. Empresa de pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 22. 2014. (EPE-DEE-NT-150/2014-r0).

EPE. **Nota Técnica da EPE nº EPE-DEE-NT-127/2015-r0**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 26. 2015.

EPE. **EPE-DEE-NT-023/2016-r0**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 28. 2016.

EPE. **Nota técnica EPE-DEE-RE-105/2016-r0**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 11. 2016.

EPE. **EPE-DEE-IT-096/2017 rev0**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 14. 2017.

EPE. **Nota Técnica da EPE nº EPE-DEE-NT-030/2017-r0**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 42. 2017.

EPE. **Informe: Leilão de Geração A-4/2018**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 5. 2018.

EPE. **Instrução para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vista à participação nos Leilões de Energia**. EPE. Rio de Janeiro. 2018.

EPE. **Nota Técnica da EPE nº EPE-DEE-RE-065/2013-r5**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 50. 2018.

ERRADA. Nota Técnica da EPE nº EPE-DEENT-150/2014-r0, Nov 2014.

FERRETTI, N. **PV Module Cleaning - Market Overview and Basics**. PI Photovoltaik-Institut Berlin AG. Berlim, p. 10. 2016.

FRAGA, M. M. et al. Analysis of the soiling effect on the performance of photovoltaic modules on a soccer stadium in Minas Gerais, Brazil. **Solar Energy**, v. 163, p. 387-397, 2018.

FRONIUS. Fronius. **Fronius**, 2018. Disponível em: <<http://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-3-0-3-m>>. Acesso em: 03 outubro 2018.

FU, R. et al. **US solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017**. EERE Publication and Product Library. Golden, CO. 2016.

GHAZI, S.; SAYIGH, A.; IP, K. Dust effect on flat surfaces—A review paper. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p. 742 - 751, 2014.

GOSWAMI, D. Y. **Principles of solar engineering**. 3ª. ed. New York: CRC Press, 2015.

GRAY, J. L. The physics of solar cell. **Handbook Photovoltaic Science and Engineering** , n. 2, p. 81 - 129, 2011.

GREEN, M. A. Accuracy of analytical expressions for solar cell fill factors. **Solar Cells**, v. 7, n. 3, p. 337 - 340, 1982.

GREENPRO. Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação. **União Europeia: ALTENER**, 2004.

GUIMARÃES, A. P. C. et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Ediouro Gráfica e Editora S.A., 1999.

HAMMOND, R. et al. Effects of soiling on PV module and radiometer performance. **Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE**, 1997. 1121-1124.



---

HAYONIK. **Hayonik**, 2018. Disponível em: <<https://www.hayonik.com/inversor-de-onda-modificada-12vdc-220v-usb-3000w-hayonik>>. Acesso em: 03 Outubro 2018.

HE, G.; ZHOU, C.; LI, Z. Review of self-cleaning method for solar cell array. **Procedia Engineering**, v. 16, p. 640-645, 2011.

HOFFMAN, A. R.; MAAG, C. R. Photovoltaic module soiling studies, May 1978-October 1980, 1980.

HORENSTEIN, M. N. et al. Modeling of trajectories in an electrodynamic screen for obtaining maximum particle removal efficiency. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 49, n. 2, p. 707-713, 2013.

IE COMMISSION. **International Standard IEC 61724: Photovoltaic System Performance Monitoring—Guidelines for Measurements, Data Exchange and Analysis**. IEC. Geneva, Switzerland. 1998.

INMETRO. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. Gabinete do Ministro. Portaria n° 004, de 04 de janeiro de 2011. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 04 janeiro 2011.

INTERNATIONAL ORGANISATION FOR STANDARDIZATION (ISO). **ISO 9060:2018: Solar Energy—Specification and Classification of Instruments for Measuring Hemispherical Solar and Direct Solar Radiation**. Geneva, Switzerland. 2018.

JA SOLAR HOLDING CO. Jasolar, 2018. Disponível em: <<http://www.jasolar.com/uploadfile/2018/0518/20180518012750601.pdf>>. Acesso em: 01 Fevereiro 2019.

JIANG, H.; LU, L.; SUN, K. Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules. **Atmospheric environment**, v. 45, n. 25, p. 4299-4304, 2011.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, p. 12 - 29, 2013.

---

K.S., M. SELF-CLEANING OF SOLAR PHOTOVOLTAIC: A CASE STUDY FOR IMPROVING THE PERFORMANCE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC. **INTERNATIONAL JOURNAL OF CURRENT ENGINEERING AND SCIENTIFIC RESEARCH (IJCESR)** , v. 2, p. 188-191, 2015. ISSN 2393-8374.

KELLENBERG, J. **A Project Developer's Guide to Utility-scale Solar Photovoltaic Power Plants**. Washington: International Finance Corporation, 2015.

KIPP & ZONEN. KIPP & ZONEN. [www.kippzonen.com](http://www.kippzonen.com), 1999. Disponível em: <<http://www.kippzonen.com/ProductGroup/1/Solar-Instruments>>. Acesso em: 07 ago. 2019.

KLOTZ, F. H. et al. Determination and analysis of the performance and degradation of a-Si modules using outdoor, simulator and open-circuit-voltage decay (OCVD) measurements. **Conference Record of the Twentieth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, IEEE, 1988. 301-306.

KÖNTGES, M. et al. The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 95, n. 4, p. 1131 - 1137, 2011.

KÖNTGES, M. et al. **Review of Failures of Photovoltaic Modules Report IEA-PVPS T13-01: 2014**. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. [S.l.]. 2014.

KULSHRESTHA, S.; BHASKAR, M. K. Solar cell power generation modeling. **Internationa Research Journal of Engineering and Technology**, v. 2, p. 1087 - 1093, 2015.

KUMAR, M.; KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 554 - 587, 2017.

LOPEZ-GARCIA, J.; POZZA, A.; SAMPLE, T. Long-term soiling of silicon PV modules in a moderate subtropical climate. **Solar Energy**, v. 130, p. 174-183, 2016.

---

LU, X.; ZHANG, Q.; HU, J. A linear piezoelectric actuator based solar panel cleaning system. **Energy**, v. 60, p. 401-406, 2013.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

MICHELI, L. et al. **Time Series Analysis of Photovoltaic Soiling Station Data: Version 1.0, August 2017**. National Renewable Energy Lab.(NREL). Golden, CO (United States). 2017.

MOLENBROEK, E.; WADDINGTON, D. W.; EMERY, K. A. Hot spot susceptibility and testing of PV modules. **22th Photovoltaic Sps. Conf.** , p. 547 - 552, 1991.

MONDAL, A. K.; BANSAL, K. A brief history and future aspects in automatic cleaning systems for solar photovoltaic panels. **Advanced Robotics**, v. 29, n. 8, p. 515-524, 2015.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Solar energy**, v. 80, n. 12, p. 1517-1539, 2006.

MUNOZ, M. A. et al. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. **Solar energy**, v. 85, n. 9, p. 2264 - 2274, 2011.

MURPHY, E. B.; FORMAN, S. E. **Measuring dirt on photovoltaic modules**. Massachusetts Inst. of Tech., Lexington (USA). Lincoln Lab.. Lexington. 1979.

MYERS, D. R. **Solar radiation: practical modeling for renewable energy applications**. Boca Raton: CRC Press, 2016.

NABEYAMA MICHELSON, R. et al. Yield from photovoltaic modules under real working situations in west Paraná - Brazil. **Acta Scientiarum. Technology**, v. 37, n. 1, 2015.

NAUMANN, V. et al. Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 120, p. 383 - 389, 2014.

---

NBR, ABNT. 10899 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. **ABNT- Associação Brasileira de Normas Técnicas**, Rio de Janeiro, 2013.

NDIAYE, A. et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140 - 151, 2013.

NDIAYE, A. et al. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. **Solar Energy**, v. 103, p. 70-77, 2014.

ODA, K. et al. Characteristics evaluation of various types of PV modules in Japan and US. **5th ICRERA - International Conference on Renewable Energy Research and Applications**, Birmingham, p. 977 - 982, Nov 2016.

OSTERWALD, C. R. et al. Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules. **Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE.**, 2002. 1392 - 1395.

OTHH, D. H.; ROSS JR, R. G. Assessing photovoltaic module life from long-term environmental tests, 1984.

PAUDYAL, B. R.; SHAKYA, S. R. Dust accumulation effects on efficiency of solar PV modules for off grid purpose: A case study of Kathmandu. **Solar Energy**, v. 135, p. 103-110, 2016.

PINHO, J. T. et al. **Sistemas Híbridos–Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1ª. ed. MME, Brasília: [s.n.], 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, v. 1, 2014.

PRASAD, A. et al. Porous Silicon Oxide Anti-Reflection Coating for Solar Cells. **Journal of the Electrochemical Societ**, v. 129, n. 3, p. 596 - 599, 1982.

RAGHURAMAN, B. et al. An overview of SMUD's outdoor photovoltaic test program at Arizona State University. **Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference**, p. 2214-2216, 2006.

---

RAO, A. . P. R. . M. M. . & R. P. Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance. **Energy Procedia**, v. 54, p. 690-700, 2014.

RÜTHER, R. et al. Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels. **3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, 2003. p. 11-18.

RYAN, C. P.; VIGNOLA, F.; MCDANIELS, D. K. Solar cell arrays: degradation due to dirt. **Proceedings of the American section of the international solar energy society**, p. 234-237, 1989.

SAGOR, R. H.; ABIDO, M. A. Study os solar energy for PV implemntation in Saudi Arabia. **Energy Conference and Exhibition (EnergyCon)**, p. 830 - 834, December 2010.

SAIDAN, M. et al. Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment. **Renewable Energy**, v. 92, p. 499 - 505, 2016.

SÁNCHEZ-FRIERA, P. et al. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 19, n. 6, p. 658 - 666, 2011.

SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, L. L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. **Renewable and sustainable energy Reviews**, v. 22, p. 698-733, 2013.

SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 107, p. 576 - 604, 2014.

SCHILL, C.; BRACHMANN, S.; KOEHL, M. Impact of soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules. **Solar Energy**, v. 112, p. 259 - 262, 2015.

SERA, D.; TEODORESCU, R.; FILHO, E. R. PV panel model based on datasheet vaues. **IEEE Trans Power Electron.**, Mai, v. 24, p. 1198 - 1208, 2009.

---

SHAKYA, S. R. **Training Manual for Engineers on Solar PV System**. Technical report. Government of Nepal. Kathmandu. 2011.

SHIRAKAWA, M. A. et al. Microbial colonization affects the efficiency of photovoltaic panels in a tropical environment. **Journal of environmental management**, v. 157, p. 160-167, 2015.

SIMHACHALAM, P. Design Analysis of Photovoltaic (Cell, Module, Array) By Using Matlab/Simulink. **Imperial Journal of Interdisciplinary Research**, v. 2, n. 7, 2016.

SONNENENERGIE, D. G. F. **Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers**. Berlin: Earthscan, 2007.

SOPORI, B. et al. Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, v. 38, n. 2012, p. 1115-1120, 2012.

STORR, W. electronics-tutorials. **electronics-tutorials**, 2014. Disponivel em: <<https://www.electronics-tutorials.ws/diode/bypass-diodes.html>>. Acesso em: 03 Outubro 2018.

SULAIMAN, S. A. et al. Influence of dirt accumulation on performance of PV panels. **Energy Procedia**, v. 50, p. 50 - 56, 2014.

SYAFIQ, A. et al. Advances in approaches and methods for self-cleaning of solar photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 162, p. 597-619, 2018.

SYAFIQ, A.; PANDEY, A. K.; RAHIM, N. A. Photovoltaic glass cleaning methods: an overview, 2016.

TANESAB, J. et al. TANESAB, Julius et al. The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone. **Solar Energy**, v. 120, p. 147-157, 2015.

TANESAB, J. et al. Seasonal effect of dust on the degradation of PV modules performance deployed in different climate areas. **Renewable Energy**, v. 111, p. 105-115, 2017.

---

THANH, T. H.; QUANG, V. L.; THANH, D. H. Determination of the dynamic resistance of the quantum dots solar cells by on I - V curve and electrochemical impedance spectra. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 143, p. 269-274, 2015.

THEVENARD, D. et al. Uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. **Natural Resources Canada**, 2010.

TIAN, H. et al. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. **Solar energy**, v. 86, n. 9, p. 2695-2706, 2012.

TIWARI, G. N.; DUBEY, S. Fundamentals of photovoltaic modules and their applications., 2009.

TWIDELL, J.; WEIR, T. **Renewable Energy Resources**. New York: Routledge, 2015.

VALLDOREIX-GP. [www.valldoreix-gp.com](http://www.valldoreix-gp.com). **valldoreix-gp**, 2015. Disponível em: <<http://www.valldoreix-gp.com/the-benefits-of-solar-trackers/>>. Acesso em: 02 Outubro 2018.

VÁZQUEZ, M.; REY-STOLLE, I. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies.. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, n. 5, p. 419 - 433, 2008.

VEERASAMY, B. et al. Efficient MPPT control for fast irradiation changes and partial shading conditions on PV systems. **Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on**, p. 358 - 363, 2016.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. **IEEE trans. Power Electron**, v. 24, n. 5, Mai 2009.

W., D. S.; S.A.KLEIN; W.A.BECKMAN. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 78 - 88, Jul 2006.

WANG, G. et al. The error analysis of the reverse saturation current of the diode in the modeling of photovoltaic modules. **Energy**, v. 115, p. 478 - 485, Set 2016.

WASFI, M. Solar Energy and Photovoltaic Systems, 2011.

WEBER, B. et al. Performance reduction of PV systems by dust deposition. **Energy Procedia**, v. 57, p. 99-108, 2014.

WEBER, T. et al. Impact & Consequences of Soiling and Cleaning of PV Modules. **NREL Photovoltaic Reliability Workshop (PVMRW)**, Denver, 2015.

WHALEY, C. **Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance**. National Renewable Energy Lab.(NREL). Golden, CO (United States). 2016.

WOHLGEMUTH, J. H. Standards for PV modules and components—recent developments and challenges. **27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, Frankfurt, Germany, p. 1-7, 2012.

YOUNG, D. **To wash or not to wash? Framework for making an informed decision**. Solarrus Corporation and True South Renewables, Inc. São Francisco, EUA, p. 45. 2014.