

PUCRS

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

EDSON ALEXANDRE ARÉVALO OSORIO

**IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM MÓDULOS DE  
SILÍCIO MÚLTICRISTALINO INSTALADOS EM SOLO EM PROPRIEDADE RURAL**

Porto Alegre

2019

PÓS-GRADUAÇÃO - *STRICTO SENSU*



Pontifícia Universidade Católica  
do Rio Grande do Sul



**IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
COM MÓDULOS DE SILÍCIO MULTICRISTALINO INSTALADOS EM  
SOLO EM PROPRIEDADE RURAL**

**Edson Alexandre Arévalo Osorio**  
Bacharel em Engenharia Elétrica

**DISSERTAÇÃO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM  
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

**Porto Alegre**  
**Agosto, 2019**



# **IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM MÓDULOS DE SILÍCIO MULTICRISTALINO INSTALADOS EM SOLO EM PROPRIEDADE RURAL**

**Edson Alexandre Arévalo Osorio**

Bacharel em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Adriano Moehlecke

CO-ORIENTADORA: Profa. Dra. Izete Zanesco

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

*Trabalho vinculado ao Projeto: "Implantação de Unidades de Geração distribuída de Energia Elétrica a partir de Módulos Fotovoltaicos em Propriedades Rurais".*

**Porto Alegre  
Agosto, 2019**

## Ficha Catalográfica

A797i Arévalo Osorio, Edson Alexandre

Implementação e análise de um sistema fotovoltaico com módulos de silício multicristalino instalados em solo em propriedade rural / Edson Alexandre Arévalo Osorio . – 2019.

122 p.

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

Orientadora: Profa. Dra. Adriano Moehlecke.

Co-orientadora: Profa. Dra. Izete Zanesco.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Temperatura. 3. Propriedade Rural. I. Moehlecke, Adriano. II. Zanesco, Izete. III. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da PUCRS  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Bibliotecária responsável: Clarissa Jesinska Selbach CRB-10/2051



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

**IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO COM MÓDULOS DE SILÍCIO  
MULTICRISTALINO INSTALADOS EM SOLO EM  
PROPRIEDADE RURAL**

**CANDIDATO: EDSON ALEXANDRE ARÉVALO OSORIO**

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

DR. ADRIANO MOEHLECKE - ORIENTADOR

DRA. IZETE ZANESCO - CO-ORIENTADORA

**BANCA EXAMINADORA**

DR. DARIO F. GUIMARÃES DE AZEVEDO - PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PUCRS

DR. CARLOS ALEXANDRE DOS SANTOS - PGETEMA - PUCRS

**PUCRS**

Campus Central  
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 32 - Sala 505 - CEP: 90619-900  
Telefone: (51) 3353.4059 - Fax: (51) 3320.3625  
E-mail: engenharia.pg.materiais@pucrs.br  
www.pucrs.br/politecnica

*Quando alimentamos mais a nossa  
coragem do que os nossos medos,  
passamos a derrubar muros e a  
construir pontes.  
(Lígia Guerra)*

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a todos os envolvidos na construção do mesmo.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos orientadores e Professores Adriano Moehlecke e Izete Zanesco pela atenção e dedicação constante mesmo frente a inúmeras funções.

Aos meus pais e irmã, por me encorajarem e apoiarem em todos os momentos da vida.

Aos colegas e toda a equipe do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar), em especial à colega Nadine, que contribuiu significativamente para este trabalho.

Um agradecimento especial também à ITAIPU BINACIONAL, LAR, C.VALE, COPACOL, SEBRAE/PR e OCEPAR pela subvenção do projeto de P&D intitulado “Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais”, Convênio nº 4500040746, ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES) pelo fornecimento da bolsa para realização deste trabalho e à Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.



## SUMÁRIO

<b>DEDICATÓRIA .....</b>	<b>7</b>
<b>AGRADECIMENTOS.....</b>	<b>8</b>
<b>SUMÁRIO .....</b>	<b>9</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>11</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>16</b>
<b>LISTA DE QUADROS .....</b>	<b>18</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS.....</b>	<b>19</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>22</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>23</b>
<b>1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS .....</b>	<b>24</b>
1.1. Justificativas.....	24
1.2. Objetivos .....	25
<b>2. MÓDULOS E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>27</b>
<b>2.1. Módulos Fotovoltaicos .....</b>	<b>27</b>
2.1.1. Tecnologia de Células Solares .....	27
2.1.2. Módulos Fotovoltaicos de Silício Multicristalino .....	28
2.1.2.1. Aspectos Construtivos de Módulos de Silício Multicristalino.....	28
2.1.2.2. Aplicação de Módulos de Silício Multicristalino.....	30
2.1.3. Características Elétricas de Módulos Fotovoltaicos.....	31
2.1.4. Efeito da Temperatura no Módulo Fotovoltaico .....	33
2.1.5. Degradação de Módulos Fotovoltaicos.....	35
<b>2.2. Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica .....</b>	<b>38</b>
2.2.1. Mercado e Legislação de Sistemas Conectados à Rede no Brasil.....	38
2.2.2. Índices de Mérito de um Sistema Fotovoltaico.....	42
2.2.3. Efeito da Sujidade.....	43
2.2.4. Estudos por Termografia.....	45
2.2.5. Aterramento de Sistemas Fotovoltaicos.....	50
2.2.6. Sistemas Fotovoltaicos em Solo e em Telhados .....	51
<b>3. MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>54</b>

3.1. Análise da Propriedade e Consumo de Energia.....	54
3.2. Descrição e Simulação do Sistema Fotovoltaico .....	56
3.3. Caracterização e Análise dos Módulos Fotovoltaicos .....	58
3.4. Análise do Sistema Fotovoltaico e da Instalação.....	59
3.5. Análise do Aterramento do Sistema Fotovoltaico.....	62
3.6. Análise da Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos .....	64
3.7. Análise da Produtividade e do Desempenho Global.....	64
3.8. Análise Econômica com Modelo de <i>Payback</i> Simples .....	64
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>66</b>
4.1. Projeto e Simulação do Sistema FV.....	66
4.2. Caracterização Elétrica dos Módulos FVs .....	70
4.3. Análise do Sistema Fotovoltaico e da Instalação.....	73
4.4. Análise do Aterramento do Sistema Fotovoltaico.....	86
4.5. Análise da Temperatura de Operação dos Módulos FVs.....	90
4.6. Análise da Produtividade e do Desempenho Global.....	101
4.7. Análise Econômica com Modelo de <i>Payback</i> Simples .....	105
<b>5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE .....</b>	<b>107</b>
5.1. Conclusões .....	107
5.2. Sugestões de Continuidade .....	109
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>110</b>
<b>ANEXO A – DATASHEET JINKO SOLAR 325WP.....</b>	<b>119</b>
<b>ANEXO B – DATASHEET INVERSOR PHB SOLAR 20kW .....</b>	<b>121</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Aspecto construtivo de um módulo fotovoltaico. ....	29
Figura 2.2. Composição de um arranjo FV (Almeida, 2012). ....	30
Figura 2.3. Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo fotovoltaico. ....	32
Figura 2.4. Definição do Fator de Forma (FF), (Pinho e Galdino, 2014). ....	33
Figura 2.5. Curva I-V de um módulo exposto a uma irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> a diferentes temperaturas (Ruschel et al., 2015).....	33
Figura 2.6. Esquemático de um sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica (Biasi et al., 2018). ....	38
Figura 2.7. Esquemático de conexão de um SFCR, adaptado de (Bey et al., 2016).41	
Figura 2.8. Redução da transmitância devido à deposição de sujeira em um módulo fotovoltaico (Elbreki et al., 2016). ....	45
Figura 2.9. Esquema de funcionamento de uma câmera termográfica (FLIR Systems, 2018). ....	46
Figura 2.10. Vidro frontal módulo quebrado (Jahn et al., 2018). ....	49
Figura 2.11. Efeito de sombra sobre parte dos módulos (Jahn et al., 2018). ....	49
Figura 2.12. Vista de falha no diodo da caixa de junção, vista frontal e posterior do módulo (Jahn et al., 2018).....	49
Figura 2.13. Vista (a) do ponto quente em caixa de fusível e vista (b) detalhe do ponto quente no fusível (FLIR Systems, 2011). ....	50
Figura 2.14. Fluxograma dos tipos de instalações de sistemas FV. Adaptado de (Sahu et al., 2016). ....	52
Figura 3.1. Localidade de Cafelândia no Oeste do Paraná. ....	54
Figura 3.2. Imagem de satélite da propriedade, exibindo o arranjo fotovoltaico (Google Earth em 08/04/2019).....	55

Figura 3.3. Fluxograma das etapas do desenvolvimento do projeto de um sistema FV com o programa PV*SOL (Araujo et al., 2018b).....	57
Figura 3.4. Visão da localidade do sistema fotovoltaico simulado.....	57
Figura 3.5. Módulo fotovoltaico de 325 Wp colocado na estrutura de fixação para medição da curva característica corrente elétrica em função da tensão elétrica (I-V). Na parte acima do módulo, há uma célula solar padrão para medir a irradiância incidente.....	58
Figura 3.6. Sensores do sistema de monitoramento: 1 - sensor de temperatura ambiente, 2 - sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior de um módulo fotovoltaico), 3 - piranômetro e 4 - anemômetro .....	60
Figura 3.7. Coleta de dados do sistema de monitoramento. ....	61
Figura 3.8. Trecho de código em Excel VBA para tratamento dos dados. ....	61
Figura 3.9. Diagrama do método de medida da resistência de aterramento pela queda de potencial, adaptado de (Sonel, 2015).....	63
Figura 3.10. Distâncias utilizadas nas medidas de resistência de aterramento. ....	63
Figura 4.1. Área disponibilizada para instalação do sistema FV. ....	67
Figura 4.2. Diagrama unifilar de ligação do sistema FV, realizado com software PV*Sol.....	67
Figura 4.3. Configuração do arranjo FV conforme MPPT. ....	68
Figura 4.4. Irradiação solar global média mensal, no plano dos módulos e no plano voltado ao norte geográfico (NG) na propriedade rural COPACOL, obtidos por simulação.....	69
Figura 4.5. Produção mensal estimada de energia elétrica (EE) do sistema FV e consumo sem geração distribuída no ano de 2017 na propriedade rural. ....	70
Figura 4.6. Número de módulos fotovoltaicos em função da potência determinada na caracterização elétrica dos módulos FV.....	71
Figura 4.7. Planta de situação para a instalação e organização do arranjo FV da propriedade cooperada COPACOL. Cada cor identifica um painel com seus módulos FV conectados em série.....	73

Figura 4.8. Valão presente entre sistema FV e Casa de Passagem (CS).....	74
Figura 4.9. Na figura (a) observa-se caminho inicial passando pelo valão e na figura (b) correção do caminho evitando-se assim o valão (Palma, 2018).....	75
Figura 4.10. Diagrama unifilar do sistema FV da propriedade COPACOL (Palma, 2018).....	75
Figura 4.11. Estruturas metálicas e início da instalação dos módulos fotovoltaicos.	76
Figura 4.12. Instalação dos módulos fotovoltaicos.....	76
Figura 4.13. Vista do arranjo FV concluído. ....	77
Figura 4.14. (a) Detalhe da pequena distância entre cerca e estrutura dos módulos e (b) das sombras causadas pelos pilares da cerca. ....	77
Figura 4.15. (a) Cerca próxima ao arranjo FV e em (b) reposicionamento da cerca em 1,5 m em relação ao arranjo FV.....	78
Figura 4.16. (a) Arranjo FV em fevereiro de 2018, após a instalação e (b) em maio do mesmo ano, destacando-se o acúmulo de pó sobre os módulos FV, com maior acúmulo na parte inferior.....	79
Figura 4.17. Valores dos ângulos de inclinação dos módulos, variando de 16,6° a 18,1°.....	80
Figura 4.18. Casa de Passagem (CS): (a) Esquema elétrico do local e (b) Equipamentos do sistema fotovoltaico instalados conforme esquema elétrico.....	81
Figura 4.19. Inversor PHB: (a) vista frontal e (b) etiqueta com dados técnicos e número de série. ....	81
Figura 4.20. Quadro de comando e proteção CC.....	82
Figura 4.21. Quadro de comando e proteção CA.....	82
Figura 4.22. (a) Autotransformador e (b) etiqueta de identificação. ....	82
Figura 4.23. Imagem termográfica indicando a distribuição da temperatura do quadro de comando e proteção CA.....	83
Figura 4.24. Imagens termográficas com a temperatura do (a) quadro de comando e proteção CC e (b) detalhe do mesmo quadro. ....	83

Figura 4.25. (a) Sensores do sistema de monitoramento em (b) 1 - sensor de temperatura ambiente, 3 – piranômetro e 4 – anemômetro em (c) sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior).....	84
Figura 4.26. Caixa do sistema de monitoramento onde estão os circuitos eletrônicos de medição, sob os módulos FVs e (b) PHB logger, na casa de passagem. ....	85
Figura 4.27. Número de dias de operação e de falhas do (a) inversor e do (b) sistema de monitoramento (estação meteorológica) nos meses completos de operação. ....	86
Figura 4.28. (a) Cabo de cobre nu de 50 mm <sup>2</sup> de secção reta, interligado à estrutura metálica e (b) ponto de colocação das hastes de aterramento do sistema, ao lado do pilar de concreto. ....	87
Figura 4.29. (a) Conector de aperto para conectar cabo a haste de aterramento e (b) Ligação da estrutura de alumínio do módulo FV com estrutura galvanizada. ....	87
Figura 4.30. Fiação utilizada para conexão entre estruturas e painéis. ....	87
Figura 4.31. Exemplo de medição de continuidade.....	88
Figura 4.32. Medição resistência de aterramento haste “A”, a uma distância de 10 m. ....	89
Figura 4.33. Imagens da face posterior dos módulos fotovoltaicos obtidas com câmera infravermelha. A imagem inferior à direita corresponde ao módulo de teste B35. ....	91
Figura 4.34. Células solares (Isofoton e NT-Solar) de referência colocadas na estrutura de fixação ao lado dos módulos fotovoltaicos de teste. ....	93
Figura 4.35. (a) Multímetros usados para medir a $V_{oc}$ e $I_{sc}$ dos módulos FVs de teste e (b) termopares e multímetros colocados para medir a temperatura dos módulos FVs. Os termopares 1 e 3 foram colocados sob diferentes células solares e o sensor 2 é do sistema de monitoramento. ....	93
Figura 4.36. Temperatura ambiente, Temperatura do módulo, ECT determinada a partir do módulo sujo no local ( $V_{oc}$ , Irradiância) e ECT calculada a partir de dados do inversor ( $a$ , $V_{mp}$ e irradiância).....	98
Figura 4.37. Resultado ECT medida <i>in loco</i> de forma ampliada com desvio padrão da média. ....	99

Figura 4.38. Média diária da temperatura efetiva, ambiente e velocidade do vento no mês de dezembro de 2018 no sistema FV instalado na propriedade cooperada da COPACOL.....	100
Figura 4.39. Média diária da temperatura efetiva, ambiente e velocidade do vento no mês de junho de 2019 no sistema FV instalado na propriedade cooperada da COPACOL.....	101
Figura 4.40. Energia elétrica produzida e estimada pelo software PV*SOL para o sistema FV instalado e irradiação solar mensal no arranjo fotovoltaico. ....	102
Figura 4.41. Comparação do consumo da propriedade COPACOL com a produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico em 12 meses de operação. O período considerado é o de faturamento, que, para a propriedade é entre os dias 06/07 de cada mês.....	105

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Consumo de energia elétrica mensal da propriedade Copacol no ano de 2017. ....	56
Tabela 4.1. Parâmetros elétricos médios medidos dos 70 módulos modelo Jinko Solar JKM325P e comparativo com valores de <i>datasheet</i> . ....	71
Tabela 4.2. Características elétricas dos módulos de teste antes da instalação junto ao sistema FV na propriedade rural COPACOL. ....	72
Tabela 4.3. Características elétricas dos módulos fotovoltaicos do painel A. ....	72
Tabela 4.4. Comparação da transmitância e perda de potência obtidas a partir de diferentes densidades de poeira. ....	79
Tabela 4.5. Tensões e correntes elétricas dos painéis fotovoltaicos. As medições de corrente foram realizadas nos cabos + e – (Imp+ e Imp-). ....	84
Tabela 4.6. Medidas de temperatura (ambiente e dos módulos FVs) e umidade relativa do ar realizadas em maio de 2018. ....	92
Tabela 4.7. Medidas de $T_{amb}$ e $T_{mod}$ fotovoltaicos obtidas no local com termopares e com os sensores do sistema de monitoramento. A irradiância solar apresentada foi medida com célula de referência calibrada no NT-Solar. ....	94
Tabela 4.8. Medidas de irradiância solar com as células solares calibradas e do sistema de monitoramento em dezembro de 2018, da ordem de 13 % acima do valor das células de referência. ....	95
Tabela 4.9. Correntes e tensões elétricas medidas nos módulos de teste em dezembro de 2018 e obtidas nas STC (em laboratório). ....	96
Tabela 4.10. Valor do parâmetro “a” para o módulo fotovoltaico instalado no sistema fotovoltaico. ....	96
Tabela 4.11. Valores das temperaturas equivalentes de célula solar (ECT) de cada módulo FV de teste, calculadas a partir das $V_{oc}$ e das irradiâncias medidas em dezembro de 2018. ....	97
Tabela 4.12. Médias mensais da temperatura ambiente, temperatura efetiva e velocidade do vento. ....	99



Tabela 4.13. Desempenho global (PR) e produtividade mensal ( $Y_F$ ) do sistema fotovoltaico instalado em Cafelândia - PR. Os valores com * correspondem a análise de apenas 6 dias para o mês de julho e de 15 dias para o mês de agosto 2018. ....	103
Tabela 4.14. Investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico na propriedade em Cafelândia. ....	106

## LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1. Tipos de degradação em módulos FVs. ....	37
Quadro 2.2. Requisitos mínimos em função da potência instalada (ANEEL, 2018)..	40
Quadro 2.3. Vantagens e desvantagens do uso de câmera termográfica.....	46
Quadro 2.4. Lista das principais anormalidades de módulos FV encontradas.....	48
Quadro 4.1. Resistências de aterramento medidas. ....	89

## LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

a	Tensão Térmica do Diodo	-
A	Área	m <sup>2</sup>
A <sub>G</sub>	Área do Arranjo Fotovoltaico	m <sup>2</sup>
A <sub>m</sub>	Área do Módulo	m <sup>2</sup>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	-
a-Si	Silício Amorfo	-
β <sub>Voc</sub>	Coeficiente de Temperatura na Condição de Circuito Aberto	%/°C
c-Si	Silício Cristalino	-
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio	-
CdTe	Telureto de Cádmio	-
COPACOL	Cooperativa Agroindustrial Consolata	-
COPEL	Companhia Paranaense de Energia	-
CPV	Células Fotovoltaicas de Concentração ( <i>Concentrated Photovoltaics</i> )	-
CS	Casa de Passagem	-
DSSC	Células Solares Sensibilizadas por Corante ( <i>Dye-Sensitized Solar Cell</i> )	-
EE	Energia Elétrica	-
ECT	Temperatura Equivalente de Célula ( <i>Equivalent Cell Temperature</i> )	°C
EVA	Acetato de Etil Vinila ( <i>Ethylene-vinyl acetate</i> )	-
ESTI-JRC	<i>European Solar Test Installation – Joint Research Centre</i>	-
ES	Entrada de Serviço	-
FV	Fotovoltaico(a)(os)(as)	-
FF	Fator de Forma	-
G	Irradiância Solar	W/m <sup>2</sup>
GD	Geração Distribuída	-
H <sub>t(β,t)</sub>	Irradiação Solar Incidente no Módulo FV	kWh/m <sup>2</sup>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia	-
IR	Termografia Infravermelha ( <i>Infrared thermography</i> )	-
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>	-

Isc	Corrente de Curto-Circuito	A
I	Corrente Elétrica	A
IMP	Corrente Elétrica no Ponto de Máxima Potência	A
LID	Degradação Induzida pela Luz	-
m-Si	Silício Monocristalino	-
mc-Si	Silício Multicristalino	-
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>	-
NT-Solar	Núcleo de Tecnologia em Energia Solar	-
$\eta_{\text{mód}}$	Eficiência de Módulo	%
NG	Norte Geográfico	-
NR 10	Norma Regulamentadora 10	-
OPV	Célula Fotovoltaica Orgânica ( <i>Organic Photovoltaics</i> )	-
PET	Tereftalato de Polietileno	-
PID	Degradação Induzida pelo Potencial	-
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento	-
PVF	Fluoreto de Polivinila	-
$P_{MP}$	Potência no Ponto de Máxima Potência	W
$P_{FV}(t)$	Potência Entregue pelo Sistema no Instante t	W
$P_{std}$	Potência Instalada	$W_p$
PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul	-
PR	Desempenho Global ( <i>Performance Ratio</i> )	%
PRODIST	Procedimentos de Distribuição	-
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica	-
STC	Condições-Padrão de Ensaio ( <i>Standard Test Conditions</i> )	-
T	Temperatura	°C
$T_p$	Período de Integração	-
$T_{\text{Módulo}}$	Temperatura do Módulo FV	°C
$T_{ef}$	Temperatura Efetiva	°C
$T_{amb}$	Temperatura Ambiente	-
V	Tensão Elétrica	V
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>	-
$V_{mp}$	Tensão Elétrica no Ponto de Máxima Potência	V
$V_{oc}$	Tensão de Circuito Aberto	V
$W_p$	Potência Elétrica de Pico	W

$\gamma_f$	Produtividade do Sistema ( <i>Yield</i> )	kWh/kWp
$\gamma_r$	Produtividade de Referência	kWh/kWp ou h

## RESUMO

Arévalo Osorio, Edson Alexandre. **Implementação e análise de um sistema fotovoltaico com módulos de silício multicristalino instalados em solo em propriedade rural**. Porto Alegre. 2019. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

A utilização de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída tem crescido consideravelmente no Brasil, e a cada dia mais sistemas são conectados à rede elétrica. Este trabalho apresenta o desenvolvimento e análise de um sistema fotovoltaico de 20 kWp instalado em solo em uma propriedade rural associada à Cooperativa Agroindustrial Consolata, localizada no oeste do Paraná, com utilização de módulos fotovoltaicos de silício multicristalino. Foram realizadas simulações do sistema utilizando o programa PV\*SOL Premium, estabelecendo o melhor local para instalação, com o ângulo ótimo de inclinação do arranjo fotovoltaico em 18 °, produtividade estimada de 1612 kWh/kWp e desempenho global de 85,2 %. Os módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente sob condições padrão, onde todos apresentaram potência nominal acima do valor de catálogo. Realizaram-se inspeções da instalação e medições *in loco* a partir da utilização de células solares calibradas e câmera termográfica, para confrontar dados obtidos por meio de simulações e do sistema de aquisição de dados. Efetuaram-se inspeções e testes no sistema de aterramento, através do método de queda de potencial, com utilização de terrômetro digital. A produtividade e o desempenho global (PR) foram determinados para 12 meses de operação do sistema fotovoltaico, onde observou-se que o PR medido foi de apenas 4,2 % menor que o simulado. Por fim o estudo de viabilidade econômica apresentou um retorno de investimento de 9 anos para instalação em solo.

Palavras-Chaves: Sistemas Fotovoltaicos, Temperatura, Propriedade Rural.

## ABSTRACT

Arévalo Osorio, Edson Alexandre. **Implementation and analysis of a photovoltaic system with silicon multicrystalline modules ground-mounted in rural property.** Porto Alegre. 2019. Master Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The use of distributed generation photovoltaic systems has grown considerably in Brazil, and every day more systems are connected to the grid. This work presents the development and analysis of a photovoltaic system of 20 kWp ground-mounted in a rural property associated with the Consolata Agroindustrial Cooperative located in the west of Paraná, using photovoltaic modules of multicrystalline silicon. System simulation was performed using the PV \* SOL Premium program, establishing the best location for installation, with the optimum angle of inclination of the PV array at 18 °, estimated productivity of 1612 kWh/kWp and performance ratio of 85.2 %. The photovoltaic modules were electrically characterized under standard conditions and they all had nominal power above the catalog value. Facility inspections and measurements in loco were performed using calibrated solar cells and thermographic camera to compare data obtained through simulations and the data acquisition system. Inspections and tests were performed in the grounding system, through the potential drop method, using a digital earth tester. Productivity and performance ratio (PR) were determined for 12 months of operation of the photovoltaic system where it was observed that the measured PR was only 4.2 % smaller than the simulated one. Finally, the study of the economic feasibility, presented a 9 years pay-back of investment for ground-mounted PV system.

Key-words: Photovoltaic Systems, Temperature, Rural Property.

# 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

## 1.1. Justificativas

A tecnologia fotovoltaica tem um vasto potencial para produção de energia elétrica e, em geral, é percebida como uma tecnologia do futuro, limpa e renovável. Um grande número de países estabeleceu, ao longo dos anos, políticas específicas e incentivos para apoiar a implantação de sistemas fotovoltaicos, e no Brasil não foi diferente.

No entanto, o uso atual desse recurso de energia representa menos de 1% da produção total de energia elétrica proveniente de fontes renováveis no mundo. Apesar da implantação dos sistemas fotovoltaicos ter aumentado progressivamente nos últimos 20 anos, as tecnologias fotovoltaicas ainda sofrem com algumas desvantagens que as tornam pouco competitivas em um mercado de energia dominado pelos combustíveis fósseis – alto custo de capital inicial, eficiência de conversão moderada e intermitência. Do ponto de vista técnico-científico, o desenvolvimento de novas tecnologias com maior eficiência de conversão e baixos custos de produção é um requisito-chave para permitir uma maior implantação da energia solar em grande escala (Frontin et al., 2017).

O Brasil é considerado líder global em exportação de carne de frango, bovina e suína, exportando para países e regiões com elevado padrão de exigências como Estados Unidos, Japão e União Europeia (Camardelli, 2017). Nos últimos anos, a região do oeste do Paraná, no Brasil, sofreu modificações na sua estrutura produtiva agrícola e este processo tornou a região um dos principais polos agrícolas do país. Uma das cadeias de maior crescimento é a cadeia da proteína animal, que se divide nas sub-cadeias avícola, suína, leiteira e da piscicultura. O elo central da cadeia de proteína animal é o conjunto de cooperativas e seus associados domiciliados na



região. Contudo, nos últimos anos devido às limitações na produção e distribuição de energia elétrica, estas cooperativas enfrentam dificuldades para expansão da produção de proteína animal, tendo em vista que a maior geradora de energia elétrica, a hidroelétrica Itaipu, já extrai virtualmente todo o potencial energético do Rio Paraná no território (Nascimento et al., 2016).

Assim, para superar estas limitações, surge a necessidade de que outras fontes de energia sejam pesquisadas e aplicadas, como o caso da energia elétrica produzida por sistemas fotovoltaicos (Tiepolo et al., 2016).

Dentro deste contexto, este trabalho tem como objetivo analisar um sistema fotovoltaico instalado em solo em uma propriedade rural na localidade de Cafelândia no oeste do Paraná, Brasil. Este trabalho está inserido no âmbito do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) de “implantação de unidades de geração distribuída de energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos em propriedades rurais” em parceria com a PUCRS (Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul), a Itaipu Binacional, a LAR Cooperativa Agroindustrial, a COPACOL (Cooperativa Agroindustrial Consolata), a C.VALE Cooperativa Agroindustrial, a OCEPAR (Sindicato e Organização das Cooperativas do Estado do Paraná), Programa Oeste em Desenvolvimento, Fundação Parque Tecnológico Itaipu e SEBRAE-PR (Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Paraná).

## **1.2. Objetivos**

Este trabalho tem o objetivo de implementar e analisar um sistema fotovoltaico instalado em solo em uma propriedade rural no oeste do Paraná, utilizando módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino.

Os objetivos específicos, são:

- Definir a melhor localização para instalação do arranjo FV no terreno da propriedade, por meio de simulação de sombras;

- Avaliar as características elétricas dos módulos fotovoltaicos para comparação com dados de fornecedor e também para classificar os mesmos em função da sua corrente elétrica no ponto de máxima potência (IMP);
- Analisar a implantação do sistema fotovoltaico conforme projeto executivo para avaliar problemas encontrados;
- Analisar o aterramento do sistema fotovoltaico para verificar material utilizado, sua eficácia e correta dispersão de corrente;
- Analisar a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos para comparar com dados fornecidos pelo sistema de monitoramento;
- Avaliar o desempenho global e produtividade do sistema fotovoltaico para comparar com dados de simulação;
- Avaliar a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico para verificar tempo de retorno do investimento.

## 2. MÓDULOS E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

### 2.1. Módulos Fotovoltaicos

O desempenho de módulos fotovoltaicos está relacionado ao tipo de tecnologia empregada em sua construção, além de características elétricas e parâmetros ambientais, como irradiação solar e temperatura. Módulos fotovoltaicos fabricados com células de silício monocristalino são conhecidos por terem uma maior eficiência e longevidade, contudo, esta tecnologia possui um custo agregado mais elevado. Já módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino, mesmo possuindo uma menor eficiência, são os mais empregados atualmente devido ao seu baixo custo em comparação a outras tecnologias (Nayan et al., 2016).

No mercado nacional, 74 % dos módulos fotovoltaicos etiquetados pelo Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade industrial (INMETRO) são de silício multicristalino, contra apenas 26 % de silício monocristalino (Araújo et al., 2018).

#### 2.1.1. Tecnologia de Células Solares

As principais tecnologias aplicadas na produção de células e módulos fotovoltaicos, são (Glunz et al., 2012):

- Células de silício cristalino (c-Si), sendo de silício monocristalino (m-Si) ou silício multicristalino (mc-Si). As células solares com este último material dominam o mercado por ser uma tecnologia considerada consolidada e confiável, e por possuir uma ótima relação custo/eficiência.
- Tecnologia de filmes finos, baseada no silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe).

- Tecnologia de células que ainda estão em fase de pesquisa e desenvolvimento (P&D), testes e produção em pequena escala, como: células orgânicas ou poliméricas (*OPV – Organic Photovoltaics*), células fotovoltaicas de concentração (*CPV – Concentrated Photovoltaics*) e células sensibilizadas por corante (*DSSC – Dye-Sensitized solar cell*);

Vale ressaltar que, na literatura nacional e internacional, é muito comum encontrar apenas o termo “policristalino”, que é utilizado de forma genérica e que historicamente pode ser subdividido em termos mais específicos (Masters, 2004):

- Monocristalino, cristal único;
- Multicristalino, em que a célula é composta por um número relativamente grandes de grãos únicos de cristal, cada um na ordem de 1 mm a 10 cm de tamanho;
- Policristalino, com muitos grãos tendo dimensões na ordem de 1  $\mu\text{m}$  a 1 mm de tamanho;

### 2.1.2. Módulos Fotovoltaicos de Silício Multicristalino

Uma única célula fotovoltaica de silício possui uma tensão baixa (geralmente menor que 1 V). Assim sendo, para aplicação prática, várias células solares devem ser interconectadas eletricamente, em série, e encapsuladas em um módulo fotovoltaico. O módulo é responsável por criar um ambiente protegido para as células fotovoltaicas, garantindo a proteção contra intempéries e fácil manuseio. A construção e a tecnologia do módulo estão intimamente ligadas à tecnologia das células fotovoltaicas (Benda, 2018).

#### 2.1.2.1. Aspectos Construtivos de Módulos de Silício Multicristalino

Um módulo fotovoltaico de silício multicristalino nada mais é que uma unidade básica formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de produzir energia elétrica (ABNT NBR 10899, 2013).

O módulo pode ser constituído por um conjunto de 36 a 216 células solares associadas em série e/ou paralelo, associação esta que depende dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) mais adequados à aplicação a que o módulo se destina, como por exemplo, sistemas isolados ou conectados à rede. Estas células são soldadas em tiras, geralmente com soldagem realizada por iluminação com lâmpadas halógenas ou radiação laser. Depois de soldadas, as células são encapsuladas, a fim de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo fotovoltaico (Pinho e Galdino, 2014).

O encapsulamento é constituído de um “sanduíche” de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (*EVA - Ethylene-vinyl acetate*) estabilizado para a radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, EVA estabilizado, e uma camada posterior isolante. Esta camada é uma combinação de polímeros tais como fluoreto de polivinila (PVF ou Tedlar®), tereftalato de polietileno (PET), dentre outros. O processo de laminação é realizado a temperaturas de 120 °C a 150 °C, quando o EVA se torna líquido e as eventuais bolhas de ar geradas são eliminadas. No processo seguinte, é realizada a cura do EVA, que proporciona uma maior durabilidade ao módulo fotovoltaico. Após este processo, coloca-se uma moldura de alumínio anodizado e uma caixa de conexões elétricas, assim o módulo fotovoltaico está finalizado. A Figura 2.1 mostra um esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de c-Si (Moehlecke e Zanescio, 2007).

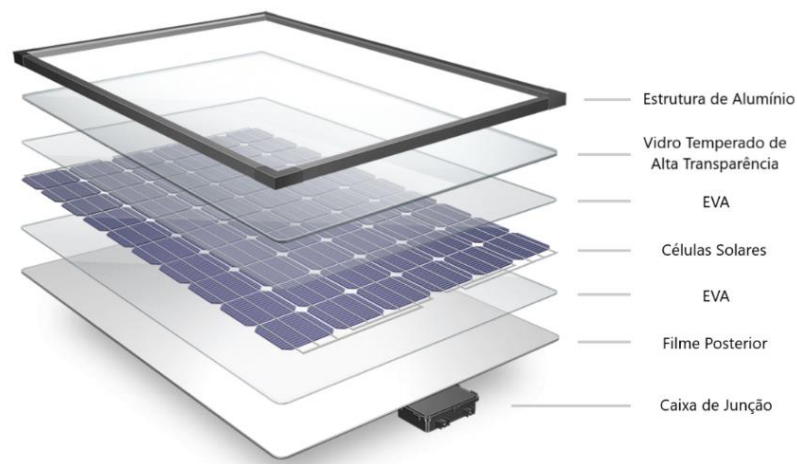


Figura 2.1. Aspecto construtivo de um módulo fotovoltaico.

### 2.1.2.2. Aplicação de Módulos de Silício Multicristalino

A utilização correta dos módulos fotovoltaicos impacta no correto desempenho do sistema FV e em sua vida útil. Os cuidados que devem ser observados, são (Thorpe, 2017):

- Deve-se evitar sombreamento no módulo (mesmo que parcialmente), especialmente entre os horários das 10h às 15h;
- Deve haver espaço suficiente no local de instalação, de forma a evitar risco de dano ou superaquecimento;
- Deve ser acessível a limpezas regulares;
- Deve estar instalado em estrutura de suporte ou telhado capaz de suportar seu peso e forças devido ao vento ou neve;

Um único módulo FV não possui potência nem tensão suficientes para suprir a demanda de um sistema conectado à rede elétrica. Assim, realizam-se associações de módulos fotovoltaicos a fim de suprir esta demanda, denominados de arranjos fotovoltaicos. A Figura 2.2 demonstra estas associações (Almeida, 2012).

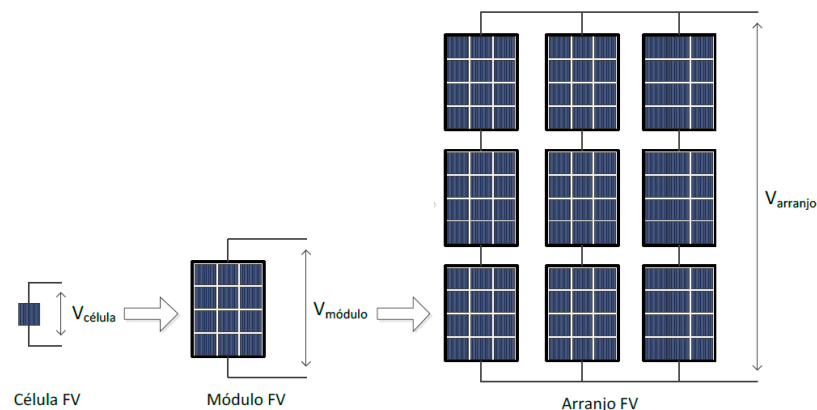


Figura 2.2. Composição de um arranjo FV (Almeida, 2012).

Os arranjos fotovoltaicos são modulares, isto é, eles podem ser ajustados em tamanhos diferentes para suprir necessidades de projeto e demanda. Podem ser usados para constituir uma grande usina fotovoltaica, ou apenas cobrir o telhado de

uma pequena casa. Os arranjos FV sem partes móveis são praticamente isentos de manutenção durante a vida útil de pelo menos 25 anos (Jiang e Wong, 2005).

### 2.1.3. Características Elétricas de Módulos Fotovoltaicos

O módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico, cuja unidade é (Wp). A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (*STC - Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 G e temperatura de célula de  $25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$  (IEC 60904-2, 2015). A distribuição espectral de AM 1,5 G é definida pela norma internacional IEC, e significa uma distribuição espectral da radiação solar total (direta + difusa) incidente, em um dia de céu limpo, com uma superfície perpendicular aos raios solares e inclinada a  $37^\circ$ , correspondente a uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  (IEC 60904-3, 2016).

Um dos ensaios mais completos para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico, é a medição da curva característica I-V. O módulo é submetido às condições-padrão de ensaio, e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts (em relação aos terminais do módulo) até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo (quando sua corrente fica negativa). Durante esta varredura, são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o traçado de uma curva característica como a apresentada na Figura 2.3.

Para cada ponto na curva I-V, o produto corrente-tensão representa a potência produzida para aquela condição de operação. A Figura 2.3 mostra também, além da curva I-V, uma curva de potência em função da tensão, chamada de curva P-V, que identifica o ponto com o máximo valor da potência. A este ponto na curva de potência, corresponde um ponto na curva de corrente, com valores de tensão e corrente específicos, que são denominados, respectivamente, de tensão e corrente no ponto de máxima potência ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ). Este ponto é conhecido como o ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ). A máxima potência corresponde, então, ao produto da tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) e corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ). Quando a corrente

elétrica é nula, a tensão é a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Para a situação de tensão nula, a corrente é denominada de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ).

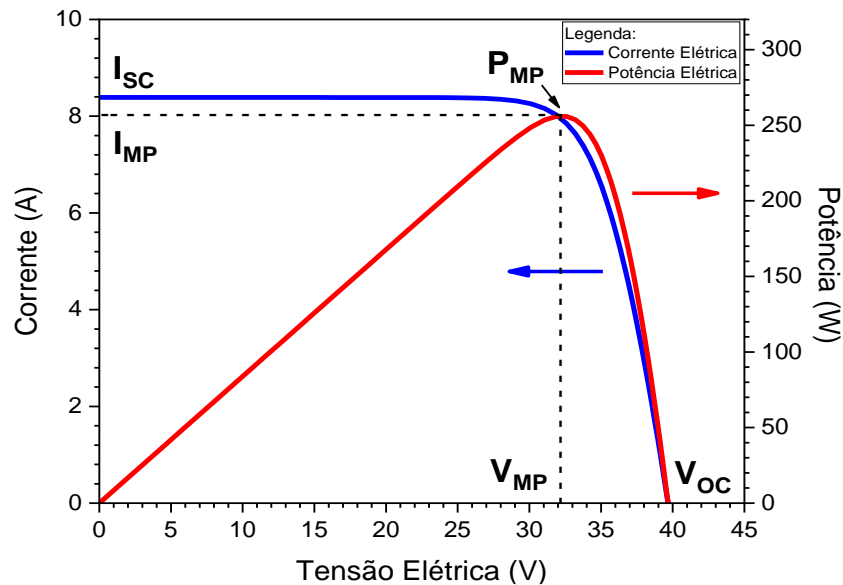


Figura 2.3. Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo fotovoltaico.

O fator de forma (FF) do módulo, assim como de uma célula solar, é a grandeza que expressa quanto a sua característica I-V se aproxima de um retângulo. O FF é fortemente influenciado pelas correntes de recombinação e resistências ôhmicas. A definição do FF é apresentada na Figura 2.4. A área hachurada simples corresponde ao produto  $V_{oc} \times I_{sc}$ , valor ideal sempre acima da potência que o módulo pode alcançar. Já a área duplamente hachurada, representa o produto  $V_{mp} \times I_{mp}$ , ou seja, o  $P_{mp}$  que o módulo pode realmente alcançar (Pinho e Galdino, 2014).

O valor de  $P_{mp}$ , FF, irradiância solar ( $G$ ), área do módulo ( $A_m$ ) e a eficiência de conversão do módulo ( $\eta_{mód}$ ) de energia solar para energia elétrica, estão diretamente relacionadas e podem ser expressadas pelas Equações 2.1 e 2.2 (Cibira, 2018):

$$FF = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (2.1)$$

$$\eta_{mod} = FF \frac{V_{oc} I_{sc}}{G A_m} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{G A_m} (\%) \quad (2.2)$$

onde,  $G$  é irradiância solar ( $W/m^2$ ) e  $A_m$  é a área do módulo ( $m^2$ ).



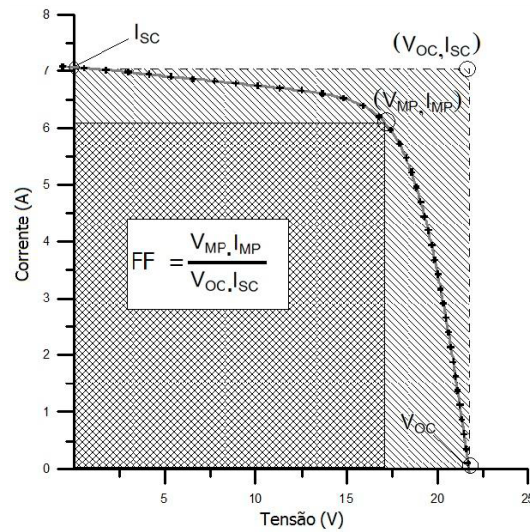


Figura 2.4. Definição do Fator de Forma (FF), (Pinho e Galdino, 2014).

#### 2.1.4. Efeito da Temperatura no Módulo Fotovoltaico

A eficiência de um módulo fotovoltaico depende fortemente de sua temperatura de operação (Packa et al., 2016). A Figura 2.5 demonstra que o aumento da temperatura resulta em uma redução significativa da tensão. Embora exista um pequeno aumento da corrente, a potência de pico será reduzida, devido a que a diminuição da tensão é consideravelmente maior que o aumento da corrente (Silva, 2018).

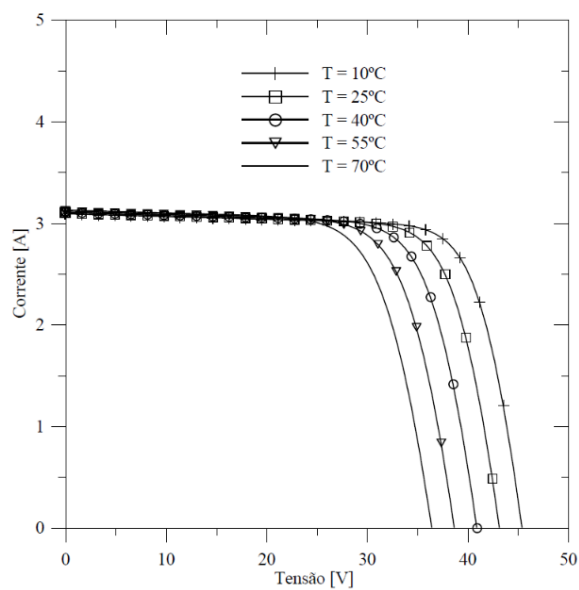


Figura 2.5. Curva I-V de um módulo exposto a uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  a diferentes temperaturas (Ruschel et al., 2015).

A temperatura de células fotovoltaicas é um dos parâmetros importantes utilizados na avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos e de sua potência. Contudo, medir a temperatura das células solares é uma tarefa difícil, uma vez que as mesmas são encapsuladas, a fim de protegê-las da degradação causada pela exposição contínua às intempéries (Souza et al., 2017).

Para análise da temperatura, existem duas abordagens importantes, que são: a temperatura equivalente da célula solar (ECT) e a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos ( $T_{ef}$ ). A temperatura equivalente da célula solar (ECT) é calculada a partir da curva característica I-V do módulo FV obtido em condições padrão de medição. A medida é adequada para irradiâncias maiores que  $300 \text{ W/m}^2$ , assumindo uma tensão de circuito aberto calibrada e estável, com o uso dos parâmetros de correção “ $\beta$ ” e “ $a$ ” (IEC 60904-5, 2011). A norma IEC 60904-5 descreve como este valor pode ser obtido por meio das Equações 2.3 e 2.4:

$$ECT = 25 \text{ }^\circ\text{C} + \frac{1}{\beta_{Voc}} \left[ \frac{V_{OC2}}{V_{OC,STC}} - 1 - a \ln\left(\frac{G_2}{1000}\right) \right] \quad (2.3)$$

sendo:  $V_{OC2}$  a tensão de circuito aberto na temperatura de operação,  $V_{OC,STC}$  a tensão de circuito aberto em STC e “ $a$ ”, a tensão térmica do diodo (*thermal diode voltage*), determinada pela medição da  $V_{OC}$  em diferentes irradiâncias solares, mas na mesma temperatura,  $\beta_{Voc}$  o coeficiente de temperatura para a condição de circuito aberto, onde para o caso de módulo de silício cristalino, o  $\beta_{Voc}$  é da ordem de  $-0,30\%/^\circ\text{C}$ . O parâmetro “ $a$ ” é calculado pela seguinte Equação 2.4:

$$a = \frac{V_{OC,STC} - V_{OC3}}{V_{OC3} \ln\left(\frac{1000}{G_3}\right)} \quad (2.4)$$

sendo  $V_{OC3}$  a tensão de circuito aberto para uma irradiância  $G_3$  e para  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

A vantagem da determinação da ECT pelo método descrito ao invés do uso de termopares medindo a temperatura na face posterior dos módulos fotovoltaicos, é que

desta forma obtém-se o valor médio da temperatura em toda área do módulo e não apenas pontual. Outro fator importante é que a temperatura resultante, ao contrário daquela medida com termopares na face posterior do módulo FV, é a temperatura média da célula sem influência da condutividade térmica dos materiais encapsulantes ou do gradiente térmico na parte posterior do módulo (Schweiger, 2017).

A temperatura efetiva  $T_{ef}$  dos módulos FVs é definida como a temperatura ponderada com a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos, sendo interessante seu uso quando se analisam dados médios de temperatura diária. A temperatura efetiva pode ser calculada com a Equação 2.5 (Lorenzo, 2014):

$$T_{ef} = \frac{\int H_T(\beta, t) \cdot T_{Módulo}(t) dt}{\int H_T(\beta, t) dt} \quad (2.5)$$

onde  $H_T(\beta, t)$  é a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos em um período de tempo e  $T_{Módulo}(t)$  é a temperatura dos módulos fotovoltaicos.

#### 2.1.5. Degradação de Módulos Fotovoltaicos

A degradação de um sistema fotovoltaico é evidenciada em todos os níveis, ou seja, tanto na célula quanto no módulo e até mesmo no arranjo do sistema FV com diferentes fatores e mecanismos de degradação em cada um dos níveis. Em todos os casos, os principais fatores estão relacionados à degradação na operação em campo e incluem: temperatura, umidade, precipitação, poeira, neve e irradiação solar. Os fatores mencionados dão origem a vários mecanismos de degradação e influenciam significativamente ao longo da vida útil de um sistema fotovoltaico, resultando em aumento de custos e na redução de sua vida útil (Sharma e Chandel, 2013).

A forma pela qual os vários mecanismos de degradação afetam as diferentes tecnologias fotovoltaicas não são idênticas e estão ligadas à tecnologia, topologia de construção e de funcionamento bem como da exposição às condições climáticas, como resultado da localização geográfica da instalação (Phinikarides et al., 2014).

Os principais métodos para avaliação da degradação de um módulo fotovoltaico incluem: inspeção visual, utilização de imagens termográficas, eletroluminescência e obtenção de curvas I-V para avaliação dos parâmetros elétricos. Porém, conforme Silva (2018), apenas a aplicação de um único método, seja ele por inspeção visual, avaliação térmica ou análise dos parâmetros elétricos não é suficiente para imputar um diagnóstico de anormalidade ou até mesmo a substituição dos módulos fotovoltaicos. Portanto, para que a avaliação dos módulos seja confiável, é recomendado que os métodos sejam aplicados em conjunto.

É importante salientar que conforme Ferrara e Philipp (2012), testes de certificação de módulos em laboratório não conseguem reproduzir as condições reais em que os módulos ficam expostos quando instalados em campo, devido aos diversos fatores em que estes estão submetidos. Os módulos fotovoltaicos mesmo apresentando algumas formas de degradação, podem continuar produzindo energia elétrica, porém, com um menor desempenho. Desta forma é importante realizar análises por um longo período para avaliar os impactos da degradação nos módulos fotovoltaicos e no sistema.

Alguns tipos de degradação não ocorrem pelo módulo em si, mas por fontes externas ou efeitos intrínsecos que já são considerados pelo fabricante. Os tipos de degradação mais comuns são resumidos no Quadro 2.1 (Ferrara e Philipp, 2012), (Köntges et al., 2014), (Phinikarides et al., 2014), (Silva, 2018).

Alguns destes defeitos podem ser evitados com a melhoria dos processos de fabricação, com a utilização de materiais de melhor qualidade e uma melhor proteção ou manipulação dos equipamentos.

Conforme Köntges et al. (2014), muitas destas causas de degradação estão relacionadas com as condições climáticas e ambientais do local onde os módulos fotovoltaicos estão instalados. Desta forma é importante a análise de dados de diferentes localidades, para assim, poder revelar correlações sutis entre defeitos específicos ou grupos de defeitos com as características de desempenho dos módulos.

Quadro 2.1. Tipos de degradação em módulos FVs.

DEFEITO	SINTOMA	CAUSA
Descoloração (degradação do material encapsulante)	- Perda de transmitância do material encapsulante - Descoloração do encapsulante.	Altas temperaturas, umidade, maior concentração de radiação UV ou baixa qualidade do material encapsulante.
Delaminação	- Perda de aderência entre as partes do módulo fotovoltaico. - Aumento da resistência série. - Maior reflexão de radiação solar	Alta umidade e calor, levando à degradação físico-química, principalmente devido à combinação de umidade e salinidade.
Bolhas	- Perda de aderência	Reações químicas que liberam gases, que tipicamente aparecem na parte de trás do módulo, mas ocasionalmente podem aparecer na frente entre o vidro e a célula.
Corrosão/oxidação	- Aumenta a resistência em série e reduz a eficiência do módulo fotovoltaico.	Combinação de gases, umidade e temperatura
Fraturas e fissuras	Facilita a entrada de umidade e o aparecimento de outras formas de degradação.	- Transporte, instalação ou manutenção. - Processo de fabricação
<i>Snail track</i> (trilha de caracol)	Mudança de coloração da pasta utilizada na metalização das células.	- Alta temperatura, umidade e radiação UV.
PID (degradação induzida pelo potencial)	Redução da eficiência do módulo fotovoltaico.	Quando não há o isolamento perfeito entre as partes ativas e a estrutura do módulo, um campo elétrico é formado devido à diferença de potencial, contribuindo, dessa forma, para formação da corrente de fuga.
Falha caixa de conexão/diodo bypass.	Aquecimento e redução da eficiência do módulo	- Má fixação da caixa de conexão. - Má conexão da fiação interna. - Diodo defeituoso ou desconexão da solda do diodo.
LID (degradação induzida pela radiação solar)	Diminui seriamente a eficiência das células solares do tipo-p	- Formação do complexo boro-oxigênio.

## 2.2. Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica

### 2.2.1. Mercado e Legislação de Sistemas Conectados à Rede no Brasil

No Brasil, os exemplos de projetos fotovoltaicos estão voltados para geração distribuída (GD). A Figura 2.6. demonstra o desenho esquemático de um sistema fotovoltaico, de forma resumida, interligado à rede elétrica, onde (Biasi et al., 2018):

- 1 - Painel Fotovoltaico;
- 2 - Inversor;
- 3 - Quadro de Distribuição;
- 4 - Cargas (Equipamentos);
- 5 - Medidor Bidirecional;

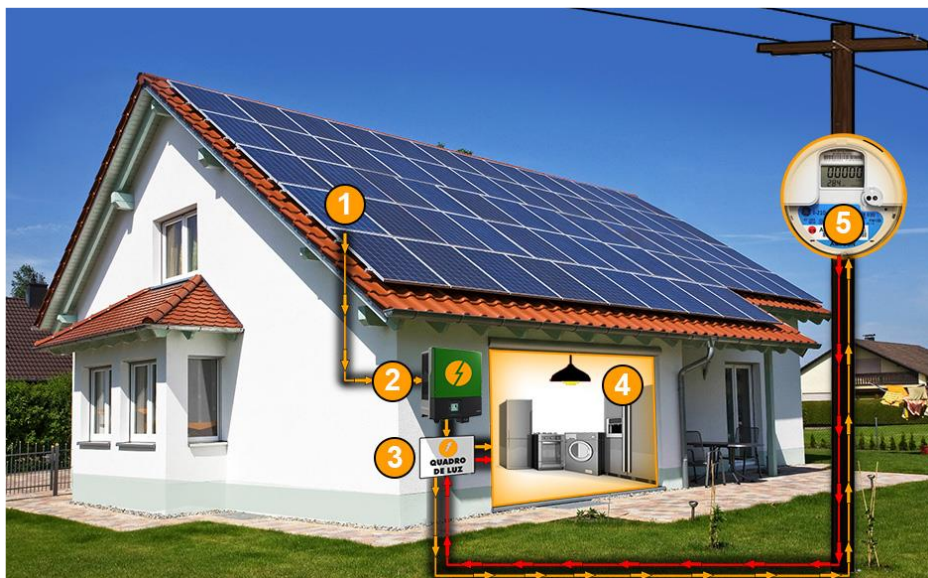


Figura 2.6. Esquemático de um sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica (Biasi et al., 2018).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCRs) vêm se manifestando no Brasil de forma a romper com o conceito de grandes centrais geradoras, distantes dos centros consumidores e dependentes de longas redes de transmissão.

A geração distribuída contribui na maior complexidade operacional da rede de distribuição, devido ao fluxo bidirecional da energia. Assim, considerando esse

cenário, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição em 17 de abril de 2012, por meio da Resolução Normativa N°482 (ANEEL, 2012a), (Abrão et al., 2018).

A microgeração distribuída permite ao cliente instalar pequenos geradores de fontes renováveis como, por exemplo, sistemas fotovoltaicos em sua unidade consumidora cuja potência instalada seja de até 75 kW (EDP, 2018). As etapas de viabilização de acesso são apresentadas na Seção 3.7 do PRODIST.

O PRODIST é um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica, é um procedimento no qual um consumidor de energia elétrica pode instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora (como, por exemplo, sistemas fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas) e a energia produzida pode ser utilizada como autoconsumo ou ser injetada na rede elétrica. Em ambos os casos, será usada para abater a fatura de energia elétrica da unidade. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses. Há ainda a possibilidade do consumidor utilizar estes créditos em outra unidade, desde que as mesmas estejam cadastradas sobre o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ).

É importante ressaltar, que para poder participar do Sistema de Compensação, os geradores instalados na unidade consumidora precisam se enquadrar como micro ou minigeração distribuída (ANEEL, 2007).

Todo projeto de instalações fotovoltaicas deve seguir os critérios mínimos estabelecidos na seção 3.7 do PRODIST bem como critérios estabelecidos também pela concessionária de energia local. Os requisitos mínimos para realização do ponto

de conexão da micro e minigeração distribuída pode ser observado no Quadro 2.2 (ANEEL, 2018).

Quadro 2.2. Requisitos mínimos em função da potência instalada (ANEEL, 2018).

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento <sup>(3)</sup>	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>
Anti-ilhamento	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>
Medição	Sistema de Medição Bidirecional <sup>(7)</sup>	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

O SFCR é baseado na interação de dois agentes responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica: a concessionária e o gerador fotovoltaico. Havendo incidência solar sobre o arranjo fotovoltaico, há produção de energia elétrica, e esta é disponibilizada diretamente na rede elétrica do próprio consumidor onde está localizado o gerador fotovoltaico. No caso da energia elétrica produzida ser superior à consumida, a mesma é enviada à rede elétrica para ser consumida. Nos momentos de baixa ou nenhuma irradiância solar, a concessionária supre o consumidor (Urbanetz et al., 2014).

Em zonas rurais como no Oeste do Paraná, que vem vivenciando escassez de energia elétrica, SFCR são uma alternativa para suprir esta falta e também para



reduzir despesas com energia elétrica. A Figura 2.7, demonstra o esquemático básico deste tipo de sistema (Bey et al., 2016).

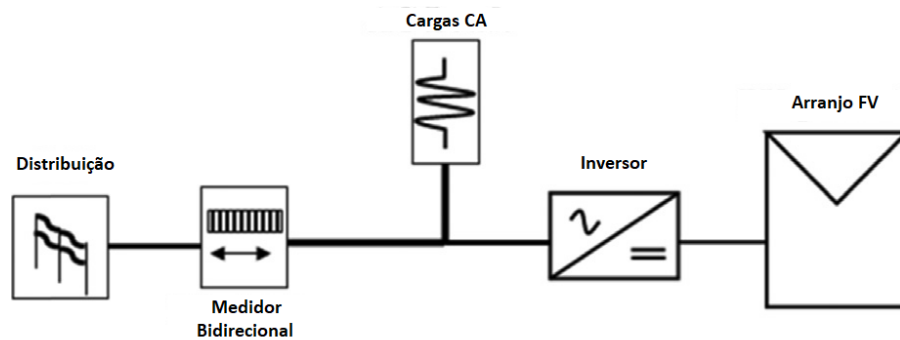


Figura 2.7. Esquemático de conexão de um SFCR, adaptado de (Bey et al., 2016).

No entanto, muitos problemas e desafios técnicos são encontrados neste modelo de ligação em zonas rurais. Conforme (Bey et al., 2016), um dos problemas a ser enfrentado é com relação à sincronização do sistema com a rede, devido à flutuação de tensão nas fases, sobretensão e harmônicos encontrados nestes casos.

Em outro caso na China, Xue (2017), relatou problemas com relação à ligação do sistema à rede de distribuição ou incapacidade de ligação, uma vez que a mesma era inexistente ou precária. Em muitos casos em zonas rurais os sistemas de distribuição são debilitados com postes de madeiras velhos e com cabecamentos velhos ou sucateados, causando problemas como relatados anteriormente.

Os sistemas FVs em zonas rurais são uma alternativa viável e tem chamado a atenção dos agricultores não só pela questão econômica, mas também pelo fato de que ambos, agricultura e sistema FVs (sistemas agrofotovoltaicos) estão compartilhando o mesmo espaço físico sem interferências na produção agrícola e/ou produção de energia (Malu et al., 2017).

Outro ponto positivo com relação deste tipo de utilização de SFCR em zona rural é apresentado por Maammeur et al. (2013), onde fica evidenciado que para uma localidade com ótima irradiação solar, o sistema FV oferece benefícios concretos, como economia de combustível e custos, preservação ambiental (energia limpa) e em

alguns casos energia sobressalente (excesso de energia elétrica produzida a ser injetada na rede).

### 2.2.2. Índices de Mérito de um Sistema Fotovoltaico

Com base em dados obtidos das faturas de energia elétrica da unidade geradora e estação de medição de irradiância solar, é possível obter os indicadores de produtividade do SFCR. Esses índices são obtidos pelos valores de energia produzida, potência instalada e irradiação solar incidente, de forma a comparar o desempenho de um SFCR (Abrão et al., 2018).

Assim, a partir da energia produzida e da irradiação incidente, é possível apresentar estes índices do SFCR, que são: produtividade (*yield*); desempenho global (*PR - performance ratio*) e fator de capacidade (FC) (Junior et al., 2014).

A produtividade do sistema ( $Y_F$ ) é a razão entre o valor médio da energia elétrica produzida em um período e entregue à carga e a potência nominal do sistema fotovoltaico, tendo como unidade o kWh/kWp ou simplesmente horas. A produtividade indica o quanto um sistema fotovoltaico em uma determinada localidade pode produzir energia elétrica, sendo um ótimo parâmetro para comparar locais (a irradiação e temperatura do local) e a instalação. A produtividade pode ser descrita pela Equação 2.6.

$$Y_F = \frac{1}{P_{Std}} \left[ \frac{1}{T} \int_T P_{FV}(t) dt \right] \quad (2.6)$$

onde  $P_{FV}(t)$  é a potência entregue pelo sistema no instante  $t$ ,  $P_{Std}$  é a potência instalada, medida nas condições padrão STC e  $T$  é o período de integração.

A produtividade de referência ( $Y_R$ ) é a razão entre a irradiação solar incidente no arranjo fotovoltaico e a irradiância de referência ( $1 \text{ kW/m}^2$ ) sendo calculada pela Equação 2.7:

$$Y_R = \frac{\frac{1}{T} \int_T G(t) dt}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (2.7)$$

onde  $G(t)$  é a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico (em  $\text{kW/m}^2$ ) e  $T$  é o período de integração. A  $Y_R$  é equivalente ao número de horas que no arranjo FV incide o valor de irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , também denominada de horas de sol a pleno.

Um dos parâmetros mais importantes para caracterizar um sistema fotovoltaico consiste no desempenho global (*performance ratio*). A Equação 2.8 apresenta a grandeza em questão e o cálculo do PR também está definido na norma IEC 61724.

$$PR = \left( \frac{Y_F}{Y_R} \right) \times 100\% \quad (2.8)$$

Valores típicos de desempenho global (PR) foram da ordem de 50 % a 75 % até meados de 1980 e de 70 % a 80 % até 1990. Hoje em dia já se obtém desempenhos superiores a 80 %. Conforme Reich et al. (2013), que estudou o desempenho global de sistemas fotovoltaicos sob condições climáticas na Alemanha, o  $PR > 90\%$  é possível de ser alcançado com utilização de melhores componentes e tecnologias. No ano de 2013 data de publicação do estudo, o desempenho global já se encontrava muito próximo dos 90 %.

Do ponto de vista prático, considerando os valores medidos de energia produzida e calculados de irradiação solar, a Equação 2.8 pode ser reescrita como a Equação 2.9:

$$PR = \frac{\text{Produtividade mensal (kWh / kWp)}}{\text{Irradiação Solar mensal } \left( \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) / 1 \text{ kW/m}^2} \quad (2.9)$$

### 2.2.3. Efeito da Sujidade

Os dois maiores problemas relacionados aos investimentos em sistemas fotovoltaicos foram classificados como consequência de efeitos de poeira e

superaquecimento. O problema é que esses dois principais fatores reduzem a potência do módulo. O primeiro, poeira, está relacionado ao fato de que mecanismos típicos de limpeza não são facilmente aplicáveis em algumas regiões, uma vez que estão localizados na maior parte distante das fontes de água, o que exige recursos de transporte e armazenamento que envolvam quantidades significativas. Já em relação ao superaquecimento, locais que parecem ser mais vantajosos por terem uma irradiação solar mais alta, produzem por muitas vezes uma temperatura elevada nos módulos o que acaba por gerar perda de produção (Saidan et al., 2016).

A frequência de limpeza de sistemas fotovoltaicos também depende de informações importantes da região onde o mesmo se encontra e da forma como o mesmo foi instalado. O diâmetro médio das partículas de sujeira e os ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos podem influenciar significativamente no tempo de limpeza necessário, uma vez que a velocidade de deposição é altamente dependente da gravidade ou força peso paralela ao plano do módulo (Jiang et al., 2016).

A sujeira acumulada na superfície dos módulos fotovoltaicos é considerada uma forma de sombreamento, visto que há uma menor captação de irradiância na superfície dos módulos, devido à menor transmitância da face frontal do módulo FV, além de contribuir para o aparecimento de pontos quentes. Também interfere na dissipação de calor do módulo, afetando sua temperatura. A combinação do aumento de temperatura e da redução de transmitância, neste caso, influenciam no desempenho do módulo FV (Guan et al., 2017).

Conforme Silva (2018), em seu trabalho foi evidenciando à necessidade da realização da limpeza periodicamente em locais ou épocas com poucas chuvas. Guan et al. (2017) concluíram em seu trabalho que a transmitância da face frontal do módulo fotovoltaico decaiu em 80 % com acúmulo de sujeira.

No trabalho publicado por Elbreki et al. (2016), os mesmos mostram um gráfico da redução de transmitância do vidro em relação ao acúmulo de sujeira. A Figura 2.8 apresenta os dados obtidos.

#### 2.2.4. Estudos por Termografia

A radiação infravermelha faz parte do espectro eletromagnético e se comporta de modo similar à luz visível, atravessando o espaço na velocidade da luz, podendo ser refletida, absorvida, emitida e transmitida através de um corpo sólido. De fato, todos os objetos emitem radiação infravermelha como uma função da sua temperatura. A energia infravermelha é produzida pela movimentação dos átomos e moléculas. Quanto mais aquecido um objeto, maior é a agitação atômica e molecular e maior é a energia infravermelha por ele emitida. Esta energia é detectada por câmeras infravermelhas, também conhecidas como câmeras termográficas, as quais, de fato, não medem a temperatura, mas sim detectam a intensidade da radiação infravermelha (Almeida, 2010).

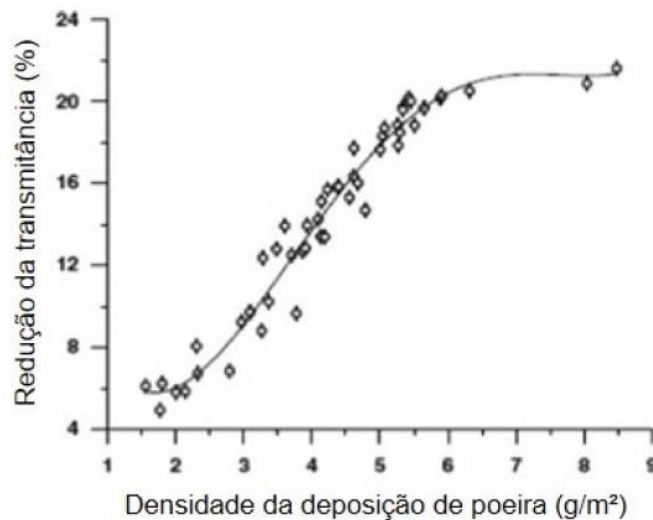


Figura 2.8. Redução da transmitância devido à deposição de sujeira em um módulo fotovoltaico (Elbreki et al., 2016).

Pode-se dizer que a termografia infravermelha é a arte de transformar uma imagem infravermelha em uma imagem radiométrica, que permite que os valores de temperatura sejam lidos a partir da mesma. Portanto, cada pixel na imagem radiométrica é, na verdade, uma medição de temperatura. Para isso, algoritmos complexos são incorporados em uma câmera de imagem termográfica. A Figura 2.9 demonstra as etapas de conversão, onde a energia infravermelha (A) proveniente de um objeto é focalizada pela lente ótica (B) em um detector infravermelho (C). O detector envia as informações para os sensores eletrônicos (D) para o processamento de imagens. Os

circuitos eletrônicos traduzem os dados provenientes do detector em uma imagem (E) que pode ser visualizada no visor ou em um monitor de vídeo padrão ou tela LCD (FLIR Systems, 2018).

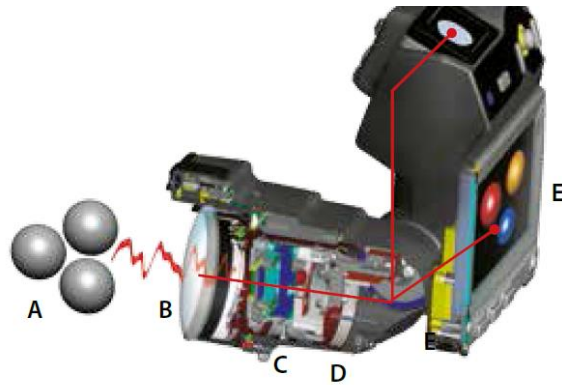


Figura 2.9. Esquema de funcionamento de uma câmera termográfica (FLIR Systems, 2018).

A termografia infravermelha (*IR - Infrared thermography*) é uma forma não intrusiva (sem contato) e eficaz como método para análise de sistemas fotovoltaicos. Pode ser utilizada para localizar e classificar problemas em módulos fotovoltaicos de forma rápida e precisa em estágios iniciais, antes que uma maior degradação ocorra (Glavaš et al., 2017).

Esta técnica apresenta algumas vantagens e desvantagens em relação ao uso da câmera termográfica, que são resumidas no Quadro 2.3.

Quadro 2.3. Vantagens e desvantagens do uso de câmera termográfica.

VANTAGENS	DESVANTAGENS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rapidez da inspeção;</li> <li>- Interpretação simples das imagens;</li> <li>- Análise em tempo real;</li> <li>- Radiação não ionizante;</li> <li>- Não requer contato;</li> <li>- Inspeção global da peça.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Custo elevado;</li> <li>- Detecção de defeitos pouco profundos;</li> <li>- Variações de emissividade em uma mesma peça.</li> </ul>

Como sistemas fotovoltaicos ficam instalados em ambientes externos a inspeção com uma câmera termográfica, exige alguns cuidados adicionais, como influência de reflexos ocasionados por materiais ou estruturas na volta do sistema que podem afetar a leitura correta de temperatura do objeto em análise. Geralmente esses reflexos dependem da radiação solar, como fonte isolada e do céu, seja este claro ou com presença de nuvens. No caso dos módulos fotovoltaicos, devido à sua forma plana, teremos uma reflexão especular, ou seja, todos os raios que incidirem com a mesma direção serão refletidos com o mesmo ângulo. (Álvarez-Tey et al., 2017),(Ruschel et al., 2015).

Conforme Jahn et al. (2018) e FLIR Systems (2011), as recomendações a fim de evitar erros de medição durante as inspeções de um sistema fotovoltaico com uma câmera termográfica, são:

- Utilizar quando a irradiação solar for superior a 600 W/m<sup>2</sup>;
- Céu limpo/sem nuvens;
- Baixa velocidade do vento;
- Temperatura ambiente estável;
- Evitar medição onde existam sombras ou reflexões;
- O ângulo de medição deve estar entre 5° e 60°;

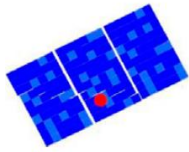
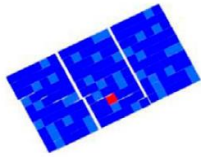
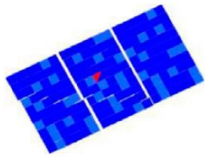
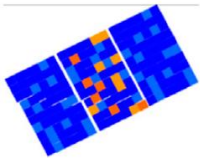
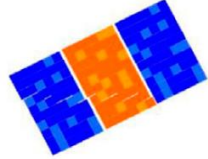
Câmeras termográficas são usadas principalmente para localizar defeitos. A classificação e a avaliação destes, exigem uma boa compreensão de um sistema fotovoltaico e da tecnologia envolvida, conhecimento do sistema inspecionado e das instalações elétricas.

O Quadro 2.4, mostra os principais tipos de anormalidades encontradas em módulos fotovoltaicos de silício multicristalino (Tsanakas et al., 2016), (Köntges et al., 2014), (Lanzoni, 2012), (Buerhop et al., 2012) e (FLIR Systems, 2011).

A Figura 2.10, Figura 2.11 e Figura 2.12 mostram exemplos de anormalidades térmicas encontradas em módulos fotovoltaicos. Para um melhor entendimento, alguma das imagens são mostradas em conjunto com as imagens digitais correspondentes (Jahn et al., 2018). Na Figura 2.10, há um modulo com vidro

quebrado. Na Figura 2.11, observa-se o efeito de sombreamento sobre o módulo e na Figura 2.12, sobreaquecimento do diodo de bypass.

Quadro 2.4. Lista das principais anormalidades de módulos FV encontradas.

Tipo de Anormalidade	Exemplo	Aparece nas imagens térmicas	
Defeito de Fabricação	Impureza ou bolhas	Pontos quentes ou frios	
	Células rachadas/quebradas	Célula com maior temperatura, região com forma alongada	
Danos	Quebra	Célula com maior temperatura, região com forma alongada	
	Rachadura de células	Uma parte da célula aparece com maior temperatura	
Sombra temporária	Poluição	Pontos quentes	
	Fezes de Pássaros		
	Umidade		
Diodo de bypass com defeito (provoca curto-circuito e reduz a proteção do circuito)	Não Aplicável (N/A)	“Padrão retalhado” (“patchwork”)	
Conexões com defeito	Módulo ou ligação série das células com problema de conexão	Módulo ou fileira de células série com temperatura elevada	



As câmeras termográficas podem fazer muito mais do que inspecionar módulos e sistemas fotovoltaicos. Elas também são muito úteis para manutenção e inspeção de todo o circuito elétrico, incluindo conectores, cabos, inversores, etc. A Figura 2.13 demonstra a inspeção da caixa de fusíveis (FLIR Systems, 2011), onde observa-se a formação de um ponto quente.

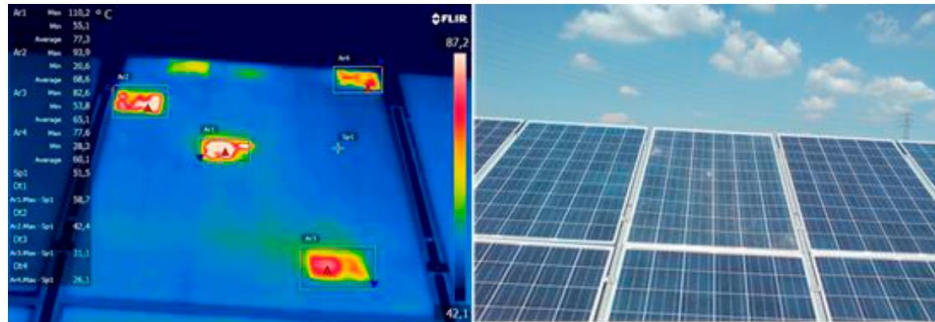


Figura 2.10. Vidro frontal módulo quebrado (Jahn et al., 2018).

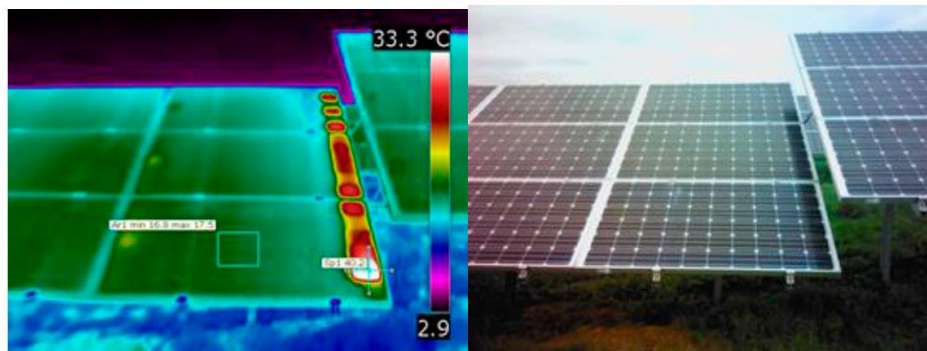


Figura 2.11. Efeito de sombra sobre parte dos módulos (Jahn et al., 2018).

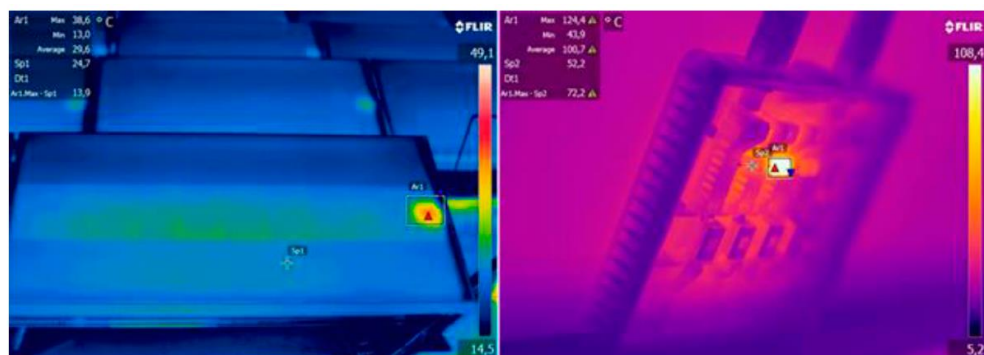


Figura 2.12. Vista de falha no diodo da caixa de junção, vista frontal e posterior do módulo (Jahn et al., 2018).

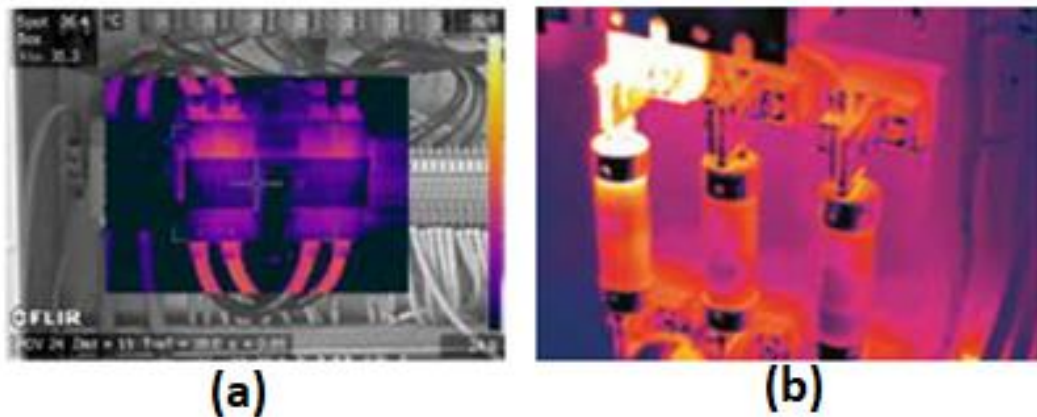


Figura 2.13. Vista (a) do ponto quente em caixa de fusível e vista (b) detalhe do ponto quente no fusível (FLIR Systems, 2011).

### 2.2.5. Aterramento de Sistemas Fotovoltaicos

Dentre os vários aspectos que compõem um sistema fotovoltaico, um dos mais importantes é com relação ao sistema de aterramento. Este é responsável por garantir a segurança das pessoas, animais e dos equipamentos que compõem o sistema, e o correto funcionamento no caso de uma falha (curto-circuito) ou até mesmo uma descarga atmosférica (raio) que possa ocorrer no local (Osorio e Pan, 2018).

A viabilidade de um sistema de aterramento possui diversos desafios, entre eles, está o fato de que a eficiência de um aterramento está diretamente ligada às características do solo e do seu grau de umidade, que pode variar entre períodos secos e úmidos ao longo do ano. Vale ressaltar que em países onde a temperatura pode ser negativa por longos períodos, a eficiência do aterramento tende a ser ainda mais crítica, necessitando um estudo ainda mais aprofundado (Enrique et al., 2014).

Ao se realizar um aterramento deve-se averiguar:

- a. Centro geométrico de cargas;
- b. Terreno de fácil acesso;
- c. Local seguro às inundações;
- d. Não comprometer a segurança humana.

Havendo algum problema que possa comprometer o adequado perfil esperado do sistema de aterramento, deve-se então, optar por escolher outro local. (Kindermann, 2011)

No geral pode-se simplificar dizendo que o desenho de um sistema de aterramento seguro, consiste nas seguintes etapas (Datsios e Mikropoulos, 2012):

- a. Análise da medida da resistividade do solo;
- b. Cálculo dos limites permitidos de tensão de toque e passo;
- c. Estudo da corrente de curto-circuito máxima do sistema;
- d. Projeto do aterramento;
- e. Verificação do desempenho do sistema de aterramento e segurança.

O parâmetro de maior interesse para o dimensionamento de um aterramento, é denominado de resistividade do solo, cuja medição não é simples. Em um país de dimensões continentais como o Brasil, temos uma grande variedade de solos, e quando não se faz a medição de resistividade do solo fica inviável aferir-se a qualidade do sistema de aterramento (Pinho e Galdino, 2014).

#### 2.2.6. Sistemas Fotovoltaicos em Solo e em Telhados

Como o aumento da temperatura influencia no desempenho de um sistema fotovoltaico, um arranjo fotovoltaico deve ser projetado de tal forma que o ar circule adequadamente. Contudo, isto também acarreta no problema de elevar o coeficiente de arrasto do vento que depende fortemente da localidade onde o sistema será instalado. Em uma área costeira, a velocidade do vento é maior em comparação com instalações em áreas urbanas planas. Assim, um engenheiro de estruturas deve calcular a carga específica do vento, considerando o material usado para a estrutura e o tipo de instalação (se em solo ou telhado) bem como as condições climáticas do local (Jamil et al., 2017).

Os tipos de instalações para sistemas fotovoltaicos usuais, são:

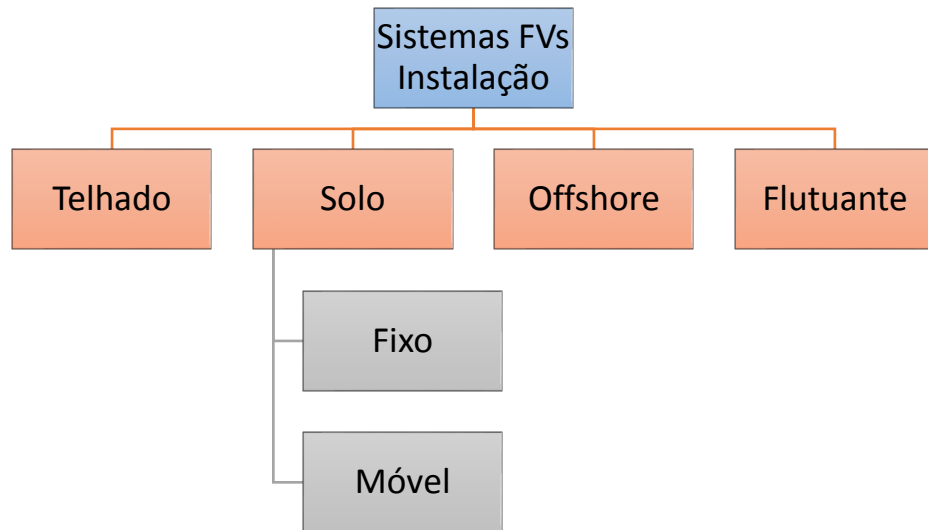


Figura 2.14. Fluxograma dos tipos de instalações de sistemas FV. Adaptado de (Sahu et al., 2016).

As instalações realizadas em telhado são mais populares e vem crescendo rapidamente uma vez que o espaço de telhados de casas, escritórios, estacionamentos de escolas/faculdades, fábricas ou unidades fabris, etc., pode ser utilizado para este propósito. Dentre as vantagens, estão (Jamil et al., 2017), (Sahu et al., 2016):

- Espaços não utilizados podem ser usados para produção de energia.
- O sistema FV pode ser instalado utilizando a própria infraestrutura existente;
- A estrutura do arranjo fotovoltaico pode ser instalada em qualquer tipo de telhado, incluindo: concreto, telhas, madeira, metal, etc.

Dentre as desvantagens dos sistemas FV montados em telhado, pode-se citar:

- Obstáculos de instalação como chaminés, antenas e árvores.
- O espaço do telhado não comporta a capacidade necessária de projeto.
- Difícil acesso para manutenção.

As instalações em solos ocorrem geralmente quando o telhado não é adequado ou não comporta a estrutura a ser instalada. Nesta situação, a alternativa é ter o sistema solar fotovoltaico montado no solo. Este tipo de sistema é mais usual e adequado para áreas rurais onde existe muita terra disponível. Dentre as principais

vantagens de um sistema em solo, pode-se enumerar (Jamil et al., 2017), (Sahu et al., 2016):

- 1) Normalmente, há muito mais espaço em solo do que no telhado.
- 2) Os módulos FV são de fácil acesso, permitindo limpeza e manutenção.
- 3) Maior facilidade e menor custo para instalar um sistema de rastreamento solar.
- 4) Evitam-se problemas relativos à instalação de módulos FVs sobre telhados de edificações, diminuindo riscos às mesmas ou da necessidade de implementação de reforços estruturais no telhado.

Em relação as desvantagens dos sistemas FVs montados em solo, podem ser citados as seguintes:

- Custo elevado da instalação da estrutura devido a fundação que deve suportar fortes ventos e tempestades.
- Maior tempo de construção em relação às instalações em telhado, por conta das fundações;
- Regiões urbanas não possuem espaço para instalações em solo.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1. Análise da Propriedade e Consumo de Energia

Esta dissertação aborda a análise e desempenho de um sistema fotovoltaico instalado em propriedade rural associada da COPACOL (Cooperativa Agroindustrial Consolata), dedicada a produção de frango, localizada em Cafelândia, no Paraná. Precisamente nas coordenadas geográficas de latitude: 24°38'38" S e longitude: 53°18'51" O. A Figura 3.1. mostra a localidade de Cafelândia em destaque no oeste paranaense.



Figura 3.1. Localidade de Cafelândia no Oeste do Paraná.

Para seleção desta localidade foram considerados, perfil de consumo de energia elétrica, a localização (proximidade da sede da cooperativa) e a disponibilidade do proprietário. Definiu-se como 20 kWp a potência nominal do

sistema fotovoltaico a ser instalado nesta propriedade, considerando o consumo da mesma e levando em conta a disponibilidade de inversores trifásicos desta potência comercializados no Brasil, inclusive de produção nacional.

Na propriedade, projetou-se um sistema fotovoltaico para ser instalado em solo, com o ângulo de inclinação ótimo e orientado ao Norte geográfico (NG). A Figura 3.2 apresenta a propriedade e o sistema fotovoltaico projetado em solo. O arranjo fotovoltaico fica próximo dos galpões e sem sombras de árvores.



Figura 3.2. Imagem de satélite da propriedade, exibindo o arranjo fotovoltaico (Google Earth em 08/04/2019).

O perfil de consumo de energia elétrica da propriedade foi obtido das faturas da COPEL (Companhia Paranaense de Energia) no período de um ano. A Tabela 3.1. apresenta os valores mensais das mesmas. O consumo no ano de 2017 foi de 73.665 kWh, com uma média mensal de 6.139 kWh.

Tabela 3.1. Consumo de energia elétrica mensal da propriedade Copacol no ano de 2017.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Energia Elétrica (kWh)	3428	11571	4961	10352	3227	5995	5637	5227	3827	8496	3406	7538

### 3.2. Descrição e Simulação do Sistema Fotovoltaico

Foi utilizado o programa PV\*Sol Premium (PV\*Sol Premium, 2017) para simular o sistema de 20 kWp com utilização de módulos fotovoltaicos de silício multicristalino. Conforme Araujo (2019), a Figura 3.3 mostra as nove etapas de desenvolvimento de um projeto de simulação no programa PV\*SOL. O programa fornece um relatório do projeto do sistema fotovoltaico usando os dados da localidade e cálculo de sombreamento, a partir das características desenhadas da propriedade e das especificações dos equipamentos. Para se obter o ângulo ótimo para a inclinação do arranjo, considerando como parâmetro a produtividade anual, simularam-se sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos próximos do valor da latitude. Para a localidade de Cafelândia, foram obtidos da simulação os seguintes parâmetros: energia elétrica produzida (mensal e anual), desempenho global (*PR - performance ratio*), bem como as temperaturas médias do ambiente e dos módulos fotovoltaicos (Araujo et al., 2018b).

O projeto do sistema foi realizado com base nas informações da propriedade obtidas em maio de 2017 e com os dados de consumo de energia elétrica da propriedade. A Figura 3.4 mostra a região com o sistema fotovoltaico projetado, o aviário, casa de passagem (CP), entrada de serviço (ES) e árvores próximas.

A partir de visita ao local foi possível medir as distâncias e a altura das árvores do entorno da área disponibilizada para instalação do sistema fotovoltaico bem como medir a altura do aviário. Estas informações são imprescindíveis uma vez que o *software* permite realizar uma modelagem 3D, ou ainda, inclusive utilizar arquivos de gráficos de modelagem 3D. Assim, é possível editar a vista do terreno desejado, inserindo árvores e outros obstáculos para futuramente verificar pontos de sombreamento.



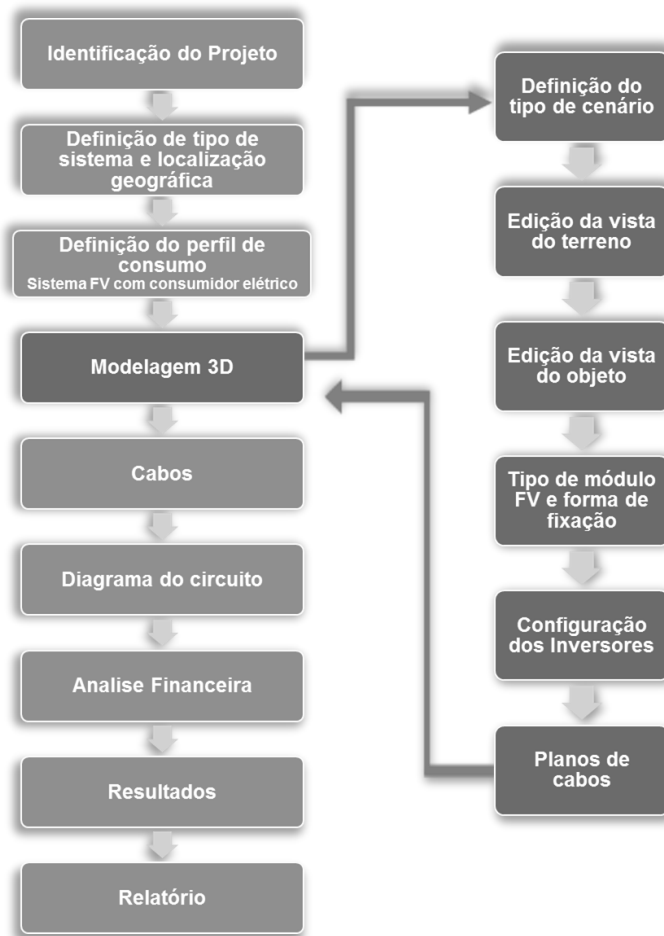


Figura 3.3. Fluxograma das etapas do desenvolvimento do projeto de um sistema FV com o programa PV\*SOL (Araujo et al., 2018b).

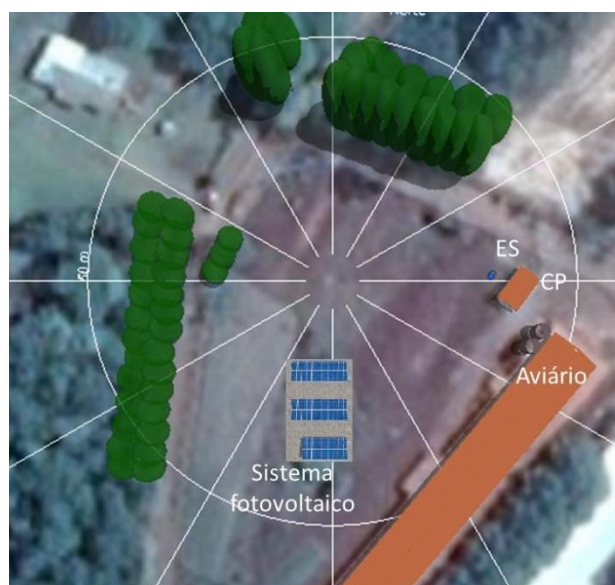


Figura 3.4. Visão da localidade do sistema fotovoltaico simulado.

### 3.3. Caracterização e Análise dos Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos adquiridos para o projeto foram da marca Jinko Solar de 325 Wp. Estes módulos foram entregues ao laboratório NT-Solar (Núcleo de Tecnologia em Energia Solar) que possui equipamento e conhecimento necessário para caracterizar eletricamente os mesmos sob condições padrão STC (1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM1,5 G e 25 °C).

O laboratório possui o simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG. Este equipamento possibilita a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos seguindo as normas do INMETRO e IEC (*International Electrotechnical Commission*). A Figura 3.5 apresenta o módulo fotovoltaico fixado em uma estrutura específica para realização da medida de suas características elétricas. Na parte superior da estrutura existe uma célula solar padrão para medir a irradiância incidente no momento do teste. Assim, por meio da obtenção das suas características elétricas, definiu-se a distribuição dos módulos da melhor forma possível no projeto do arranjo para maximizar a potência do mesmo.



Figura 3.5. Módulo fotovoltaico de 325 Wp colocado na estrutura de fixação para medição da curva característica corrente elétrica em função da tensão elétrica (I-V). Na parte acima do módulo, há uma célula solar padrão para medir a irradiância incidente.

Antes da realização das medidas, o simulador é calibrado com um módulo fotovoltaico padrão calibrado no ESTI-JRC (*European Solar Test Installation – Joint Research Centre*), da União Europeia.

### 3.4. Análise do Sistema Fotovoltaico e da Instalação

O projeto executivo do sistema foi avaliado em conjunto com a PUCRS (Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul) e empresa BSE Solar localizada em Toledo no Paraná, e responsável pela execução do projeto. Avaliou-se desta forma se o projeto seguia as especificações da tomada de preços realizada.

O sistema fotovoltaico foi projetado e instalado em solo. Desta forma foram considerados os seguintes itens para avaliação e estudo: tipo de estrutura para fixação, a distribuição dos módulos no arranjo conforme a caracterização elétrica, análise do arranjo fotovoltaico com câmara infravermelho, ou seja, análise por termografia, inclinação dos módulos, aterramento, análise de sombras ou sujidade, verificação do sistema elétrico como um todo (cabearamento, proteção e controle) e por fim, verificação do sistema de aquisição de dados.

Foi instalado junto a este sistema fotovoltaico um sistema de monitoramento, fabricado e fornecido pela empresa PHB Solar, indústria brasileira estabelecida em São Paulo. A mesma é responsável também pela fabricação do inversor utilizado neste sistema fotovoltaico. Este sistema é importante, pois permite a coleta dos dados de irradiância solar no plano do arranjo, velocidade do vento, temperatura ambiente e temperatura dos módulos fotovoltaicos, o que possibilita uma análise completa do sistema e um comparativo entre o simulado e o real. O sistema de monitoramento foi desenvolvido para atender as necessidades deste projeto sendo um dos primeiros protótipos.

A Figura 3.6 apresenta os sensores instalados. Os sensores foram instalados a uma altura maior que a do arranjo fotovoltaico, para não haver interferências em suas medições. O sistema de monitoramento localiza-se na parte posterior do arranjo fotovoltaico.

A medida de irradiância solar foi comparada com o sistema de monitoramento e com medidas de células solares calibradas no NT-Solar da PUCRS. Este parâmetro é fundamental na análise de PR do sistema fotovoltaico.

O sistema de monitoramento está constituído pelos seguintes equipamentos:

- Um piranômetro EKO, *small sensor* ML-01;
- Um anemômetro LUFFT 8368.100;
- Um sensor de temperatura ambiente DELTA OHM TP32MTT.03;
- Um sensor de temperatura de módulos fotovoltaicos KIMO SFC 50;
- Um sistema de aquisição e comunicação de dados (*data logger*) da PHB.

Para realizar a coleta e armazenamento dos dados do sistema, tanto do inversor como do sistema de monitoramento é necessário acessar o site da PHB Solar e realizar login por meio de usuário e senha.

Dentro do ambiente do website é possível então, exportar os dados do inversor e sistema de monitoramento em formato Excel. A Figura 3.7 demonstra a exportação de um dia de análise do sistema de monitoramento. Os dados coletados são então armazenados e tratados.



Figura 3.6. Sensores do sistema de monitoramento: 1 - sensor de temperatura ambiente, 2 - sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior de um módulo fotovoltaico), 3 - piranômetro e 4 - anemômetro

Para realizar o tratamento dos dados foi gerado um código em Excel VBA (*Visual Basic for Applications*) a fim de auxiliar na análise e evitar falhas no tratamento dos dados, tornando o processo mais rápido e eficiente. A Figura 3.8 mostra um trecho do código.

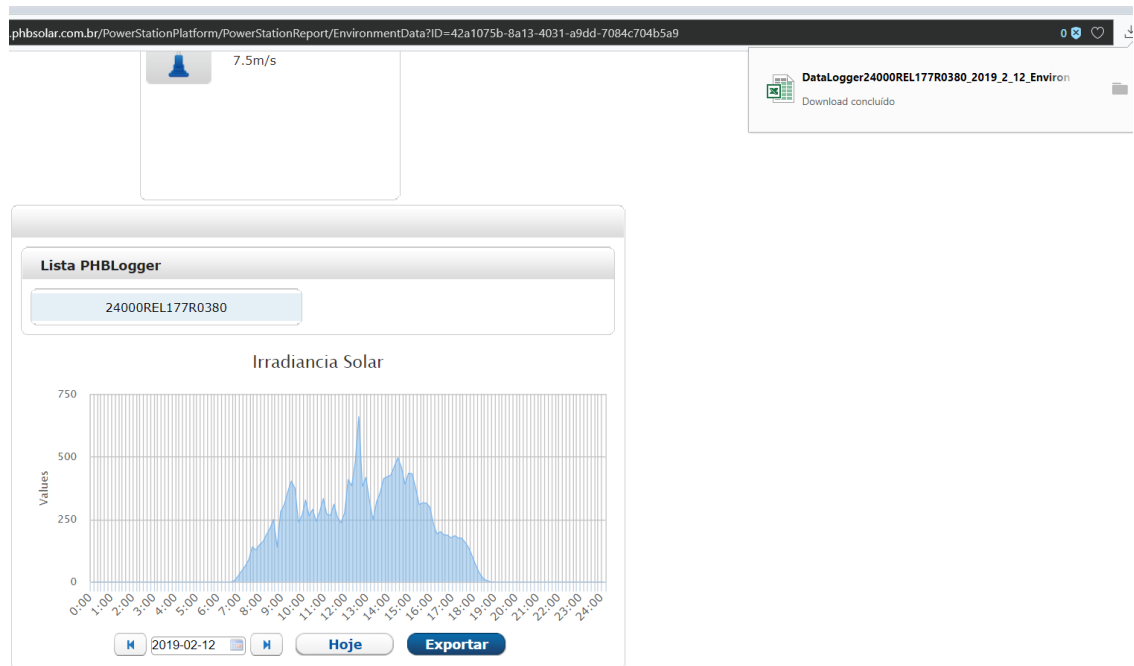


Figura 3.7. Coleta de dados do sistema de monitoramento.

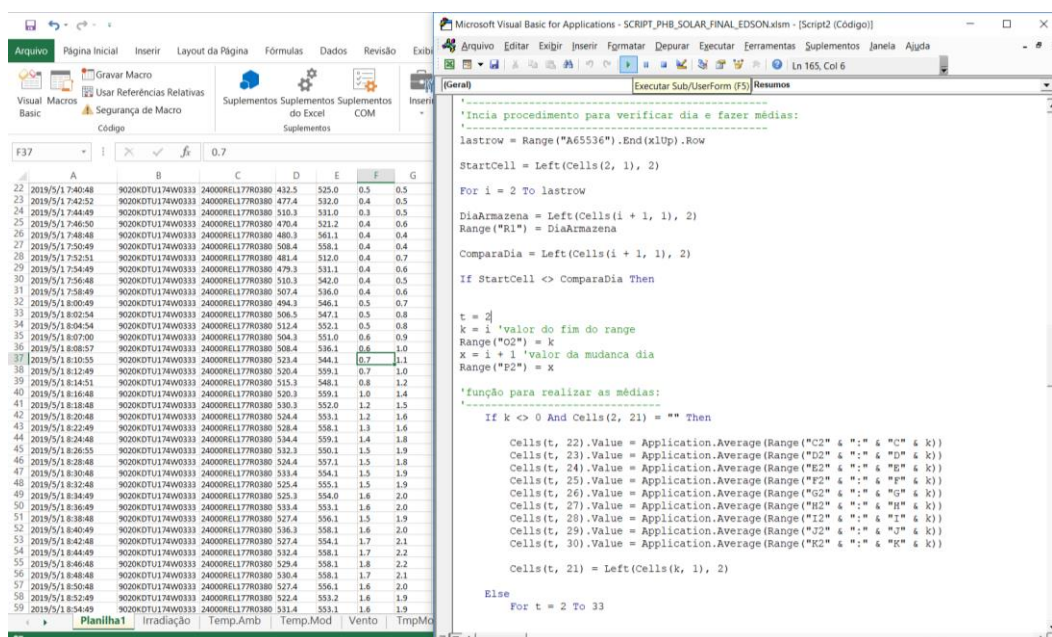


Figura 3.8. Trecho de código em Excel VBA para tratamento dos dados.

### 3.5. Análise do Aterramento do Sistema Fotovoltaico

Na análise do aterramento, verificou-se a eficácia, continuidade e o correto dimensionamento do sistema de aterramento implementado para o sistema fotovoltaico instalado na propriedade cooperada da COPACOL, localizada no município de Cafelândia. O aterramento visa garantir que todos os equipamentos elétricos foram conectados de forma segura à terra, garantindo assim o correto funcionamento de equipamentos e fornecendo segurança às pessoas que transitam no local. Foi realizada uma inspeção visual do sistema, constatando tipos de conexões e materiais utilizados.

A medição de continuidade do sistema de aterramento foi feita com utilização de um multímetro e cabos de longo alcance. Utilizou-se o multímetro Fluke, modelo 179, e cabos com comprimento de até 40 m.

Foi utilizado o método de teste conhecido como “Queda de Potencial” para medição da resistência de aterramento. Este método é usado para medir a capacidade de dispersão de corrente elétrica em um sistema de aterramento ou a capacidade de dispersão em um eletrodo de aterramento individual. O método de queda de potencial é amplamente utilizado e bem consolidado para medir uma resistência de aterramento.

A Figura 3.9, demonstra o esquema de medição, onde, E é o eletrodo a ser medido, H é o eletrodo usado para aplicar uma corrente, e S o eletrodo usado para medir a diferença de potencial em relação a E. A fonte de corrente é conectada entre E e H e desta forma, quando a corrente flui para a terra, a diferença de potencial entre E e S é obtida. Assim é possível verificar a resistência de aterramento. É importante levar em conta que para se obter um alto grau de precisão das medidas, foi essencial que a haste de prova fosse colocada fora da esfera de influência do eletrodo de aterramento em teste e da haste de corrente auxiliar. O local de medição estava seco (sem chuva) e com umidade inferior a 60%.

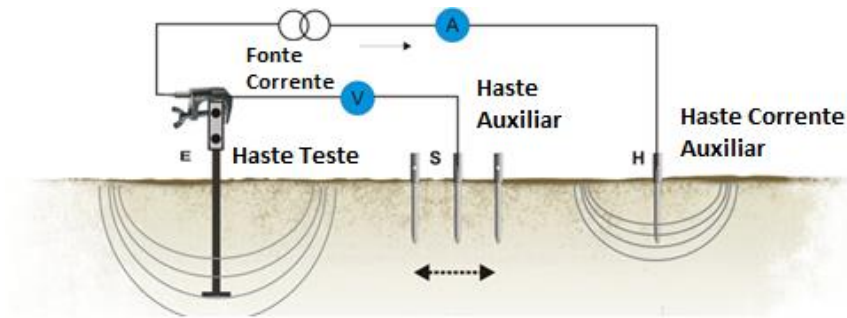


Figura 3.9. Diagrama do método de medida da resistência de aterramento pela queda de potencial, adaptado de (Sonel, 2015).

Para validação da medida realizada foi necessário que outras duas medições fossem feitas, a fim de verificar se não existiam interferências, sendo elas:

- Medida com deslocamento da haste de prova para perto da haste em teste;
- Medida com deslocamento da haste de prova para perto da haste auxiliar de corrente.

Como o local de instalação do sistema fotovoltaico permitiu colocar a haste auxiliar de corrente distante o suficiente para não sofrer influências de potencial das hastes em teste, a mesma foi deslocada a uma distância de 25 vezes o comprimento da haste a ser medida, ou seja, a haste auxiliar de corrente foi inserida a 30 metros da haste de prova. Na Figura 3.10 são apresentadas as distâncias utilizadas nas medidas.

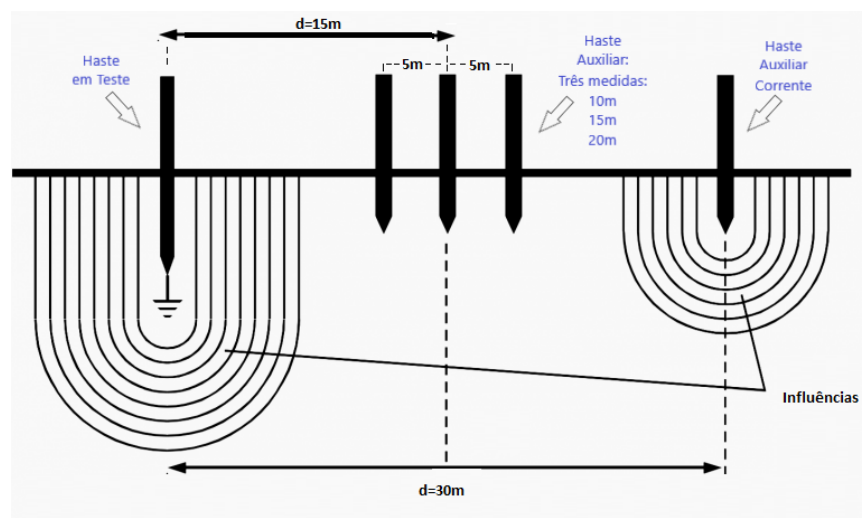


Figura 3.10. Distâncias utilizadas nas medidas de resistência de aterramento.

Para correta medição do aterramento (haste em teste), independentemente de suas propriedades, a mesma foi desconectada do restante do sistema, de forma que a medida não sofresse interferências dos demais pontos de aterramento.

### **3.6. Análise da Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos**

A temperatura efetiva dos módulos foi calculada utilizando dados da simulação com o programa PV\*SOL bem como foi calculada a partir da medida de temperatura dos módulos no local. A ECT foi estimada a partir da medida da tensão de circuito aberto de quatro módulos de teste instalados no local. Foram comparados os valores de simulação com os valores medidos *in loco* e extraídos pela aquisição de dados do sistema. Realizaram-se medições em módulos fotovoltaicos afim de avaliar sua temperatura com a câmera termográfica modelo FLIR i60.

### **3.7. Análise da Produtividade e do Desempenho Global**

A partir dos dados da energia elétrica produzida e irradiação solar, se calcularam a produtividade e o desempenho global para os meses de monitoramento do sistema, comparando-se com os valores previstos por simulação.

### **3.8. Análise Econômica com Modelo de *Payback* Simples**

A análise econômica foi realizada para estimar o tempo de retorno do investimento da instalação. Para realização foi necessário considerar o valor total do projeto, valor do kWh de compra e de venda e o balanço entre energia produzida pelo sistema e consumida pela propriedade.

Foram considerados os seguintes parâmetros para o cálculo de retorno econômico:

- Investimento no valor de R\$ 124.191,60 reais.
- O valor do kWh no estado do Paraná na região de Cafelândia em junho de 2018, que foi de R\$ 0,32.



- O reajuste anual de 5,95%, média do IGPM (Índice Geral de Preços de Mercado) de 2012-2016.
- Consumo de energia elétrica de 2017 visto na Tabela 3.1.
- Estimativa da produção de energia elétrica obtida com o programa PV\*Sol;
- Pagamento da disponibilidade do sistema elétrico no valor equivalente a 100 kWh, quando a produção for maior que o consumo de energia elétrica.
- Diminuição da potência produzida pelo sistema nos anos de operação de 0,5% ao ano.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1. Projeto e Simulação do Sistema FV

O sistema projetado para simulação possui 62 módulos fotovoltaicos de 325 Wp, obtendo-se desta forma uma potência instalada de 20,15 kWp. Os módulos utilizados para simulação correspondem ao do fabricante Jinko Solar, modelo JKM325P-72, que contém 72 células solares de silício multicristalino, com dimensões de 156 mm x 156 mm. As especificações podem ser retiradas do próprio *datasheet*, fornecido pelo fabricante e vistas no Anexo A. O inversor utilizado na simulação corresponde ao da PHB Solar de fabricação nacional, modelo PHB20K-DT, de 20 kW de potência nominal em corrente alternada e tensão de saída trifásica em 380 V. Este modelo de inversor é homologado pela COPEL e Certificado pelo INMETRO, concessão 005808/2015, as especificações técnicas do mesmo se encontram disponíveis no Anexo B.

A Figura 4.1 mostra os módulos fotovoltaicos e o percentual de incidência de sombra sobre os mesmos devido às árvores e edificações durante um ano. As diferentes colorações são obtidas mediante simulação via *software* PV\*Sol Premium, sendo que as áreas vermelhas são onde há maior incidência de sombras durante o ano, seguida da área amarela e verde, sendo está última a melhor região.

Desta forma fica evidenciado que a localidade escolhida para instalação do sistema FV se encontra em um local com ótima incidência de irradiação solar durante o ano, garantido assim uma melhor performance do sistema.

O inversor utilizado neste projeto do fabricante PHB Solar, possui dois seguidores de máxima potência (MPPT, *maximum power point tracking*). Desta forma, o arranjo FV foi formado por quatro painéis sendo dois com 15 módulos FVs ligados

em série cada e outros dois com 16 módulos FVs também ligados em série. Estes dois arranjos foram conectados, então, em paralelo e em seguida a cada um dos seguidores MPPT. A Figura 4.2 apresenta o diagrama unifilar destas conexões.

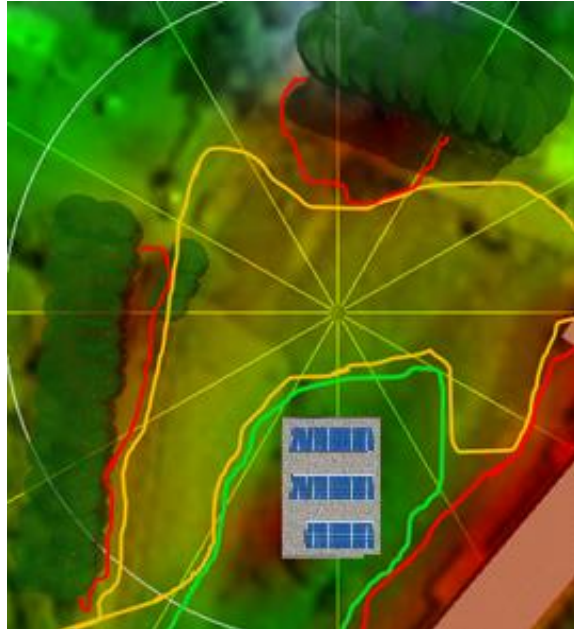


Figura 4.1. Área disponibilizada para instalação do sistema FV.

Na Figura 4.3 a numeração apresentada, identifica como os módulos fotovoltaicos estão conectados. Cada dígito nos módulos representa: inversor, MPPT, fileira e módulo.

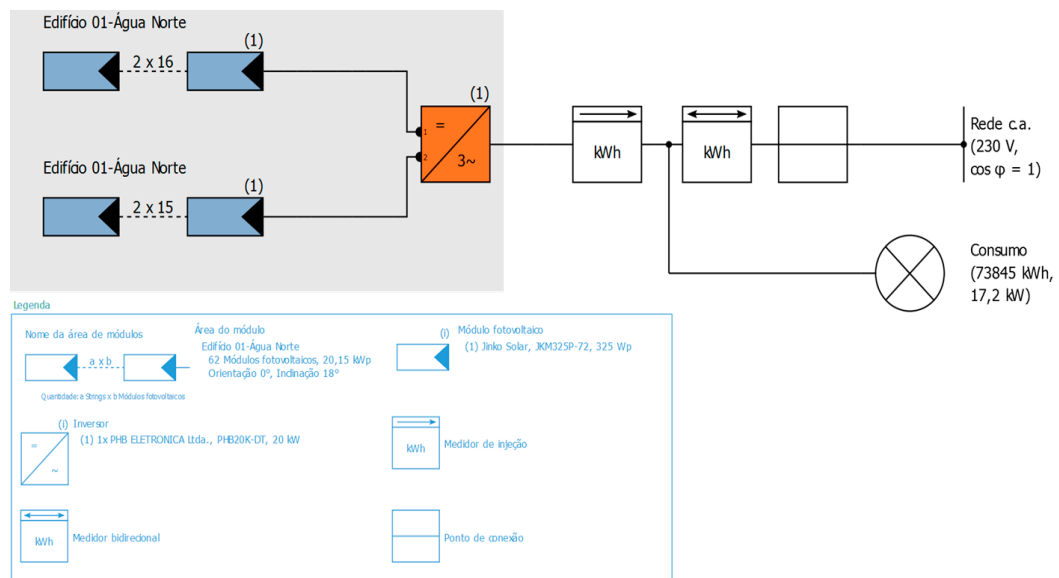


Figura 4.2. Diagrama unifilar de ligação do sistema FV, realizado com software PV\*Sol.

O sistema FV foi simulado por meio do *software* PV\*Sol com inclinações variando de 15° a 25° e constatou-se que o ângulo de inclinação que apresentou maior produção anual de energia elétrica foi de 18° para a localidade (Araujo, 2019).

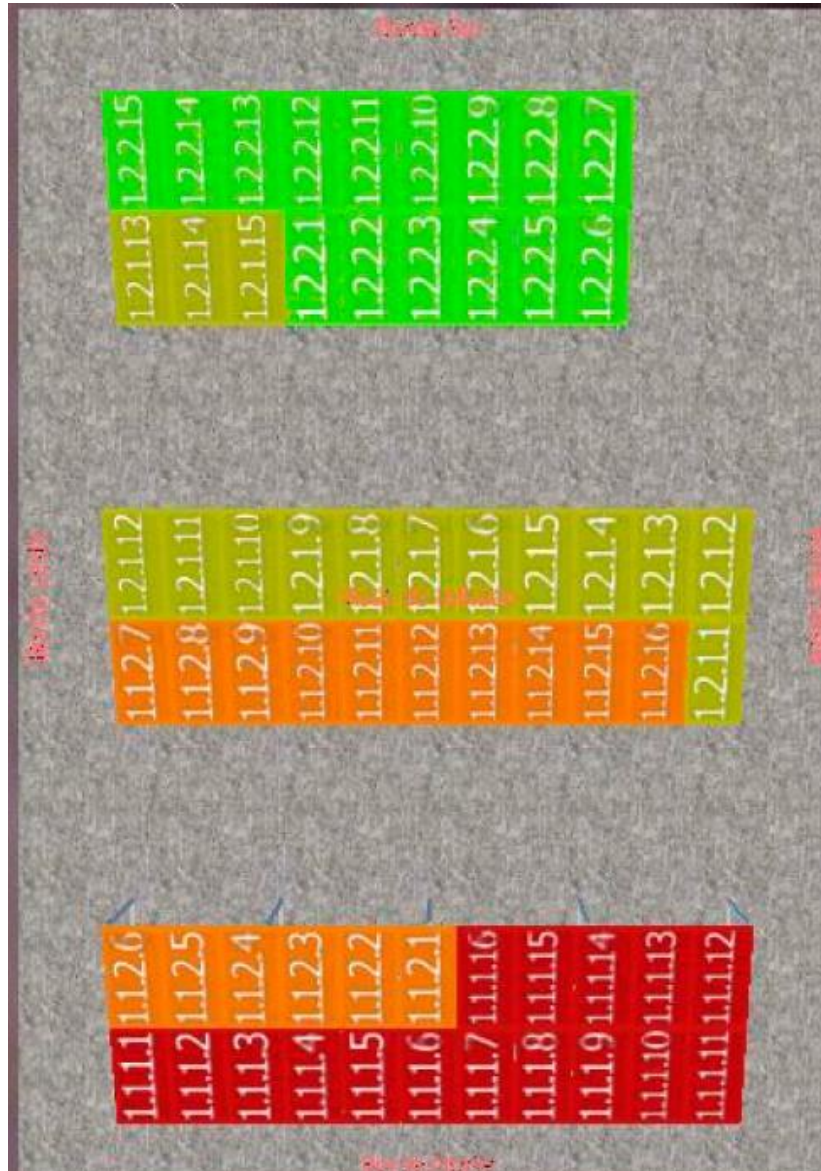


Figura 4.3. Configuração do arranjo FV conforme MPPT.

A Figura 4.4 apresenta a irradiação solar global no plano horizontal comparando com o valor incidente no plano dos módulos (inclinados em 18°) na orientação do projeto observando-se que o arranjo FV orientado para o (NG), apresenta uma irradiação solar no plano dos módulos maior que quando comparado a instalação horizontal.

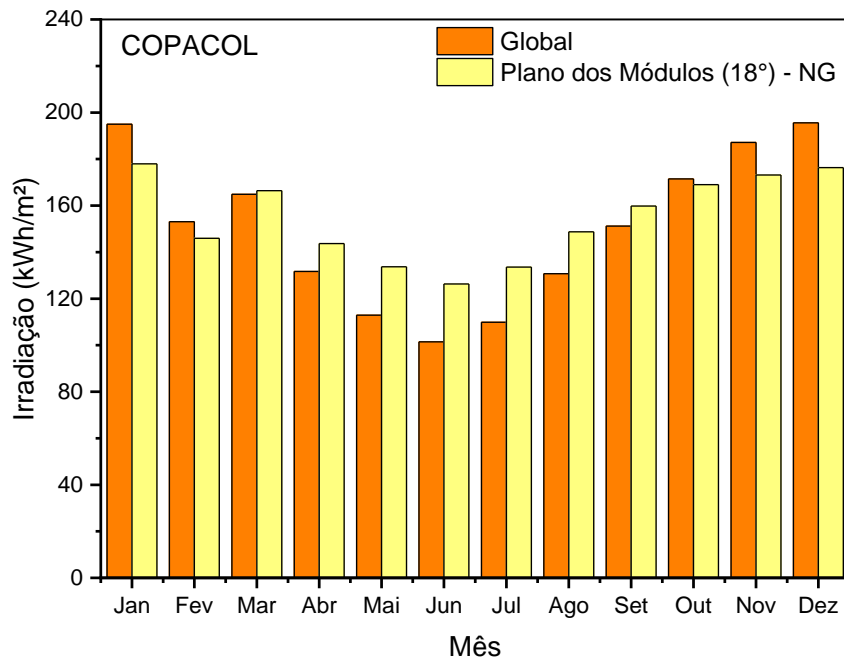


Figura 4.4. Irradiação solar global média mensal, no plano dos módulos e no plano voltado ao norte geográfico (NG) na propriedade rural COPACOL, obtidos por simulação.

Na Figura 4.5 está colocada a produção de energia elétrica média mensal do sistema fotovoltaico simulado durante os meses do ano. A produção máxima mensal é da ordem de 3.023 kWh e a mínima é da ordem de 2.268 kWh e a produção anual de energia é de 32,4 MWh, com produtividade anual de 1.612 kWh/kWp. O desempenho global, parâmetro que considera todas as perdas ocorridas ao longo do processo de produção de energia elétrica, foi de 85,2 %, conforme simulação. No entanto, cabe observar que o programa PV\*Sol considera temperaturas de operação mais baixas que as medidas nos locais (Araujo et al., 2018a).

Se for considerado um PR de 80 %, que pela experiência de sistemas FVs instalados em outros países é mais realista (Almeida, 2012) a produtividade anual cairia para 1514 kWh/kWp. Tiepolo et al., (2016), comenta que para o Paraná, considerando um PR de 75 %, a produtividade média é de 1490 kWh/kWp e a mais alta é de 1590 kWh/kWp, valores que se aproximam do intervalo estimado neste trabalho com PR de 80 %. Assim, considerando o desempenho global de 80 % e o consumo de energia elétrica de 2017 da propriedade, a produção de energia elétrica do sistema FV poderá contribuir para uma redução na conta de energia elétrica da ordem de 45 %.

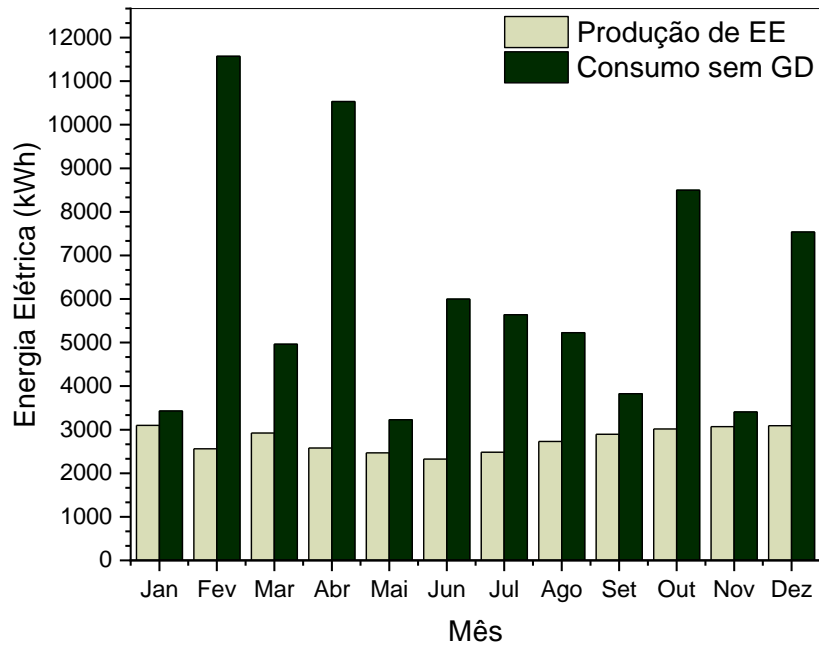


Figura 4.5. Produção mensal estimada de energia elétrica (EE) do sistema FV e consumo sem geração distribuída no ano de 2017 na propriedade rural.

## 4.2. Caracterização Elétrica dos Módulos FVs

Todos os módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente sob condições padrão de medição ( $1000 \text{ W/m}^2$ , espectro AM1,5G,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) com o simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG, instalado no Laboratório de Classificação do NT-Solar.

As médias dos parâmetros elétricos dos 70 módulos, nomeados com número NT-Solar de B1 até B70, foram calculadas e estão apresentadas na Tabela 4.1 juntamente com as características elétricas que o fabricante do módulo apresenta na ficha de dados (datasheet). É mostrado na Figura 4.6, o número de módulos fotovoltaicos em função da potência obtida no processo de medição. Os módulos de  $325 \text{ Wp}$ , segundo o fabricante podem ter potência no intervalo de  $325 \text{ Wp}$  a  $334,8 \text{ Wp}$ , uma vez que se admite uma variação de  $+ 3 \%$  na potência. Pelo valor de potência apresentado na Tabela 4.1, observa-se que a potência média está  $3,5 \%$  acima do valor nominal. Nenhum módulo FV apresentou potência abaixo de  $334 \text{ Wp}$ .

Tabela 4.1. Parâmetros elétricos médios medidos dos 70 módulos modelo Jinko Solar JKM325P e comparativo com valores de *datasheet*.

	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	FF (%)	$V_{MP}$ (V)	$I_{MP}$ (A)	$P_{MP}$ (W)	$\eta_{MÓD}$ (%)
<b>Média Medições</b>	45,98 $\pm 0,06$	9,44 $\pm 0,02$	77,48 $\pm 0,25$	37,65 $\pm 0,20$	8,94 $\pm 0,04$	336,4 $\pm 1,1$	17,34 $\pm 0,07$
<b>Ficha de dados JKM325P-72 (datasheet)</b>	46,7	9,10	76,48	37,6	8,66	325,0	16,8

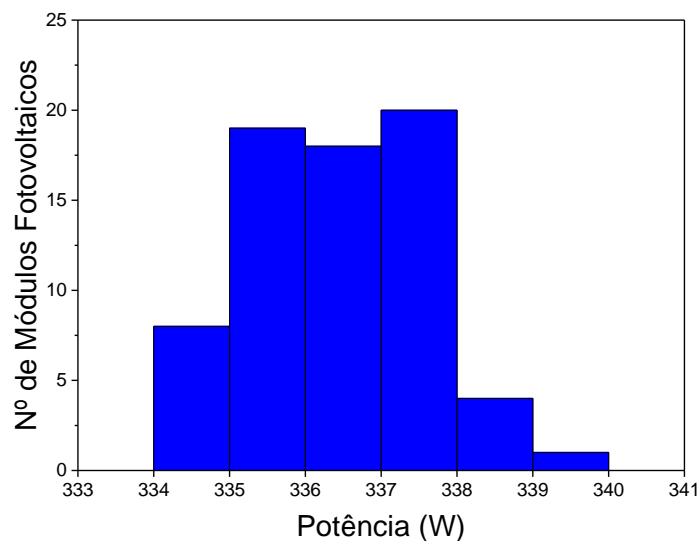


Figura 4.6. Número de módulos fotovoltaicos em função da potência determinada na caracterização elétrica dos módulos FV.

Dos 70 módulos FV caracterizados, oito módulos foram selecionados para testes, realização de inspeção e análises futuras, onde, destes oito módulos, quatro permaneceram nas dependências do NT-Solar na PUCRS, e quatro foram instalados na COPACOL, junto ao sistema fotovoltaico em local de fácil acesso. Destes quatro módulos dois módulos foram conectados em curto-circuito (B51 e B69), isto é, o terminal positivo e negativo estarão sempre conectados e dois em circuito aberto (B35 e B56), ou seja, com os cabos desconectados. A Tabela 4.2 demonstra as características elétricas medidas destes módulos anteriores à instalação na propriedade rural.

Tabela 4.2. Características elétricas dos módulos de teste antes da instalação junto ao sistema FV na propriedade rural COPACOL.

Nº NT Solar	Código de barras	V <sub>OC</sub> (V)	I <sub>SC</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	η <sub>MÓD</sub> (%)	η <sub>CEL</sub> (%)
B35	13C207171007100183351878	45,99	9,41	77,37	37,50	8,93	334,75	17,2	19,1
B51	13C207171007100183351969	45,92	9,44	77,22	37,42	8,94	334,75	17,2	19,1
B56	13C207171007100183351257	46,12	9,45	77,84	37,97	8,93	339,17	17,5	19,4
B69	13C207171007100183351151	46,05	9,48	77,03	37,73	8,91	336,25	17,3	19,2

Após a seleção dos módulos de teste e o processo de caracterização elétrica de todos os módulos fotovoltaicos, os mesmos foram classificados em função da I<sub>MP</sub> para serem organizados no arranjo fotovoltaico do sistema. O sistema fotovoltaico é composto de 4 painéis, sendo destes: dois painéis com combinação de 15 módulos FV cada e outros dois painéis com combinação de 16 módulos FV cada, totalizando 62 módulos instalados no sistema, e mais 4 módulos de teste. A Figura 4.7 demonstra a planta de situação com a organização dos módulos FV no arranjo. Vale destacar que como os módulos estão em série para atingir uma determinada tensão elétrica, o módulo FV com menor corrente limitará a corrente elétrica do conjunto. A Tabela 4.3 resume os parâmetros elétricos dos módulos FV do painel A, onde a corrente I<sub>MP</sub> do painel é de 8,94 A, o menor valor apresentado no mesmo painel.

Tabela 4.3. Características elétricas dos módulos fotovoltaicos do painel A.

ORDEM	Nº NT Solar	Código de barras	V <sub>OC</sub> (V)	I <sub>SC</sub> (A)	FF (%)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	P <sub>MP</sub> (W)	η <sub>MÓD</sub> (%)	η <sub>CEL</sub> (%)
1	B12	13C207171007100183350167	45,93	9,45	77,65	37,13	9,08	337,20	17,4	19,2
2	B2	13C207171007100183350514	45,88	9,46	77,73	37,13	9,08	337,50	17,4	19,3
3	B70	13C207171007100183351238	46,00	9,46	77,34	37,34	9,02	336,69	17,3	19,2
4	B50	13C207171007100183351914	45,91	9,48	77,28	37,33	9,01	336,31	17,3	19,2
5	B19	13C207171007100183350162	45,99	9,44	77,88	37,55	9,00	338,20	17,4	19,3
6	B13	13C207171007100183350149	45,95	9,44	77,72	37,51	8,99	337,40	17,4	19,3
7	B42	13C207171007100183351915	45,99	9,46	77,68	37,57	8,99	337,80	17,4	19,3
8	B65	13C207171007100183351239	46,03	9,46	77,76	37,66	8,99	338,50	17,4	19,3
9	B16	13C207171007100183350150	45,87	9,46	77,48	37,41	8,98	336,00	17,3	19,2
10	B43	13C207171007100183351883	45,91	9,44	77,96	37,59	8,98	337,73	17,4	19,3
11	B1	13C207171007100183350224	45,73	9,43	77,76	37,37	8,97	335,40	17,3	19,1
12	B53	13C207171007100183351260	46,06	9,45	77,68	37,70	8,97	338,01	17,4	19,3
13	B55	13C207171007100183351300	45,94	9,41	77,83	37,57	8,96	336,61	17,3	19,2
14	B17	13C207171007100183350124	46,00	9,46	77,35	37,65	8,94	336,50	17,3	19,2
15	B20	13C207171007100183350130	46,01	9,45	77,44	37,65	8,94	336,70	17,4	19,2



As características de cada painel são: Painel A,  $I_{MP} = 8,94$  A,  $V_{MP} = 562$  V; Painel B,  $I_{MP} = 8,92$  A,  $V_{MP} = 563$  V; Painel C,  $I_{MP} = 8,91$  A,  $V_{MP} = 603$  V; Painel D,  $I_{MP} = 8,88$  A,  $V_{MP} = 605$  V.

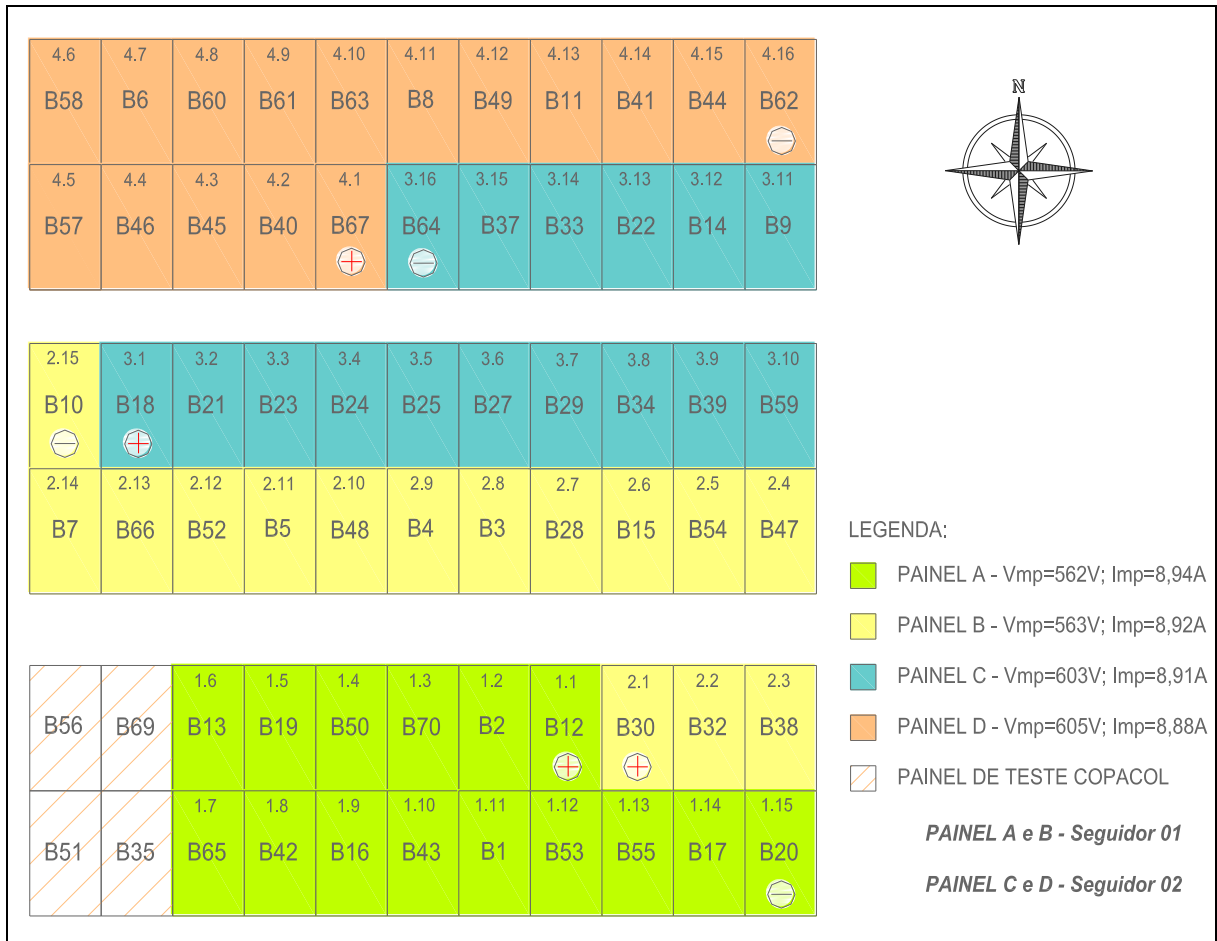


Figura 4.7. Planta de situação para a instalação e organização do arranjo FV da propriedade cooperada COPACOL. Cada cor identifica um painel com seus módulos FV conectados em série.

### 4.3. Análise do Sistema Fotovoltaico e da Instalação

O projeto executivo e instalação do sistema FV foi realizado pela empresa BSE Solar, com sede em Toledo no Paraná. A empresa foi a vencedora na tomada de preços realizada entre o período de 17/09/2017 a 08/11/2017 seguindo especificação técnica do sistema fotovoltaico na propriedade cooperada da COPACOL.

Foi encaminhado em 30/11/2017 a documentação referente ao projeto executivo do sistema FV, contemplando diagrama unifilar, multifilar, planta de

situação, memorial descritivo, projeto elétrico e ficha técnica dos equipamentos a serem utilizados, possibilitando iniciar a análise dos mesmos.

Foram propostas sugestões de modificação no projeto executivo e as mesmas foram discutidas junto à empresa. A principal solicitação foi a modificação da conexão do arranjo fotovoltaico com a casa de passagem (CS) e entrada de serviço (ES). Na tomada de preços, solicitaram-se cabos aéreos e corrente alternada, mas a empresa sugeriu cabos subterrâneos e corrente contínua em voltagem maior que 700 V. Foram aceitas as modificações nas formas de conexão, mas solicitou-se um novo caminho para os cabos subterrâneos para evitar um valão presente ao lado da CS e ES conforme pode ser visto na Figura 4.8.



Figura 4.8. Valão presente entre sistema FV e Casa de Passagem (CS).

Na Figura 4.9 (a) observa-se o projeto básico original com o caminho que seria realizado passando pelo valão e na Figura 4.9 (b) a correção deste caminho de como foi executado.

A Figura 4.10 apresenta o diagrama unifilar. Este diagrama é um componente do projeto de uma instalação elétrica, o qual representa graficamente toda a instalação elétrica, indicando a entrada de serviços, os quadros de distribuição, a divisão dos circuitos, a caracterização dos condutores e dos dispositivos de proteção. O diagrama unifilar deve ficar à disposição dos trabalhadores autorizados, das autoridades competentes e de outras pessoas autorizadas pela empresa e deve ser mantido atualizado conforme norma regulamentadora 10 (NR 10) que trata da segurança em instalações e serviços em eletricidade.

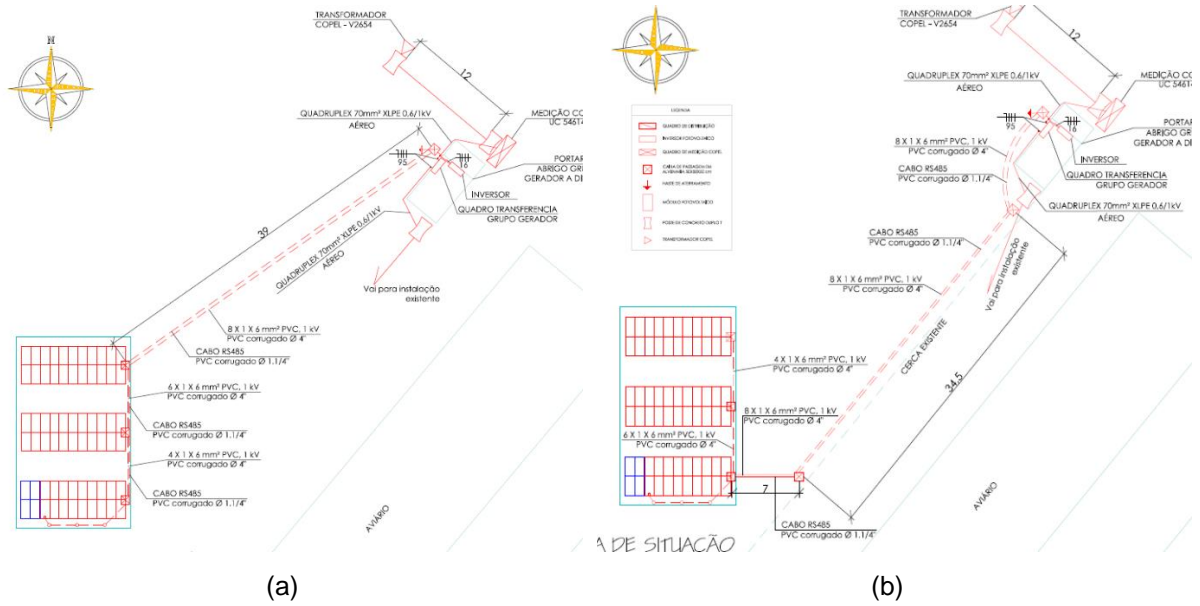


Figura 4.9. Na figura (a) observa-se caminho inicial passando pelo valão e na figura (b) correção do caminho evitando-se assim o valão (Palma, 2018).

Observa-se na Figura 4.10, que após a saída do inversor foi instalado um auto trafo de 20 kVA, reduzindo a tensão de saída do inversor trifásica de 380 V para trifásica de 220 V possibilitando assim a ligação/conexão com a rede de distribuição existente da Copel.

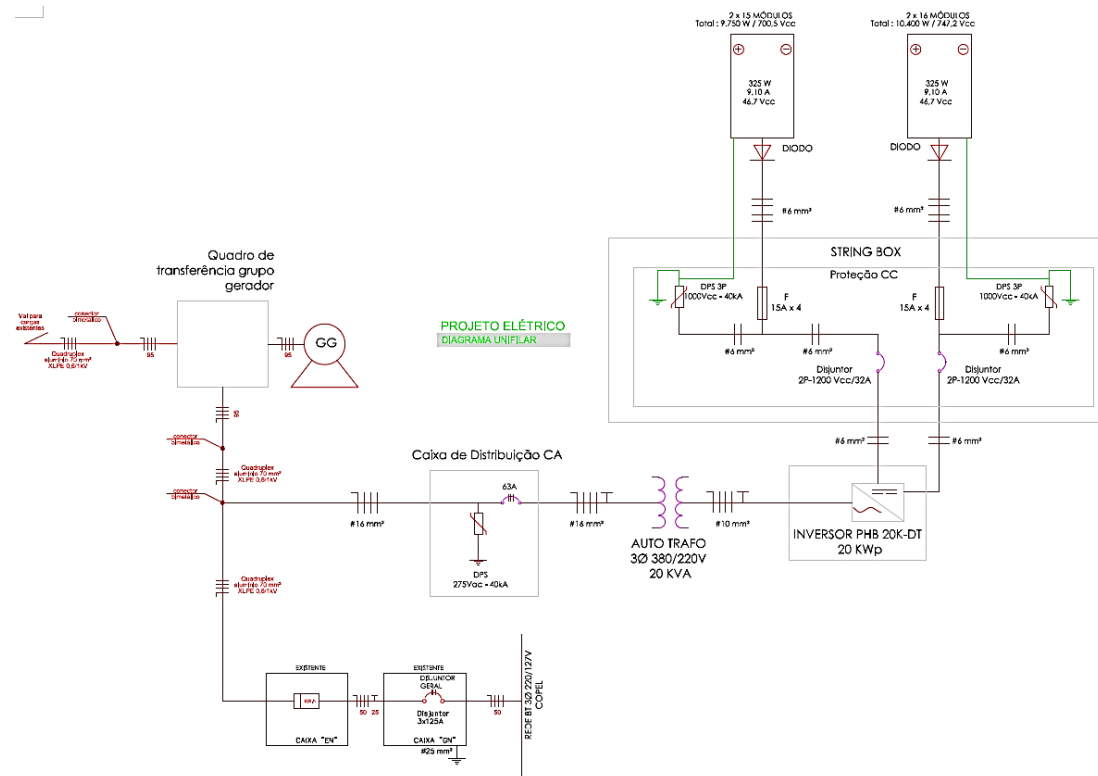


Figura 4.10. Diagrama unifilar do sistema FV da propriedade COPACOL (Palma, 2018).

O início e término da instalação do sistema FV seguindo o projeto executivo ocorreu em fevereiro de 2018. A Figura 4.11 mostra a cerca, os pilares de concreto e estruturas metálicas posicionadas para receber a instalação dos módulos fotovoltaicos. A Figura 4.12 mostra os instaladores da empresa BSE Solar posicionando os módulos fotovoltaicos sobre as estruturas metálicas.



Figura 4.11. Estruturas metálicas e início da instalação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 4.12. Instalação dos módulos fotovoltaicos.

A Figura 4.13 apresenta a instalação do arranjo fotovoltaico. O local da instalação seguiu o projeto executivo e a colocação dos módulos seguiu a disposição enviada para a BSE Solar conforme mostrado anteriormente na Figura 4.7.



Figura 4.13. Vista do arranjo FV concluído.

Em maio de 2018 foi realizada a vistoria da instalação e constatou-se que a cerca de isolamento foi instalada muito próxima ao arranjo fotovoltaico, como pode ser visualizado na Figura 4.14, dificultando a passagem de técnicos e visitantes pelo espaço lateral e produzindo sombra sobre os módulos FVs.



(a)



(b)

Figura 4.14. (a) Detalhe da pequena distância entre cerca e estrutura dos módulos e (b) das sombras causadas pelos pilares da cerca.

Assim, foi necessário realizar o reposicionamento da cerca. Foi realizada a alteração da cerca em 1,5 m em relação aos módulos para evitar sombra sobre os mesmos e melhorar a passagem de pessoas nas laterais do arranjo FV. A Figura 4.15 demonstra o posicionamento da cerca. Também foi alterada a posição da porta de acesso e colocado aviso de “Risco de Choque Elétrico”.



Figura 4.15. (a) Cerca próxima ao arranjo FV e em (b) reposicionamento da cerca em 1,5 m em relação ao arranjo FV.

Observou-se durante a vistoria o acúmulo de sujidade sobre os módulos e excrementos de pássaros, cobrindo diversas células solares. A Figura 4.16 apresenta uma comparação do estado dos vidros dos módulos FVs no dia da instalação em fevereiro de 2018 com o dia da vistoria em maio do mesmo ano. Este acúmulo se deve ao fato de que o mês de abril de 2018 teve um índice pluviométrico menor que o normal, acarretando assim no aumentando da presença de poeira nos módulos FVs. Este acúmulo de pó poderá ser observado em sistemas instalados na região e cujo efeito poderá ser avaliado futuramente. Foram realizadas medidas de irradiância e de corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos de teste B35, B51, B56 e B69 no dia da vistoria e uma comparação com os dados medidos em laboratório. Constatou-se que o pó acumulado reduziu a corrente elétrica produzida em aproximadamente 4,8 %. Conforme (Tanesab et al., 2019), a redução de performance em um módulo fotovoltaico, pelo acúmulo de poeira pode variar de acordo com o tipo de partícula e seu tamanho. O estudo realizado por (Guan et al., 2017), relacionou a perda de

potência e transmitância em módulos de silício a partir de diferentes densidades de poeira. A Tabela 4.4 demonstra os resultados obtidos.

Tabela 4.4. Comparação da transmitância e perda de potência obtidas a partir de diferentes densidades de poeira.

Densidade de poeira acumulada ( $\text{g.m}^{-2}$ )	Perda de Transmitância Relativa (%)	Razão de perda de Potência (%)
0	100	100
5,06	82,64	93,69
7,58	81,64	90,49
12,64	75,68	79,38

A orientação ao NG foi verificada com trena digital Fluke, modelo 424D. A distância entre fileiras de módulos seguiu o projeto executivo, sendo de 3,3 m e o ângulo dos módulos, que no projeto deveria ser de  $18^\circ$  para a máxima produção anual de energia elétrica, foi medido nos módulos inferiores de cada fileira. Os valores medidos, apresentados na Figura 4.17, ficaram no intervalo de  $16,6^\circ$  a  $18,1^\circ$ , ou seja, uma diferença máxima de até  $1,5^\circ$ , aceitável para a estrutura utilizada e com impacto desprezível na produção de energia elétrica anual.



(a)

(b)

Figura 4.16. (a) Arranjo FV em fevereiro de 2018, após a instalação e (b) em maio do mesmo ano, destacando-se o acúmulo de pó sobre os módulos FV, com maior acúmulo na parte inferior.

4.6	4.7	4.8	4.9	4.10	4.11	4.12	4.13	4.14	4.15	4.16
B58	B6	B60	B61	B63	B8	B49	B11	B41	B44	B62
17,1	17,2	17,3	17,4	17,3	17,3	17,3	17,3	17,4	17,5	17,7
4.5	4.4	4.3	4.2	4.1	3.16	3.15	3.14	3.13	3.12	3.11
B57	B46	B45	B40	B67	B64	B37	B33	B22	B14	B9
				+	-					

2.15	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	3.10
B10	B18	B21	B23	B24	B25	B27	B29	B34	B39	B59
16,6	16,8	16,9	17,1	17,2	17,1	17,1	17,1	17,2	17,2	17,2
2.14	2.13	2.12	2.11	2.10	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4
B7	B66	B52	B5	B48	B4	B3	B28	B15	B54	B47

		1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	2.1	2.2	2.3
B56	B69	B13	B19	B50	B70	B2	B12	B30	B32	B38
17,8	17,7	17,6	17,7	17,7	17,7	18,0	18,1	18,1	17,8	17,7
		1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15
B51	B35	B65	B42	B16	B43	B1	B53	B55	B17	B20
										-

Figura 4.17. Valores dos ângulos de inclinação dos módulos, variando de 16,6° a 18,1°.

A Figura 4.18 mostra a parte interna da Casa de Passagem (CS) onde foram instalados o inversor, o transformador e os quadros de comando e proteção CC e CA.



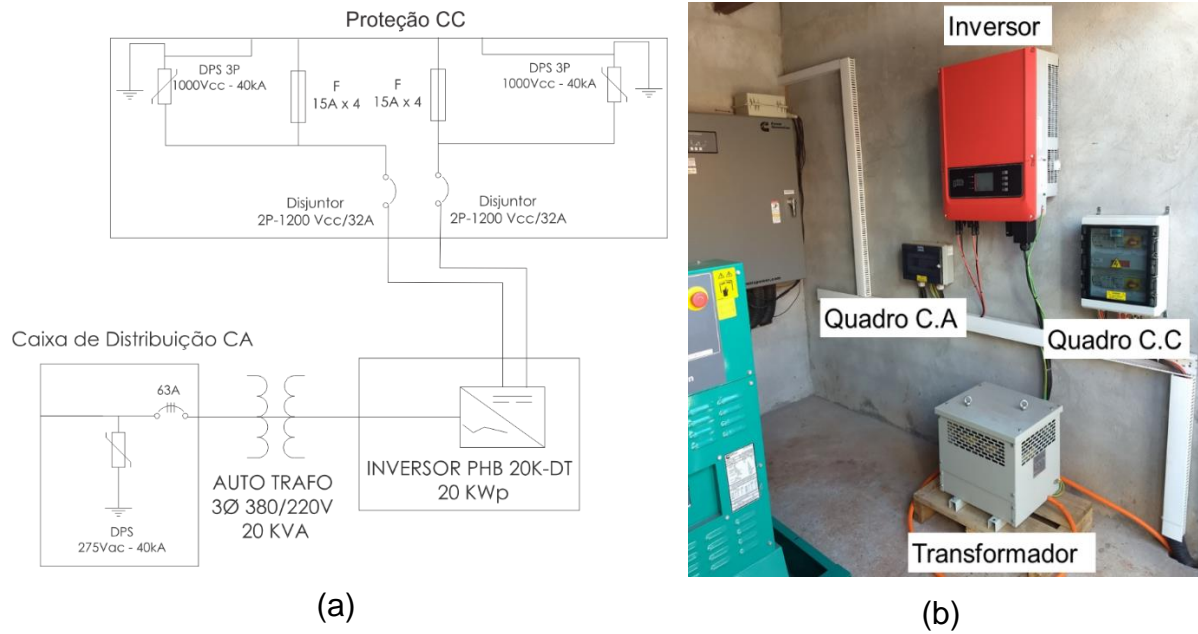


Figura 4.18. Casa de Passagem (CS): (a) Esquema elétrico do local e (b) Equipamentos do sistema fotovoltaico instalados conforme esquema elétrico.

Foram instalados:

- Inversor da marca PHB, modelo PHB20K-DT, mostrado na Figura 4.19;
- Quadro de comado e proteção CC, com 6 protetores de surto, 8 fusíveis e duas chaves seccionadoras, mostrado na Figura 4.20;
- Quadro de comado e proteção CA, com 4 protetores de surto e 1 chave seccionadora, mostrado na Figura 4.21;
- Autotransformador 380V/220V, mostrado na Figura 4.22.

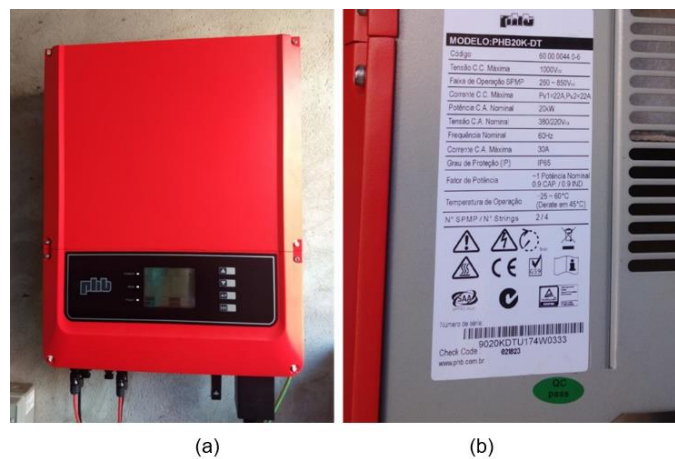


Figura 4.19. Inversor PHB: (a) vista frontal e (b) etiqueta com dados técnicos e número de série.



Figura 4.20. Quadro de comando e proteção CC.



Figura 4.21. Quadro de comando e proteção CA.



(a)



(b)

Figura 4.22. (a) Autotransformador e (b) etiqueta de identificação.

Todos os equipamentos instalados estão de acordo com as informações do memorial descritivo e projeto executivo fornecidos pela empresa BSE Solar.

Os quadros de comando e proteção CA e CC foram analisados com a câmara termográfica Fluke, modelo I60, a fim de observar possíveis pontos quentes. As Figura 4.23 e Figura 4.24 mostram os quadros CA e CC, respectivamente. Encontrou-se um problema no quadro CA que pode ser devido ao aperto insuficiente dos parafusos de fixação dos cabos no disjuntor. Já no caso do quadro CC, há uma região que está 6 °C acima das demais, indicando um problema de aperto de parafusos ou de subdimensionamento do barramento dos painéis C-D (1-2) para a tensão e corrente.

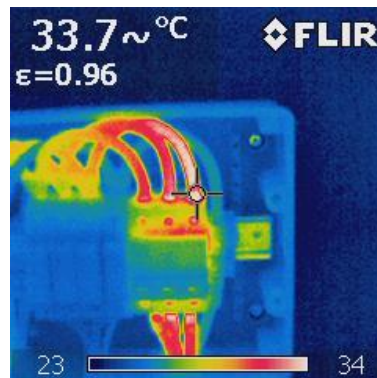


Figura 4.23. Imagem termográfica indicando a distribuição da temperatura do quadro de comando e proteção CA.

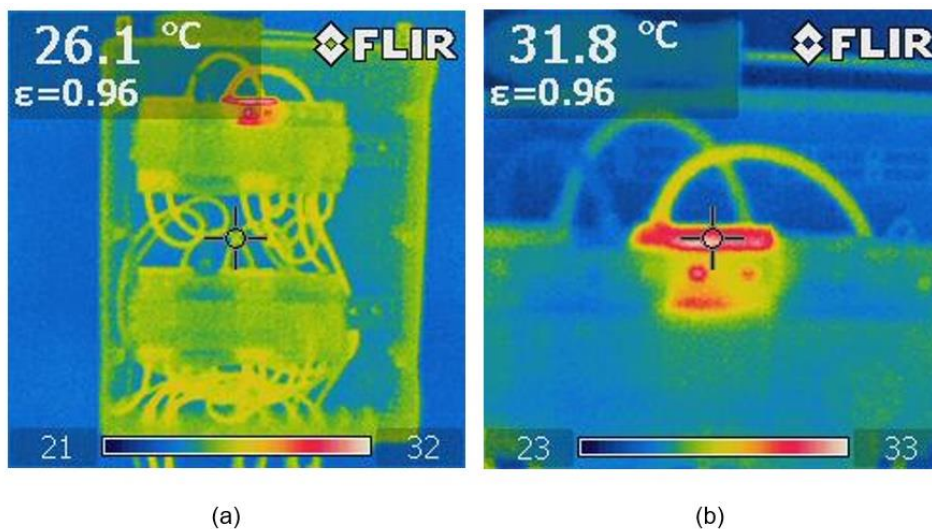


Figura 4.24. Imagens termográficas com a temperatura do (a) quadro de comando e proteção CC e (b) detalhe do mesmo quadro.

As correntes são as mesmas nos painéis, contudo os painéis C-D (1-2) produzem uma tensão elétrica de 40 V acima da dos outros pois possui um maior número de módulos em série. No diagrama da Figura 4.7, os painéis foram ordenados de A a D e na entrada do quadro CC, os mesmos foram etiquetados de 1 a 4. A Tabela 4.5 apresenta os valores medidos de tensão e corrente elétrica dos painéis.

Tabela 4.5. Tensões e correntes elétricas dos painéis fotovoltaicos. As medições de corrente foram realizadas nos cabos + e – ( $I_{mp+}$  e  $I_{mp-}$ ).

Painéis (Quadro CC)	$V_{oc}$ (V)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp+}$ (A)	$I_{mp-}$ (A)
D - 1	660,0	530,0	7,1	6,9
C - 2	659,8	525,0	7,5	7,4
B - 3	617,5	495,0	7,0	7,1
A - 4	617,5	495,0	7,0	7,2

O sistema de monitoramento está constituído pelos equipamentos descritos no item 3.4 deste trabalho. Verificou-se em dezembro de 2018 como foram instalados os sensores de monitoramento e o sistema de aquisição de dados.

A Figura 4.25 e a Figura 4.26 apresentam os sensores instalados na parte posterior do arranjo fotovoltaico e o sistema de aquisição e automação de dados instalado sob o arranjo FV e na casa de passagem.

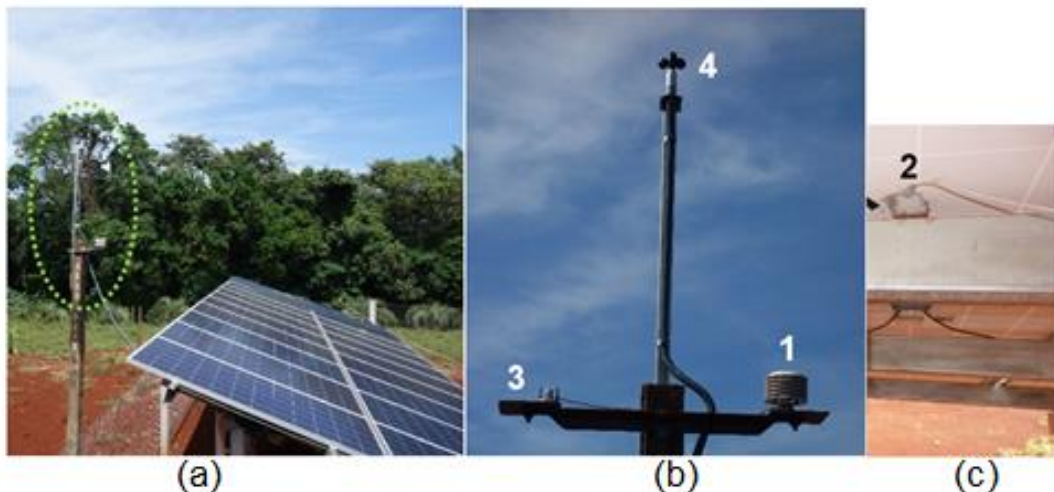


Figura 4.25. (a) Sensores do sistema de monitoramento em (b) 1 - sensor de temperatura ambiente, 3 – piranômetro e 4 – anemômetro em (c) sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos (colado na face posterior).



Figura 4.26. Caixa do sistema de monitoramento onde estão os circuitos eletrônicos de medição, sob os módulos FVs e (b) PHB logger, na casa de passagem.

A instalação da estação meteorológica responsável pela medição de irradiância solar, velocidade do vento, temperatura dos módulos e do ambiente entrou em operação em junho de 2018, contudo este sistema fornecido pela empresa PHB, apresentou falha na medição de irradiância, comprometendo dados dos meses de julho, agosto e setembro.

Verificou-se junto à empresa que a falha se encontra no transdutor do equipamento, assim, durante os meses de análises do sistema FV, ocorreram problemas na aquisição correta dos dados. Entre as falhas observadas, estão:

- Não sincronização entre dado coletado pelo datalogger e dado produzido pelo inversor;
- Ausência de dados ou perda parcial dos dados na falta de internet;
- Medição errônea para situações de alta irradiância solar.

Observou-se também que o sistema FV em alguns dias dos meses analisados não produziu energia. Isto ocorreu por:

- Manutenção do sistema;
- Flutuação do nível de tensão da rede no lado da concessionária;

A Figura 4.27 mostra o número de dias de funcionamento e o número de falhas do inversor e do sistema de monitoramento ao longo deste trabalho.

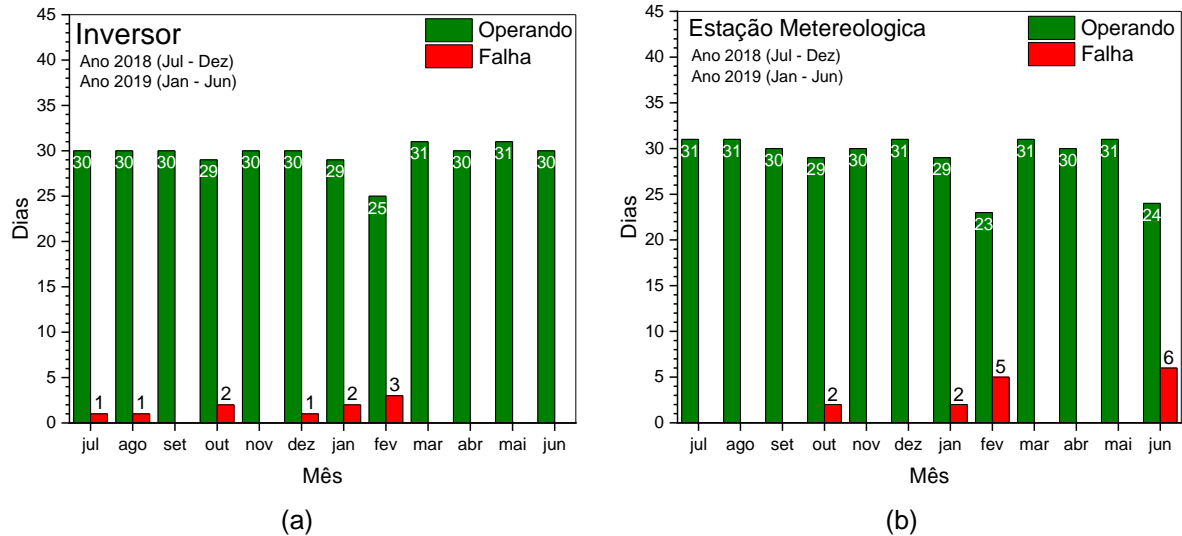


Figura 4.27. Número de dias de operação e de falhas do (a) inversor e do (b) sistema de monitoramento (estação meteorológica) nos meses completos de operação.

Mesmo com o sistema meteorológico solar em operação, observaram-se falhas nas medidas de irradiância solar com medidas errôneas e perda parcial ou total das informações.

#### 4.4. Análise do Aterramento do Sistema Fotovoltaico

O sistema de aterramento utilizado é composto por cabos de cobre nu, com seção nominal de 50 mm<sup>2</sup>, interligados à estrutura metálica de suporte do sistema fotovoltaico conforme mostra a Figura 4.28 (a). Estão conectados às hastes de aço cobreado com condutividade mínima de 25% IACS (*International Annealed Copper Standard*), com diâmetro de 5/8" e com comprimento de 1,20 m. Estas hastes foram cravadas no solo ao lado de cada pilar de concreto do sistema Figura 4.28 (b) e nas caixas de passagem. A conexão entre cabos e hastes foi realizada por meio de conectores aparafusados, conforme se observa na Figura 4.29 (a). Para a ligação da estrutura de alumínio dos módulos fotovoltaicos com a estrutura metálica galvanizada de suporte do sistema, foi realizada a conexão com fita de cobre estanhada como mostra a Figura 4.29 (b). Para a interligação da própria estrutura e entre os painéis foi verificada a utilização de fio do tipo "brasileirinho" verde-amarelo de seção nominal 4 mm<sup>2</sup>, conforme mostra a Figura 4.30.



Figura 4.28. (a) Cabo de cobre nu de 50 mm<sup>2</sup> de secção reta, interligado à estrutura metálica e (b) ponto de colocação das hastes de aterramento do sistema, ao lado do pilar de concreto.



Figura 4.29. (a) Conector de aperto para conectar cabo a haste de aterramento e (b) Ligação da estrutura de alumínio do módulo FV com estrutura galvanizada.

A medição de continuidade do sistema de aterramento foi realizada com utilização de multímetro e cabos de longo alcance conforme demonstrado na Figura 4.31. Utilizou-se o multímetro Fluke, modelo 179, e cabo com comprimento de até 40 metros.



Figura 4.30. Fiação utilizada para conexão entre estruturas e painéis.

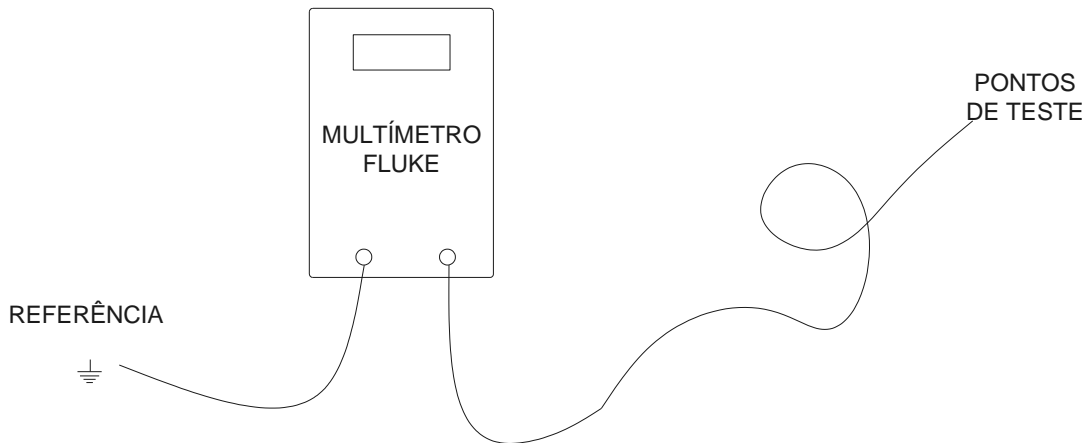


Figura 4.31. Exemplo de medição de continuidade.

O sistema FV encontrava-se instalado, mas não estava interligado à rede elétrica em maio de 2018. Desta forma, optou-se em utilizar o método de teste conhecido como “Queda de Potencial” para medição da resistência de aterramento. Este método é usado para medir a capacidade de dispersão de corrente elétrica em um sistema de aterramento ou a capacidade de dispersão em um eletrodo de aterramento individual.

Para correta medição, o aterramento (haste em teste), independentemente de suas propriedades, deve ser desconectado do restante do sistema, de forma que a medida não sofra interferências dos demais pontos de aterramento. A haste de prova foi disposta fora da esfera de influência do eletrodo de aterramento em teste e da haste de corrente auxiliar, o local de medição encontrava-se seco (ideal para as medidas) e com umidade inferior a 60%.

A Figura 4.32 mostra a medida realizada na haste A, com uma haste de prova disposta a uma distância de 10 m. O equipamento utilizado para medições corresponde ao terrômetro digital MTD-20kW que mede resistências de aterramento e resistividades de solo. Os resultados obtidos das medidas estão resumidos no Quadro 4.1. Resistências de aterramento medidas.





Figura 4.32. Medição resistência de aterramento haste “A”, a uma distância de 10 m.

Quadro 4.1. Resistências de aterramento medidas.

<b>Data:</b>	07/05/2018	
<b>Umidade relativa do ar</b>	41%	
<b>Temperatura ambiente</b>	33 °C	
<b>Haste em teste</b>	<b>Distância (m) da haste de prova</b>	<b>Resistência (<math>\Omega</math>) Medida</b>
A	10	55,8
A	15	56,2
A	20	56,9

Com relação à continuidade de aterramento do sistema o mesmo não apresentou falha e mostrou-se eficaz. Os pontos de aterramento foram interligados, formando uma única malha de aterramento equipotencializada para todos os elementos/equipamentos que compõem o sistema.

No Brasil, até o momento da confecção deste trabalho não existe uma norma que defina qual deve ser a mínima medida de resistência de aterramento em um sistema fotovoltaico, porém pode-se utilizar as normas internacionais para o ramo de energia solar fotovoltaica, como a americana NFPA. Na seção 250.53 (A), a mesma informa que quando não existe definição de resistência deve-se estabelecer que as hastes de aterramento individuais tenham uma resistência menor ou igual a 25  $\Omega$  para garantir a segurança de equipamentos e pessoas ou animais no local.

Se utilizado este parâmetro, fica claro que as medidas realizadas nas hastes apresentaram resistência muito superior ao recomendado. Isto pode indicar algumas possibilidades, as quais são:

- O terreno, em sua camada inferior, provavelmente é composto de rochas ou pedras que dificultam a passagem da corrente elétrica;
- As hastes utilizadas são curtas e não são suficientes para atingir uma profundidade ótima de dispersão;
- Estruturas na volta, como a própria fundação, impedem a correta dispersão de corrente elétrica no solo.

Como medida de correção sugeriu-se que as hastes fossem interligadas umas nas outras ou ainda que as mesmas fossem substituídas por hastes mais compridas, capazes de atingir uma profundidade maior de dispersão de corrente. Outro ponto observado no sistema foi da utilização de conector do tipo aparafusado de liga diferente do da haste e cabo de cobre nu. Assim, foi sugerido realizar a substituição do mesmo para evitar a corrosão galvânica futuramente entre estes materiais.

#### **4.5. Análise da Temperatura de Operação dos Módulos FVs**

Realizou-se uma análise da temperatura do arranjo fotovoltaico com utilização da câmara infravermelha da marca Fluke, modelo I60. Foram tomadas imagens de todos os módulos FVs e foi possível constatar que não existiam regiões com maiores temperaturas. Vale ressaltar que em maio de 2018 quando foi realizada a vistoria e estas análises, o sistema fotovoltaico, todavia não se encontrava conectado à rede e os módulos fotovoltaicos estavam em circuito aberto (corrente elétrica nula).

A Figura 4.33 apresenta algumas imagens obtidas da parte posterior dos módulos fotovoltaicos e de pontos de conexão dos painéis. A temperatura dos módulos estimada ficou no intervalo de 44,6 °C a 47,1 °C, dependendo da irradiância solar no momento da medida (10h47m até 13h10m). No módulo de teste B35, foram colocados dois sensores de temperatura. Na Figura 4.33 mostra-se no canto inferior direito a imagem obtida com a câmera da região com os sensores termopar. No

momento da obtenção da imagem, o termopar conectado a um multímetro Fluke modelo 179 indicava 50,4 °C, ou seja, uma diferença de 3,3 °C, aceitável considerando as duas técnicas, mas podendo ser corrigido ainda mais com ajuste da emissividade na câmera infravermelha.

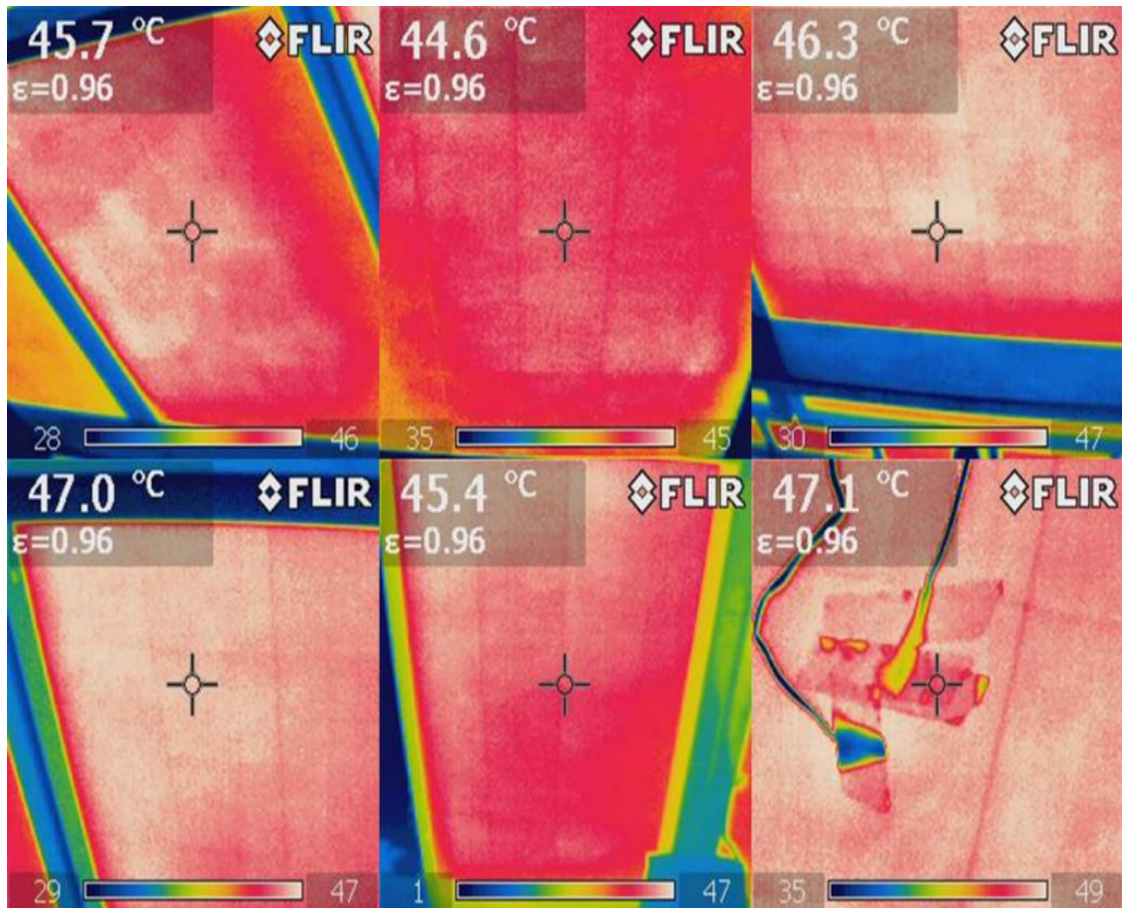


Figura 4.33. Imagens da face posterior dos módulos fotovoltaicos obtidas com câmera infravermelha. A imagem inferior à direita corresponde ao módulo de teste B35.

A temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e umidade relativa do ar foi medida com um termo-higrômetro ICEL modelo HT-208. A temperatura dos módulos fotovoltaicos ( $T_{Módulo}$ ) foi medida com dois sensores, um conectado ao termo-higrômetro ICEL e outro ao multímetro Fluke modelo 179, sendo que ambos foram colocados na parte inferior do módulo FV de teste com código NT-Solar B35. A Tabela 4.6 resume os resultados das medições realizadas.

Tabela 4.6. Medidas de temperatura (ambiente e dos módulos FVs) e umidade relativa do ar realizadas em maio de 2018.

<b>Parâmetros</b>	<b>Medida 1</b>	<b>Medida 2</b>	<b>Medida 3</b>	<b>Medida 4</b>
<b>Hora</b>	10:47	11:18	12:40	13:10
<b>T<sub>Amb</sub> (°C)</b>	28,4	30	33,6	34,4
<b>T<sub>Módulo</sub> (°C) (Termo-higrômetro)</b>	41,6	44,4	50,4	50,9
<b>T<sub>Módulo</sub> (°C) (Termopar)</b>	45,3	47,1	50	54,1
<b>Umidade relativa (%)</b>	50	45	41	38

Em dezembro de 2018, foi realizada uma nova inspeção do sistema FV já em operação, a fim de verificar a medição da irradiância solar (G) no plano do arranjo fotovoltaico, temperatura e  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  dos módulos fotovoltaicos de teste.

Para medição da irradiância solar no plano dos módulos foram utilizadas duas células solares encapsuladas e calibradas (denominadas de NT-Solar e Isofoton). A primeira célula padrão foi calibrada no simulador solar do NT-Solar/PUCRS, na qual se mede o valor da corrente elétrica e calcula-se a irradiância solar. A segunda célula padrão foi calibrada no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, que tem como grandeza física medida a tensão elétrica em um resistor associado à célula solar. A Figura 4.34 ilustra como as células foram fixadas na estrutura do arranjo para que estivessem no mesmo ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.

Em relação aos módulos de teste (B35, B51, B56 e B69), a tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito foram medidas. A temperatura dos módulos fotovoltaicos ( $T_{mod}$ ) foi medida com dois sensores e com multímetros Fluke modelo 179, onde, um termopar foi fixado ao lado do sensor de temperatura utilizado para medir a temperatura dos módulos FVs pelo sistema de monitoramento, e outro termopar foi fixado sob outro módulo FV. A temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e umidade relativa do ar foi medida com um termo-higrômetro ICEL modelo HT-208. A Figura 4.35 mostra os multímetros utilizados e os termopares fixados sob os dois módulos fotovoltaicos.



Figura 4.34. Células solares (Isfoton e NT-Solar) de referência colocadas na estrutura de fixação ao lado dos módulos fotovoltaicos de teste.



(a)



(b)

Figura 4.35. (a) Multímetros usados para medir a  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  dos módulos FVs de teste e (b) termopares e multímetros colocados para medir a temperatura dos módulos FVs. Os termopares 1 e 3 foram colocados sob diferentes células solares e o sensor 2 é do sistema de monitoramento.

Foram realizadas 17 medidas de forma repetitiva no período de 10h31min às 11h32min, na seguinte sequência de leituras: temperatura ambiente, temp. termopar 1 (módulo B17), temp. termopar 3 (módulo B32), umidade relativa do ar, corrente elétrica - célula NT-Solar, tensão elétrica - célula Isfoton,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  de cada módulo de

teste. A medida de irradiância solar e temperatura foi realizada em dois momentos para verificar possíveis variações durante a sequência de medidas.

A Tabela 4.7 resume os resultados de medições da  $T_{amb}$ ,  $T_{mod}$  e irradiância solar (G) para comparação com os valores registrados com o sistema de monitoramento. Como se pode observar, os valores de temperatura ambiente e de temperatura dos módulos fotovoltaicos medidos com termopares estão abaixo dos valores do sistema de monitoramento. Durante as medições a média da temperatura ambiente foi de 1,5 °C de diferença em relação ao medido com o termopar e o medido com o sistema de monitorado, que está dentro das margens de incerteza dos instrumentos utilizados. No que se refere a  $T_{mod}$ , o sensor do sistema de monitoramento mediu valores maiores, diferença média de aproximadamente 4 °C, o que se aproxima das ECTs (*equivalent cell temperature*) calculadas a partir das medidas realizadas nos módulos de teste.

Tabela 4.7. Medidas de  $T_{amb}$  e  $T_{mod}$  fotovoltaicos obtidas no local com termopares e com os sensores do sistema de monitoramento. A irradiância solar apresentada foi medida com célula de referência calibrada no NT-Solar.

Hora	$T_{amb}$ (°C)	$T_{amb}$ (°C) Monit.	$T_{mod}$ (°C) Termopar 1 B32	$T_{mod}$ (°C) Termopar 3 B17	$T_{mod}$ (°C) Monit.	Irradiância (W/m <sup>2</sup> ) Célula NT-Solar
10:39	32,5	29,9	52,5	52,5	54,4	763
10:49	33,5	30,7	52,8	53,7	58,2	765
10:59	32,9	31,7	52,4	52,2	58,1	704
11:19	35,1	34,9	55,8	55,3	59,6	793
11:29	36,1	35,5	57,0	57,0	60,8	867
<b>Média</b>	<b>34,0</b>	<b>32,5</b>	<b>54,1</b>	<b>54,1</b>	<b>58,2</b>	<b>778</b>

Os dados da estação solarimétrica (irradiância solar, temperaturas e velocidade do vento) são registrados a cada 10 min e a potência do sistema FV (dado gerado pelo inversor) é registrado a cada 2 min, ou seja, os dois sistemas não operam em sincronismo sendo necessário realizar ajuste nas medidas.

Na Tabela 4.8 apresenta-se um resumo das medidas de irradiância solar. Contudo, como mencionado anteriormente na seção 4.3, o sistema de monitoramento apresenta falha de medição de irradiância apresentando saturação. Desta forma a medida de irradiância ficou da ordem de 13 % acima dos valores medidos com as células solares de referência.

Tabela 4.8. Medidas de irradiância solar com as células solares calibradas e do sistema de monitoramento em dezembro de 2018, da ordem de 13 % acima do valor das células de referência.

Hora	Irradiância (W/m <sup>2</sup> ) Célula Isofoton	Irradiância (W/m <sup>2</sup> ) Célula NT-Solar	Irradiância (W/m <sup>2</sup> ) Monitoramento	Razão entre Medido NT-Solar e Monit.
10:39	764	763	866	0,881
10:49	766	765	883	0,866
10:59	704	704	838	0,840
11:19	799	793	913	0,868
11:29	878	867	980	0,885
<b>Média</b>	<b>782</b>	<b>778</b>	<b>896</b>	<b>0,869</b>

A Tabela 4.9 apresenta os valores medidos da  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  dos módulos de teste em dezembro de 2018 bem como a irradiância solar medida com a célula padrão NT-Solar. Somente foram considerados cinco instantes de medida, quando houve sincronia entre o sistema de monitoramento e dados do inversor.

Com os valores de  $V_{oc}$  e da irradiância solar, pode-se estimar a temperatura equivalente da célula solar (*ECT, equivalent cell temperature*). Sendo esta uma forma de caracterizar a temperatura de operação das células solares nos módulos FVs conforme a IEC 60904-5 - *Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method*. Este método é considerado mais adequado que o uso de termopares, pois fornece o comportamento do módulo por completo em relação a temperatura. A partir das características elétricas do módulo sob condições padrão (STC, *standard test conditions*, 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1,5 G e 25 °C), do parâmetro  $\beta$  dos módulos (coeficiente de temperatura da  $V_{oc}$ , obtido do datasheet do módulo FV) e da  $V_{oc}$  medida no local, estima-se a temperatura de operação das células utilizando as

Equações 2.3 e 2.4. O parâmetro “a” foi obtido experimentalmente nos laboratórios do NT-Solar utilizando os módulos de teste Jinko JKM330-72PP, 320 Wp, variando-se a irradiância incidente no módulo mediante filtros. Conforme Tabela 4.10 o valor de “a” encontrado e utilizado no cálculo da ECT foi de 0,045.

Tabela 4.9. Correntes e tensões elétricas medidas nos módulos de teste em dezembro de 2018 e obtidas nas STC (em laboratório).

Módulo	Parâmetro	10:39	10:49	10:59	11:19	11:29
<b>B35</b>	I <sub>sc</sub> medida (A)	7,25	7,43	7,14	7,67	7,73
	I <sub>sc</sub> STC (A)	9,408				
	V <sub>oc</sub> medida (V)	39,7	39,6	39,7	39,3	39,4
	V <sub>oc</sub> STC (V)	46,0				
	Irradiância Célula NT (W/m <sup>2</sup> )	763	765	704	793	867
<b>B51</b>	I <sub>sc</sub> medida (A)	7,28	7,46	7,18	7,61	7,69
	I <sub>sc</sub> STC (A)	9,439				
	V <sub>oc</sub> medida (V)	40,2	40,2	40,3	40	40
	V <sub>oc</sub> STC (V)	45,9				
	Irradiância Célula NT (W/m <sup>2</sup> )	763	765	704	793	867
<b>B56</b>	I <sub>sc</sub> medida (A)	7,32	7,51	7,19	7,91	7,99
	I <sub>sc</sub> STC (A)	9,447				
	V <sub>oc</sub> medida (V)	40,7	40,6	40,7	40,5	40,05
	V <sub>oc</sub> STC (V)	46,1				
	Irradiância Célula NT (W/m <sup>2</sup> )	763	765	704	793	867
<b>B69</b>	I <sub>sc</sub> medida (A)	7,25	7,45	7,14	7,79	7,84
	I <sub>sc</sub> STC (A)	9,479				
	V <sub>oc</sub> medida (V)	40,6	40,5	40,6	41,2	40,6
	V <sub>oc</sub> STC (V)	46,1				
	Irradiância Célula NT (W/m <sup>2</sup> )	763	765	704	793	867

Tabela 4.10. Valor do parâmetro “a” para o módulo fotovoltaico instalado no sistema fotovoltaico.

Módulo B68	E (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)	Voc (V)	a
(JKM330P-72)	1004,5	25,0	45,89	0,045
	652,5	24,9	45,02	



Conforme se pode observar pelos resultados da Tabela 4.11, as ECTs são maiores que as temperaturas medidas nos módulos fotovoltaicos, sendo que a diferença máxima foi de 6,8 °C, a mínima de 1,7 °C e a média de 3,7 °C. A diferença média está de acordo com o encontrado na literatura, onde consta que a temperatura de operação da célula solar é da ordem de 2,5 °C a 3,0 °C superior a temperatura da face posterior do módulo (Carrillo et al., 2017), (Whitfield e Osterwald, 2001). A célula solar está encapsulada e entre a face posterior e a célula há uma camada de EVA e uma de filme isolante, normalmente composto de Tedlar® e PET. Conforme o relatado anteriormente e esta comparação da temperatura medida e da ECT, pode-se concluir que a temperatura dos módulos está sendo medida de forma adequada

da pelo sensor do sistema de monitoramento.

Tabela 4.11. Valores das temperaturas equivalentes de célula solar (ECT) de cada módulo FV de teste, calculadas a partir das  $V_{oc}$  e das irradiâncias medidas em dezembro de 2018.

<b>Parâmetro</b>	<b>10:39</b>	<b>10:49</b>	<b>10:59</b>	<b>11:19</b>	<b>11:29</b>
<b>T<sub>MOD</sub> (°C) Termopar 1 (B32)</b>	52,5	52,8	52,2	55,3	57,0
<b>T<sub>MOD</sub> (°C) Monitoramento (B17)</b>	54,4	58,2	58,1	59,6	60,8
<b>ECT do modulo B35 (°C)</b>	65,2	65,9	64,0	68,6	69,1
<b>ECT do modulo B51 (°C)</b>	61,3	61,3	59,4	63,2	64,5
<b>ECT do modulo B56 (°C)</b>	59,0	59,7	57,8	61,0	65,4
<b>ECT do modulo B69 (°C)</b>	59,2	60,0	58,1	55,6	61,1
<b>ECT Média dos Módulos (°C)</b>	<b>61,2 ± 2,1</b>	<b>61,7 ± 2,1</b>	<b>59,8 ± 2,1</b>	<b>62,1 ± 3,8</b>	<b>65,0 ± 2,2</b>

A Equação 4.1 relaciona de forma aproximada os coeficientes de temperatura da célula fotovoltaica, e permite, caso não seja fornecido pelo fabricante, obter o coeficiente  $\beta_{vmp}$  a partir dos dados fornecidos pelo fabricante na ficha técnica por meio dos dados de  $\gamma$  e  $\alpha$  (Pinho e Galdino, 2014).

$$\gamma = \alpha + \beta_{vmp} \quad (4.1)$$

onde,  $\alpha$  corresponde ao coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura,  $\gamma$  é a variação da potência máxima com a temperatura e  $\beta$  é o coeficiente

de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura. O valor de  $\beta_{vmp}$  calculado a partir dos dados da ficha técnica foi de -0,47 % e em seguida substituído na Equação 2.3 da ECT.

Realizou-se desta forma um comparativo entre a ECT medida *in loco* com a ECT calculada através dos dados obtidos pelo inversor e sistema de monitoramento. Conforme se pode observar na Figura 4.36, a ECT medida *in loco* se aproxima dos valores calculados. As medidas realizadas *in loco* são representadas graficamente de forma ampliada na Figura 4.37, sendo que a barra em azul corresponde ao desvio da variação da ECT medida nos quatro módulos de teste.

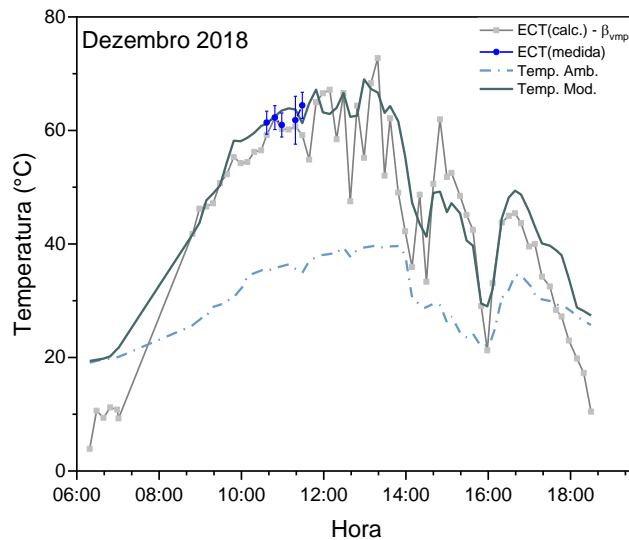


Figura 4.36. Temperatura ambiente, Temperatura do módulo, ECT determinada a partir do módulo sujo no local (Voc, Irradiância) e ECT calculada a partir de dados do inversor (a, Vmp e irradiância).

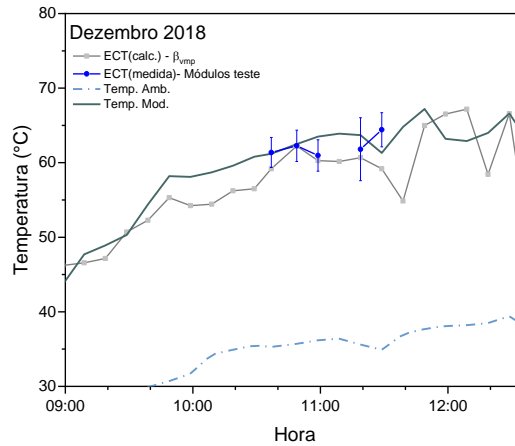


Figura 4.37. Resultado ECT medida *in loco* de forma ampliada com desvio padrão da média.

Utilizando os valores diurnos de temperatura ambiente e temperatura do módulo FV, calculou-se a temperatura efetiva dos módulos com o método descrito no item 2.1.4, bem como foram calculadas as médias mensais das temperaturas ambiente, efetiva dos módulos e velocidade do vento, demonstradas na Tabela 4.12. Infelizmente como descrito anteriormente no item 4.3, o sistema de monitoramento apresentou falhas na aquisição de dados de irradiância solar, não sendo possível aproveitar dados dos meses de julho, agosto e setembro de 2018 referentes à temperatura. Por esta razão, estes meses foram suprimidos.

Tabela 4.12. Médias mensais da temperatura ambiente, temperatura efetiva e velocidade do vento.

Mês	$T_{amb}$ Média (°C)	$T_{ef}$ Média (°C)	$\Delta T = T_{ef} - T_{amb}$ (°C)	Veloc. do Vento (m/s)
Outubro	18,2	36,26	18,0	1,28
Novembro	20,4	42,45	22,0	1,38
Dezembro	22,6	49,50	26,9	1,13
Janeiro	24,2	50,25	26,0	0,97
Fevereiro	22,4	46,28	23,9	0,98
Março	21,6	44,01	22,4	1,08
Abril	20,1	41,27	21,2	0,83
Mai	16,6	35,48	18,9	1,04
Junho	16,5	38,21	21,7	1,18

A Figura 4.38 e a Figura 4.39 mostram as médias diárias das temperaturas ambiente, efetiva e velocidade do vento, do mês de dezembro de 2018 (verão) e junho de 2019 (inverno). A temperatura efetiva média calculada para o mês de dezembro de 2018 foi de 49,5 °C e para o mês de junho de 2019 de 38,2 °C. Estes valores da  $T_{ef}$  estão 26,9 °C e 21,7 °C acima da temperatura ambiente para os respectivos meses. É apresentado na linha azul a velocidade do vento média diária. No mês de junho de 2019 o sistema de monitoramento não operou por 6 dias, conforme pode ser visto na Figura 4.27, contudo, isto não afetou os cálculos. Os meses de verão (janeiro) e inverno (junho) obtiveram uma diferença de aproximadamente 25 % em relação temperatura efetiva. A velocidade do vento mostrou-se inferior durante o período de verão dos demais meses.

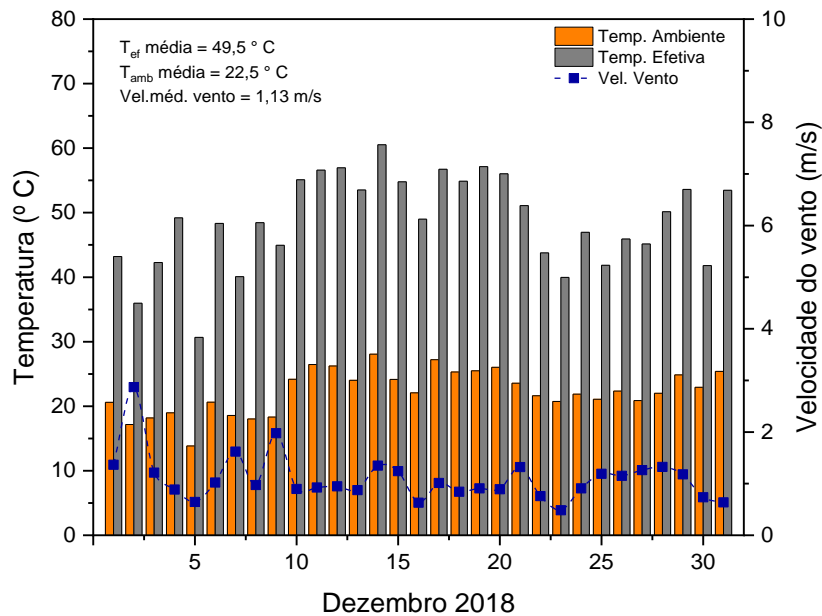


Figura 4.38. Média diária da temperatura efetiva, ambiente e velocidade do vento no mês de dezembro de 2018 no sistema FV instalado na propriedade cooperada da COPACOL.

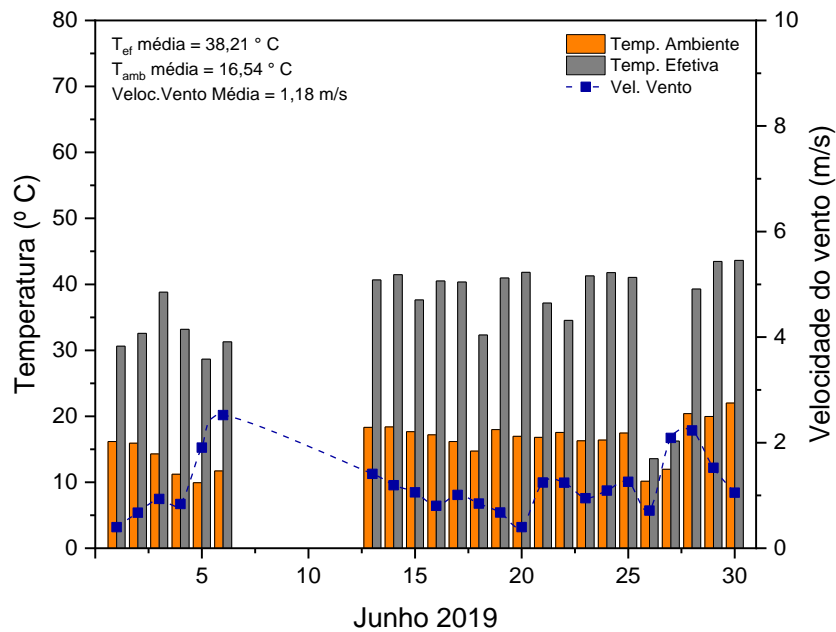


Figura 4.39. Média diária da temperatura efetiva, ambiente e velocidade do vento no mês de junho de 2019 no sistema FV instalado na propriedade cooperada da COPACOL.

#### 4.6. Análise da Produtividade e do Desempenho Global

Na Figura 4.40 é apresentada a comparação entre a produção de energia elétrica do sistema FV, e a obtida por meio de simulação com o software PV\*SOL. Apresentam-se também os valores da irradiação solar, obtidos mediante a integração dos valores de irradiância. No entanto, tendo em vista o problema na medição de irradiância do sistema de monitoramento, os valores possuem uma incerteza elevada. A produção real de energia elétrica para os 12 meses de monitoramento ficou em média da ordem de 12 % abaixo do valor obtido por simulação. Para os meses de julho, agosto e setembro, a comparação torna-se duvidosa, uma vez que os valores produzidos são estimados.

Para se realizar a análise do desempenho global é imprescindível que a medida de irradiância solar realizada pelo sistema de monitoramento forneça valores confiáveis, contudo, como exposto na Seção 4.3, a aquisição dos dados de irradiância solar apresenta medidas errôneas. Os dados do sistema de monitoramento foram coletados todos os dias e observou-se que nos meses de julho, agosto e setembro de 2018 a irradiância sofreu mudança de escala saturando em 600 W/m<sup>2</sup> e desta forma comprometendo os dados destes meses. Nos meses de julho e agosto, para os dias

de céu sem nuvens, usou-se a técnica de interpolação numérica (*cubic spline*) do programa gráfico Origin® para estimar os dados de irradiância.

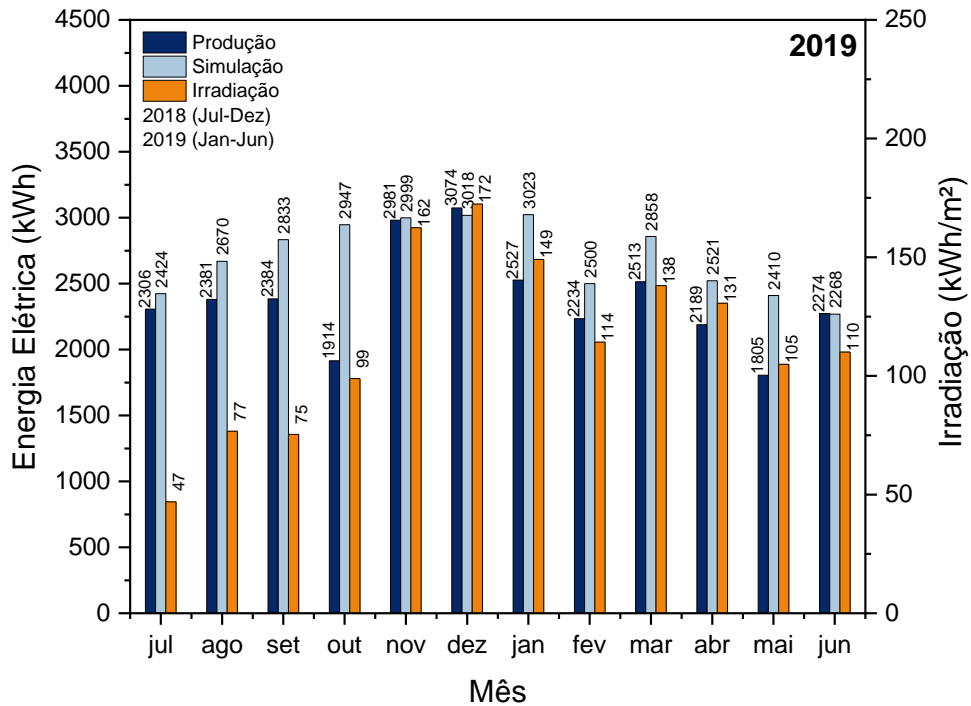


Figura 4.40. Energia elétrica produzida e estimada pelo software PV\*SOL para o sistema FV instalado e irradiância solar mensal no arranjo fotovoltaico.

Devido à falha nos dados, foi possível realizar a análise de desempenho do sistema FV em apenas 09 dias para o mês de julho e 15 dias para o mês de agosto. No mês de setembro, não se conseguiu utilizar os dados de irradiância solar para o cálculo de PR tendo em vista que a interpolação não foi eficaz (devido a variação da irradiância em dias parcialmente nublados). Já para os meses seguintes, ocorreu a substituição do equipamento, tornando a análise de dados mais efetiva.

A Tabela 4.13 apresenta os valores de cada índice de mérito para os 12 meses do sistema FV em operação na propriedade cooperada da COPACOL. Os dados foram calculados seguindo a lógica de se utilizar somente os valores de dias para os quais haviam dados compatíveis de produção de energia elétrica e irradiância solar. Os valores de PR de dezembro de 2018 a março de 2019 ficaram no intervalo de 78 % a 85 %, que são ótimos valores para meses de verão, com maior temperatura ambiente e maior temperatura dos módulos fotovoltaicos. O desempenho global médio para os 12 meses analisados ficou em torno de 81 % que se aproxima muito

do PR anual simulado através do PV\*SOL, que foi da ordem de 85,2 %. Os valores de PR\* foram obtidos usando os dias em que ocorreram medições de potência do sistema FV e de irradiância: 9 dias em julho, 15 dias em agosto tornando a produtividade mensal com um valor muito baixo em comparação aos outros meses. No mês de setembro os dados mostraram-se com incertezas muito elevadas, e desta forma optou-se em suprimir os mesmos.

Na Figura 4.41 são apresentados os valores de energia elétrica faturada e produzida. Os valores de energia elétrica faturada indicam que o sistema FV está reduzindo o valor total faturado de energia elétrica. Percebe-se que em diversos meses como outubro e dezembro quase não ocorreu consumo de energia pela granja, garantindo desta forma a injeção de energia na rede, gerando compensação e crédito para abate nas próximas faturas de energia. No mês de agosto a fatura foi de R\$280,16 e este valor reduzido se deve pelo fato da granja estar em vazio sanitário e por esta razão, não houve consumo elevado, possibilitando uma injeção de 1240 kWh. O restante da energia produzida pelo sistema fotovoltaico foi utilizado em autoconsumo. Observou-se através das faturas que para todos os meses do ano de 2019 o sistema tem injetado energia na rede e o restante utilizando para autoconsumo.

Tabela 4.13. Desempenho global (PR) e produtividade mensal ( $Y_F$ ) do sistema fotovoltaico instalado em Cafelândia - PR. Os valores com \* correspondem a análise de apenas 6 dias para o mês de julho e de 15 dias para o mês de agosto 2018.

Mês	Ano	PR	$Y_F$ (kWh/kW <sub>p</sub> )	
			Medição	Simulação – PV*SOL
Julho	2018	73%*	34*	150
Agosto	2018	85%*	65*	124
Setembro	2018	-	-	-
Outubro	2018	89%	88	125

Novembro	2018	88%	143	120
Dezembro	2018	85%	147	113
Janeiro	2019	81%	121	120
Fevereiro	2019	80%	92	132
Março	2019	78%	107	141
Abril	2019	77%	101	146
Mai	2019	79%	82	149
Junho	2019	75%	83	150

É importante salientar que o sistema tarifário para produtores rurais apresenta alguns benefícios como a tarifa reduzida sobre o consumo de energia elétrica como o caso da COPACOL. Assim, a mesma recebe desconto especial sobre o consumo de energia elétrica em período diário contínuo de 08h30m, no horário reservado das 21h30m às 06h do dia seguinte, gerando na fatura dois tipos de consumo: convencional e consumo no período reservado que corresponde ao consumo ocorrido durante a madrugada.



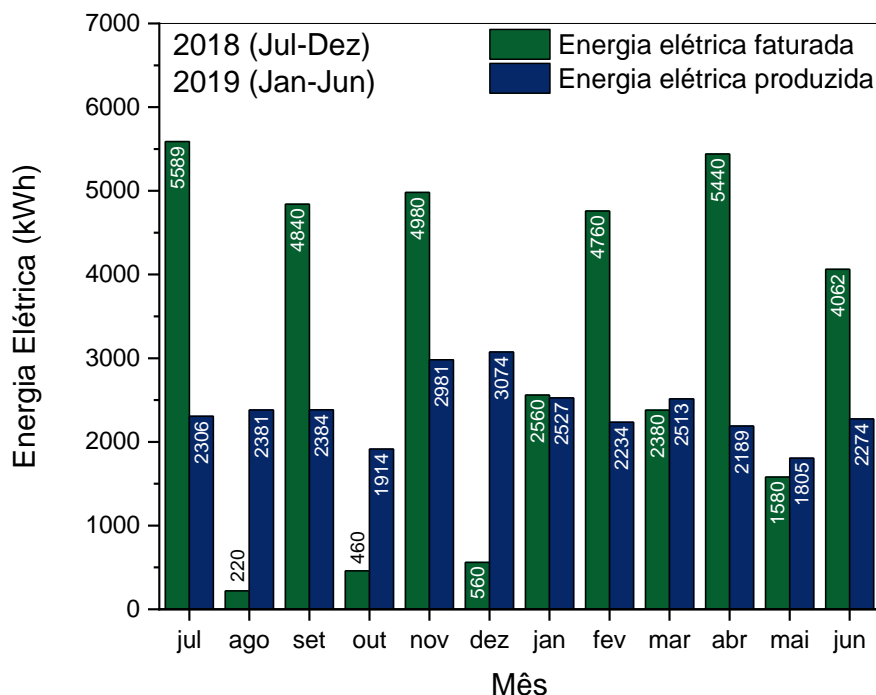


Figura 4.41. Comparação do consumo da propriedade COPACOL com a produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico em 12 meses de operação. O período considerado é o de faturamento, que, para a propriedade é entre os dias 06/07 de cada mês.

#### 4.7. Análise Econômica com Modelo de *Payback* Simples

Foi realizada uma avaliação da viabilidade econômica do sistema FV por meio de um modelo financeiro, considerando o método de *payback* simples, ou de tempo de retorno do investimento, que é um indicador que determina o prazo de recuperação de um investimento.

A Tabela 4.14 resume os valores dos componentes, serviços e impostos envolvidos na implantação do sistema, tendo-se o valor de R\$ 124.191,60 como investimento inicial do sistema fotovoltaico de 20 kWp instalado em Cafelândia-PR. Isto significa que foram pagos R\$6,21/Wp. Este valor está abaixo da média considerada para sistemas fotovoltaicos na Nota Técnica nº56/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017, que trata da “Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024” (ANEEL, 2017). Nessa nota técnica, o custo da instalação em R\$/Wp considerado para consumidores residenciais (com 3 kWp) e comerciais (com 10 kWp) foi de R\$9,00/Wp e de R\$7,00/Wp, respectivamente.

Tabela 4.14. Investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico na propriedade em Cafelândia.

Item	Valor
1. Kit fotovoltaico composto de módulos fotovoltaicos de 325 W, inversor 20 kW, sistema de proteção CC/CA, material de fixação/cabos.*	R\$ 65.000,00
2. Hotel e alimentação, para 05 pessoas, 05 dias	R\$ 3.000,00
3. Cabos/conduítes placas até o inversor	R\$ 3.500,00
4. Aterramento 04 hastes	R\$ 1.000,00
5. Materiais Consumíveis	R\$ 3.500,00
6. Projeto Conexão de GD Copel	R\$ 2.520,00
7. Mão de obra, 04 pessoas, 05 dias, 08 horas	R\$ 7.200,00
8. Estrutura de solo	R\$ 22.000,00
9. Cerca (kit postes concreto e tela)	R\$ 5.000,00
10. Impostos de emissão NF	R\$ 8.900,00
11. BDI (Benefícios e despesas indiretas): 3% da soma dos itens 1 a 9	R\$ 2.571,60
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 124.191,60</b>

\*Neste valor estão incluídos os 8 módulos de teste.

O tempo de retorno do investimento estimado para o sistema fotovoltaico ficou em torno de 107 meses, ou seja, aproximadamente 9 anos. Se comparado com o resumo publicado na Nota Técnica nº56/2017-SRD/ANEEL (ANEEL, 2017), onde o *payback* é de 6,8 anos e 5,6 anos para sistemas residências e comerciais, respectivamente, na área de concessão da COPEL, o retorno de investimento estimado foi bem elevado. Ao comparar este retorno com o apresentado por Araujo, (2019) fica evidenciado que instalações em solo apresentam um custo elevado de instalação devido a estrutura que necessita de fundação e por consequência, utilização de mais materiais. Assim como exposto no item 2.2.6, instalações em solo tornam-se mais onerosas devido a instalações de suportes para os módulos FVs e cercas em volta do perímetro para impedir acesso de pessoas ou animais.

## 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

### 5.1. Conclusões

Este trabalho abordou a implementação e análise de um sistema fotovoltaico de 20 kWp instalado em solo em uma propriedade rural no oeste do Paraná, utilizando módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino.

Por meio de simulação com utilização do software PV\*SOL determinou-se o local e parâmetros (posicionamento, sombreamento, inclinação) para instalação do sistema FV. Foi estimada uma produtividade anual em 1612 kWh/kWp e desempenho global de 85,2 %. Constatou-se que o local simulado para a instalação não possui interferências de sombras no seu arranjo FV.

As potências dos módulos FVs variaram entre 334 W e 340 W, sendo que o valor médio foi de  $(336 \pm 0,8)$  W, ou seja, uma potência média de 3,5 % acima do valor nominal. Todos os módulos apresentaram potência acima do valor de catálogo, que é de 325 W, com +3 % de tolerância. Os módulos fotovoltaicos apresentaram uma eficiência média de  $(17,34 \pm 0,07)$  %.

Da análise da implantação do sistema fotovoltaico, verificou-se que a instalação sofreu alterações, sendo necessário realizar pequenos ajustes no projeto original. Entre as alterações estão a modificação da trajetória do cabeamento e do tipo de ligação entre arranjo FV e casa de passagem, local onde se encontram os quadros de comando e inversor. A distância entre fileiras de módulos seguiu o projeto executivo, sendo de 3,3 m. O ângulo de inclinação dos módulos FV, ficou no intervalo de 16,6° a 18,1°, ou seja, uma diferença máxima de até 1,5°, aceitável para o tipo de fundação e instalação.

O aterramento do sistema FV não apresentou falha com relação à continuidade e mostrou-se eficaz. Constatou-se que todos os pontos de aterramento foram interligados, formando uma única malha de aterramento equipotencializada. A resistência de aterramento medida em alguns pontos do sistema FV foram muito superiores ao máximo estabelecido em normativas internacionais, cabe ressaltar que no Brasil não existe, todavia, uma normativa específica vigente para o assunto. Este parâmetro pode ser corrigido com interligação das hastes de aterramento ou substituição das mesmas por hastes maiores. Do material utilizado no arranjo FV observou-se a utilização de materiais com ligas diferentes, podendo acarretar no futuro corrosão galvânica entres os mesmos.

Os valores de  $T_{amb}$  e  $T_{mod}$  medidos com termopares estão abaixo dos valores apresentados pelo sistema de monitoramento. A diferença entre a  $T_{amb}$  média medida em campo e da fornecida pelo sistema de monitoramento foi de 1,5 °C e a  $T_{mod}$  média de 4 °C entre o medido e o monitorado. Os valores calculados de ECT, foram maiores que as temperaturas medidas nos módulos fotovoltaicos, sendo que diferença máxima foi de 6,8 °C, a mínima de 1,7 °C e a média de 3,7 °C. A diferença da ECT medida *in loco* da ECT calculada através dos dados do sistema, mostrou-se muito semelhante. A  $T_{ef}$  média dos módulos FV obtida através dos dados de monitoramento foi de 42,6 °C, para 9 meses de operação, sendo acima da média da temperatura ambiente.

Em 12 meses de operação, de julho de 2018 a junho de 2019, observou-se que a produtividade foi em média 12 % menor que a estimada em simulação. Contudo o desempenho global apresentou uma média de 81 %, apenas 4,2 % menor que o valor obtido por simulação que foi de 85,2 %, indicando que a instalação apresentou perdas reduzidas e que a produtividade foi menor devido a uma menor irradiância solar medida.

O tempo de retorno de investimento do sistema fotovoltaico instalado, considerando o custo do sistema e o quilowatt-hora em zonas rurais do Paraná, é de aproximadamente 9 anos, superior ao encontrado em zonas urbanas, quando se estimam valores da ordem de 6,8 anos e 5,6 anos para instalações comerciais e residenciais, o valor também é maior se comparado com instalações em telhado que

não possuem custos com fundações, este por sua vez responsável pelo encarecimento de sistemas FV em solo.

## **5.2. Sugestões de Continuidade**

Sugere-se o acompanhamento da operação do sistema fotovoltaico por um maior período de tempo a fim de confrontar dados de índices de mérito com simulações de softwares e com outros sistemas FV instalados na região do Paraná. Sugere-se também uma melhor avaliação do retorno de investimento contemplando outros itens como manutenções do sistema e produção de energia. Por fim, sugere-se a realização da análise de degradação dos módulos fotovoltaicos por meio da caracterização elétrica após cada ano de operação.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 10899. **Energia solar fotovoltaica — Terminologia**. 2. ed. Rio de Janeiro - RJ: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.

ABRÃO, André De Pádua; TRIGOSO, Federico Bernardino Morante; MALAGUTI, Cassius. Acompanhamento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede no estado de minas gerais antes e após revisão da resolução normativa ANEEL nº 482/2012. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar: 2018, Anais...** Gramado - RS: CBENS, 2018.

ALMEIDA, Euripedes Guilherme Raphael De. **Inspeção Termográfica de Danos por Impacto em Laminados Compósitos Sólidos de Matriz Polimérica Fortalecida com Fibras de Carbono**. São Carlos - SP, Brasil, 2010. 115p. Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia - Universidade Federal de São Carlos.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede**. São Paulo - SP, 2012. 161p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Energia - Universidade de São Paulo - USP.

ÁLVAREZ-TEY, G.; JIMÉNEZ-CASTAÑEDA, R.; CARPIO, J. Analysis of the configuration and the location of thermographic equipment for the inspection in photovoltaic systems. **Infrared Physics and Technology**, [s. l.], v. 87, p. 40–46, 2017.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Seção 3 . 7 – Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**, [s. l.], 2007.

ANEEL. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. **Atualização das projeções de**

**consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.**, [s. l.], 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

ANEEL. PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - Rev.10. Acesso ao Sistema de Distribuição. 2018. p. 88. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1867](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1867)>.

ARAUJO, Nadine Demacena De et al. EVOLUÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar: 2018a**, Anais... Gramado - RS: CBENS, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens>>.

ARAUJO, Guilherme Pereira et al. Comparação e análise de módulos fotovoltaicos com células de silício cristalino. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar: 2018**, Anais... Gramado - RS: CBENS, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens>>.

ARAUJO, Nadine et al. Sistemas Fotovoltaicos Em Propriedades Rurais Associadas À Cooperativas No Oeste Do Paraná – Brasil. In: **XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente: 2018b**, Anais... Córdoba: ASADES, 2018.

ARAUJO, Nadine Demacena. **Implementação e análise de sistema de produção de energia elétrica em propriedade rural com módulos fotovoltaicos de silício multicristalino**. [s. l.], 2019. 90p. Dissertação de mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

BENDA, Vítězslav. Photovoltaics: The Basics. In: **A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems**. Prague: Elsevier, 2018. p. 151–179.

BEY, M. et al. Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 63, p. 333–345, 2016. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.066>>.

BIASI, Carlos Antonio Ferraro et al. **Energias Renováveis na Área Rural da Região Sul do Brasil**. 1. ed. Foz do Iguaçu - PR: Itaipu Binacional, 2018. Disponível em: <<http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques>>.

BUERHOP, CI et al. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 107, p. 154–164, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2012.07.011>>.

CAMARDELLI, Antônio Jorge. **ABPA e ABIEC defendem setor de proteína animal , em que o Brasil é exemplo mundial**. 2017. Disponível em: <<http://abpa-br.com.br/noticia/abpa-e-abiec-defendem-setor-de-proteina-animal-em-que-o-brasil-e-exemplo-mundial-1996>>. Acesso em: 11 Julho. 2018.

CARRILLO, José Manuel et al. Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. **Solar Energy**, [s. l.], v. 155, p. 880–892, 2017.

CIBIRA, Gabriel. Relations among photovoltaic cell electrical parameters. **Applied Surface Science**, [s. l.], v. 461, n. February, p. 102–107, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.05.194>>.

DATSIOS, Zacharias G.; MIKROPOULOS, Pantelis N. Safe grounding system design for a photovoltaic power station. **8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion**, [s. l.], n. September 2015, p. 1–6, 2012.

EDP. **Microgeração e Minigeração Distribuída**. 2018. Disponível em: <<http://www.edp.com.br/distribuicao-sp/saiba-mais/informativos/microgeracao-e-minigeracao-distribuida>>. Acesso em: 7 Abril. 2019.

ELBREKI, A. M. et al. The role of climatic-design-operational parameters on combined PV/T collector performance: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy**



**Reviews**, [s. l.], v. 57, p. 602–647, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.077>>.

ENRIQUE, Eduardo H.; HADZISMAJLOVIC, Ibro; SHEN, Ben. Considerations in the design of grounding system for solar farms. **2014 IEEE Industry Application Society Annual Meeting, IAS 2014**, [s. l.], p. 1–8, 2014.

FERRARA, Claudio; PHILIPP, Daniel. Why do PV modules fail? **Energy Procedia**, [s. l.], v. 15, n. 2011, p. 379–387, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.046>>.

FLIR SYSTEMS. **Thermal Imaging Guidebook for building and renewable energy applications** **Guid book**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[www.flir.com%5Cwww.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/.../T820264\\_APAC.pdf](http://www.flir.com%5Cwww.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/.../T820264_APAC.pdf)>.

FLIR SYSTEMS. **Thermal imaging for electrical / mechanical diagnostics**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.flirmedia.com/>>.

FRONTIN, Sergio De Oliveira et al. **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e Engenharia**. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora Ltda, 2017.

GLAVAŠ, Hrvoje et al. Infrared thermography in inspection of photovoltaic panels. **Proceedings of International Conference on Smart Systems and Technologies 2017, SST 2017**, [s. l.], v. 2017- Decem, p. 63–68, 2017.

GLUNZ, S. W. et al. **Comprehensive Renewable Energy - Reference Work**. 1. ed. Association of American Publishers: Elsevier Ltd, 2012. Disponível em: <[www.sciencedirect.com/referencework/9780080878737](http://www.sciencedirect.com/referencework/9780080878737)>.

GUAN, Yanling et al. In-situ investigation of the effect of dust deposition on the performance of polycrystalline silicon photovoltaic modules. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 101, p. 1273–1284, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.009>>.

IEC 60904-2. **Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices**. 3. ed. [s.l.] : International Electrotechnical Commission, 2015.

IEC 60904-3. **Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data**. 3. ed. [s.l.] : International Electrotechnical Commission, 2016.

IEC 60904-5. **Photovoltaic devices – Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method**. 2. ed. [s.l.] : International Electrotechnical Commission, 2011.

JAHN, Ulrike et al. **Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications** International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>.

JAMIL, Majid; RIZWAN, M.; KOTHARI, D. P. **Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems**. 1st Editio ed. [s.l.] : Crc Press, 2017. Disponível em: <<https://www.crcpress.com/>>.

JIANG, Fan; WONG, A. Study on the Performance of Different Types of PV Modules in Singapore. In: **The 7th International Power Engineering Conference: 2005**, Anais... Singapore: IPEC, 2005.

JIANG, Yu; LU, Lin; LU, Hao. A novel model to estimate the cleaning frequency for dirty solar photovoltaic (PV) modules in desert environment. **Solar Energy**, [s. l.], v. 140, p. 236–240, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.016>>.

JUNIOR, Jair Urbanetz et al. Acompanhamento do Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR. In: **Congresso Brasileiro de Planejamento Energético: 2014**, Anais... Florianópolis - SC: IX CBPE, 2014.

KINDERMANN, Geraldo. **Aterramento Elétrico**. 6. ed. [s.l.] : LabPlan, 2011.

KÖNTGES, Marc et al. **Review of Failures of Photovoltaic Modules**. Germany: International Energy Agency, 2014. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>.

LANZONI, Davide. **Diagnosi e certificazione energetica: prove strumentali sugli edifici**. 2. ed. Santarcangelo di Romagna: MAGGIOLI, 2012.

LORENZO, Eduardo. **Ingeniería Fotovoltaica**. 3. ed. Malaga, España: Progensa, 2014. Disponível em: <<https://www.progensa.es/>>.

MAAMMEUR, H.; HAMIDAT, A.; LOUKARFI, L. Energy intake of a PV system from grid-connected agricultural farm in Chlef (Algeria). **Energy Procedia**, [s. l.], v. 36, p. 1202–1211, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.136>>.

MALU, Prannay R.; SHARMA, Utkarsh S.; PEARCE, Joshua M. Agrivoltaic potential on grape farms in India. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 23, n. August, p. 104–110, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2017.08.004>>.

MASTERS, Gilbert M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. 1st. ed. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004.

MOEHLECKE, Adriano; ZANESCO, Izete. **Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional. (Relatório oitavo quadrimestre, Confidencial A)**. Porto Alegre - RS. PUCRS, 2007.

NASCIMENTO, Jaime Nelson et al. Planejamento Estratégico, Tático e Operacional do Programa Oeste em Desenvolvimento 2016-2020. In: **Programa Oeste em Desenvolvimento**. Paraná - PR.

NAYAN, Faysal Md; ULLAH, Safayet S. M.; SAIF, S. N. Comparative analysis of PV module efficiency for different types of silicon materials considering the effects of

environmental parameters. In: **3rd International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT)**: 2016, Anais... Dhaka: IEEE, 2016.

OSORIO, Edson Alexandre Arévalo; PAN, Aline Cristiane. Dimensionamento de um sistema de aterramento em uma usina solar. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**: 2018, Anais... Gramado - RS.

PACKA, Juraj et al. Chosen diagnostic methods of photovoltaic modules. In: **Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering (DEMISEE)**: 2016, Anais... Slovakia: IEEE, 2016.

PALMA, Rodrigo. Projeto Executivo de Sistema Fotovoltaico, 20kWp, COPACOL. **Desenvolvido pela Engenharia da Empresa BSE Solar.**, Toledo - Paraná, 2018.

PHINIKARIDES, Alexander et al. Review of photovoltaic degradation rate methodologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 40, p. 143–152, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>>.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

PV\*SOL PREMIUM. **Dynamic Simulation Program for all PV Systems inclusive 3D visualization and detailed shade analysis of photovoltaic systems (with storage systems)**Valentin Software, , 2017. Disponível em: <<https://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/57/pvsol-premium>>. Acesso em: 9 Abril. 2019.

REICH, Nils H. et al. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, [s. l.], v. 20, n. January 2012, p. 717–726, 2013.

RUSCHEL, Cristiano Saboia; GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno.

Determinação da capacidade térmica de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. **Revista Brasileira de Energia Solar**, [s. l.], v. VI, p. 112–121, 2015.

SAHU, Alok; YADAV, Neha; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant : A review. [s. l.], v. 66, p. 815–824, 2016.

SAIDAN, Motasem et al. Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 92, p. 499–505, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.031>>.

SCHWEIGER, Markus. Performance of PV Modules with Different Technologies and the Impact on Energy Yield in Four Climatic Zones. [s. l.], 2017.

SHARMA, Vikrant; CHANDEL, S. S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 27, p. 753–767, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.046>>.

SILVA, Aline Martins. **Estudo e análise de desempenho de geradores fotovoltaicos distribuídos com vistas à avaliação de procedimentos para identificação de sinais de degradação e suas respectivas causas**. [s. l.], 2018. 106p. Dissertação de mestrado - Universidade Federal de Uberlândia.

SONEL. **EARTH RESISTANCE MEASUREMENT - FALL OF POTENTIAL METHOD WITH CLAMPS**. 2015. Disponível em: <<https://www.sonel.pl>>. Acesso em: 2 Maio. 2019.

SOUZA, Amaury De et al. Modelagem da temperatura do módulo de células fotovoltaicas em função da temperatura ambiente, velocidade dos ventos e irradiância. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, [s. l.], v. 5, n. 4, 2017.

TANESAB, Julius et al. The effect of dust with different morphologies on the performance degradation of photovoltaic modules. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 31, n. January 2017, p. 347–354, 2019.

THORPE, David. **Solar Energy Pocket Reference**. 2st Ed. ed. [s.l.] : Routledge, 2017.

TIEPOLO, Gerson Máximo et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede No Estado Do Paraná – Resultados Parciais. In: **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**: 2016, Anais... Belo Horizonte – MG.

TSANAKAS, John A.; HA, Long; BUERHOP, Claudia. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 62, p. 695–709, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.079>>.

URBANETZ, Jair Jr; CASAGRANDE, Eloy Fassi Jr; TIEPOLO, Gerson Maximo. Acompanhamento do Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR. In: **Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**: 2014, Anais... Florianópolis - SC: IX CBPE, 2014.

WHITFIELD, K.; OSTERWALD, C. R. Procedure for determining the uncertainty of photovoltaic module outdoor electrical performance. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 9, n. 2, p. 87–102, 2001.

XUE, Jinlin. Photovoltaic agriculture - New opportunity for photovoltaic applications in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 73, n. November 2016, p. 1–9, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.098>>.

# ANEXO A – DATASHEET JINKO SOLAR 325WP

www.jinkosolar.com




**JKM325PP-72(Plus)**  
**310-325 Watt**  
POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

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










**(4BB)**



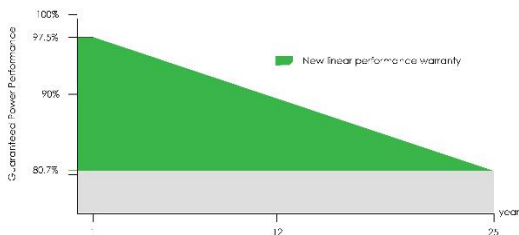


## KEY FEATURES

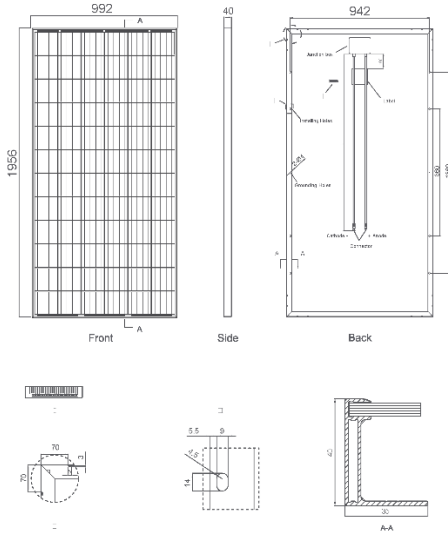
- 
**4 Busbar Solar Cell:**  
 4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**Extreme high efficiency module:**  
 Through the internal nano-level reflection technology to improve the power output, Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 325Wp.
- 
**Anti-PID Guarantee:**  
 Through the unique high reliability encapsulating technology to make sure the module possess anti-PID characteristics under high temperature and humidity for a long time. Have passed anti-PID test 60°C/85% RH condition for 1000h.
- 
**Low-light Performance:**  
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
**Severe Weather Resilience:**  
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability against extreme environmental conditions:**  
 High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.
- 
**Temperature Coefficient:**  
 Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



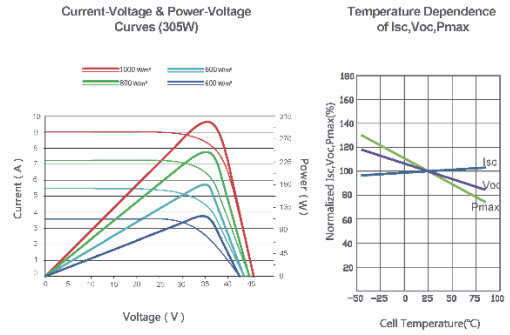
**Engineering Drawings**



**Packaging Configuration**

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

**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

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

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM310PP(Plus)		JKM315PP(Plus)		JKM320PP(Plus)		JKM325PP(Plus)	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A
Module Efficiency STC (%)	15.98%		16.23%		16.49%		16.75%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5  
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%



## ANEXO B – DATASHEET INVERSOR PHB SOLAR 20KW



### INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO CERTIFICADO PELO *INMETRO*

Concessão 005808/2015

**Excelente desempenho**

- Eficiência Máxima de até 98,2%
- Eficiência do MPPT > 99,5%
- TDHi menor que 5%
- Sem transformador para baixo custo e tamanho compacto
- Interface de comunicação: RS485 e USB
- Tensão de partida 250V
- Temperatura de Operação (Derate em 45°C)

**Alta segurança e confiabilidade**

- IP65 anti-poeira e à prova d'água
- Duplo MPPT

**Projeto orientado para o cliente**

- LCD em português 5"
- Monitoração e comunicação
- Design de baixo ruído
- Fácil e rápida instalação
- Peso < 39Kg
- 30% mais leve do que os produtos semelhantes
- Adequado para instalações comerciais e industriais



- ✓ **PHB20K-DT, INVERSOR FOTOVOLTAICO**
- ✓ **Atende as Normas (ABNT-NBR-16149; ABNT-NBR-16150; ABNT-NBR-IEC-62116).**
- ✓ **Possui a garantia de 5 anos para defeitos de fabricação. (ver observação no manual)**

A PHB Eletrônica lança em 2015 seu Inversor Trifásico para completar sua linha de inversores fotovoltaicos conectados a rede.

Como a PHB Eletrônica foi à pioneira nas certificações de inversores fotovoltaicos, com essa nova linha não seria diferente. Mesmo sem a necessidade da certificação para potências maiores, a PHB vê a extrema importância de lançar no mercado produtos adequados para a rede brasileira. Assim sendo, o modelo PHB20K-DT já está certificado no INMETRO.

O inversor PHB20K-DT é adequado para sistemas comerciais e industriais. Possui um conceito industrial moderno que facilita a instalação e manuseio, além de possuir um design inovador.

A PHB adquiriu todos os equipamentos de testes necessários para atender os requisitos técnicos que as normas exigem. Possui seu próprio laboratório pronto para o desenvolvimento, teste e manutenção de seus inversores.



## INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO CERTIFICADO PELO *INMETRO* Concessão 005808/2015

### Dados Técnicos

#### Suporte Técnico

A PHB mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

#### Atende a todas as tensões do PRODIST

Atenta as divergências da rede Brasileira, a PHB oferece um software que permite alterar as faixas de operação, que permite a instalação em qualquer parte do território nacional.

Para obter mais informações sobre qualquer um de nossos produtos ou serviços, visite-nos na Web em:

[www.phb.com.br](http://www.phb.com.br)

Tel: 3835-8300

Email: [engenharia@phb.com.br](mailto:engenharia@phb.com.br)

Max. Potência Fotovoltáica[W]	20500
Max. Tensão CC [V]	1000
Faixa de Operação SPMP [V]	260~850
Tensão CC de Partida [V]	250
Corrente CC Máxima [A]	22/22
Número de Strings em Paralelo	4/2 (permite paralelar)
Conector CC	SUNCLIX, MC IV (opcional)
Consumo em Standby [W]	10
<b>Dados da Saída CA</b>	
Potência CA Nominal [W]	20000
Max. Potência CA [W]	20000
Max. Corrente CA [A]	30
Saída Nominal CA	60Hz; 380/220Vca
Faixa de Operação CA	57.5~62Hz; 176~242Vca
THD	<5%
Fator de Potência	Unitário (0.9 Capacitivo / 0.9 Indutivo)
Conexão CA	Trifásico (3F+N+T)
<b>Eficiência</b>	
Max. Eficiência	98,2%
Eficiência SPMP	>99.5%
<b>Segurança do Equipamento</b>	
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	AFD
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, G59/2, AS4777.2/3
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116
<b>Normas de Referência</b>	
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4
Segurança	IEC 62109-1, AS3100
<b>Dados Gerais</b>	
Dimensões (L*A*P) [mm]	516*650*203
Peso Líquido [kg]	39
Ambiente de Operação	Interno ou Externo
Montagem	Fixado na parede
Temperatura de Operação	-25~60°C (acima 50°C com derate)
Umidade relativa	0~95%
Altitude [m]	2000
Grau de Proteção IP	IP65
Topologia	Sem Transformador
Ventilação	Ventilação Forçada
Nível de Ruído [dB]	<45
Display	5" LCD (Português)
Comunicação	USB2.0 e RS485
Cor	Vermelho
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (opcional)



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