



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Letícia Toreti Scarabelot

Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho termoenergético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída

Florianópolis/SC

2020

Letícia Toreti Scarabelot

Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho termoenergético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Orientador: Prof. Carlos Renato Rambo, Dr.

Coorientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Florianópolis/SC

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Toreti Scarabelot, Leticia

Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho termoenergético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída / Leticia Toreti Scarabelot ; orientador, Carlos Renato Rambo, coorientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2020.

153 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia Solar. 3. Inversor c.c./c.a.. 4. Fator de Dimensionamento. I. Rambo, Carlos Renato . II. Arns Rampinelli, Giuliano. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Letícia Toreti Scarabelot

Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho termoenergético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída

O presente trabalho em nível de doutorado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Roberto Zilles, Dr.

IEE-USP

Prof. Denizar Cruz Martins, Dr.

INEP-UFSC

Prof^a. Helena Flávia Naspolini, Dr^a.

FV-UFSC

Certificamos que esta é a **versão original** do trabalho de qualificação que foi julgado adequado para continuação do projeto de doutorado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.

Coordenador do Programa

Prof. Carlos Renato Rambo, Dr.

Orientador

Florianópolis/SC, 2020.

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, principalmente meus pais, Ciro e Verônica, pelo apoio em todas as minhas decisões. Ao meu companheiro Régis, pela paciência e compreensão. Ao meu nonno Volnei pelo exemplo de pessoa e profissional, aos meus tios Vitalino e Delinda, por todos os conselhos e incentivo aos estudos e ao trabalho.

A todos os amigos e colegas que fizeram parte da rotina dessa pesquisa que se estende desde a graduação, ou da rotina pessoal durante este período, contribuindo de alguma forma, em especial a Sarah que me acompanha e apoia de Floripa a Turvo. Aos colegas do Campus Araranguá, que me receberam e me apoiaram, em especial a Thayane, por dividir nossos surtos e alegrias.

Os maiores agradecimentos são aos meus orientadores, Prof. Carlos Renato Rambo, por ter acreditado e me proporcionado a oportunidade de desenvolver este tema e ao Prof. Giuliano Arns Rampinelli, por ter me recebido e embarcado nessa jornada.

Agradeço também aos exemplos de mulheres cientistas e mães, Geneviève, Daliana e Aline, com as quais eu tive a oportunidade de conviver.

Agradeço também ao PGEEL, Lis, Marcelo e Wilson, por todos os puxões de orelha e toda compreensão.

À equipe Lenegy, onde sempre contei com pessoas incríveis, que aprenderam e também me ensinaram muito.

À equipe PHB Solar, por todas as trocas de experiências e debates sobre o tema, em especial ao Rogério, Roberto e Raphael.

A vida não é um corredor reto e tranquilo que nós percorremos livres e sem empecilhos, mas um labirinto de passagens, pelas quais nós devemos procurar nosso caminho, perdidos e confusos, de vez em quando presos em um beco sem saída. Porém, se tivermos fé, uma porta sempre será aberta para nós, não talvez aquela sobre a qual nós mesmos nunca pensamos, mas aquela que definitivamente se revelará boa para nós (CRONIN, A. J.).

RESUMO

Tradicionalmente, no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), os projetistas optam por uma potência de gerador fotovoltaico (FV) maior que a potência do inversor, ou seja, fator de dimensionamento de inversor (FDI), inferior a unidade. Esta relação considera algumas premissas praticadas mundialmente e ainda depende de vários fatores como tecnologia do gerador FV, local de instalação, ângulos de azimute e de inclinação, aspectos climáticos, desempenho do inversor e a precificação. O inversor é considerado o componente mais suscetível a falhas, nesse sentido a presente Tese, rebate as premissas que embasam a escolha do FDI, avalia o desempenho e as características termoenergéticas de operação de SFCR, considerando distintos FDI's, tecnologias e irradiância local, a fim de incrementar o desempenho energético dos SFCR e também reduzir a ocorrências de falhas ao longo de sua operação. No Brasil o perfil de dimensionamento foi obtido a partir de uma pesquisa com profissionais atuantes, para a região Sul, 70 % dos SFCR utilizam inversores subdimensionados. Utilizando dados de radiação solar de Florianópolis/SC, foram desenvolvidos métodos e modelos matemáticos que determinam a eficiência c.c./c.a. média em função da tensão c.c. de entrada e do FDI. Observou-se um intervalo de eficiências médias que podem variar entre 1 % e 2 %. Considerando inversores comercializados entre os anos de 1995 e 2016, SFCR foram simulados sob diferentes ângulos de inclinação, azimute e FDI. Os mapas dinâmicos evidenciam a evolução em termos de eficiência média, pois atualmente os inversores apresentam melhor desempenho de conversão em potências relativas entre 30-70 %. A partir de uma estação meteorológica, instalada no Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina, verificam-se várias oscilações rápidas e eventos de sobreirradiância de até 1566 W/m², causados pelo efeito transiente de camada limite atmosférica. Além de a célula de referência apresentar 8,83 %, do período equivalente de operação de um SFCR ao longo do ano sob condição de irradiância maior que 1000 W/m². Dessa forma, na análise teórica observa-se maior frequência de sobrepotência para um SFCR com FDI = 0,7 quando comparado aos FDI's mais próximos da unidade. Para análises de dados reais, foram monitorados sistemas de geração distribuída denominados SFCR A, B, C, D, E e F, com FDI entre 0,76 e 1,24. Comprova-se que acontecem eventos de sobrepotência e sobretemperatura em vários meses, de acordo com o FDI do SFCR. Os SFCR C, F e E que possuem maiores FDI's, quando comparados aos seus pares (A, B e D), apresentam superioridade na produtividade. Considerando a base de dados do LABREN para as cidades onde os SFCR estão instalados, a diferença percentual média anual da irradiância foi de 8 %, enquanto a produtividade calculada apresentou média de 22 %. Os SFCR monitorados com menores FDI's, são submetidos a maiores frequências de sobrepotência e a elevadas temperaturas de operação, atingindo até 80 °C. Foram utilizados modelos matemáticos para análise de confiabilidade e estimativa de falhas em relação a temperatura de operação. As maiores razões entre taxa de falhas são encontradas nos SFCR com os menores FDI's, atingindo 21,14, 6,94 e 8,06 nos SFCR A, B e C, respectivamente. As maiores diferenças mensais acontecem entre o SFCR B e F, devido a maior diferença de FDI entre eles, uma vez que possuem inversores idênticos. Devido a temperatura ambiente, no inverno, a quantidade de defeitos estimada é menor do que no verão, entretanto para a condição de operação do SFCR A, tem-se 3,28 vezes mais danos do que para o SFCR C, que é de apenas 1,88. Dessa forma, os SFCR com inversores subdimensionados estarão perdendo geração de energia elétrica, além de reduzir sua vida útil devido ao estresse dos componentes, acarretando em trocas de inversor ao longo da vida útil do SFCR.

Palavras-chave: Energia Solar. Inversor. Fator de Dimensionamento.

ABSTRACT

Traditionally, when sizing the PV array, PV engineers have opted for higher PV generator power compared to the inverter power, i.e. inverter sizing factor (SFI) less than one unit. This relationship considers some assumptions practiced worldwide and still depends on several factors such as PV generator technology, installation location, azimuth and large angles, climatic aspects, performance of the inverter and a pricing. The inverter is considered the most susceptible component to failures, in this sense the present Thesis, rebates the premises that support the choice of SFI, evaluates the performance and thermoenergetic characteristics of SFCR operation, considering different SFI's, technologies and local irradiance, in order to increase the energy performance of the SFCR and also reduce the occurrence of failures throughout its operation. In Brazil, the dimensioning profile was obtained from a survey of professionals, for the South region, 70 % of SFCR use inverters undersized. Using solar radiation data from Florianópolis/SC, mathematical methods and models were developed to determine the efficiency d.c./a.c. mean as a function of the d.c. and SFI. There was a range of average efficiencies that can vary between 1 % and 2 %. Considering inverters marketed between 1995 and 2016, SFCR were simulated under different angles of inclination, azimuth and SFI. Dynamic maps show the evolution in terms of average efficiency, as currently the inverters present better conversion performance in relative powers between 30-70 %. From a meteorological station, installed at the Center of Sciences, Technologies and Health of the Federal University of Santa Catarina, there are several rapid oscillations and events of up to 1566 W/m², caused by the transient effect of the atmospheric boundary layer. In addition to the reference cell having 8.83 %, of the equivalent period of operation of an SFCR throughout the year under irradiance conditions greater than 1000 W/m². Thus, in the theoretical analysis, a higher frequency of overpower is observed for an SFCR with SFI = 0.7 when compared to the SFI's closest to the unit. For real data analysis, distributed generation systems called SFCR A, B, C, D, E and F were monitored, with SFI between 0.76 and 1.24. Overpower and overtemperature events are proven to occur over several months, according to the SFCR's SFI. SFCR C, F and E, which have higher SFI's, when compared to their peers (A, B and D), present superiority in productivity. Considering the LABREN database for the cities where the SFCR are installed, the average annual percentage difference in irradiation was 8 %, while the calculated productivity presented an average of 22 %. SFCR monitored with lower SFI's, are subjected to higher frequencies of overpower and high operating temperatures, reaching up to 80 °C. Mathematical models were used to analyze reliability and estimate failures in relation to operating temperature. The biggest reasons for failure rates are found in SFCR with the lowest SFI's, reaching 21.14, 6.94 and 8.06 in SFCR A, B and C, respectively. The biggest monthly differences occur between SFCR B and F, due to the greater difference in SFI between them, since they have inverters identical. Due to the ambient temperature, in winter, the amount of defects estimated is less than in summer, however for the operating condition of SFCR A, there is 3.28 times more damage than for SFCR C, which is only 1.88. In this way, SFCRs with undersized inverters will be losing electricity generation, in addition to reducing their useful life due to the stress of the components, resulting in inverter changes over the life of the SFCR.

Keywords: Solar energy. Inverter. Sizing factor.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema net metering.	28
Figura 2 – Dados globais de produção anual.....	30
Figura 3 – Variação diária da eficiência de energia dos módulos FV.	31
Figura 4 – Exemplos de degradações ocorridas em condições de operação.	33
Figura 5 – Potência elétrica do gerador FV em relação a temperatura ambiente e irradiância.	35
Figura 6 – a) inversor com transformador de baixa frequência, b) inversor com transformador de alta frequência e c) inversor sem transformador.....	36
Figura 7 – a) Inversor central, b) Inversor <i>string</i> , c) Micro inversor e d) Inversor multi- <i>string</i>	38
Figura 8 – Curvas IV e PV, a) sob irradiação solar variável e b) sob temperatura variável. ...	39
Figura 9 – Eficiências europeia e californiana em diferentes tensões c.c..	43
Figura 10 – Dados históricos dos custos dos inversores e módulos FV, entre 2006 e 2019.	45
Figura 11 – Curva IV normalizada, para módulo sem degradação e módulo com PID.	46
Figura 12 – Curva característica de potência c.c. do gerador FV.....	49
Figura 13 – Curvas de irradiância horizontal, com dados instantâneos (10 s) e dados horários, a) de um dia típico ensolarado e b) dia nublado.	50
Figura 14 – Imagem do céu nublado durante o evento de sobreirradiância de 1643 W/m ² em Brotas de Macaúbas/BA.	51
Figura 15 – Exemplo do corte de potência para um sistema com FDI = 0,5, a) dia ensolarado, b) dia parcialmente nublado; ambos utilizando dados de um minuto. c) e d) representam os mesmos dias, respectivamente, porém com dados horários.	53
Figura 16 – Curvas de tempo de operação em diferentes razões de carregamento.	54
Figura 17 – Curvas de tempo de operação por carregamento do inversor em diferentes fatores de dimensionamento.	58
Figura 18 – Curva de potência de operação simulada.	59
Figura 19 – Curva de potência de operação simulada.	60
Figura 20 – Curva de potência de operação com temperature derate.....	61
Figura 21 – Curva de potência de operação em diferentes níveis de tensão c.c. com temperature derate.	62
Figura 22 – Fluxograma do projeto de confiabilidade utilizando a teoria da física da falha. ..	64
Figura 23 – Curvas do número de ciclos do substrato-solda em função das variações de temperatura.	66

Figura 24 – Análise energética utilizando estratégias para determinação do corte de potência. a) $P_{limite} < P_{inv}$ e b) $P_{limite} > P_{inv}$ (P_{inv} : Potência nominal do inversor fotovoltaico, $P_{disponivel}$: energia fotovoltaica disponível, P_{limite} : nível do limite de potência).....	67
Figura 25 – Danos acumulados nos dispositivos eletrônicos com diferentes resoluções de dados de irradiância.	68
Figura 26 – Célula de referência e piranômetro.	73
Figura 27 – Fotos das instalações do gerador FV e do inversor, a) SFCR A, b) SFCR B, c) SFCR C, d) SFCR D, e) SFCR E e f) SFCR F.....	76
Figura 28 – Perfil dos sistemas fotovoltaicos instalados, a) no Brasil e b) em SC e RS.....	82
Figura 29 – Inversor SMA TL nos FDI's a) 2,0, b) 1,4, c) 1,0 e d) 0,67.	84
Figura 30 – Funções de ajuste para o inversor SMA TL.....	86
Figura 31 – Mapas de eficiências médias. a) SMA TL, b) SMA US e c) SMA HF.	88
Figura 32 – Mapas dinâmicos de valores de eficiência de conversão c.c./c.a.. (a) Ecopower20 – 1995, (b) Covert2000 – 2001, (c) FroniusIG3000 – 2006, (d) SMA SB5000TL – 2014, (e) Fronius Primo 5.0-1 – 2016 e (f) ABB PVI-5000 – 2016.	91
Figura 33 – Correlação entre preço e potência de distintos inversores.	94
Figura 34 – Análise estatística de eventos de sobreirradiância a partir de dados do piranômetro e da célula de referência.	95
Figura 35 – Curvas de irradiância para os dias: a) 19/01/2017, b) 25/03/2017, c) 17/04/2017 e d) 31/12/2017.....	96
Figura 36 – Eventos de sobrepotência para diferentes FDI's por meio de simulação.....	98
Figura 37 – Análise estatística de ocorrências de sobrepotência do SFCR E, dados calculados e monitorados.	100
Figura 38 – Curvas de potência e temperatura em operação, a) data: 08/12/2018, b) 27/12/2018 e c) 28/08/2019.	102
Figura 39 – Irradiação no plano inclinado para todas as cidades do estudo.....	104
Figura 40 – Irradiação e produtividade considerando todas as cidades do estudo.	105
Figura 41 – Irradiação e produtividade desconsiderando a cidade de Rio Negrinho.	106
Figura 42 – Boxplot de potência dos sistemas SFCR A e SFCR C (inversor 3 kW).	107
Figura 43 – Histograma de frequência de sobrepotência dos sistemas SFCR A e SFCR C. .	108
Figura 44 – Boxplot de temperatura dos sistemas SFCR A e SFCR C (inversor 3 kW).	109
Figura 45 – Boxplot de potência dos sistemas SFCR D e SFCR E (inversor 1,5 kW).	110
Figura 46 – Boxplot de temperatura dos sistemas SFCR D e SFCR E (inversores 1,5 kW). .	110
Figura 47 – Boxplot de potência dos sistemas SFCR B e SFCR F (inversor 5 kW).....	111

Figura 48 – Boxplot de temperatura dos sistemas SFCR B e SFCR F (inversor 5 kW).	111
Figura 49 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a mediana da temperatura de operação dos inversores (T_2) de 3,0 kW.....	112
Figura 50 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a mediana da temperatura de operação dos inversores (T_2) de 1,5 kW.....	113
Figura 51 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a mediana da temperatura de operação dos inversores (T_2) de 5,0 kW.....	113
Figura 52 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a temperatura máxima de operação dos inversores (T_2) de 3,0 kW.....	114
Figura 53 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a temperatura máxima de operação dos inversores (T_2) de 1,5 kW.....	115
Figura 54 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a temperatura máxima de operação dos inversores (T_2) de 5,0 kW.....	115
Figura 55 – Estimativa de ciclos até a falha dos inversores 3,0 kW.	116
Figura 56 – Estimativa de ciclos até a falha dos inversores 1,5 kW.	117
Figura 57 – Estimativa de ciclos até a falha dos inversores 5,0 kW.	117
Figura 58 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 3,0 kW.....	119
Figura 59 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 1,5 kW.....	119
Figura 60 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 5,0 kW.....	120
Figura 61 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 3,0 kW.....	120
Figura 62 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 1,5 kW.....	121
Figura 63 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 5,0 kW.....	122
Figura A64 – Funções de ajuste para o inversor SMA TL.....	143
Figura A65 – Funções de ajuste para o inversor SMA TLH5.....	144
Figura A66 – Funções de ajuste para o inversor SMA US.....	144
Figura A67 – Funções de ajuste para o inversor SMA HF.....	145
Figura A68 – Funções de ajuste para o inversor Fronius TL.	145
Figura A69 – Funções de ajuste para o inversor Growatt TL.	146
Figura A70 – Mapas de eficiências médias. a) SMA TL, b) SMA TLH5, c) SMA US, d) SMA HF, e) Fronius TL, f) Growatt TL.	148

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Perdas de energia de acordo com a razão de carregamento (ILR) de cada tecnologia FV - silício amorfo (a-Si)/microcristalino (uc-Si), silício amorfo de junção única (a-Si), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e silício monocristalino (c-Si) e multicristalino (m-Si).	40
Tabela 2 – Recomendações de aterramento conforme modelo de inversor utilizado, dadas pela SMA.....	48
Tabela 3 – Estratégias adotadas no desenvolvimento de inversor.....	52
Tabela 4 – Estratégias adotadas no desenvolvimento de inversor.....	55
Tabela 5 – Componentes de inversor.	56
Tabela 6 – Descrição dos inversores estudados.....	71
Tabela 7 – Inversor utilizados para simulação em diferentes fatores de dimensionamento....	72
Tabela 8 – Identificação para cada cidade do estudo de acordo com a base de dados.	74
Tabela 9 – Características dos SFCR utilizados neste trabalho.....	76
Tabela 10 – Temperatura ambiente média em Santa Catarina (°C).	80
Tabela 11 – Validação da amostra a partir de dados e ponderações estatísticas.	83
Tabela 12 – Eficiências máxima, CEC, europeia e o intervalo definido neste trabalho.	87
Tabela 13 – Eficiências média para condições ideais de operação em diferentes FDI's.	90
Tabela 14 – Produtividade (kWh/kWp) para sistemas FV ao longo de 12 meses.....	104
Tabela 15 – Estimativa da quantidade de defeitos.	118
Tabela A16 – Funções de ajuste que correlacionam os coeficientes angular e linear e o fator de dimensionamento de inversor.....	146

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
Cd	Cadmio
CdTe	Telureto de cadmio
CEC	California <i>Energy Commission</i>
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEJAMA	Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CERSUL	Cooperativa de Distribuição de Energia
CIGS	Disseleneto de cobre, gálio e índio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
CMP11	Modelo de piranômetro padrão secundário
c-Si	Silício monocristalino
DF	<i>Dimensioning factor</i>
DfR	Projeto de confiabilidade
Eppley 8-48	Modelo de piranômetro
Eppley PSP	Modelo de piranômetro
EUA	Estados Unidos da América
FDI	Fator de dimensionamento
FET	Transistores de efeito de campo
FF	Fator de forma
FR	Taxa de falhas
FV	Fotovoltaico
Ga	Gálio
GD	Geração distribuída
HF	Transformador de alta frequência
IGBT	Transistores bipolares de porta isolada
ILR	<i>Inverter Loading Ratio</i>
In	Índio

IPR	<i>Inverter power ratio</i>
IxV	Corrente <i>versus</i> tensão
Kt	Índice de transmissividade atmosférica
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt hora
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LF	Transformador de baixa frequência
MPPT	Seguidor de máxima potência
m-Si	Silício multicristalino
MSX-10	Modelo de piranômetro
MTBF	Tempo médio entre falhas
MW	Megawatt
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NREL	Sandia National Laboratories
PID	<i>Potential Induced Degradation</i>
PoF	Teoria da física da falha
qda	Quantidade de defeitos acumulados
qdpmc	Quantidade de defeitos por meio-ciclo
r	<i>Sizing ratio</i>
RS	Rio Grande do Sul
SAM	System Advisor Model
SC	Santa Catarina
Se	Selênio
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
SMA	<i>System, Mess and Anlagentechnik</i> – Fornecedor alemão de equipamentos de energia solar
SPN1	Modelo de piranômetro
STC	Condição padrão de teste
TCO	Óxido transparente condutivo
Te	Telúrio
TL	Sem transformador
TLH5	Sem transformador, tecnologia da SMA

uc-Si	Silício microcristalino
US	Transformador de baixa frequência
v	<i>Nominal power ratio</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Coeficiente linear	[-]
a	Frequência de ciclos	[-]
b	Coeficiente angular	[-]
b	Expoente de variação da temperatura	[-]
E_{CA}	Energia elétrica em corrente alternada	[Wh]
E_{CC}	Energia elétrica em corrente contínua	[Wh]
E_a	Energia de ativação	[eV]
f	Frequência por dia ou hora	[-]
FA	Fator de aceleração	[-]
$G_{t,\beta}$	Irradiância medida	[W/m ²]
G_{ref}	Irradiância padrão de teste (1000 W/m ²)	[W/m ²]
k	Constante de Boltzman	[eV/K]
K_t	Índice de transmissividade	[-]
M	Coeficiente determinado experimentalmente	[-]
N_f	Número de ciclos até a falha	[ciclos]
n	Expoente é utilizado para ajustar os dados de falha para o ciclo térmico	[-]
$n_{T_{max}, \Delta T}$	Número de ocorrências de ciclos para diferentes pares de temperatura máxima e variação de temperatura	[-]
N_{stress}	Número de ciclos utilizando temperatura de stress	[ciclos]
N_{uso}	Número de ciclos utilizando temperatura de uso	[ciclos]
η_{inv}	Eficiência de conversão c.c./c.a.	[%]
η_{EU}	Eficiência Europeia	[%]
η_{CEC}	Eficiência californiana	[%]
η_{med}	Eficiência c.c./c.a. média	[%]
P	Potência ativa	[W]
P_{CA}	Potência elétrica em corrente alternada	[W]
P_{CC}	Potência elétrica em corrente contínua	[W]
P_{FV}	Potência elétrica do gerador fotovoltaico	[W]
P_{INV}	Potência elétrica nominal do inversor	[W]
P_{mpp}	Ponto de máxima potência	[W]

P_r	Potência elétrica relativa	[-]
P_{STC}	Potência nominal na condição padrão de teste	[W]
Pol^3	Polinômio cúbico	[-]
T	Temperatura	[°C ou K]
T_{max}	Temperatura máxima	[°C ou K]
ΔT	Variações de temperatura	[°C ou K]
ΔT_{stress}	Intervalo de temperatura	[°C ou K]
ΔT_{uso}	Intervalo de temperatura	[°C ou K]
T_{MC}	Temperatura de operação	[°C ou K]
T_{amb}	Temperatura ambiente	[°C ou K]
γ_{MPP}	Coefficiente de variação do ponto de máxima potência em relação a temperatura	[%/°C]
Γ	Período de análise	[h]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	JUSTIFICATIVA.....	24
1.2	HIPÓTESE.....	25
1.3	OBJETIVO GERAL	25
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	25
1.5	ESCOPO E ORGANIZAÇÃO DA TESE	26
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	28
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	28
2.2	TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
2.2.1	Efeito de Sujidade	31
2.2.2	Degradação	32
2.3	CONDIÇÕES PADRÃO DE TESTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	34
2.4	TECNOLOGIAS DE INVERSOR	36
2.5	FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSOR	39
2.6	EFICIÊNCIAS DE CONVERSÃO C.C./C.A.	41
2.7	RELAÇÃO ENTRE CUSTO E POTÊNCIA DE INVERSOR	44
2.8	COMPATIBILIDADE ENTRE INVERSOR E GERADOR FV	46
2.9	EVENTOS DE SOBREIRRADIÂNCIA.....	48
2.10	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DO INVERSOR	55
2.11	GERENCIAMENTO TÉRMICO DE INVERSORES	58
2.12	CONFIABILIDADE E VIDA ÚTIL	63
3	MATERIAIS E MÉTODOS	69
3.1	PERFIL DE DIMENSIONAMENTO E PREÇOS NO BRASIL.....	69
3.2	DETERMINAÇÃO DA EFICIÊNCIA C.C./C.A.....	69
3.3	EFICIÊNCIA C.C./C.A. DE INVERSORES COMERCIAIS.....	71
3.4	ANÁLISE DE IRRADIÂNCIA LOCAL	73

3.5	DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DE OPERAÇÃO	74
3.6	SISTEMAS FV EM OPERAÇÃO.....	75
3.7	CONFIABILIDADE E ESTIMATIVA DE FALHAS	79
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	82
4.1	PERFIL DE DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FV NO BRASIL.....	82
4.2	DETERMINAÇÃO DA EFICIÊNCIA MÉDIA DE Inversor DE SISTEMAS FV	84
4.3	ESTUDO DE EVENTOS DE SOBREIRRADIÂNCIA E SOBREPOTÊNCIA.....	94
4.4	PRODUTIVIDADE	103
4.5	PERFIL DE TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DE Inversor.....	106
4.6	ESTIMATIVA DE FALHAS	112
5	CONCLUSÕES	123
5.1	TRABALHOS FUTUROS	125
6	PUBLICAÇÕES NO ÂMBITO DESTA TESE.....	126
6.1	PUBLICAÇÕES EM PERIÓDICOS.....	126
6.2	TRABALHOS COMPLETOS PUBLICADOS EM ANAIS DE CONGRESSOS	126
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	128
	APÊNDICE A - Desenvolvimento de métodos e modelos matemáticos para determinação da eficiência c.c./c.a. média de inversores	137
	APÊNDICE B – Formulário utilizado para pesquisa do perfil dos projetistas do setor.....	151
	ANEXO A – Informações técnicas do fabricante dos inversores.	153

1 INTRODUÇÃO

A utilização de sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica vem crescendo rapidamente, influenciada pela redução de preços dos diferentes componentes, maturidade e confiabilidade tecnológica e principalmente a partir da regulamentação, normatização, certificação e incentivos governamentais à energia solar (BREYER; GERLACH, 2013; DAVI et al., 2016). Esta condição permite uma inserção sólida e gradual da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira contribuindo para a diversificação da mesma, uma vez que esta é fortemente dependente da geração de energia hídrica (DE QUEIROZ et al., 2016).

Os sistemas fotovoltaicos (FV) de geração distribuída apresentam, atualmente no Brasil, viabilidade econômica e segurança jurídica, uma vez que há normativas específicas regulamentando e incentivando o setor. Esse tipo de geração de energia elétrica foi regulamentado em 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso da micro e minigeração, permitindo a utilização dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) (ANEEL, 2015; LACCHINI; RÜTHER, 2015).

Em 2019 a capacidade instalada de energia renovável no mundo obteve recorde, cresceu mais de 200 GW, sendo a solar fotovoltaica a principal fonte. Embora essas tendências tenham sido impulsionadas especialmente por países e regiões importantes, como China, Europa e Estados Unidos, o crescimento é registrado em todas as partes do mundo (REN21, 2019). No Brasil o crescimento em 2019 foi de 212 %, correspondendo a R\$ 4,8 bilhões em investimentos e 15 mil profissionais trabalhando na área de energia solar FV. Segundo a ABSOLAR (2020) a previsão aponta para 174 mil SFCR em 2020 e 887 mil SFCR em 2024.

A aplicação dos SFCR em unidades consumidoras residenciais implica em várias vantagens econômicas e técnicas, por exemplo, redução dos custos operacionais, adiamento de atualização das linhas de distribuição, menores perdas por transmissão e distribuição, aumento na qualidade do serviço para o cliente e principalmente a rápida implementação e modularidade (ISLAM; MEKHILEF; HASAN, 2015).

Os principais componentes dos SFCR são os módulos FV, que constituem o gerador FV e o inversor. O inversor é responsável pela conversão da energia elétrica em corrente contínua (c.c.) gerada pelo gerador FV para energia elétrica em corrente alternada (c.a.), com características e qualidade para injeção na rede da distribuidora local.

A maioria dos inversores utilizam uma topologia de conversão de energia elétrica em dois estágios, o primeiro é um estágio c.c./c.a./c.c. ou c.c./c.c., necessário para aumentar a

tensão para valores superiores a rede. O segundo estágio é a conversão c.c./c.a. para conexão com a rede elétrica (CORTAJARENA et al., 2017; FARAJI et al., 2017).

Esses equipamentos possuem seguidor de ponto de máxima potência, proteção anti-ilhamento, alta eficiência de conversão, sincronização automática com a rede, baixo nível de distorção de harmônicos e fator de potência próximo da unidade (MAHELA; SHAIK, 2017; RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014).

O avanço da eletrônica de potência embarcada em inversores permitiu o rápido desenvolvimento e aperfeiçoamento em todas as funções e características deste equipamento (YILMAZ; DINCER, 2017). Sendo possível aumentos consideráveis na eficiência c.c./c.a. e segurança na conversão de energia elétrica (KRATZENBERG et al., 2014). Entretanto, os inversores possuem uma eletrônica de potência importante, possuindo sistemas de controles, softwares, múltiplos circuitos, capacitores, indutores, comutadores, entre outros componentes que devem operar juntamente com a rede de energia elétrica, mantendo a qualidade da energia elétrica injetada, bem como devem ter comportamento dinâmico para serem capazes de operar sob condições de oscilações rápidas (FARANDA et al., 2015).

Desta forma, o inversor é considerado o componente mais suscetível a falhas do sistema e entender os mecanismos de falha é essencial para prever a vida útil dos inversores (DBEISS; AVENAS; ZARA, 2017; HUANG; MAWBY, 2013) e garantir a confiabilidade (HACKE et al., 2018). Neste contexto, a aplicação massiva dos sistemas FV, implicará na necessidade de estratégias de dimensionamento e de manutenções programadas para que ocorra a mitigação de problemas econômicos, como a substituição do inversor prematuramente.

Os fabricantes possuem garantias que normalmente fornecem segurança financeira, pois englobam custos de reparos e substituições de componentes; porém, vale ressaltar que devem haver evidências que o mau funcionamento teve origem em peças defeituosas. Dessa forma, o bom uso do equipamento deve ser priorizado, já que a maioria dos fabricantes não cobre danos por instalação incorreta ou mau uso do produto (FORMICA; KHAN; PECHT, 2017).

Conforme muitos autores apontam, a vida útil e a confiabilidade dos equipamentos eletrônicos estão relacionados com a temperatura de operação, visto que, o aumento de temperatura reduz a vida útil de componentes eletrônicos, pois favorece o fenômeno de degradação, aumentando a probabilidade de ocorrência de falhas (PERIN, 2016). Atualmente os estudos contam com simulação ou dados de testes dos fabricantes, que são muito mais abundantes do que aqueles que empregam dados de operação em campo, onde podem ser consideradas condições ambientais e instalação (CAMPS et al., 2015).

Este trabalho visa acrescentar informações elétricas e térmicas dos inversores atuais, além de explorar dados de operação em campo, analisando os impactos quando aplicados diferentes fatores de dimensionamento de inversor. Deve-se levar em consideração as características locais para que ocorra o dimensionamento adequado do SFCR, proporcionando confiabilidade e redução de custos futuros.

1.1 JUSTIFICATIVA

O fator de dimensionamento (FDI) é a relação entre potência do inversor (P_{inv}) e a potência do gerador fotovoltaico (P_{FV}) em STC (*Standart Test Conditions*). Tradicionalmente, no dimensionamento do conjunto gerador fotovoltaico-inversor, os projetistas de sistemas fotovoltaicos optam por uma potência maior de gerador fotovoltaico em comparação à potência do inversor, ou seja, fator de dimensionamento de inversor inferior a unidade. Isso se deve ao fato de levarem em consideração algumas premissas praticadas mundialmente: condições padrão de teste que raramente são verificadas em operação, baixas eficiências de conversão c.c./c.a. em potências relativas inferiores à 50 % e a relação entre custo e potência do inversor.

Esta relação depende de vários fatores, como tecnologia do gerador FV, local de instalação, orientação, inclinação, aspectos climáticos, desempenho do inversor e razão de custo por kW do inversor (FARANDA et al., 2015; RODRIGO; VELAZQUEZ; FERNANDEZ, 2016).

O aprimoramento das técnicas de projeto e execução de um sistema fotovoltaico de geração distribuída é fundamental para garantir o máximo desempenho energético, segurança de operação e viabilidade econômica (FARANDA et al., 2015).

De acordo com Manganiello, Balato e Vitelli (2015), 43 % das falhas dos sistemas fotovoltaicos são ocasionadas pelos inversores. Dessa forma é necessário também entender os custos de manutenção e períodos fora de operação, por conta dos reparos necessários nos inversores. Hacke et al. (2018) relatam que os inversores representam de 43 % a 70 % das solicitações de serviço de determinadas usinas, bem como perdas de energia na ordem de 36 %.

Para a tendência de redução de custos da energia solar fotovoltaica é necessário o desenvolvimento dos sistemas fotovoltaicos, sendo uma das principais frentes o aumento da confiabilidade de vida útil, já que os inversores contribuem em uma grande parcela do custo de operação e manutenção (SANGWONGWANICH et al., 2020).

Os projetistas devem procurar o perfeito casamento das características entre os componentes de um sistema fotovoltaico, constituído basicamente de módulos fotovoltaicos,

inversor e outros componentes periféricos. A partir do desenvolvimento da tecnologia os inversores tiveram aumentos consideráveis na eficiência c.c./c.a. e segurança na conversão de energia, alcançando eficiências de 98 % em médias potências (KRATZENBERG et al., 2014) e eficiências altas até mesmo em níveis de carregamento de 10 ou 20 % da potência nominal (RAMPINELLI; KRENZINGER; PRIEB, 2007), bem como a redução dos custos (FARANDA et al., 2015).

O acoplamento entre o gerador fotovoltaico e o inversor deve garantir o bom desempenho do conjunto, minimizando interrupções não planejadas e tempos de reparo (HACKE et al., 2018). Entretanto não serão analisados os indicadores de qualidade de energia elétrica, apesar de estas terem relação com o FDI.

1.2 HIPÓTESE

A principal hipótese desta Tese é que o fator de dimensionamento dos inversores impacta diretamente no desempenho termoenergético dos sistemas fotovoltaicos, na ocorrência de falhas e, conseqüentemente na vida útil dos inversores.

Dessa forma, para o incremento de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede não se deve aplicar a prática de subdimensionar o inversor.

1.3 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral da Tese é avaliar o desempenho térmico e energético de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em unidades prosumidoras a partir de medições e simulações computacionais do comportamento e interação dinâmicos do inversor, considerando diferentes fatores de dimensionamento, tecnologias e irradiância local, visando incrementar o desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos e reduzir o tempo médio entre falhas e as taxas de ocorrência de falha dos inversores.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos descrevem as atividades realizadas ao longo do desenvolvimento desta Tese, a fim de atingir o objetivo geral, os seguintes itens foram abordados:

- Identificação e descrição das tecnologias comerciais de módulos fotovoltaicos;
- Identificação e descrição das tecnologias e topologias de inversor de sistemas fotovoltaicos conectados à rede;
- Análise da compatibilidade entre as distintas tecnologias de módulos fotovoltaicos e inversor;
- Análise da operação dos módulos de diferentes tecnologias para avaliação dos efeitos até a estabilização;
- Desenvolvimento de um modelo matemático híbrido adaptativo para determinação da eficiência média de inversor para sua utilização como indicador de desempenho;
- Análise do perfil de irradiância a partir de medições de uma estação meteorológica automática de superfície;
- Avaliação da frequência mensal de valores de sobreirradiâncias verificadas a partir de efeitos transientes de camada limite atmosférica;
- Simulação, medição e análise de indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede sob distintas condições operacionais (tensão c.c. de entrada e fator de dimensionamento de inversor);
- Determinação do perfil de temperatura de inversor sob distintas condições operacionais;
- Avaliação das taxas de falhas e tempo médio entre falhas e avaliação dos impactos dos diferentes fatores de dimensionamento.

1.5 ESCOPO E ORGANIZAÇÃO DA TESE

O desenvolvimento desta Tese envolveu uma extensa revisão bibliográfica, englobando publicações científicas e estudos relacionados e informações técnicas de fabricantes de inversor, para definição das análises a serem abordadas.

No Capítulo 2 serão apresentadas e discutidas as premissas que embasam o dimensionamento entre gerador FV e inversor, como as condições de operação dos sistemas FV, questões sobre eficiência de conversão c.c./c.a. e a relação entre custo e potência instalada.

Nesse sentido, serão descritas as tecnologias comerciais de módulos FV e inversor bem como a evolução tecnológica e a compatibilidade entre equipamentos. Dessa forma, serão definidas as características dos sistemas FV para monitoramento e análise posterior dos dados.

Adicionalmente serão descritas as condições de irradiância e os impactos causados na operação dos sistemas FV, especialmente para o Brasil, além das estratégias de refrigeração adotadas pelos fabricantes de inversor.

Também serão descritas metodologias para levantamento da confiabilidade e vida útil dos inversores, como por exemplo, a estimativa da taxa de falhas e fator de aceleração.

O Capítulo 3, mostrará os sistemas FV instalados que estão em operação contínua em campo e que serão analisados na Tese e as metodologias para obtenção de cada resultado.

Serão descritas as metodologias para obtenção do perfil de dimensionamento aplicado pelos projetistas no Brasil e especificamente na região Sul, também serão descritos o procedimentos para elaboração dos mapas de comportamento dinâmicos a partir do modelo matemático proposto nesta Tese, que mostrará a eficiência c.c./c.a. média dos inversores considerando potência relativa, fator de dimensionamento e tensão c.c..

Inclusive, será descrita a metodologia para análise da eficiência de conversão por meio de simulação de outros inversores comerciais. Ainda no capítulo 3 serão descritos os métodos para análise do perfil de irradiância local, produtividade dos sistemas FV e de confiabilidade de operação dos inversores.

No Capítulo 4 serão apresentados e discutidos os resultados experimentais de cada análise proposta. Será definido o perfil dos projetistas atuantes do mercado FV, em relação ao FDI aplicado aos SFCR, também serão apresentados mapas de eficiências médias para inversor comerciais e mapas dinâmicos utilizando diferentes FDI's, desvio azimutal e inclinação. Serão apresentados resultados de análises estatísticas dos eventos de sobreirradiância, sobrepotência e perfis de temperatura dos sistemas FV.

A produtividade será apresentada mensalmente para cada sistema FV, bem como o recurso solar disponível em cada cidade de interesse. Da mesma forma serão comprovadas as diferenças de operação entre os inversores de acordo com o FDI aplicado, por meio da estimativa do número de ciclos até a falha, taxa de falhas, quantidade de defeitos e fator de aceleração de falhas.

No Capítulo 5 serão apresentadas as conclusões da Tese. Adicionalmente serão listadas algumas sugestões para trabalhos futuros, contemplando atividades que não foram possíveis de serem realizadas durante o período da Tese e/ou estariam fora do escopo, porém seriam pertinentes para o tema. Por fim o Capítulo 6 exibirá as publicações realizadas no âmbito desta pesquisa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

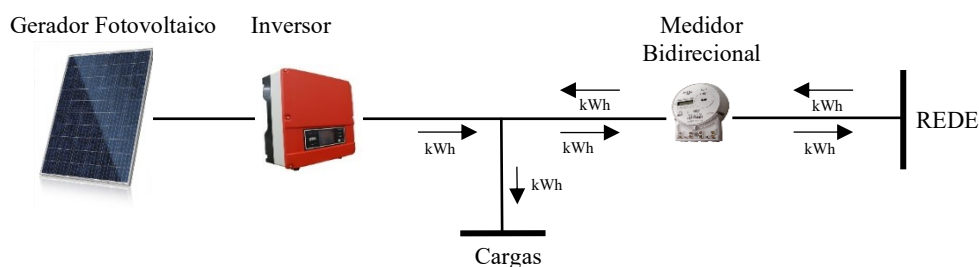
Este capítulo apresenta os conceitos técnicos e teóricos importantes para a compreensão da pesquisa, e também as principais premissas utilizadas para determinação do fator de dimensionamento dos sistemas FV.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No Brasil o ponto de partida para a regulamentação da micro e minigeração distribuída aconteceu com a publicação da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2012).

O sistema de compensação de energia, internacionalmente conhecido como *net metering* (Figura 1), consiste em medir o fluxo de energia elétrica nos dois sentidos em uma unidade consumidora que possui geração, ou seja, é realizada a contabilização entre a energia consumida e a energia exportada ou injetada para a rede, dessa forma o faturamento é dado somente pela energia ativa (DARGHOUGH; BARBOSE; WISER, 2011; EID et al., 2014; YAMAMOTO, 2012). Não há comercialização de energia elétrica, se ao final do período de faturamento, a energia injetada for maior que a energia consumida. Neste caso, a unidade consumidora recebe créditos energia elétrica. O excedente que não foi utilizado no mês corrente deve ser utilizado para compensação em meses subsequentes. Este modelo pode ser considerado uma eficiente política para a inserção da tecnologia solar fotovoltaica ainda em desenvolvimento em um país (LACCHINI; RÜTHER, 2015) e foi adotado por muitos estados dos EUA (DUFO-LÓPEZ; BERNAL-AGUSTÍN, 2015).

Figura 1 – Sistema *net metering*.



Fonte: Scarabelot, Rampinelli e Rambo (2019).

Posteriormente, houve a publicação da Resolução Normativa n° 687/2015, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que revisa e atualiza a Resolução Normativa n° 482/2012, definindo novas potências em duas categorias: a microgeração distribuída que contempla sistemas com potência instalada de até 75 kW e a minigeração distribuída sendo uma central geradora de energia elétrica, com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Houve a redução dos prazos para conexão dos sistemas, novas possibilidades como a geração compartilhada e a geração em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, a consolidação do modelo de auto consumo remoto, o melhoramento das informações das faturas, facilitando o entendimento dos clientes geradores de energia e aumentando o público alvo (ANEEL, 2015).

A geração distribuída (GD) é caracterizada por pequenos geradores de energia elétrica conectados à rede de distribuição da concessionária local, sendo assim possível que cada consumidor gere sua própria energia.

A aplicação dos sistemas fotovoltaicos (FV) em unidades consumidoras residências implica em várias vantagens econômicas e técnicas como por exemplo, redução dos custos operacionais, adiamento de atualização das linhas de distribuição, menores perdas por transmissão e distribuição, aumento na qualidade do serviço para o cliente, rápida implementação e modularidade (ISLAM; MEKHILEF; HASAN, 2015).

2.2 TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

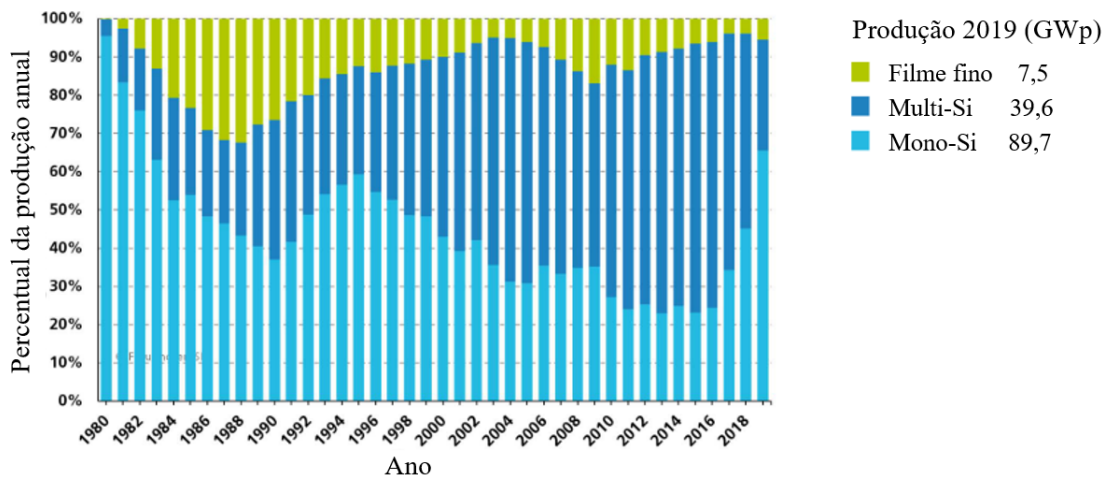
A indústria fotovoltaica iniciou no final da década de 1940, com o desenvolvimento dos primeiros dispositivos, chamada de primeira geração de células fotovoltaicas, baseadas em silício cristalino com uma eficiência de 6 % (EL CHAAR; LAMONT; EL ZEIN, 2011).

As células fotovoltaicas de silício cristalino c-Si, são conectadas em série e em paralelo para atingirem níveis de tensão e corrente c.c. desejados para sua aplicação. Vários outros tipos de células estão sendo desenvolvidos e aperfeiçoados. Atualmente, as tecnologias são classificadas de primeira à quarta geração, que consistem em tecnologia de silício cristalino, tecnologia de filme fino, células solares orgânicas e poliméricas, células solares sensíveis a pigmentos, tecnologias de células solares novas e híbridas, como pontos quânticos, nanotubos estão em fase de desenvolvimento (KUMAR; KUMAR, 2017), com o intuito de expandir e melhorar a conversão de energia solar em energia elétrica com custo mínimo (HOSENUZZAMAN et al., 2015).

As tecnologias da primeira geração, baseadas em silício cristalino (c-Si), possuem o domínio comercial, quando comparadas as tecnologias de segunda geração, geralmente baseadas em silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS), que também podem ser adquiridas e aplicadas em sistemas fotovoltaicos terrestres. Atualmente os módulos fotovoltaicos baseados em c-Si são responsáveis por uma participação de 94,5 %, enquanto que a participação de todas as tecnologias de filmes finos no mercado fotovoltaico é da ordem de 5,5 % da produção total anual, Figura 2 (FRAUNHOFER, 2020). Esse fato se deve a maturidade tecnológica, a abundância de silício na superfície terrestre e a baixa toxicidade quando comparado com os elementos altamente tóxicos, como Cd, Se e Te ou escassos, como Ga, In, além dos três anteriores (KUMAR; KUMAR, 2017).

Dentre as tecnologias de silício cristalino, a produção mundial vem alternando entre multi e mono cristalino. A década de 90 foi marcada pelo crescimento do mercado em relação a tecnologia mono cristalina, porém nos anos 2000 o domínio se deu pela tecnologia de silício multi cristalino, atualmente esse perfil vem sofrendo uma nova mudança e percebe-se a expressiva participação do silício mono cristalino. Enquanto a participação dos filmes finos teve representatividade apenas em épocas anteriores a década de 90.

Figura 2 – Dados globais de produção anual.



Fonte: Adaptada de Fraunhofer (2020).

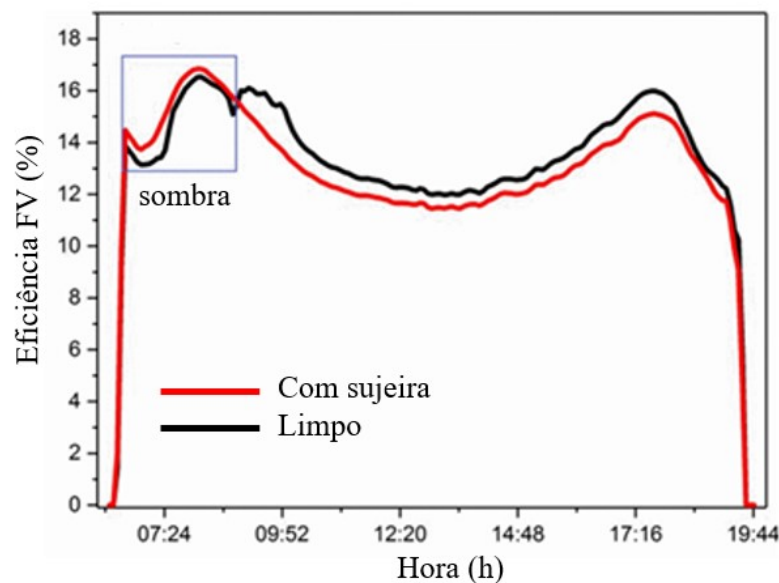
As tecnologias enfrentam o desafio de se tornarem cada vez mais competitivas em relação aos custos, eficiência e vida útil. Reich et al. (2005), mostram que diferentes tecnologias apresentam respostas distintas quanto a sua eficiência em diferentes condições de irradiância. Portanto é importante avaliar as variações de desempenho e estabilidade de cada tecnologia fotovoltaica.

2.2.1 Efeito de Sujidade

A sujeira ou poeira acumulada ao longo do tempo no gerador fotovoltaico pode reduzir a transmitância dos módulos FV, causando perdas energéticas (MOSTEFAOUI et al., 2018). Em regiões com alto índice de poeira ou até mesmo em países onde ocorrem tempestade de areia, ocorre a diminuição expressiva da irradiância diária que pode ser absorvida pelos módulos FV e conseqüentemente a redução da potência elétrica atingida pelo gerador fotovoltaico (SAHOUANE et al., 2019).

Mostefaoui et al. (2018) ilustram a variação de eficiência de um gerador com acúmulo de sujeira na superfície e após a limpeza dos módulos FV, Figura 3. De acordo com os índices de desempenho a produtividade final do sistema FV foi de 6,21 kWh/kWp/dia e 5,95 kWh/kWp/dia, para o sistema limpo e para o sistema sujo, respectivamente. Este estudo realizado na Argélia, em um período específico descreve um ganho energético de 4,4 % com a limpeza do gerador FV (MOSTEFAOUI et al., 2018). Silva et al. (2019) obtiveram uma diferença de 11,7 % na geração de energia comparando um gerador FV limpo e outro sujo e ainda uma aumento de 10 °C na temperatura de operação do gerador FV sujo.

Figura 3 – Variação diária da eficiência de energia dos módulos FV.



Fonte: Adaptada de Mostefaoui et al. (2018).

A sujeira influencia também na temperatura de operação, alterando o comportamento elétrico, já que este não depende apenas da temperatura ambiente (SILVA et al., 2019). Conforme medições realizadas por Silva et al. (2019), foi encontrada uma temperatura superior nos módulos FV sujos e essa diferença foi em torno de 10 °C. Adicionalmente a perda energética para o conjunto de módulos naturalmente sujos, foi em torno de 11 %, nos 6 dias de teste do sistema FV que fica localizado na região Sudeste do Brasil.

Outro estudo que analisa diferentes superfícies dos módulos FV, relata que os sistemas FV apresentam perdas por reflexão de até 15 % em períodos secos e médias anuais de 6 % de perdas (PILIOUGINE et al., 2008). No entanto, em um estudo realizado na cidade de Florianópolis/SC, Brasil, a perda energética mensurada foi de apenas 5,3 %, para esse caso de acordo com o regime de chuvas da região, abundantes e distribuídas ao longo do ano, a limpeza do gerador FV seria uma prática desnecessária (NASCIMENTO; RÜTHER, 2014).

2.2.2 Degradação

Além da tecnologia das células fotovoltaicas, vários fatores existentes nas instalações de sistemas fotovoltaicos como, temperatura, umidade, regime de chuvas, poeira, neve e irradiação solar, causam impacto na taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos (MARTÍN-MARTÍNEZ et al., 2019).

A taxa de degradação é um parâmetro utilizado para avaliar a eficiência do sistema ao longo do tempo e também prever potência de operação ao longo de sua vida útil. Mesmo com danos geralmente causados por reações químicas e mecanismos físicos, o gerador continua operando, porém fora dos parâmetros ideais (SILVA et al., 2019).

Porém essa previsão é uma questão complexa de ser mensurada já que existem vários mecanismos de degradação (MALVONI et al., 2017). Inclusive as condições reais de operação devem ter seus efeitos avaliados a longo prazo, como por exemplo, descoloração, quebras e trincas, corrosão e delaminação, Figura 4 (SILVA et al., 2019). Taxa de degradação relatadas na literatura variam de 0,7 % ao ano em média e 0,5 % em mediada para silício cristalino (NASCIMENTO; RÜTHER, 2014).

Figura 4 – Exemplos de degradações ocorridas em condições de operação.



Fonte: Adaptada de Silva et al. (2019).

As células de silício amorfo são, das tecnologias não cristalinas, as mais populares (HOSENUZZAMAN et al., 2015), pois possuem uma taxa de absorção da radiação solar 40 vezes melhor que o c-Si. Adicionalmente o a-Si pode ser depositado em substratos com grandes áreas utilizando técnicas de deposição de baixo custo (KUMAR; KUMAR, 2017). Porém as eficiências alcançadas em laboratório sofrem grande diminuição (de 15 a 35 %) quando os módulos de a-Si são expostos as condições de operação, devido a degradação induzida ocasionada pela radiação solar, conhecida como efeito *Staebler-Wronski* (KUMAR; KUMAR, 2017).

Outra característica importante é o fato de os fabricantes descreverem na folha de informações dos módulos fotovoltaicos de a-Si valores de potência relativa e tensões após a estabilização do material. Este tempo de estabilização onde ocorrerão principalmente maiores tensões pode durar até 5 meses (RAMPINELLI; BÜHLER, 2012). Em regiões de altas temperaturas, essa tecnologia se mostra interessante pelo fato de possuir um efeito chamado *thermal annealing* (recozimento térmico), que reverte a degradação causada pelo efeito *Staebler-Wronski*, aumentando a eficiência dos módulos com a exposição à radiação solar sob altas temperaturas (PIERRO; BUCCI; CORNARO, 2015; RAMPINELLI; BÜHLER, 2012).

Os módulos de CdTe apresentam um efeito denominado de *light soaking* (imersão de luz), no qual ocorre o melhor desempenho do módulo fotovoltaico, com aumento do fator de forma (FF) e da tensão de circuito aberto (V_{oc}) após certo período de exposição à radiação solar (KOBAYASHI et al., 2017; KOBAYASHI; YAMAGUCHI; NAKADA, 2014). Autores apontam para um aumento de V_{oc} que pode chegar a 6 % após algumas centenas de horas de

exposição à radiação solar (CUETO; VON ROEDERN, 2006). Essa característica deve ser levada em consideração no dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, para que se garanta a compatibilidade entre módulos fotovoltaicos e inversor ao longo de toda operação do sistema.

Nos últimos anos as células de CIS e CIGS vem ganhando destaque devido seu poderoso coeficiente de absorção dos fótons da radiação solar, apresentando módulos fotovoltaicos com maiores eficiências dentre as tecnologias de filmes finos (HOSENUZZAMAN et al., 2015; KUMAR; KUMAR, 2017). Cerca de 90 % dos fótons com energia superior a 1 eV são absorvidos em uma espessura de 1 μm a 3 μm , com coeficientes de temperatura similares aos módulos de c-Si (RAMPINELLI; BÜHLER, 2012).

A exposição à radiação solar por determinado período causa um aumento na fotocondutividade, efeito de *light soaking*, que também ocorre nos módulos de CdTe, acarretando em maiores tensões de circuito aberto tanto nos módulos de CIS quanto de CIGS, chegando a melhorias de eficiência entre 7 % e 15 % nas células de CIS. Apesar da melhoria no desempenho inicialmente, após determinado período de exposição a degradação significativa também é reportada (GOSTEIN; DUNN, 2011).

2.3 CONDIÇÕES PADRÃO DE TESTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A potência nominal do gerador é determinada em condição padrão de teste de laboratório controlado com irradiância de 1000 W/m², temperatura de célula de 25 °C e espectro solar correspondente a uma massa de ar 1,5. Porém, na maioria das metodologias de dimensionamento considera-se que em um sistema FV em operação, as condições de teste nunca ou raramente são verificadas e, portanto, a potência nominal do gerador fotovoltaico nunca ou raramente é atingida (BURGER; RUTHER, 2006; FARANDA et al., 2015; KELLER; AFFOLTER, 1995).

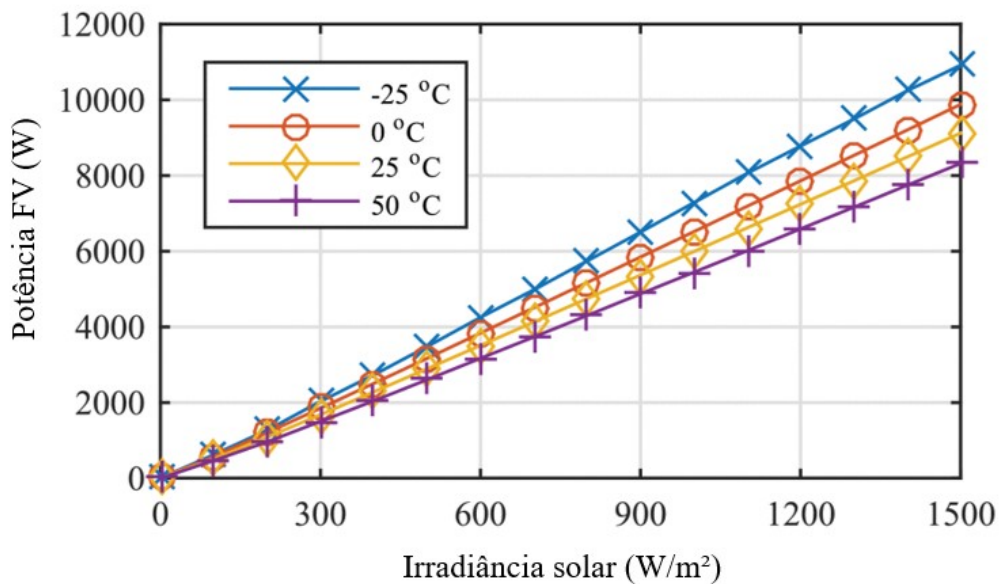
Em realidade, é fato que em uma condição de irradiância de 1000 W/m², a temperatura de operação do módulo será significativamente superior a 25 °C. A temperatura nas condições NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) de operação de célula/módulo fotovoltaico é obtida em uma condição de irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade de vento igual a 1 m/s. A temperatura nominal de operação é da ordem de 45-50 °C para os módulos comerciais (SAM, 2017).

A potência do módulo/gerador fotovoltaico possui uma relação inversa com sua temperatura de operação (CHANDER et al., 2015), especialmente para silício cristalino, o que

colabora para a prática de subdimensionar o inversor (BURGER; RUTHER, 2006). Gurpinar et al. (2016) verificam a potência do gerador FV em relação aos níveis de irradiância e diferentes temperaturas ambiente, verifica-se a perda de desempenho devido a temperatura ambiente elevada (Figura 5).

Atualmente os coeficientes de variação da potência do módulo/gerador fotovoltaico com relação a temperatura são da ordem de 0,3-0,4 %/°C para módulos fotovoltaicos de silício cristalino (CAAMAÑO MARTÍN, 1998; JÚNIOR; MACÊDO; PINHO, 2014).

Figura 5 – Potência elétrica do gerador FV em relação a temperatura ambiente e irradiância.



Fonte: Adaptada de Gurpinar et al. (2016).

No entanto, a partir dessas características, sistemas fotovoltaicos, principalmente operando em regiões de clima frio e níveis de irradiância elevados, apresentam a perdas consideráveis de energia nos casos de subdimensionamento dos inversores (BURGER; RUTHER, 2006; LUOMA; KLEISSL; MURRAY, 2012).

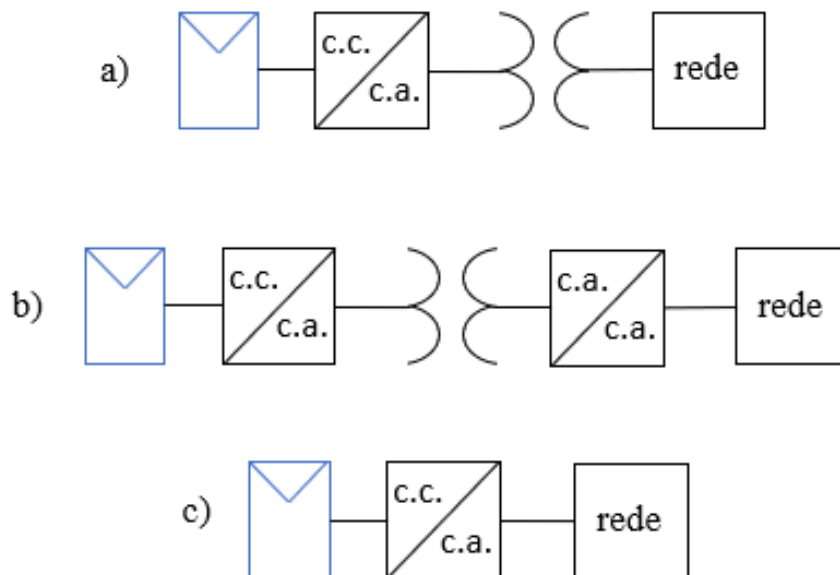
Good e Johnson (2016) apresentam resultados comparando os cortes de potência em relação à temperatura ambiente, onde fica claro que, em regiões mais frias, os sistemas FV atingem potências maiores e, conseqüentemente, maiores perdas energéticas, dependendo do fator de dimensionamento dos inversores c.c/c.a..

2.4 TECNOLOGIAS DE INVERSOR

Existem duas principais classificações de topologias de inversor para sistemas fotovoltaicos, com ou sem isolamento galvânico, Figura 6. O isolamento galvânico pode ser dado por um transformador de baixa frequência ou de alta frequência (ISLAM; MEKHILEF; HASAN, 2015). As soluções com isolamento galvânico eram obrigatórias em alguns países (ALONSO-ABELLA; CHENLO, 2005) por apresentarem níveis de segurança necessários. Por outro lado, ocorrem perdas nos componentes extras, assim os inversores sem isolamento galvânico, ou seja, sem transformadores podem apresentar eficiências aumentadas em 1 – 2 % (HAEBERLIN, 2001; KEREKES et al., 2011).

As diferentes topologias de inversor entre 1994-2002, apresentam eficiências máximas de 96 % (CALAIS et al., 2002). Haeberlin, Liebi e Beutler (1995) reportam inversor com isolamento galvânico com eficiências entre 91,5 e 93 %. Para inversor sem isolamento galvânico a eficiência máxima reportada foi de 95 % e eficiência europeia de 92,6 %. A partir de 2007 foram lançados inversores de alta eficiência, alcançando até 98 %, fica evidente que a eficiência dos inversores foi aumentando gradualmente e foi possível também a redução de perdas e redução nas temperaturas de operação (PERIN, 2016).

Figura 6 – a) inversor com transformador de baixa frequência, b) inversor com transformador de alta frequência e c) inversor sem transformador.



Fonte: Adaptada de Perin (2016).

Os inversores sem transformadores entraram no mercado mundial em 1995 (HAEBERLIN, 2001). Atualmente, o uso crescente destes inversores monofásicos e de baixa tensão se deve ao menor custo, maior eficiência, menor tamanho e peso em comparação com inversores com transformador (ISLAM; MEKHILEF; HASAN, 2015). O avanço da eletrônica de potência embarcada em inversor permitiu o rápido desenvolvimento e aperfeiçoamento em todas as funções e características deste equipamento. Atualmente possuímos mais de 40 topologias de inversores comerciais (PRIEB, 2012).

Os inversores conectados à rede, são classificados em:

- Inversor Central;
- Inversor *string*;
- Micro inversor integrado ao módulo fotovoltaico;
- Inversor Multi-*string*.

Os inversores centrais na Figura 7a) são utilizados em sistemas fotovoltaicos maiores que 10 kWp, com várias *strings* de módulos fotovoltaicos em paralelo, atingindo altos níveis de potência. Geralmente com aplicação em redes trifásicas (ISLAM; MEKHILEF; HASAN, 2015). Este tipo de inversor apresenta algumas limitações como, cabos de alta tensão c.c. entre módulos e inversor, seguidor de máxima potência (MPPT) centralizado o que causa pouca flexibilidade e perdas de energia. Outra desvantagem é a parada de operação de todo o sistema em caso de falha no inversor (HASSAINE et al., 2014).

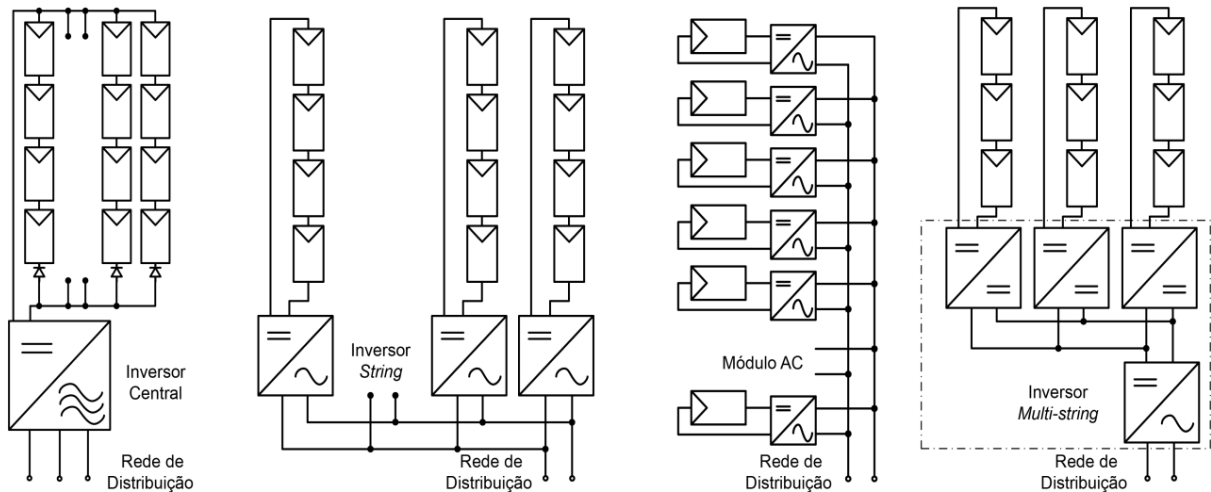
Os inversores *string* na Figura 7b) se conectam a apenas uma *string* de módulos fotovoltaicos, não apresentando perdas por associação. Dessa forma cada *string* pode ter um MPPT distinto. Esses inversores ainda apresentam melhores eficiências e baixo custo devido à larga escala de produção (HASSAINE et al., 2014; ISLAM; MEKHILEF; HASAN, 2015), representando 61,6 % do mercado de inversor (FRAUNHOFER, 2020).

Os inversores multi-*string* na Figura 7c) possuem *strings* adicionais ao inversor *string*. Essa topologia combina as vantagens do inversor *string* e do inversor central. Permite a conexão de várias *strings* sob MPPT's distintos, otimizando a operação. A aplicação se dá geralmente em sistemas fotovoltaicos de 3-10 kW (HASSAINE et al., 2014). Ocorre a redução de custos e a flexibilidade (ISLAM; MEKHILEF; HASAN, 2015).

Os módulos com micro inversor integrados na Figura 7d) removem as perdas por incompatibilidade de módulos e possibilitam a expansão do sistema devido sua modularidade.

Por outro lado, apresenta redução na eficiência geral pela maior amplificação de tensão e maior custo por *watt* instalado (HASSAINE et al., 2014).

Figura 7 – a) Inversor central, b) Inversor *string*, c) Micro inversor e d) Inversor multi-*string*.

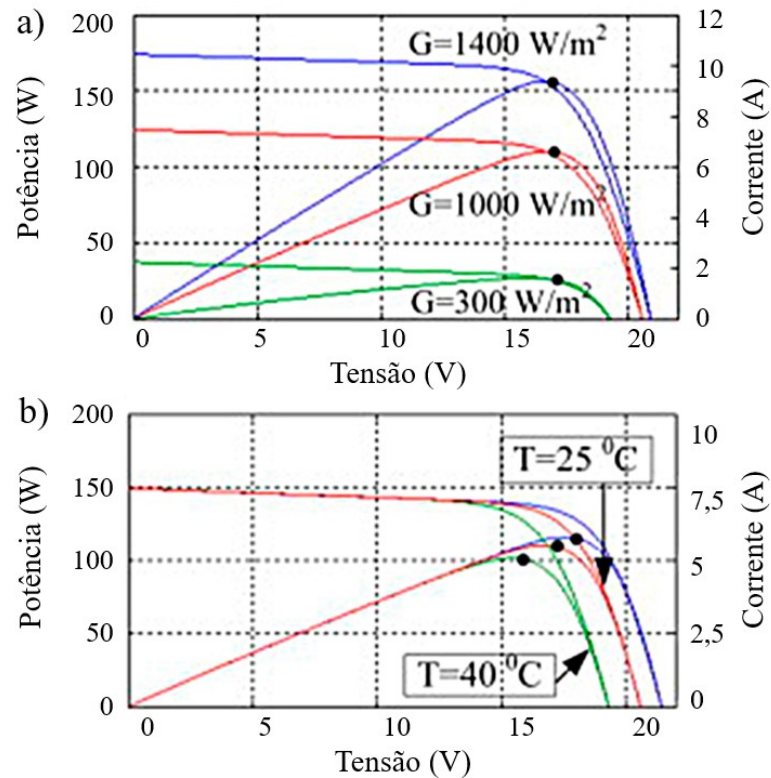


Fonte: Perin (2016).

O seguidor do ponto de máxima potência (MPPT) permite o maior aproveitamento energético em função da irradiância solar e da temperatura. Vários algoritmos são capazes de rastrear com rapidez e precisão o ponto onde se encontra a maior tensão e corrente elétrica, Figura 8. Dessa forma, o rastreamento deve ser dinâmico, ou seja, o ponto de operação deve ser continuamente testado e ajustado dependendo das condições de irradiância e temperatura ambiente instantâneas.

Apesar da evolução tecnológica na eletrônica de potência e a necessidade de confiabilidade e segurança na operação, os equipamentos eletrônicos apresentam como principal causa de falhas a temperatura de operação. Em um estudo dos eventos de manutenção de uma usina durante 5 anos, 37 % das manutenções foram ocasionadas pelo inversor e ainda 55 % foram devido a temperatura de operação (WANG; LISERRE; BLAABJERG, 2013). Hacke et al. (2018) apresentam dados de três relatórios sobre eventos de operação e manutenção de usinas fotovoltaicas, nos três casos os inversores apresentaram maiores chamadas de serviços entre 43 % e 70 %, resultando em altos custos de manutenção e perdas de geração de energia elétrica.

Figura 8 – Curvas IV e PV, a) sob irradiação solar variável e b) sob temperatura variável.



Fonte: Adaptada de Ahmed e Salam (2015).

Dessa forma, o inversor é considerado o componente mais suscetível a falhas do sistema e entender os mecanismos de falha é essencial para prever a vida útil dos inversores (DBEISS; AVENAS; ZARA, 2017; HUANG; MAWBY, 2013) e garantir a confiabilidade (HACKE et al., 2018).

2.5 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSOR

Na literatura existem vários métodos para determinar a proporção entre as potências do gerador FV e as potências dos inversores, com diferentes nomenclaturas, v – *nominal power ratio*, DF – *dimensioning factor*, r – *sizing ratio*, IPR – *inverter power ratio*, entre outros. Mas sempre baseados na razão entre potência nominal no inversor e gerador fotovoltaico em STC, P_{INV}/P_{PV} , ou na razão entre potência nominal do gerador fotovoltaico em STC e potência nominal do inversor, P_{PV}/P_{INV} (HUSSIN et al., 2017).

Neste trabalho adota-se o conceito de fator de dimensionamento de inversor – FDI (Equação 1), para determinar a relação entre potência do inversor e do gerador fotovoltaico em STC (RAMPINELLI; KRENZINGER; PRIEB, 2007).

$$FDI = P_{INV}/P_{FV} \quad (1)$$

onde P_{inv} é a potência nominal do inversor e P_{FV} é a potência do gerador em STC.

Muitos autores propõem duas maneiras de dimensionar o inversor em relação ao gerador fotovoltaico. A primeira é dimensionar o inversor para a potência nominal do gerador e a segunda é reduzir a potência do inversor para aproximadamente 70 % da potência do gerador (BURGER; RUTHER, 2006; CHEN et al., 2013).

Alternativamente, alguns autores levam em consideração a tecnologia do gerador FV para definir intervalos otimizados para o dimensionamento dos inversores (BURGER; RUTHER, 2006; DIAS; BATISTA, 2006; MACÊDO; ZILLES, 2007; NOTTON; LAZAROV; STOYANOV, 2010). A Tabela 1 mostram as perdas devido as diferentes razões de carregamento para várias tecnologias de módulos FV (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019). A avaliação foi realizada em Brotas de Macaúbas, Brasil.

Tabela 1 – Perdas de energia de acordo com a razão de carregamento (ILR) de cada tecnologia FV - silício amorfo (a-Si)/microcristalino (uc-Si), silício amorfo de junção única (a-Si), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e silício monocristalino (c-Si) e multicristalino (m-Si).

(continua)					
ILR	a-si/uc-si	a-Si	CIGS	c-Si	m-Si
100 %	0,0 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
105 %	0,1 %	0,5 %	0,0 %	0,1 %	0,1 %
110 %	0,3 %	0,9 %	0,0 %	0,2 %	0,2 %
115 %	0,5 %	1,6 %	0,1 %	0,6 %	0,5 %
120 %	1,0 %	2,4 %	0,3 %	1,2 %	1,0 %
125 %	1,7 %	3,5 %	0,7 %	2,2 %	1,8 %
130 %	2,7 %	4,8 %	1,3 %	3,3 %	2,9 %

Tabela 1 – Perdas de energia de acordo com a razão de carregamento (ILR) de cada tecnologia FV - silício amorfo (a-Si)/microcristalino (uc-Si), silício amorfo de junção única (a-Si), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e silício monocristalino (c-Si) e multicristalino (m-Si).

(conclusão)					
135 %	3,9 %	6,3 %	2,1 %	4,7 %	4,2 %
140 %	5,2 %	7,8 %	3,2 %	6,1 %	5,6 %
145 %	6,5 %	9,3 %	4,4 %	7,6 %	7,0 %
150 %	8,0 %	10,8 %	5,7 %	9,1 %	8,5 %

Fonte: Deschamps e Ruther (2019).

Tradicionalmente, no dimensionamento do conjunto gerador fotovoltaico-inversor, os projetistas de sistemas fotovoltaicos optam por uma potência maior do gerador FV em comparação à potência do inversor, ou seja, fator de dimensionamento de inversor inferior a unidade (ABD EL-AAL et al., 2006; BURGER; RUTHER, 2006; DEMOULIAS, 2010; HUSSIN et al., 2012; KHATIB; MOHAMED; SOPIAN, 2013; MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2006; NOTTON; LAZAROV; STOYANOV, 2010; RAMLI et al., 2015; RODRIGO; VELAZQUEZ; FERNANDEZ, 2016).

2.6 EFICIÊNCIAS DE CONVERSÃO C.C./C.A.

A prática do sobredimensionamento do gerador FV em relação ao inversor também tem uma premissa baseada na variação de eficiência c.c./c.a. em função da potência relativa (razão entre a potência instantânea e a potência nominal do inversor). A premissa é baseada no fato de que em potências relativas inferiores a 50 %, a eficiência c.c./c.a. é significativamente menor que as eficiências de conversão verificadas em potências relativas superiores a 50 % (RODRIGO et al., 2016).

A premissa sustenta que o sobredimensionamento do gerador em relação ao inversor garante a operação do inversor em uma faixa de potência relativa de maior eficiência de conversão c.c./c.a. (BURGER; RUTHER, 2006). Esta premissa, é realmente consistente, considerando as curvas de eficiências de inversor antigos, principalmente para inversor da década de 90. Entretanto, os inversores atuais alcançam eficiências de conversão da ordem de

98 %, além de apresentarem eficiências elevadas mesmo em baixos níveis de carregamento (KRATZENBERG et al., 2014; RAMPINELLI; KRENZINGER; PRIEB, 2007).

A eficiência de conversão c.c./c.a. do inversor (Equação 2) é definida como a razão entre a energia elétrica na saída do inversor e a energia na entrada do inversor.

$$\eta_{inv} = \frac{E_{CA}}{E_{CC}} = \frac{\int P_{CA}.dt}{\int P_{CC}.dt} \quad (2)$$

onde: E_{CA} é a energia elétrica em corrente alternada na saída do inversor; E_{CC} é a energia elétrica em corrente contínua na entrada do inversor; P_{CA} é a potência elétrica na saída do inversor; P_{CC} é a potência elétrica na entrada do inversor.

A eficiência de conversão c.c./c.a. é dependente principalmente da potência relativa do inversor, ou seja, da potência que está operando o inversor em um dado instante em relação à sua potência nominal. A tensão c.c. de entrada também afeta a eficiência c.c./c.a. do inversor, embora essa seja uma dependência muitas vezes desconsiderada nos modelos matemáticos mais simples que representam o comportamento elétrico do inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014).

Este parâmetro de desempenho pode servir de comparativo entre diferentes equipamentos (PERIN, 2016). Dessa forma, órgãos certificadores definem as eficiências a partir da média dos valores de eficiência em determinadas condições de carregamento, sendo ponderados para um perfil determinado de radiação solar (PERIN, 2016).

Os inversores funcionam com uma potência elétrica de entrada flutuante fornecida pelos módulos fotovoltaicos e, portanto, a eficiência de conversão deve ser medida em função dos pesos das potências prováveis que representam os vários valores de irradiação solar.

Essa abordagem com diferentes pesos para diferentes intervalos de irradiação solar resultou em dois modelos de eficiência de conversão ponderada básica, a eficiência europeia, Equação 3, e a eficiência californiana, definida pelo programa de energia solar da Comissão Californiana de Energia (*California Energy Commission* - CEC) Equação 4.

$$\eta_{EU} = (0,03\eta_{5\%}) + (0,06\eta_{10\%}) + (0,13\eta_{20\%}) + (0,1\eta_{30\%}) + (0,48\eta_{50\%}) + (0,2\eta_{100\%}) \quad (3)$$

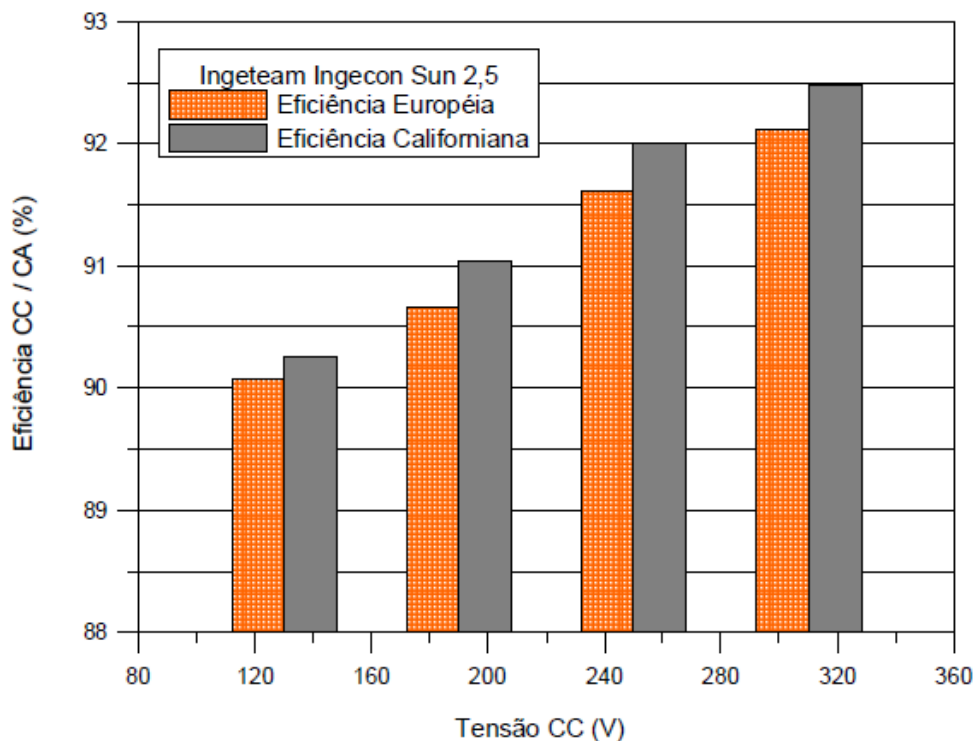
$$\eta_{CEC} = (0,04\eta_{10\%}) + (0,05\eta_{20\%}) + (0,12\eta_{30\%}) + (0,21\eta_{50\%}) + (0,53\eta_{75\%}) + (0,05\eta_{100\%}) \quad (4)$$

onde, $\eta_{5\%}$, $\eta_{10\%}$, $\eta_{20\%}$, $\eta_{30\%}$, $\eta_{50\%}$, $\eta_{75\%}$ e $\eta_{100\%}$ são os valores de eficiência de conversão, respectivamente a 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal do inversor.

As eficiências máximas e Californiana - CEC são os dados encontrados geralmente na folha de informações dos inversores.

Entretanto, os fabricantes apresentam curvas de eficiência *versus* carregamento para 3 tensões c.c., uma para a eficiência máxima e outras duas nas tensões limites da faixa de operação do seguidor do ponto de máxima potência (PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011). Rampinelli (2010) demonstra resultados da eficiência de vários inversores sob diferentes condições de tensão elétrica c.c.. A Figura 9 demonstra um exemplo, onde a diferença percentual das eficiências foi de até 2,8 %.

Figura 9 – Eficiências europeia e californiana em diferentes tensões c.c..



Fonte: Rampinelli (2010).

Quando se leva em consideração o perfil de radiação solar brasileiro, o FDI e a influência da tensão c.c., observa-se um intervalo de eficiências médias que podem variar entre 1 % e 2 % (SCARABELOT; RAMBO; RAMPINELLI, 2018). Estas informações de eficiências médias em função do fator de dimensionamento de inversor e tensão c.c. são mais

representativas em relação ao funcionamento do inversor do que as eficiências máximas, CEC ou europeia.

Na maioria das modelagens de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a eficiência dos inversores é representada por um fator constante, assumindo uma relação linear à sua faixa de operação. Porém a eficiência indica a fração de potência de entrada c.c. que é transferida para a saída c.a. e depende da tensão de entrada c.c. e do carregamento do inversor (ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2017), eficiência do seguidor de máxima potência, temperatura de operação do inversor, tempo de resposta as variações de potência c.c. e carga c.a. (PERIN, 2016).

A comparação entre inversor utilizando a eficiência máxima, se mostra menos representativa, já que não leva em consideração o fato de que o inversor não opera todo o tempo em potência nominal. Já utilizando as eficiências CEC e europeia, não é levado em conta as tensões admissíveis pelo inversor e o perfil de radiação solar é dado para regiões específicas (SCARABELOT; RAMBO; RAMPINELLI, 2018).

2.7 RELAÇÃO ENTRE CUSTO E POTÊNCIA DE INVERSOR

Outra premissa para sustentar o sobredimensionamento do gerador fotovoltaico em relação ao inversor está baseada em uma correlação entre o preço do inversor e a sua potência. Os inversores correspondem a uma parcela considerável do custo total de um sistema fotovoltaico (CHEN et al., 2013). A premissa considera que em um sistema fotovoltaico com fator de dimensionamento de inversor inferior a unidade o custo do inversor será menor, uma vez que a potência do inversor é menor em comparação à potência de um inversor em um sistema fotovoltaico com fator de dimensionamento igual ou superior a unidade (FARANDA et al., 2015; GOOD; JOHNSON, 2016; HUSSIN et al., 2017; KRATZENBERG et al., 2014).

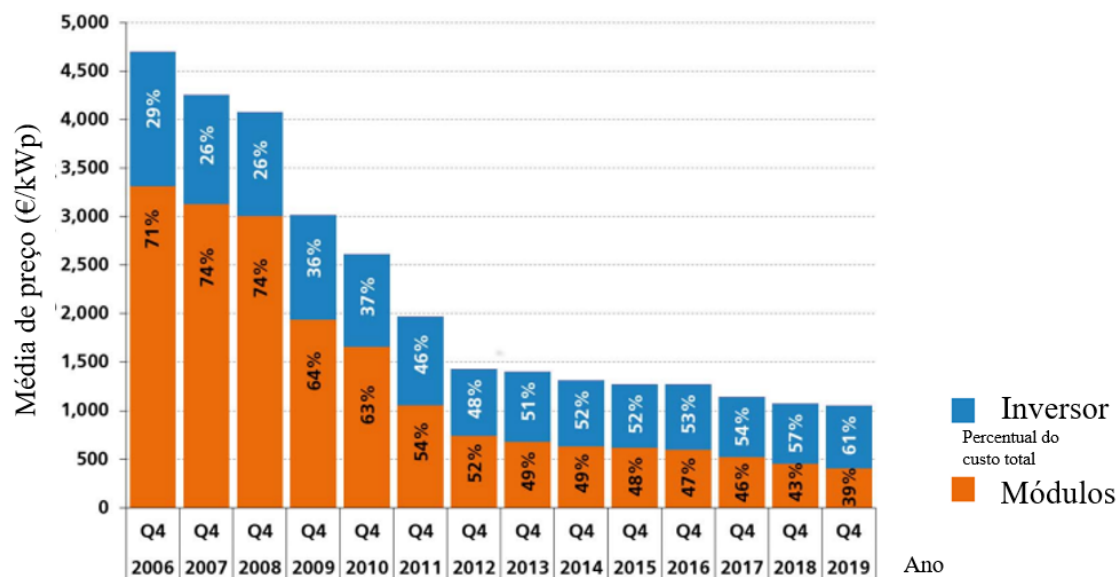
Ao longo dos anos a redução de preço foi mais significativa para os módulos fotovoltaicos, contribuindo para o subdimensionamento dos inversores, a fim de obter um custo mais competitivo do sistema fotovoltaico (NASCIMENTO et al., 2019), conforme retrata a Figura 10. Essa prática fica ainda mais evidente quando observado o dimensionamento das usinas vencedoras dos últimos leilões de energia reserva, nos quais a energia solar fotovoltaica participa, realizados no Brasil (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019).

Porém, a economia feita pelo subdimensionamento do inversor deve ser maior do que a perda em energia elétrica devido ao corte de potência em momentos de alta irradiância (CHEN et al., 2013). A sobrecarga nos inversores subdimensionados pode reduzir sua vida útil devido

ao estresse dos componentes, acarretando em trocas de inversor ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico. Assim, o custo adicional relativamente baixo de um inversor de potência nominal ou sobredimensionado é justificado pelo aumento do tempo médio de operação sem falhas (BURGER; RUTHER, 2006; LUOMA; KLEISSL; MURRAY, 2012).

Dessa forma, para determinar o FDI mais adequado para diferentes características, diversos autores abordam o tema, com distintas considerações.

Figura 10 – Dados históricos dos custos dos inversores e módulos FV, entre 2006 e 2019.



Fonte: Adaptada de Fraunhofer (2020).

Rodrigo et al. (2016) reportam a importância do dimensionamento e inclui na análise a curva de eficiência em relação a tensão c.c. de entrada. A tensão c.c. por sua vez depende da tecnologia do gerador FV, temperatura e instalação. Utilizando dados reais de irradiação para o México, em baixa latitude, ficou determinada a recomendação de FDI = 0,95 para c-Si e 1,05 para CdTe.

Notton, Lazarov e Stoyanov (2010) realizaram um estudo na França determinando diferentes FDI's para cada tecnologia de gerador FV dependendo dos inversores utilizados, por exemplo para a tecnologia de silício amorfo o FDI variou de 0,67 até 1,04.

Burger e Ruther (2006) apontam para a importância de considerar peculiaridades locais, temperatura ambiente, temperatura de operação do inversor e irradiação solar. Mostram ainda as perdas de energia elétrica por cortes de potência, levando em consideração as tecnologias de gerador FV e seus coeficientes de temperatura.

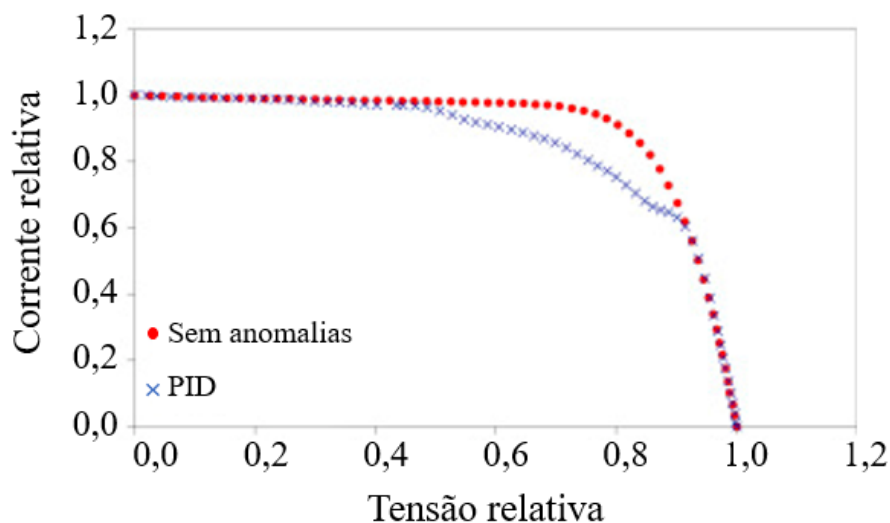
Luoma, Kleissl e Murray (2012) analisam as perdas de conversão para diferentes FDI's em San Diego, Califórnia. E cita que ocorrem perdas por saturação, ou seja, cortes de potência para FDI de 0,87 e com FDI de 1,22 perdas por baixa eficiência de conversão c.c./c.a. na condição de baixa irradiância.

Hussin et al. (2012) relatam as diferenças das tecnologias de gerador FV em relação ao seu período de estabilização e recomendam que as características e comportamento dos filmes finos, especialmente em climas quentes sejam avaliados pois os dados dos fabricantes geralmente não são precisos.

2.8 COMPATIBILIDADE ENTRE INVERSOR E GERADOR FV

Um aspecto importante para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos é a compatibilidade entre as tecnologias do gerador FV e do inversor. Verificam-se materiais mais susceptíveis aos fenômenos relacionados a degradação por potencial induzido – PID (*Potential Induced Degradation*), essa condição está diretamente ligada à degradação dos módulos fotovoltaicos e perda de potência (Figura 11), isso ocorre devido ao alto potencial entre as *strings* e aterramento durante a operação do sistema (MARTÍNEZ-MORENO; FIGUEIREDO; LORENZO, 2018).

Figura 11 – Curva IV normalizada, para módulo sem degradação e módulo com PID.



Fonte: Adaptada de Martínez-Moreno, Figueiredo e Lorenzo (2018).

Este fenômeno causa a incapacidade da correta operação das células fotovoltaicas, provocando a redução da resistência shunt e o aumento da resistência série, ocorrendo perdas energéticas. O PID sofre influência pelos aspectos construtivos das células e módulos fotovoltaicos, fatores ambientais e a configuração do sistema fotovoltaico para operação conectada à rede (MARTÍNEZ-MORENO; FIGUEIREDO; LORENZO, 2018).

Considerando o sistema em operação, o nível de tensão elétrica das *strings* é importante para o PID, pois o potencial medido é a diferença para a terra, que depende do aterramento utilizado (BRECL; BOKALIC; TOPIC, 2017). A degradação e os efeitos do PID estão diretamente ligados a polaridade e ao nível de tensão elétrica entre célula e solo (PINGEL et al., 2010). Dessa forma, os módulos de filmes finos são mais afetados por apresentarem menores correntes de operação e maiores tensões quando comparados aos módulos de c-Si. Por utilizarem as células em contato direto com o vidro, estes módulos são mais vulneráveis a fuga de íons para a terra, acarretando na degradação na camada de TCO (óxido transparente condutivo). Sendo assim necessário o aterramento do polo negativo (MARTÍNEZ-MORENO; FIGUEIREDO; LORENZO, 2018).

Existem diferentes requisitos na composição dos sistemas e alguns países recomendam, por meio de normas, as configurações mínimas para conexão à rede. Por exemplo, na Europa as tensões c.c. podem chegar até 1000 V e nos EUA somente até 600 V, bem como os inversores sem transformador que são usados na Europa e nos EUA é comum usar inversor com transformador pois um dos polos c.c. deve ser aterrado (PINGEL et al., 2010).

Os módulos cristalinos que usam silício tipo p ou os filmes finos (a-Si), operam sob polarização negativa e evitar o potencial negativo é uma solução para minimizar o impacto do PID, independentemente das propriedades da célula ou do módulo (BRECL; BOKALIC; TOPIC, 2017). Isto pode ser possível aterrando o polo negativo do sistema, obrigando o uso apenas de potenciais positivos (PINGEL et al., 2010; RAMPINELLI; BÜHLER, 2012). No caso de se tratar de células cristalinas tipo n, ocorre o inverso, e neste caso o uso de tensões elétricas positivas evitam o fenômeno, por isso aterra-se o polo positivo. Assim, evitam-se diferenças de potencial à terra positivas (LEITE, 2012; RAMPINELLI; BÜHLER, 2012).

Os sistemas fotovoltaicos atualmente em sua grande maioria não possuem o polo negativo nem o positivo ligados à terra (*floating potential*). Dessa forma, os inversores estão equipados com medidor de resistência à terra, que monitora o sistema para baixas resistências ao solo causadas pela degradação do isolamento (MARTÍNEZ-MORENO; FIGUEIREDO; LORENZO, 2018).

Diante das características de operação dos diferentes tipos de módulos FV, a *SMA Solar Tehnology*, especialista no desenvolvimento de inversor, apresenta um resumo dessas necessidades, como mostrado na Tabela 2 (RAMPINELLI; BÜHLER, 2012). Dessa forma, é possível na concepção de um projeto de sistema fotovoltaico, prever tecnologias de gerador FV, inversor e também qual prática de aterramento utilizar em cada caso, garantindo a segurança e incremento do desempenho.

Tabela 2 – Recomendações de aterramento conforme modelo de inversor utilizado, dadas pela SMA.

Tecnologia FV ou característica	Inversor com transformadores		Inversor sem transformadores		
			Sem aterramento	Aterramento do polo negativo	Aterramento do polo positivo
Silício cristalino	R	R	R	R_EL	R_EL
Filmes finos	NR	NR	NR	R	NR
Contato posterior	NR	NR	NR	NR	R
Flexível ou com substrato metálico traseiro	NR	R_EL	R	R	R

R = Recomendado; NR = Não recomendado; R_EL = Recomendado para uma extensão limitada

Fonte: Rampinelli e Buhler (2012).

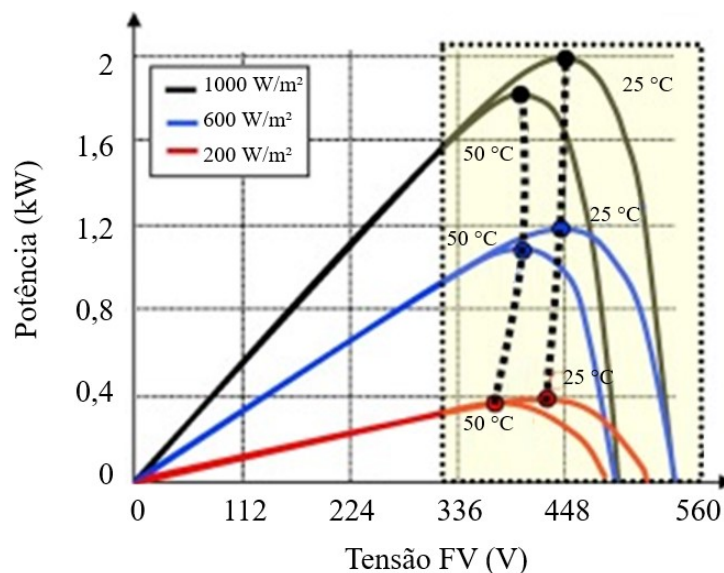
Outro fator importante para garantir a compatibilidade entre equipamentos é a análise da resposta aos diferentes níveis de irradiância para diferentes tecnologias de módulos FV. Por exemplo, o silício amorfo apresenta eficiência nominal para praticamente todos os níveis de irradiância (REICH et al., 2005) e dessa forma o FDI recomendado seria entre 0,9 e 1,1 (HUSSIN et al., 2012). Neste trabalho os sistemas analisados possuem gerador FV de silício cristalino e inversor sem transformador, logo para o bom funcionamento não deverá haver aterramento dos polos c.c..

2.9 EVENTOS DE SOBREIRRADIÂNCIA

A Figura 12 ilustra um exemplo de perda de potência elétrica do gerador FV devido a elevada temperatura de operação, a área circulada representa a potência elétrica c.c. que provavelmente irá chegar ao inversor no caso em que o gerador FV opera em 25 °C e em 50 °C para diferentes níveis de irradiância (CORTAJARENA et al., 2017).

A curva de maior potência possui as características que definem a potência nominal do gerador FV, sendo irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, no caso de operar em condições de maiores temperaturas deve-se aplicar o coeficiente de variação da potência elétrica. Em contrapartida caso o nível de irradiância seja maior que a condição padrão de 1000 W/m^2 , o gerador FV irá entregar provavelmente maiores potências c.c. para o inversor.

Figura 12 – Curva característica de potência c.c. do gerador FV.



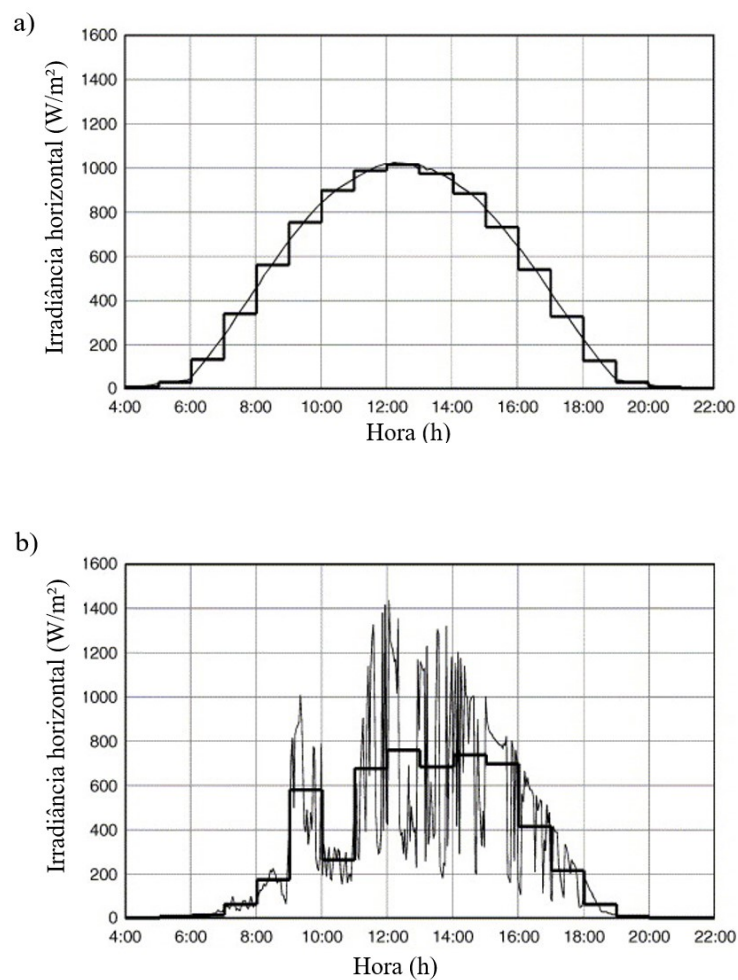
Fonte: Adaptada de Cortajarena et al. (2017).

As nuvens são compostas de água ou cristais de gelo, dependendo do seu tipo e altura, sendo assim, responsáveis pela alta variabilidade da radiação solar em escalas de curto prazo, causando eventos que vão desde a redução quase total, ou seja, a nebulosidade, que reduz drasticamente os níveis de irradiância até o aprimoramento significativo da irradiância dependendo da configuração da nuvem (PIEDEHIERRO et al., 2014). Os eventos de sobreirradiância ocorrem na componente difusa da irradiância e se manifestam na componente global (INMAN; CHU; COIMBRA, 2016).

O índice de transmissividade atmosférica (K_t) é a razão entre a irradiação média diária mensal em uma superfície horizontal e a irradiação extraterrestre média diária mensal (DUFFIE; BECKMAN, 2013). Assim, é possível determinar se um dia é ensolarado, intermediário ou nublado. Um dia pode ser considerado nublado, caso a irradiação solar transmitida pela atmosfera for apenas 30 %, ou seja, $K_t = 0,3$, por outro lado é considerado muito ensolarado caso $K_t = 0,7$ (LIU; JORDAN, 1960).

Por outro lado, um dia considerado nublado pelo seu baixo valor de K_t pode facilmente atingir valores extremos de irradiância solar, devido a presença de nuvens tipo cumulus (PIACENTINI et al., 2011). A Figura 13a) apresenta um dia ensolarado utilizando dados com intervalos de 10 segundos e também dados horários para Freiburg, Alemanha. Enquanto a Figura 13b) mostra um dia nublado com eventos de sobreirradiância bastante acentuados quando analisados os dados de alta frequência (BURGER; RUTHER, 2006).

Figura 13 – Curvas de irradiância horizontal, com dados instantâneos (10 s) e dados horários, a) de um dia típico ensolarado e b) dia nublado.



Fonte: Adaptada de Burger e Ruther (2006).

Em certas condições as nuvens amplificam os níveis de irradiância para valores acima de 1000 W/m^2 podendo causar eventos extremos de sobreirradiância ($> 1300 \text{ W/m}^2$), estes eventos podem durar de segundos a minutos dependendo do movimento das nuvens (CHASE et al., 2018). Outro fato é que este aumento temporário dos níveis de irradiância podem

ultrapassar a irradiância extraterrestre (INMAN; CHU; COIMBRA, 2016). Nascimento et al. registrou o céu nublado durante a ocorrência de eventos de sobreirradiância, Figura 14.

Figura 14 – Imagem do céu nublado durante o evento de sobreirradiância de 1643 W/m^2 em Brotas de Macaúbas/BA.



Fonte: Nascimento et al. (2019).

A energia solar extraterrestre corresponde a energia solar total incidente em uma superfície de área unitária em exposição normal aos raios do sol, proporcionando um nível médio anual de 1367 W/m^2 (DUFFIE; BECKMAN, 2013). Porém, assim que atinge o topo da atmosfera, a irradiação solar sofre desvios, espalhamento e absorção e consequentemente, apenas uma parte atinge a superfície da terra, resultando em uma componente direta e uma difusa da irradiância, cuja soma é a irradiância horizontal global (INMAN; CHU; COIMBRA, 2016).

Os eventos de sobreirradiância aumentam a corrente elétrica do gerador FV, podendo afetar a operação dos dispositivos de proteção e inclusive acarretar em danos nos inversores, reduzindo sua vida útil devido ao estresse dos componentes, acarretando em trocas de inversor ao longo da vida útil do sistema FV (LUOMA; KLEISSL; MURRAY, 2012; YORDANOV; SAETRE; MIDTGARD, 2013).

Em San Diego, EUA, a máxima irradiância medida foi de 1400 W/m^2 , o que representa 43 % acima do modelo de céu limpo, devido ao efeito das nuvens, ou seja, efeito borda de nuvem, que amplifica a irradiância incidente no plano (INMAN; CHU; COIMBRA, 2016). Além disso, podem ocorrer interações físicas entre a irradiação solar e as partículas presentes

na atmosfera que em certas condições ocasionam os eventos de sobreirradiância, até mesmo no nível do mar (ANDRADE; TIBA, 2016).

Níveis de irradiância acima do nível extraterrestre também são relatadas para altas latitudes ao nível do mar, apresentando um aumento da irradiância do céu limpo em pelo menos 60 % (YORDANOV; SAETRE; MIDTGÅRD, 2015). Já no Brasil a Tabela 3 apresenta alguns resultados e por exemplo, medições da componente horizontal global atingem valor máximo de 1845 W/m² em Caucaia/CE, adicionalmente eventos de sobreirradiância na componente inclinada possuem um perfil muito semelhante e com possibilidade de atingirem valores superiores (NASCIMENTO et al., 2019). Dessa mesma forma outros eventos de sobreirradiância são descritos em (CHASE et al., 2018; INMAN; CHU; COIMBRA, 2016; PIEDEHIERRO et al., 2014; YORDANOV; SAETRE; MIDTGÅRD, 2015).

Tabela 3 – Estratégias adotadas no desenvolvimento de inversor.

Irradiância (W/m ²)	Localização	Elevação (m)	Instrumento	Tempos de resposta	Ref.
1845	Caucaia, Brasil	32	SPN1	<0,2	(NASCIMENTO et al., 2019)
1823	Itiquira, Brasil	392	SPN1	<0,2	(NASCIMENTO et al., 2019)
1735	Caetité, Brasil	1193	CMP11	<5	(NASCIMENTO et al., 2019)
1731	Aratiba, Brasil	404	SPN1	<0,2	(NASCIMENTO et al., 2019)
1651	Cachoeira Dourada, Brasil	430	SPN1	<0,2	(NASCIMENTO et al., 2019)
1649	Cabo Frio, Brasil	5	CMP11	<5	(NASCIMENTO et al., 2019)
1648	Maceió, Brasil	127	Eppley 8–48	<30	(ANDRADE; TIBA, 2016)
1643	Brotas de Macaúbas, Brasil	1068	SMP11	<2	(NASCIMENTO et al., 2019)
1590	São Paulo, Brasil	760	MSX-10 (módulo fotovoltaico)	<< 1	(ALMEIDA; ZILLES; LORENZO, 2014)
1566	Araranguá	13	Si-01TC	< 0,15	Este estudo
1551	Água Branca, Brasil	593	Eppley 8–48	<30	(ANDRADE; TIBA, 2016)
1477	Recife, Brasil	4	Eppley PSP	<15	(PIACENTINI et al., 2011)

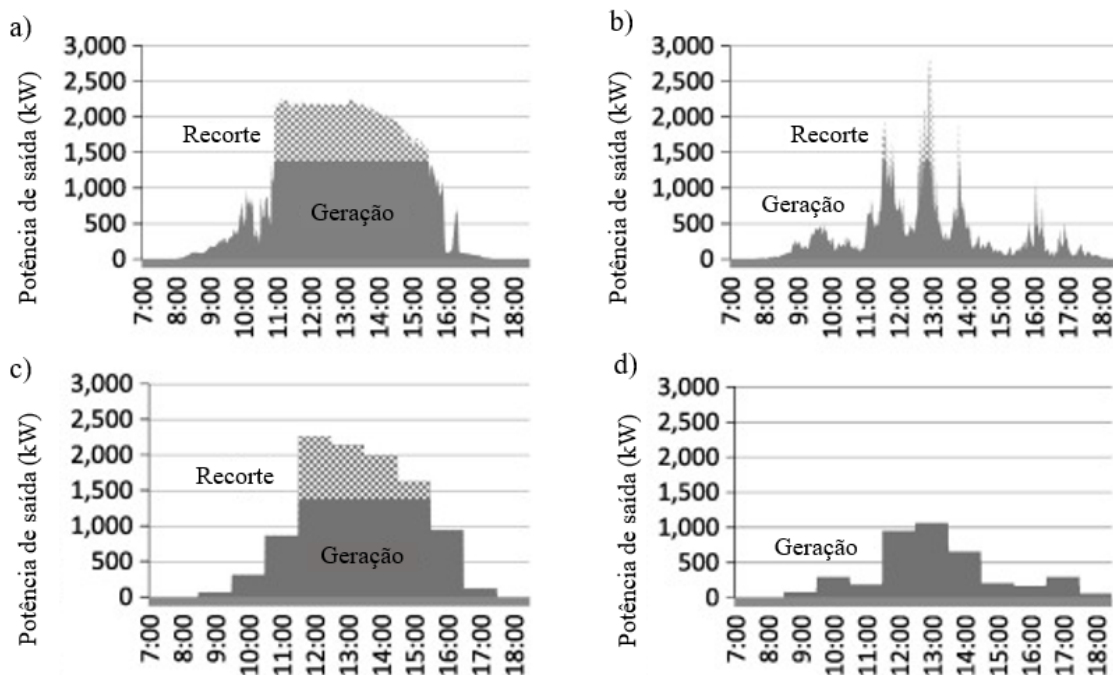
Fonte: Adaptado de Nascimento et al. (2019).

Neste mesmo contexto, são relatadas perdas consideráveis em sistemas FV, principalmente operando em regiões de clima frio e níveis de irradiação elevados, nos casos de subdimensionamento dos inversores (BURGER; RUTHER, 2006; LUOMA; KLEISSL; MURRAY, 2012; MACÊDO; ZILLES, 2007), outra particularidade é que no projeto dos equipamentos eletrônicos, nesse caso o inversor, deve-se levar em consideração a temperatura ambiente e a irradiância solar de operação (WANG; LISERRE; BLAABJERG, 2013) .

Para análise de perdas energéticas por corte de potência e sobreaquecimento dos inversores são necessários dados com alta frequência de aquisição (CHASE et al., 2018; LUOMA; KLEISSL; MURRAY, 2012). As frequências mais utilizada nos estudos é de 1 a 10 minutos (SANGWONGWANICH et al., 2018b). Dados horários acabam mascarando a ocorrência de picos e principais eventos de altas irradiâncias, principalmente em dias parcialmente nublados, e conseqüentemente eventos de sobretemperatura (GOOD; JOHNSON, 2016).

A Figura 15 mostra o corte de potência e estimativa energética, para um inversor subdimensionado (GOOD; JOHNSON, 2016).

Figura 15 – Exemplo do corte de potência para um sistema com FDI = 0,5, a) dia ensolarado, b) dia parcialmente nublado; ambos utilizando dados de um minuto. c) e d) representam os mesmos dias, respectivamente, porém com dados horários.



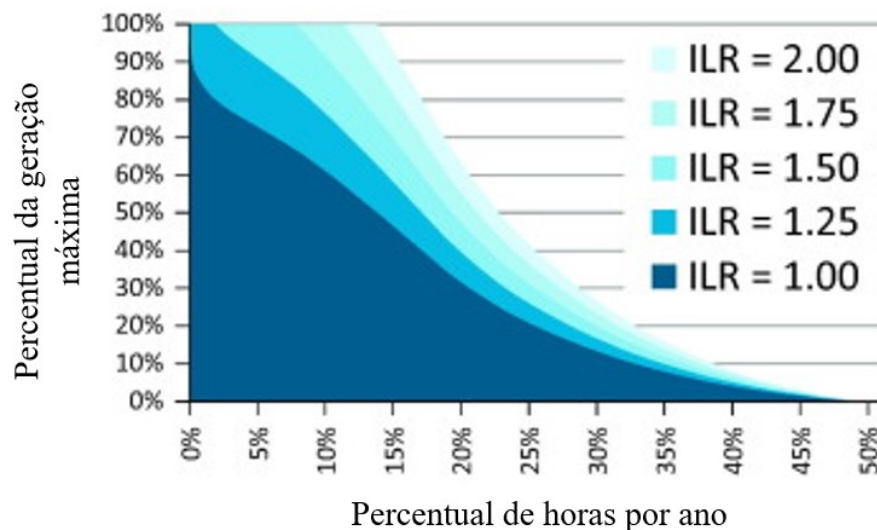
Fonte: Good e Johnson (2016).

Na Figura 15a) e 15b) com dados de irradiância de alta frequência (1 minuto) e em c) e d) a resolução é de 1 hora, fica claro como eventos de sobreirradiância podem ser omitidos e impactar no dimensionamento do sistema FV. Já em questões energéticas as Figura 15b) e 15d) retratam o mesmo dia, porém ocorre uma expectativa energética superestimada de 8,2 % utilizando dados horários de irradiação solar.

Em um estudo da quantidade de danos nos dispositivos eletrônicos, Sangwongwanich et al. (2018b) mostram que utilizando dados de 1 minuto em um dia ensolarado os danos estimados são 15 % superiores a estimativa utilizando dados horários.

Os sistemas fotovoltaicos que utilizam inversores c.c./c.a. subdimensionados são utilizados com objetivo de obter maior rendimento energético em condições de baixa irradiação e conseqüentemente minimizar os custos de implementação. A Figura 16 retrata que o sistema com inversor c.c./c.a. subdimensionado ($1/FDI = ILR = 2,00$) apresenta maior tempo operando em potência máxima, o que poderá trazer conseqüências na confiabilidade da operação (GOOD; JOHNSON, 2016).

Figura 16 – Curvas de tempo de operação em diferentes razões de carregamento.



Fonte: Good e Johnson (2016).

O fator de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, deve ser definido levando em consideração os impactos na confiabilidade e vida útil que devem ser determinados juntamente com as características ambientais locais (SANGWONGWANICH et al., 2018b). No entanto, muitos estudos utilizam dados de irradiância e temperatura ambiente,

baseando-se em modelos matemáticos (LENZ; PINHEIRO, 2018; MUSALLAM et al., 2015; SANGWONGWANICH et al., 2018a).

2.10 TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DO INVERSOR

Os inversores devem operar de forma contínua e com máxima eficiência na conversão de energia elétrica vinda do gerador fotovoltaico. Mesmo com características variáveis, os inversores devem se conectar à rede de forma rápida, garantindo a injeção de energia elétrica em corrente alternada dentro dos padrões necessários da concessionária local (BELISKI; SCARABELOT; RAMPINELLI, 2018).

Hacke et al. (2018) relatam que os inversores podem ser responsáveis por até 36 % das perdas de energia elétrica. Por se tratar do componente mais complexo, frágil e suscetível a falhas (PERIN; PRIEB; KRENZINGER, 2016) é necessário um processador eletrônico rápido, rotinas internas programadas de forma otimizada (operação e supervisão de segurança), aspectos construtivos robustos e principalmente a otimização do gerenciamento térmico (PERIN, 2016). A Tabela 4 apresenta estratégias adotadas ao longo da história do desenvolvimento dos inversores quanto a questão térmica.

Tabela 4 – Estratégias adotadas no desenvolvimento de inversor.

Estratégia adotada	Motivação
Gabinete incorporando funções (térmicas, fixações, etc)	Maior confiabilidade
	Menor fadiga térmica
	Maior vida útil
Menor número de conexões elétricas	Maior tempo entre falhas
Compartimento com proteção IP65	Maior proteção para componentes sensíveis a umidade e poeira
Compartimento com ventilação forçada	Maior dissipação térmica

Fonte: Adaptada de Perin (2016).

Isso se deve ao fato de que a vida útil e a confiabilidade dos equipamentos eletrônicos de potência estão diretamente afetadas pela temperatura de operação (PERIN; PRIEB; KRENZINGER, 2016; WANG; LISERRE; BLAABJERG, 2013). Diversas normas internacionais, por exemplo IEC62109, UL1741, IEC62093, UL991 e IEC60529 abrangem

requisitos de segurança para inversor, examinando isolamento elétrico, estresse ambiental, ciclos térmicos e outros aspectos construtivos e operativos (HACKE et al., 2018).

A Tabela 5 descreve os diversos componentes dos inversores, dentre eles os componentes eletrônicos são os que apresentam maiores níveis de aquecimento, sendo que a maior dissipação térmica vem dos semicondutores chaveados, seguidos pelos capacitores, transformadores e indutores (PERIN, 2016). Hacke et al. (2018) apontam os conectores, capacitores, varistores e transistores utilizados para conversão da energia em c.c. como os principais componentes susceptíveis a falhas. Huang e Mawby (2013) apontam a fadiga na solda de fixação dos componentes e danos nos fios, como exemplos de problemas causados pelos ciclos de temperatura.

Tabela 5 – Componentes de inversor.

Componentes	Elementos
Eletrônicos de potência	Semicondutores chaveados
	Capacitores
	Retificadores
	Transformadores
	Indutores
	Filtros c.c. e c.a.
Eletrônicos computacionais	Sistema e controle e operação
	Interface homem-máquina, comunicação
Mecânicos	Invólucro
	Dissipadores de calor
	Ventiladores
	Conectores elétricos
	Junções soldadas
	Proteções, chaves e disjuntores

Fonte: Adaptado de Perin (2016).

Brito et al. (2018) citam que mais de 50 % das falhas acabam ocorrendo nos capacitores e semicondutores das conexões c.c.. A temperatura e o próprio sistema de gerenciamento térmico são as principais causas de falhas em inversores (LILLO-BRAVO et

al., 2018). Dbeiss, Avenas e Zara (2017) citam que a temperatura da junção dos semicondutores e suas variações contribuem para acelerar o envelhecimento dos inversores. Musallam et al. (2015) comentam que modelos matemáticos podem ser utilizados para estimar as falhas, como degradação e ruptura das soldas dos componentes dos inversores para determinadas condições de operação.

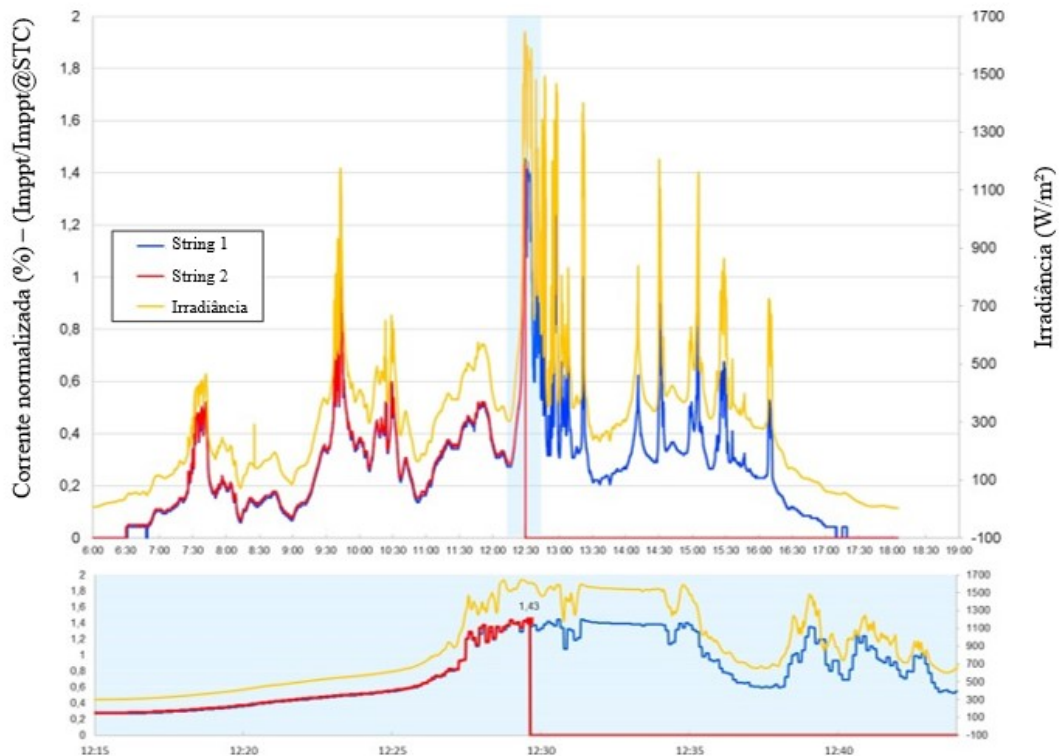
Também pode-se citar rachaduras, delaminação das soldas, descolagem dos fios de conexão e oxidação dos componentes, causadas pelos ciclos térmicos ou vibração mecânica (BRYANT et al., 2008).

O aumento de temperatura de operação pode ter diversas causas, internas ou externas. Dentre as causas internas, podemos destacar a operação acima da potência nominal, projeto térmico inadequado (PERIN, 2016), ou ainda a elevada tensão c.c. de operação do gerador FV (HUSSIN et al., 2012). Já nas causas externas, pode-se citar a temperatura ambiente elevada, instalação em local inadequado e também o acúmulo de pó no sistema de dissipação de calor (HUSSIN et al., 2012; PERIN, 2016).

A temperatura excessiva de operação em outras partes do sistema também prejudicam sua operação, como por exemplo, a ocorrência de queima de fusíveis de proteção elétrica, devido à redução de sua capacidade de acordo com o aumento da temperatura durante um evento de sobreirradiância (NASCIMENTO et al., 2019). A Figura 17 apresenta valores superiores a 1500 W/m^2 com longa duração, por volta de 5 minutos, a corrente da *string* 2 possuía 1,43 do valor de sua corrente nominal quando o fusível fundiu e interrompeu a operação.

A vida útil e a confiabilidade dos equipamentos eletrônicos de potência estão diretamente afetadas pela temperatura de operação (PERIN; PRIEB; KRENZINGER, 2016; WANG; LISERRE; BLAABJERG, 2013). Nesse sentido, a redução parcial da potência elétrica convertida, protege os componentes semicondutores sensíveis a altas temperaturas, proporcionando a redução da temperatura de forma gradativa, na maioria dos inversores comerciais, apenas em temperaturas críticas pode ocorrer o desligamento do inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER; BÜHLER, 2016; SOLAR TECHNOLOGY, 2019). Nesta estratégia ocorre a redução da potência de saída, em momentos que a temperatura interna atinge seu limite máximo. Este recurso é chamado de *temperature derating* e é considerado uma estratégia avançada estando presente nos inversores comerciais atualmente.

Figura 17 – Curvas de tempo de operação por carregamento do inversor em diferentes fatores de dimensionamento.



Fonte: Nascimento et al. (2019).

2.11 GERENCIAMENTO TÉRMICO DE INVERSORES

Perin (2016), descreve as estratégias internas de controle da temperatura dos inversores:

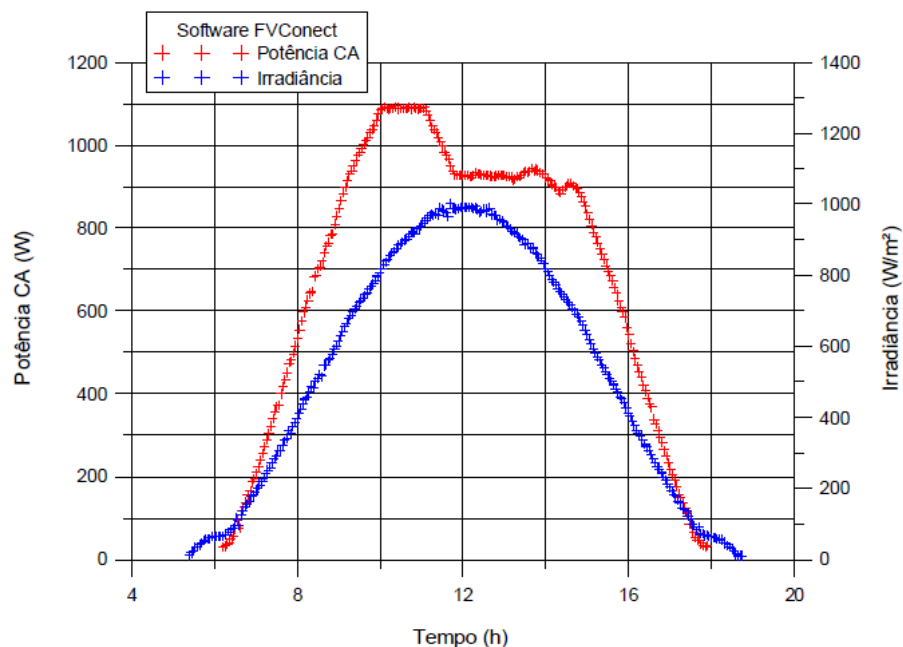
- Dissipador térmico passivo: em elementos que possuem maior aquecimento são utilizados blocos metálicos de alumínio ou cobre acoplados entre os elementos e o ambiente. Para ampliar a dissipação do calor esses blocos podem possuir aletas para facilitar a convecção natural e a radiação.
- Dissipador térmico ativo: possuem aletas e ventilação forçada. Assim é possível alcançar uma mesma dissipação térmica utilizando dissipadores com menores dimensões. Porém ocorre o consumo de energia elétrica para operação do ventilador. Por possuir partes móveis, é necessária manutenção, limpeza e substituição periódica dos ventiladores.
- Termostato limite liga/desliga: o sistema atua registrando uma falha ou desligando o inversor sempre que a temperatura ultrapassar um valor pré-determinado.

- Redução da potência: nesta estratégia ocorre a redução da potência de saída, em momentos que a temperatura interna atinge seu limite máximo. Este recurso é chamado de *temperature derating*. Este controle é considerado uma estratégia avançada e está presente nos inversores comerciais.

A Figura 18 ilustra o corte de potência c.a. devido a limitação de potência por temperatura e apenas em temperaturas críticas pode ocorrer o desligamento do inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER; BÜHLER, 2016; SOLAR TECHNOLOGY, 2019). A premissa deste controle é de que com a redução da potência elétrica, ocorre também a redução da potência térmica.

Normalmente o seguidor do ponto de máxima potência busca o ponto onde ocorrem os valores máximos de tensão e de corrente elétrica (COELHO; DOS SANTOS; MARTINS, 2012), em que, a partir da atuação da proteção contra superaquecimento o ponto de interesse é deslocado para tensões elétricas superiores à tensão do ponto de máxima potência.

Figura 18 – Curva de potência de operação simulada.



Fonte: Rampinelli (2010).

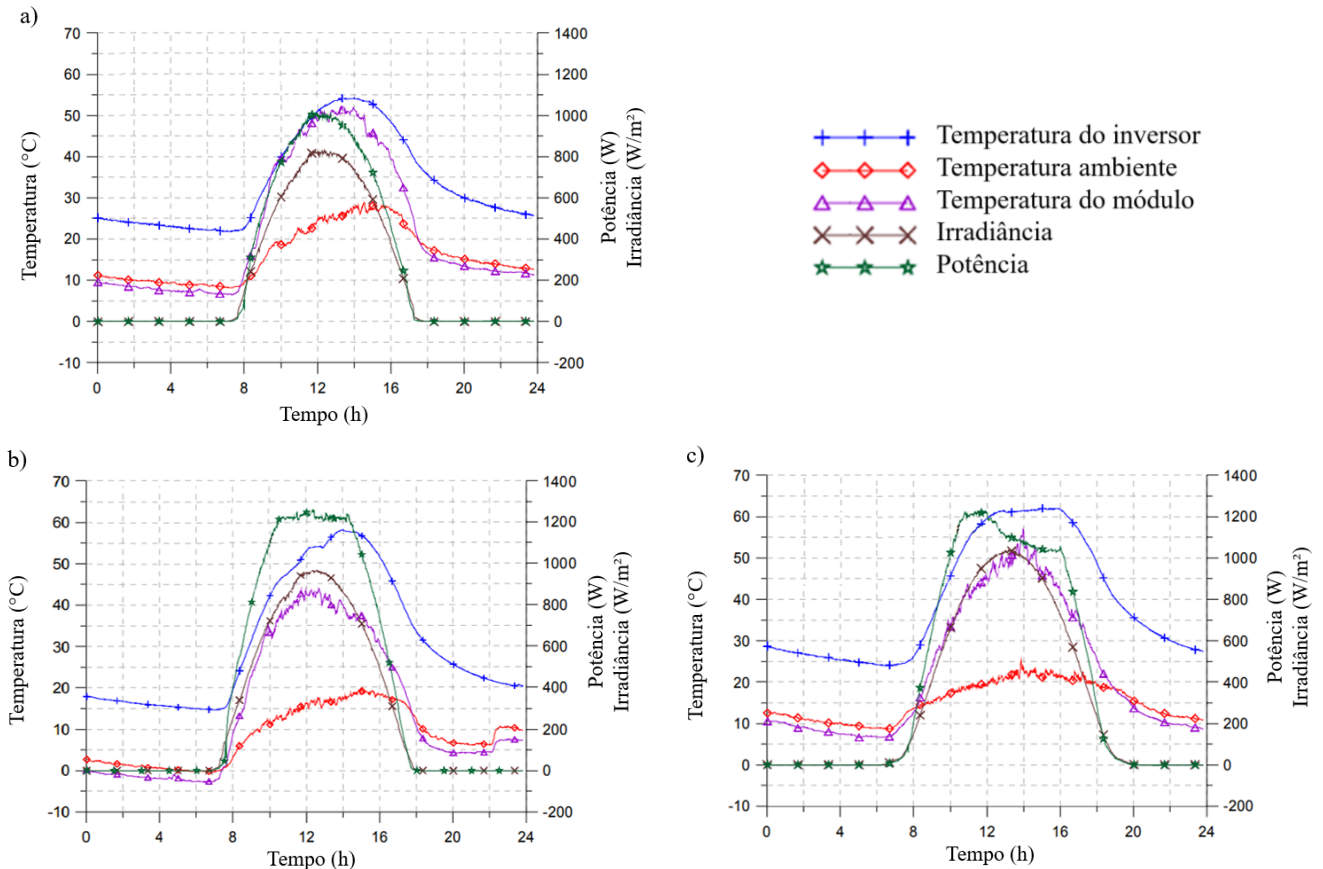
Não é desejado que ocorra com frequência a atuação desta rotina de proteção, pois a potência elétrica é desperdiçada para atender os limites de temperatura de operação. Por outro

lado, garante a confiabilidade e a continuidade de operação, pois ocorre o desligamento apenas em casos extremos.

As Figuras 19a-c), demonstram a operação sob diferentes condições de carregamento e temperatura do sistema FV. A Figura 19a) mostra um dia onde a temperatura ambiente não ultrapassa os 30 °C, nesse cenário conforme as curvas mostram, não houve sobrecarga e nem sobretemperatura no inversor. Na figura 19b) ocorre sobrecarga e conseqüentemente o corte de potência na saída do inversor entre 10 h e 14 h, dessa forma, ocorrem temperaturas na faixa de 58 °C e a perda energética foi de aproximadamente 10 % (RAMPINELLI; KRENZINGER; PRIEB, 2007).

A Figura 19c) apresenta o caso onde ocorre além da sobrepotência também a sobretemperatura, dessa forma, a potência de saída que já estava limitada sofre ainda outra redução, devido ao controle de temperatura que altera o ponto de máxima potência, a fim de atingir uma potência de operação segura com temperaturas seguras.

Figura 19 – Curva de potência de operação simulada.

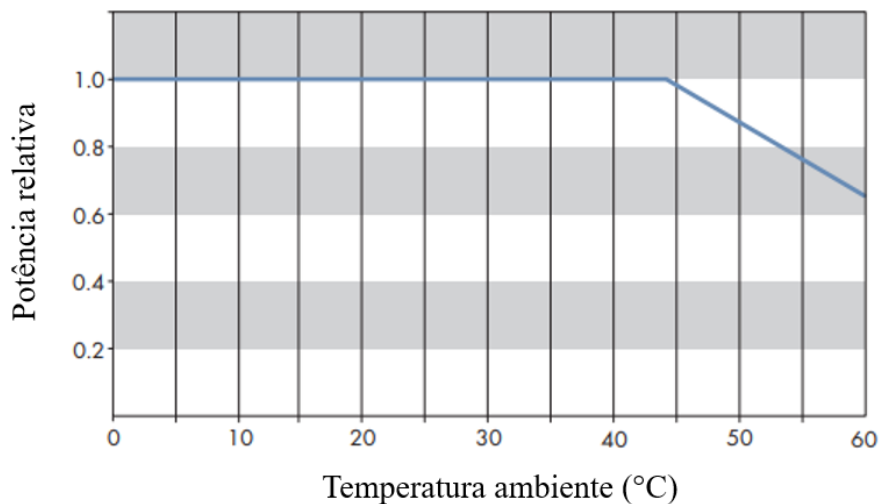


Fonte: Rampinelli, Krenzinger e Prieb (2007).

O fabricante SMA (2019), elenca alguns motivos para atuação deste controle, tais como: condições desfavoráveis para dissipação de calor devido as características de instalação; dimensionamento incompatível entre inversor e gerador FV; locais de altitudes desfavoráveis e tensão c.c. constantemente alta. Dentre os vários motivos para a ocorrência do superaquecimento, Perin (2016) aponta para o dimensionamento entre inversor e gerador FV inadequado.

A Figura 20 exemplifica a atuação da proteção de temperatura para determinado fabricante, o processo de deslocamento do ponto de máxima potência inicia quando a temperatura ambiente chega próximo de 45 °C, em caso extremo, ou seja, quando atingir 60 °C o inversor acaba saindo de operação (SOLAR TECHNOLOGY, 2019).

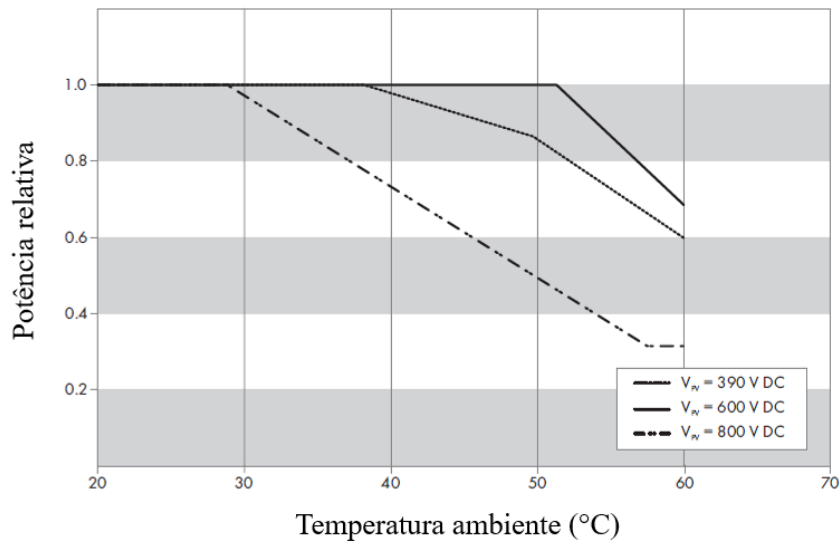
Figura 20 – Curva de potência de operação com *temperature derate*.



Fonte: Solar Technology (2019).

No caso da ocorrência constante de altas tensões c.c. a que são submetidos os inversores o fabricante exemplifica a atuação da proteção de sobretemperatura para esses casos, conforme Figura 21 (SOLAR TECHNOLOGY, 2019). Nestes casos pode-se considerar que as elevadas tensões de operação, que podem ser acarretadas pelo subdimensionamento dos inversores, fazem com que a atuação do corte de potência aconteça com temperaturas menores e aumente as perdas energéticas em momentos de altas irradiâncias.

Figura 21 – Curva de potência de operação em diferentes níveis de tensão c.c. com *temperature derate*.



Fonte: Solar Technology (2019).

As mudanças de temperatura ambiente e consequentemente de operação, causam processos contínuos de aquecimento e refrigeração, ou seja, ciclos térmicos. A magnitude destes ciclos é um dos parâmetros mais críticos em relação a vida útil dos equipamentos eletrônicos. Neste sentido, o controle térmico ativo tem como objetivo a redução dos ciclos térmicos, reduzindo a probabilidade de ocorrências que causem manutenções e consequentemente perdas energéticas (FALCK; ANDRESEN; LISERRE, 2015).

Como exemplo, determinado fabricante registra a temperatura de operação internamente utilizando um termistor. O sensor fica próximo aos transistores bipolares de porta isolada - IGBT's e componentes de potência, dessa forma a temperatura de operação desses componentes possui um Δ de aproximadamente +20 °C. Em um estudo de caso de Flicker et al. (2017), seus dados mostram um aumento de até 35 °C acima da temperatura ambiente, quando analisadas as temperaturas de operação dos componentes eletrônicos dos inversores. E ainda foi registrado que o componente mais suscetível em função da irradiância medida foi o IGBT.

Inversores de maiores potências podem ter além do sistema convencional de troca de calor por convecção, um sistema de refrigeração ativo, que na maioria dos casos incluem ventiladores. Sendo assim os motores apresentam um mecanismo que também pode apresentar falhas e deve ser considerado em manutenções programadas (HACKE et al., 2018)

2.12 CONFIABILIDADE E VIDA ÚTIL

Os sistemas FV utilizam uma ampla variedade de inversores em relação a potência e topologias. Dessa forma, a confiabilidade deste equipamento depende de cada componente interno e extrair tendências precisas das falhas e seus impactos torna-se um processo complexo (LILLO-BRAVO et al., 2018). Em campo estes equipamentos que são projetados de maneira padrão são instalados em diferentes locais, sendo submetidos a diferentes condições de operação (BRITO et al., 2018; LENZ; PINHEIRO, 2018).

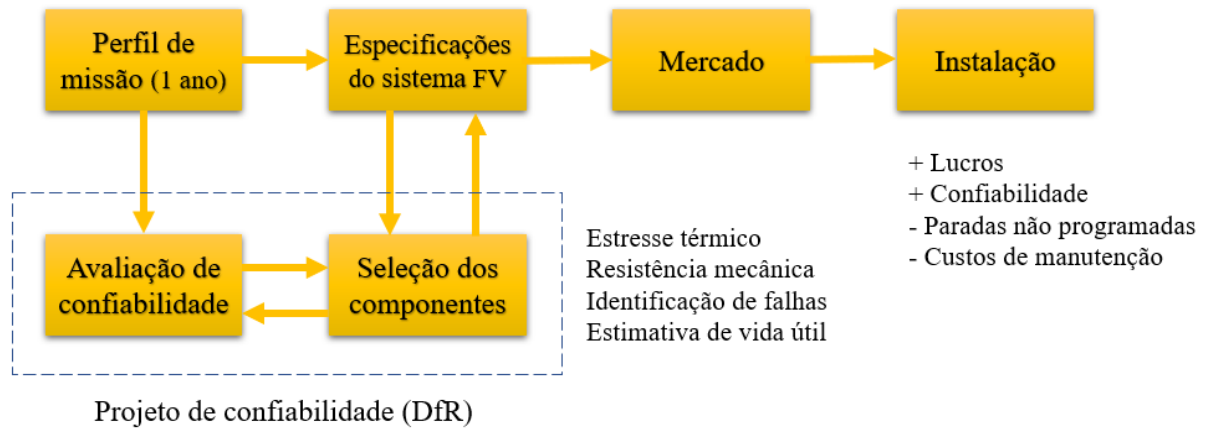
Toledo et al. (2019), comentam que ocorrem uma média de 32,2 % de inversores com falhas após dez anos de operação. Diante desse fato existe a necessidade do monitoramento, verificações periódicas e a correta manutenção, garantindo a vida útil e adequado desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos. Os dados de monitoramento em tempo real fornecidos pelos inversores são de extrema importância para o acompanhamento de sua operação e identificação de falhas pontuais (TOLEDO et al., 2019).

Lillo-Bravo et al. (2018) apresentam um estudo utilizando vários sistemas FV em operação por 15 meses, concluindo que a maior perda de energia elétrica pode ser atribuída as falhas de inversor e sistema c.a.. Dessa forma, são necessários dados de sistemas em operação, simulações e também ensaios acelerados de vida útil em laboratório.

Brito et al. (2018) mostram a teoria da Física da Falha (PoF), que tem por objetivo identificar possíveis falhas causadas por aspectos físicos. Utilizando este conceito é possível aplicá-lo para os sistemas FV, por meio do projeto de confiabilidade (DfR), Figura 22, prevendo a vida útil dos dispositivos de eletrônica de potência quando submetidos a diferentes estratégias de operação.

Este modelo pode ser uma ferramenta para avaliar a vida útil considerando perfis de operação, ambiente de uso, materiais e instalação (BRITO et al., 2018; HACKE et al., 2018). Dessa forma é necessário o perfil de missão, ou seja, características de operação em campo para estimar a confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos, sendo assim um desafio a abordagem do DfR e conseqüentemente definir uma solução aplicável em qualquer ambiente e condições de operação (SANGWONGWANICH et al., 2020). Deve-se considerar toda a lista de materiais e detalhes de montagem como entrada dos dados (HACKE et al., 2018).

Figura 22 – Fluxograma do projeto de confiabilidade utilizando a teoria da física da falha.



Fonte: Adaptada de Brito et al. (2018).

Quando se trata das placas de circuito impressas e soldas dos inversores, deve-se considerar as falhas por fadiga. Esses componentes sofrem deformações cíclicas devido a incompatibilidade no coeficiente de expansão térmica dos materiais. O fator de aceleração do ciclo térmico para uma temperatura média pode ser definido pelo método Coffin-Manson, porém neste método é negligenciado os efeitos do tempo de permanência e amplitude (HACKE et al., 2018).

A taxa de falhas de outros itens deve ser avaliada para conclusão da vida útil dos inversores. Por exemplo, transistores bipolares de porta isolada - IGBT's representam 18 % das falhas, os capacitores, 4 %, os diodos, 11 %, problemas nas conexões, 5 % e os componentes defeituosos somam 9 % (HACKE et al., 2018).

Alguns autores relatam que uma das principais causas das falhas dos inversores se dá pelo uso de capacitores eletrolíticos, na tentativa de contornar essa fragilidade com o avanço da tecnologia tenta-se aplicar capacitores reduzidos, não eletrolíticos e outros elementos. Porém, em algumas estratégias a estrutura de conversão dos inversores acaba ficando ainda mais complexa (KAMALIRAD et al., 2018)

Os capacitores eletrolíticos, utilizados em inversor monofásicos, estão disponíveis em várias faixas de temperatura, de - 20 °C a 55 °C, e os mais robustos, de -55 °C a 125 °C. Os fabricantes de inversor podem, assim, optar de acordo com o seu projeto, garantindo a operação e vida útil. Adicionalmente, os capacitores eletrolíticos tem sua vida útil prejudicada pelo

aumento da temperatura e tensões elétricas de operação, podendo ser responsáveis por 50 % das falhas na quando se trata da parte eletrônica (LENZ; PINHEIRO, 2018).

Os inversores podem utilizar vários tipos de capacitores, como os eletrolíticos, que geralmente são utilizados para manter a tensão do barramento c.c.. Já os poliméricos são utilizados para uma variedades de aplicações, porém tem um custo elevado (HACKE et al., 2018)

Lenz e Pinheiro (2018), apresentam um estudo utilizando diferentes condições climáticas, baseando-se em dados meteorológicos e modelos para simular a operação de sistemas fotovoltaicos, para avaliar o desempenho elétrico e térmico e ainda a estimativa da vida útil dos capacitores utilizados no barramento c.c..

Ocorre também a publicação das estatísticas de falhas no tempo em várias temperaturas dos IGBT's, podendo ser estimadas as taxas e o tempo médio até a falha, com base no ajuste estatístico de dados coletados em campo ou testes em laboratório (HACKE et al., 2018).

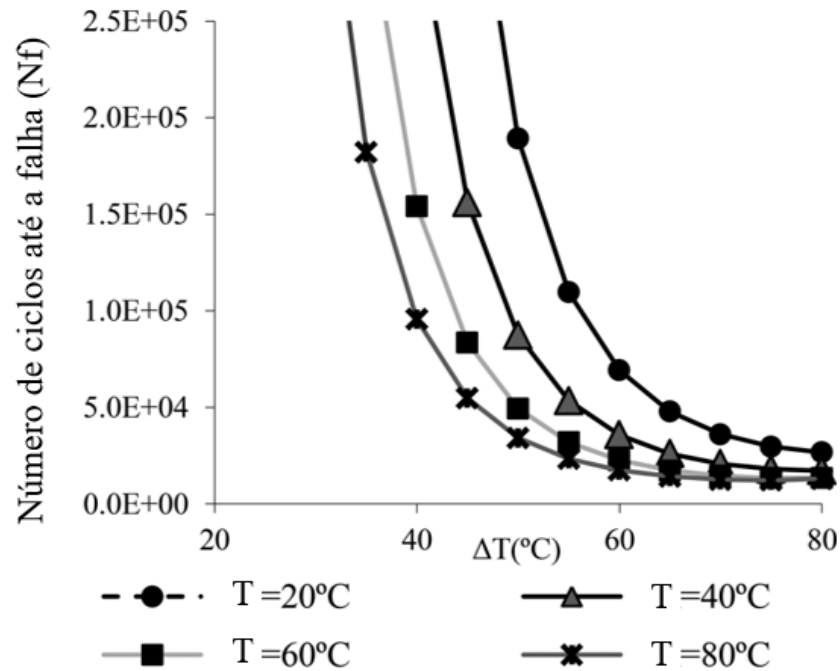
Gurpinar et al. (2016) relatam que os mecanismos de falhas estão relacionados com os ciclos de temperatura e condições em campo devem ser avaliadas para que os componentes internos do inversor não sofram sobrecargas, de acordo com seus aspectos construtivos. A operação em campo leva a condições aleatórias e variáveis, sendo assim as temperaturas médias e as amplitudes mudam constantemente.

Musallam et al. (2015) detalham resultados da avaliação de vida útil do substrato e soldas dos IGBT's em função das diferentes temperaturas médias de operação, como mostra a Figura 23. Conforme são aplicadas temperaturas mais elevadas, ou seja, maiores temperaturas permitidas na operação dos dispositivos menor será a quantidade de ciclos até a falha, conseqüentemente menor a vida útil dos componentes avaliados.

O estudo também cita que a estimativa da vida útil depende das condições locais de aplicação, já que cada perfil de operação gera diferentes efeitos térmicos e mecânicos nos componentes eletrônicos, afetando a probabilidade de falhas.

A estratégia utilizada por muitos inversores em deslocar o ponto de máxima potência caso a temperatura exceda os limites de operação, causa preocupação, pois a verificação do novo ponto exigirá testes além das temperaturas especificadas pelos equipamentos. Hacke et al. (2018) apresenta um fabricante que utiliza a metodologia de Hallberg-Peck para estimar o tempo de falha considerando ciclos térmicos de $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ até $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, ou seja ($\Delta T = 85\text{ }^{\circ}\text{C}$). Entretanto, existem casos em que é necessário utilizar de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ até $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 125\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Figura 23 – Curvas do número de ciclos do substrato-solda em função das variações de temperatura.



Fonte: Adaptada de Musallam et al. (2015).

Os ventiladores utilizados para o resfriamento, possuem motores que tem sua vida útil relacionada também com a temperatura de operação, sendo sua velocidade de uso e torque utilizados para prever sua vida útil. Um estudo que abordou inversores centrais com resfriamento ativo, demonstra que quando alterada a temperatura permitida de operação de 25 °C para 67 °C, o que seriam 30 anos de operação se tornaram menos de 83 dias (HACKE et al., 2018).

Dessa forma, é possível entender que os dados e testes são realizados pelos fabricantes em ambientes de laboratórios representando apenas condições típicas e não condições de campo. Amostras e aplicação em sistemas FV em operação sob diferentes condições promoveriam aprendizado para o aprimoramento das linhas de produção (HACKE et al., 2018). Isso inclui testes de longo prazo dos fatores ambientais e da rede elétrica local em que estes sistemas FV estão inseridos.

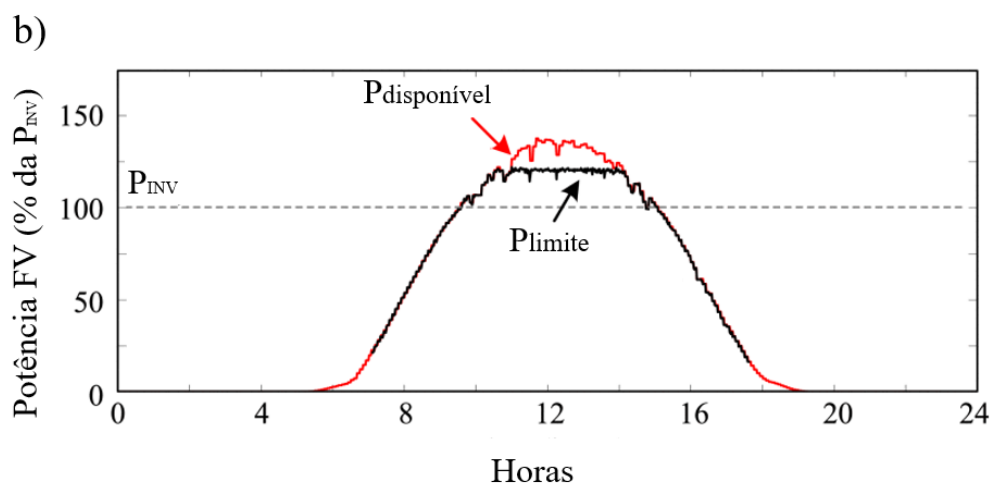
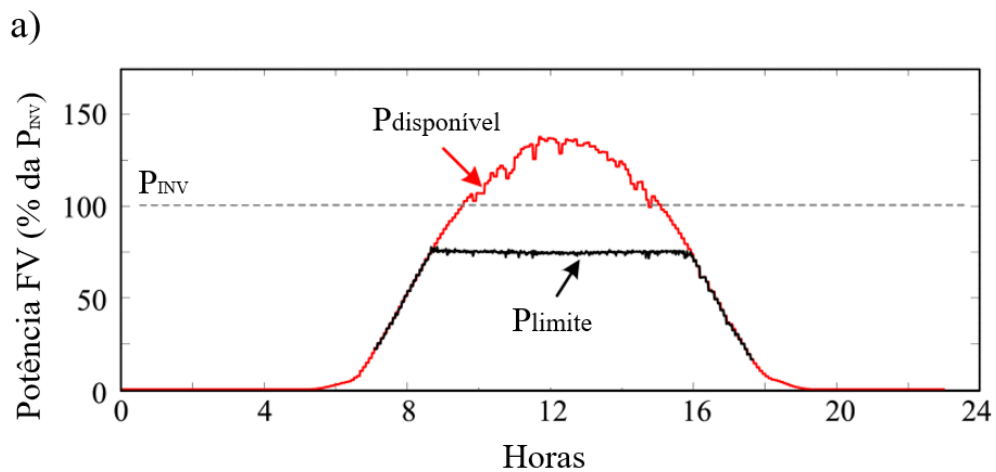
Sangwongwanich et al. (2020) apresentam um estudo comparando questões energéticas e vida útil para inversores subdimensionados ($FDI = 0,71$) e aplicados as características de operação no Arizona (EUA) e na Dinamarca (irradiância e temperatura

ambiente). Este estudo descreve a determinação da vida útil dos capacitores como objetivo. Os resultados da temperatura de operação revelam que o inversor operando com características do Arizona, será submetido a uma tensão térmica maior. Ressalta-se que para a região do Arizona foram apresentados níveis de irradiância e temperatura ambientes superiores do que na Dinamarca.

Dessa forma concluiu-se a possibilidade de melhorar o rendimento energético para a Dinamarca já que o inversor poderia operar em uma potência superior a nominal; porém no Arizona é necessário limitar o inversor para 87,5 % da sua potência e nesse sentido os dois inversores atingiriam a expectativa de vida de 20 anos operando em temperaturas seguras, Figura 24.

Figura 24 – Análise energética utilizando estratégias para determinação do corte de potência.

a) $P_{limite} < P_{inv}$ e b) $P_{limite} > P_{inv}$ (P_{inv} : Potência nominal do inversor fotovoltaico, $P_{disponível}$: energia fotovoltaica disponível, P_{limite} : nível do limite de potência).

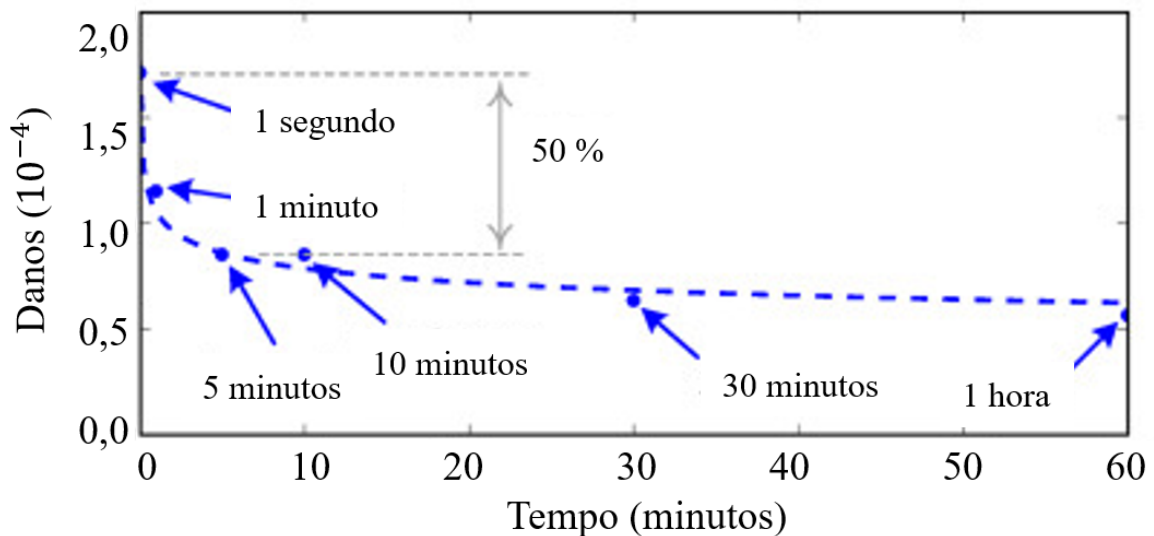


Fonte: Adaptada de Sangwongwanich et al. (2020).

Outra questão é abordada por Sangwongwanich et al. (2018), onde a análise de confiabilidade é feita utilizando diferentes resoluções para os perfis de operação.

A Figura 25 mostra a importância do uso de dados de alta frequência. Por exemplo, quando se utilizam dados de monitoramento de operação de dispositivos eletrônicos com frequência de 1 segundo os danos acumulados são 50 % superiores do que a mesma análise, porém realizada com dados a cada 5 minutos. Com dados de maior frequência é possível analisar completamente as rápidas oscilações de irradiância e ciclos térmicos (SANGWONGWANICH et al., 2018b).

Figura 25 – Danos acumulados nos dispositivos eletrônicos com diferentes resoluções de dados de irradiância.



Fonte: Sangwongwanich et al. (2018b).

Outros fatores também necessitam de testes em campo, como por exemplo, os efeitos de descargas atmosféricas, diretas e indiretas, e ainda as oscilações da rede elétrica na qual os inversores são conectados, uma vez que essas oscilações ocorrem em vários parâmetros da operação, sendo difícil a previsão das ocorrências e das respostas dos inversores (HACKE et al., 2018). Com análises realizadas em campo é possível estabelecer padrões, tanto para dimensionamentos como para as manutenções, reduzir custos de reparos e evitar perdas energéticas, aumentando a disponibilidade e confiabilidade na geração de energia elétrica.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este Capítulo apresenta a descrição dos sistemas FV utilizados e das metodologias aplicadas para comparação entre eles. Também são descritos os métodos e dados utilizados para os resultados que embasam essa Tese.

3.1 PERFIL DE DIMENSIONAMENTO E PREÇOS NO BRASIL

O perfil de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, primeiramente foi obtido a partir de uma pesquisa via e-mail com projetistas atuantes do setor no ano de 2017, foi enviado um link de acesso ao formulário presente no Apêndice B, abrangendo todos os estados brasileiros com sistemas fotovoltaicos instalados, na ocasião haviam 14867 sistemas FV instalados e a amostra coletou as informações de 239 sistemas FV.

Posteriormente em 2020 o perfil de dimensionamento, foi obtido a partir de informações diretamente das concessionárias CEEE, CEJAMA, CELESC e CERSUL, abrangendo os estados do Sul do Brasil (SC e RS), na ocasião haviam 40988 sistemas FV instalados e a amostra coletou as informações de 3911 sistemas FV. As informações disponibilizadas foram, a potência do gerador FV, a potência da soma dos inversores e ainda a data de instalação e entrada em operação na rede de cada concessionária de energia elétrica.

Os valores/preços de inversor comerciais foram obtidos nas listas de preços de diferentes fabricantes e distribuidores vigente entre os anos de 2017 e 2020.

3.2 DETERMINAÇÃO DA EFICIÊNCIA C.C./C.A.

Para elaboração de mapas de comportamento e interação dinâmicos, que mostram e evidenciam as faixas de operação onde pode-se otimizar o desempenho de inversor, foram desenvolvidos métodos e modelos matemáticos para determinação da eficiência c.c./c.a. média em função da tensão c.c. de entrada e do FDI, conforme Equação 5.

$$\eta_{med} = f(Pr_{FDI}, V_{CC}) \quad (5)$$

onde Pr_{FDI} é a potência relativa para determinado FDI e V_{CC} é a tensão do gerador FV.

Para as simulações de sistemas fotovoltaicos foi utilizado o software Solar Advisor Model – SAM, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis – NREL, do Departamento de Energia dos EUA.

O parâmetro utilizado como referência de desempenho é a eficiência c.c./c.a. média anual dos inversores de distintas tecnologias. Para cada tecnologia de inversor foram simulados sistemas fotovoltaicos considerando diferentes tensões de entrada c.c. passíveis de aplicação em campo e diferentes fatores de dimensionamento. Foram utilizados dados de radiação solar, disponíveis no software, de Florianópolis/SC, Brasil.

A partir de informações obtidas das simulações, foram determinados dados de eficiência média para os fatores de dimensionamento de inversor de 2,0, 1,4, 1,0 e 0,67. Para cada FDI foi determinada a correlação linear entre a eficiência c.c./c.a. média e a tensão c.c. e extraídos os coeficientes lineares (a) e angulares (b) da Equação 6.

$$\eta_{med} = a + b.Vcc \quad (6)$$

A partir do conjunto de coeficientes lineares e angulares (a e b) correspondentes a cada FDI e inversor, foram determinadas correlações de ajuste que melhor descrevem o comportamento dos coeficientes em função do fator de dimensionamento de inversor. Os coeficientes lineares e angulares são função do FDI, conforme Equações 7 e 8.

$$a = f(FDI) \quad (7)$$

$$b = f(FDI) \quad (8)$$

A partir dos resultados da simulação no SAM e das correlações, utilizando o método de interpolação do software Surfer desenvolvido pela Golden Software Inc., foram obtidos mapas do comportamento e interação dinâmicos do inversor em diferentes fatores de dimensionamento e tensões c.c. de entrada. Os mapas mostram e evidenciam as faixas de operação onde pode-se aumentar o desempenho de inversor a partir dos dados de eficiência c.c./c.a. média.

Os inversores descritos na Tabela 6, sem transformadores modelo TL (fabricantes: SMA, Fronius e Growatt) e TLH5 (fabricante SMA), foram simulados para diferentes fatores de dimensionamento e todas as possíveis tensões c.c. de entrada aplicáveis. O mesmo procedimento foi aplicado para os inversores com transformadores de alta frequência modelo HF e baixa frequência modelo US (fabricante SMA). Esses inversores estavam disponíveis no software e foi possível abordar diferentes tecnologia de um mesmo fabricante, bem como, diferentes fabricantes da topologia sem transformador (TL), mais comumente utilizada em sistemas conectados à rede no Brasil.

Tabela 6 – Descrição dos inversores estudados.

Inversor	Descrição
SMA TL	Sem transformador
SMA TLH5	Sem transformador
SMA US	Transformador de baixa frequência
SMA HF	Transformador de alta frequência
Fronius TL	Sem transformador
Growatt TL	Sem transformador

Fonte: A autora.

É proposto o modelo matemático híbrido adaptativo de eficiência média de inversor de sistemas fotovoltaicos, que pode ser composto por três funções de ajustes: Linear, LogNormal e Polinomial. Em função do comportamento específico de cada inversor, o modelo matemático híbrido adaptativo encontra o ajuste com maior coeficiente de determinação R^2 . O modelo matemático híbrido adaptativo de eficiência c.c./c.a. média de inversor de sistemas fotovoltaicos proposto neste trabalho considera a influência da potência relativa, que é variável com o fator de dimensionamento e a tensão c.c..

3.3 EFICIÊNCIA C.C./C.A. DE INVERSORES COMERCIAIS

Considerando o objetivo de verificar o comportamento dinâmico do inversor em distintos fatores de dimensionamento e comprovar que os inversores atuais não apresentam desempenho inferior na condição de sobredimensionamento, sistemas FV de geração distribuída em diferentes fatores de dimensionamento foram simulados no software SAM.

Para a simulação, foram utilizados inversores de diferentes topologias, fabricantes e ano de comercialização, como descrito na Tabela 7. A eficiência média c.c./c.a. foi utilizada como métrica de avaliação de desempenho. Alguns sistemas fotovoltaicos também foram simulados em diferentes ângulos de inclinação e de azimute para verificar o comportamento da eficiência média c.c./c.a. em condições variadas de aplicação em campo. Esses dados foram analisados por meio do software gráfico Origin da OriginLab sediada nos EUA.

Tabela 7 – Inversor utilizados para simulação em diferentes fatores de dimensionamento.

Ano	Inversor	Pot.	Topologia	Ano	Inversor	Pot.	Topologia
1995	Ecopower20	20 kW	LF	2012	SMA: SB6000TL-US-12	6,0 kW	TLH5
1998	SolarMax S	3,3 kW	TL	2014	Canadian: CSI-5000TL-CT	5,0 kW	TL
2001	Convert 2000	1,8 kW	TL	2014	SMA: SB5000TL-US-22	5,05 kW	TL
2003	SMA: SB 1100E	1,1 kW	LF	2015	Growatt: 5000MTLP-US	5,07 kW	TL
2004	SMA: SB 700U	0,7 kW	LF	2016	Fronius: primo 5,0-1	5,0 kW	TL
2005	Mastervolt: QS3200	2,6 kW	HF	2016	ABB: PVI-5000-OUTD-US-A	5,0 kW	TL
2006	Fronius: IG3000	2,7 kW	HF	2016	Ingeteam: Ingecon Sun 5TL U	5,0 kW	TL
2006	SMA: SB3300TL	3,0 kW	TL	2016	SMA: SB5000US-11	5,0 kW	LF
2007	Sunways: NT 4000	3,3 kW	TL	2016	SMA: SB3000HFUS-30	3,07 kW	HF
2008	Ingeteam: Ingecon Sun 2.5	2,5 kW	LF				

Fonte: A autora.

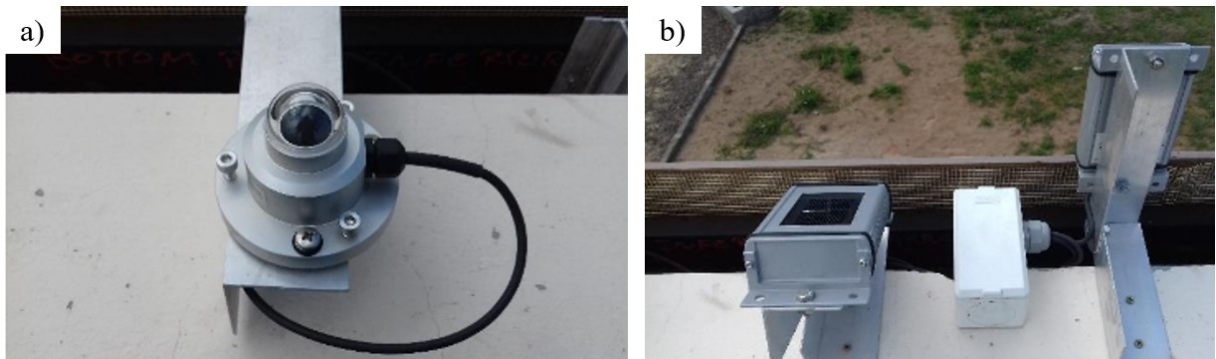
Para cada tecnologia de inversor foram simulados sistemas FV, considerando diferentes ângulos de inclinação e ângulos de azimute. O procedimento foi repetido para três diferentes fatores de dimensionamento sobredimensionado FDI = 2,0, nominal FDI = 1,0 e subdimensionado FDI = 0,67, com tensão c.c. constante. A partir dos resultados da simulação

em software foram obtidos mapas do comportamento e interação dinâmicos do inversor em diferentes fatores de dimensionamento.

3.4 ANÁLISE DE IRRADIÂNCIA LOCAL

Para caracterização do perfil anual e temporal de irradiância foram utilizados dados medidos, a partir de uma estação meteorológica automática, composta por um piranômetro no plano horizontal e uma célula de referência com aproximadamente 25 ° de inclinação, entre outros medidores, como ilustrado na Figura 26. O período de integralização foi de 1 ano na cidade de Araranguá/SC.

Figura 26 – Célula de referência e piranômetro.



Fonte: A autora.

Para mensurar os eventos de sobreirradiância foram utilizados modelos de céu limpo para traçar curvas de dias típicos (INMAN; CHU; COIMBRA, 2016). Foram traçadas as curvas de irradiâncias típicas e extraterrestre. Para determinar os dias representativos foi utilizado o Índice de Transmissividade Atmosférica (K_t). Este índice é calculado a partir da razão entre a irradiância solar na superfície terrestre e a irradiação solar extraterrestre (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

A irradiância solar na superfície terrestre foi medida por uma Estação Meteorológica Automática de Superfície localizada na própria edificação da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, com um piranômetro e uma célula de referência, ambos com ângulo de 25 °. A Estação Meteorológica responsável pela coleta de dados de irradiância é da marca Davis, modelo Vantage Pro2. A faixa de medição vai de 0 a 1800 W/m², com precisão de $\pm 5\%$ da escala total ou fundo de escala. Os dados foram coletados a cada cinco minutos ao longo do ano de 2017 ininterruptamente e armazenados em seu *datalogger*.

No histograma, os valores de irradiância abaixo de 100 W/m² foram desconsiderados da amostra. Portanto apenas a faixa acima de 100 W/m² na qual o sistema FV está em operação é apresentado.

A Tabela 8 apresenta as cidades e a respectiva identificação (ID) no mapa da base de dados. As médias diárias da irradiação solar (Wh/m².dia), no plano inclinado para cada mês foram extraídas da base de dados do LABREN - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia, disponíveis no endereço <http://labren.ccst.inpe.br/>. Estes dados foram utilizados para comparação e determinação da relação entre produtividade e recurso solar de cada sistema FV (analisado com dados de campo).

Tabela 8 – Identificação para cada cidade do estudo de acordo com a base de dados.

Cidade	ID
Jacinto Machado	1962
Arroio do Silva	1965
Jacinto Machado	1962
Araranguá	2037
Meleiro	2035
Turvo	2034
Rio Negrinho	3667

Fonte: A autora.

3.5 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DE OPERAÇÃO

Um sistema fotovoltaico com gerador FV de 1250 Wp serviu de referência para o cálculo da potência em operação com base na Equação 9.

$$P_{MPP} = P_{FV}^0 \cdot \frac{G_{t,\beta}}{G_{ref}} \cdot [1 + \gamma_{MPP}(T_{MC} - T_{MC,ref})] \quad (9)$$

onde P_{MPP} é o ponto de máxima potência, P_{FV}^0 é a potência nominal, ou seja, nas condições padrão de teste; $G_{t,\beta}$ é a irradiância medida, T_{MC} é a temperatura de operação do gerador FV, G_{ref} é a irradiância padrão de teste (1000 W/m²) e γ_{MPP} é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014).

A temperatura do gerador FV em operação, por sua vez, pode ser determinada através da Equação 10 (BRITO et al., 2018; OLUKAN; EMZIANE, 2014):

$$T_{MC} = T_{amb} + G_{t,\beta}(W.m^{-2}) \cdot \left(\frac{T_{NOCT}(^{\circ}C) - 20(^{\circ}C)}{800(W.m^{-2})} \right) \quad (10)$$

onde, T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação da célula, que é definida como a temperatura que é atingida quando os módulos estão operando a um nível de irradiância de 800 W/m², com uma velocidade de vento de 1 m/s e uma temperatura ambiente de 20 °C, $G_{t,\beta}$ é a irradiância global instantânea no plano dos módulos e T_{amb} é a temperatura ambiente.

Foram utilizados o coeficiente de temperatura para a potência de -0,41 %/°C, *mismatch loss* de 2 %, T_{NOCT} de 45 °C, irradiação medida pela estação no plano inclinado e temperatura ambiente também registrada pela estação meteorológica, para análise do sistema em diferentes FDI's.

3.6 SISTEMAS FV EM OPERAÇÃO

Os dados de operação dos sistemas FV conectados à rede (SFCR), foram extraídos de sistemas com as características descritas na Tabela 9. Os detalhes de instalação podem ser vistos na Figura 27. A plataforma de aquisição de dados integrada aos inversores registra uma série de informações, neste trabalho foram utilizados os dados de temperatura de operação e potência de operação dos inversores.

Os sistemas FV foram instalados seguindo todas as recomendações de boas práticas de instalação e também todas as recomendações dos manuais dos fabricantes. Os inversores estão em ambientes adequados para dissipação de calor e os geradores FV estão livres de sombras ou quaisquer eventos que causem perdas de geração de energia elétrica além da estimativa padrão. Questões de cabeamento e equipamentos periféricos também foram dimensionados de maneira adequada.

Tabela 9 – Características dos SFCR utilizados neste trabalho.

	Inversor (kW)	Gerador (kWp)	FDI	Fabricante	Local	Temp. Derating	Ventilação	Tempo de Monitoramento
SFCR A	3,00	3,96	0,76	PHB	Jacinto Machado/SC	-25~60°C (acima 45°C derate)	Convecção Natural	Dez/2018
SFCR B	5,00	5,61	0,89	PHB	Jacinto Machado/SC	-25~60°C (acima 45°C derate)	Convecção Natural	Abr/2019
SFCR C	3,00	3,25	0,92	PHB	Araranguá/SC	-25~60°C (acima 45°C derate)	Convecção Natural	Dez/2017
SFCR D	1,50	1,35	1,11	PHB	Meleiro/SC	-25~60°C (acima 45°C derate)	Convecção Natural	Dez/2017
SFCR E	1,50	1,25	1,20	PHB	Turvo/SC	-25~60°C (acima 45°C derate)	Convecção Natural	Dez/2016
SFCR F	5,00	4,02	1,24	PHB	Rio Negrinho/SC	-25~60°C (acima 45°C derate)	Convecção Natural	Set/2019

Fonte: A autora.

Figura 27 – Fotos das instalações do gerador FV e do inversor, a) SFCR A, b) SFCR B, c) SFCR C, d) SFCR D, e) SFCR E e f) SFCR F.







Fonte: A autora.

A produtividade é um índice de mérito técnico, que será utilizado para análise de diferentes sistemas FV (CRUZ et al., 2018). A produtividade de um sistema fotovoltaico é a razão entre a energia elétrica convertida pelo sistema FV (kWh) e a sua potência nominal (kWp). Esse índice pode ser determinado em diferentes bases temporais e pode ser calculada pela Equação 11 (RAMPINELLI, 2010).

$$Y = \frac{1}{P_{STC}} \int_0^{\Gamma} P_{CA}(t) dt \quad (11)$$

onde, P_{STC} é a potência nominal do SFCR na condição padrão (STC) de 1000 W/m^2 , (Γ) é o período analisado e P_{CA} é a potência elétrica realmente convertida pelo SFCR em operação (DAVI et al., 2016).

3.7 CONFIABILIDADE E ESTIMATIVA DE FALHAS

Para análise de falhas com relação a temperatura e também aos ciclos térmicos o modelo de Coffin-Manson modificado pode ser utilizado, Equação 12. Este modelo considera a temperatura máxima (T_{max}), variações de temperatura (ΔT) que levam a fadiga dos materiais, devido as dilatações térmicas e por fim ainda considera a frequência de ocorrência dos ciclos térmicos. Outras condições como vibrações e umidade podem ser consideradas no coeficiente M (PERIN, 2016).

$$N_f = M \cdot \left(\frac{1}{\Delta T}\right)^b \cdot (f)^{-a} \cdot e^{\left[\frac{E_a}{k} \frac{1}{T_{max}}\right]} \quad (12)$$

onde, N_f é o número de ciclos até a falha, ΔT é a variação da temperatura no ciclo, f é a frequência, por dia ou por hora, T_{max} é a temperatura máxima absoluta que ocorre no ciclo, E_a é a energia de ativação, a é a frequência dos ciclos (normalmente próximo a 1/3), b é o expoente da variação da temperatura (normalmente próximo a 2) e M é um coeficiente que pode ser determinado experimentalmente.

Foram utilizados valores típicos (para transistores tipo FET), $E_a = 0,8$ eV, $k = 8,63 \times 10^{-5}$ eV/K, expoente $a = 1/3$ e $b = 2$. A Equação 5 determina o número de ciclos até a falha para as condições de temperatura medidas nos inversores de cada sistema FV. As variações de temperatura de operação consideraram a temperatura média ambiente para Santa Catarina, Tabela 10. Vale ressaltar que o coeficiente M não foi determinado, já que os inversores comparados são idênticos. Para facilitar o entendimento os dados foram divididos pelo menor número de ciclos, calculado para o SFCR A no mês de janeiro.

Os IGBT's e os transistores de efeito de campo (FET's) podem ter seus dados de vida útil considerando temperatura pela relação de Arrhenius, Equação 13, o modelo assume que a degradação é linear no tempo e depende da temperatura (PERIN, 2016).

$$\frac{FR_1}{FR_2} = \frac{MTBF_2}{MTBF_1} = e^{\left[\frac{E_a}{k} \cdot \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right)\right]} \quad (13)$$

onde FR_1 e FR_2 são as taxas de falhas nas temperaturas de teste (T_1) e temperatura da condição de uso (T_2), $MTBF_1$ e $MTBF_2$ são os tempos médios entre as falhas nas temperaturas T_1 e T_2 , E_a é a energia de ativação, k é a constante de Boltzman ($8,63 \cdot 10^{-5}$ eV/K).

São comparadas as proporções de falhas para cada inversor utilizando a Equação 6, determinando a diferença entre eles devido aos níveis de temperatura que cada um dos sistemas atinge. Nesse caso foram consideradas que T_1 é a temperatura ambiente média mensal de Santa Catarina, Tabela 10, e T_2 é a temperatura de operação de cada SFCR. Foi considerado duas análises para T_2 , na condição de temperatura máxima e também na condição da mediana de temperatura registrada.

Considerando ciclos não uniformes, a Equação 14 determina a quantidade de defeitos por meio-ciclo (qdpmc). Um meio-ciclo é caracterizado pela variação entre vale e pico de temperatura, que ocorrem com combinações variadas de temperaturas máximas (T_{max}) e amplitudes (ΔT). Este método - *Miner's rule*, depende da contribuição de diferentes combinações de fonte de falhas, temperatura média e faixa de temperatura (PERIN, 2016).

Tabela 10 – Temperatura ambiente média em Santa Catarina (°C).

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
24,70	23,90	22,00	19,70	17,20	16,60	16,70	17,40	18,80	20,70	22,70	21,30

Fonte: Climate-Data (2020).

Também são considerados dados de temperatura média e variação de amplitude para contagem de ciclos (GURPINAR et al., 2016)

$$qdpmc_{T_{max}, \Delta T} = \frac{1}{(N_f)_{T_{max}, \Delta T}} \quad (14)$$

Para facilitar a compreensão, os resultados foram divididos pelo menor número de defeitos, sendo representado pelo SFCR D, no mês de julho.

Também é possível estimar a quantidade de defeitos acumulados (qda) (SANGWONGWANICH et al., 2018b), Equação 15. Essa metodologia é uma adaptação da regra de acumulação de danos lineares Palmgren-Miner. Dessa forma diferentes temperaturas podem ser aplicadas, e de acordo com a regra, a falha acontece quando a soma do dano acumulado é igual a um (LENZ; PINHEIRO, 2018).

$$qda = \sum \frac{n_{T_{max}, \Delta T}}{(N_f)_{T_{max}, \Delta T}} \quad (15)$$

onde, $n_{Tmax, \Delta T}$ é o número de ocorrências de ciclos para diferentes pares de temperatura máxima e variação de temperatura e N_f é o número de ciclos até a falha para os diferentes pares de temperatura e variação.

Dessa forma, nos modelos de Coffin-Manson, considerando as deformações cíclicas devido a incompatibilidade no coeficiente de expansão térmica dos materiais, pode-se utilizar a forma adaptada para determinação do fator de aceleração do ciclo térmico, Equação 16, porém é necessário negligenciar o efeito do tempo de permanência.

$$FA_{TC} = \frac{N_{stress}}{N_{uso}} = \left(\frac{\Delta T_{stress}}{\Delta T_{uso}} \right)^n \quad (16)$$

onde N é o número de ciclos, na condição de stress em operação e na condição de uso, definida pelo fabricante ou por condições ideais, ΔT_{stress} representa a temperatura acima da sugerida pelo fabricante e ΔT_{uso} seria temperatura numa condição favorável de operação e $n = 2,5$ é comumente utilizado para fadiga das juntas das soldas e 4 para falhas nas interconexões dos circuitos integrados. Esse expoente é utilizado para ajustar os dados de falha para o ciclo térmico (HACKE et al., 2018).

Considerou-se $n = 2,5$ (fadiga das juntas de solda), para determinação do fator de aceleração de falhas (FA) considerando os diferentes FDI's. Foram consideradas as temperaturas mínimas e máximas registradas mensalmente para determinação do ΔT_{stress} e para ΔT_{uso} foram utilizadas as temperaturas ambientes médias de SC e a temperatura teórica do fabricante de 45 °C (quando o inversor inicia o *derate*) e adicionalmente foi estendida a possibilidade de operar na temperatura de 60 °C, temperatura na qual o fabricante sugere a interrupção da operação, ou seja, assumiu-se a possibilidade de alteração da temperatura máxima permitida.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos ao longo do desenvolvimento da pesquisa, que embasam e comprovam as hipóteses levantadas neste trabalho.

4.1 PERFIL DE DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FV NO BRASIL

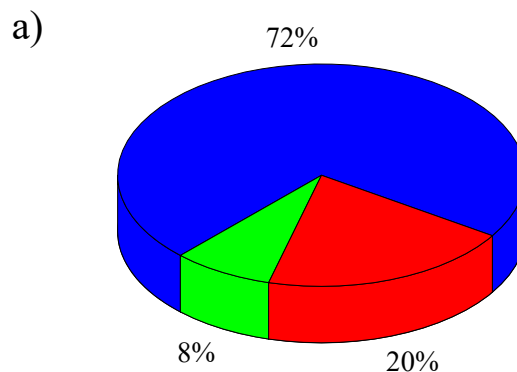
Os projetistas forneceram informações sobre a potência do gerador (kWp) e a potência dos inversores (kW) utilizados nos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, que ficam registradas junto as concessionárias.

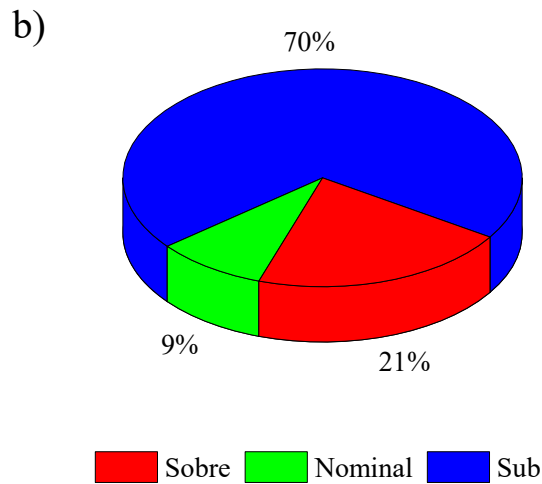
Utilizando dados acumulados somente até 2017 (Figura 28a) verifica-se que 72 % dos sistemas instalados e em operação apresentavam inversor subdimensionados em relação aos geradores fotovoltaicos, 20 % utilizam inversor sobredimensionados e apenas 8 % possuem potências de gerador e inversor próximas ou coincidentes.

O mesmo comportamento é visto na Figura 28b), que utiliza dados apenas da região Sul, mas com período maior, até março de 2020. Verifica-se que 70 % dos sistemas instalados e em operação apresentam inversor subdimensionados em relação aos geradores fotovoltaicos, 21 % utilizam inversor sobredimensionados e apenas 9 % possuem potências de gerador e inversor próximas ou coincidentes.

A partir da análise amostral foi possível caracterizar o perfil dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em operação no Brasil e especificamente em SC e RS. A Tabela 11 apresenta os dados estatísticos da amostra para determinação dos erros padrões e considerando diferentes níveis de confiança para os sistemas fotovoltaicos instalados no Sul do Brasil.

Figura 28 – Perfil dos sistemas fotovoltaicos instalados, a) no Brasil e b) em SC e RS.





Fonte: A autora.

Tabela 11 – Validação da amostra a partir de dados e ponderações estatísticas.

FDI	Nível de confiança	Proporção	Erro padrão
Sobredimensionado	95 %	20 %	$\pm 1,25 \%$
	90 %		$\pm 0,85 \%$
	80 %		$\pm 1,41 \%$
Nominal	95 %	8 %	$\pm 1,05 \%$
	90 %		$\pm 0,71 \%$
	80 %		$\pm 1,18 \%$
Subdimensionado	95 %	72 %	$\pm 0,82 \%$
	90 %		$\pm 0,56 \%$
	80 %		$\pm 0,92 \%$

Fonte: A autora.

Estes projetistas provavelmente seguem algumas das premissas apresentadas anteriormente, acarretando na constante prática do subdimensionamento dos inversores. Vale ressaltar que os sistemas com inversor atualmente sobredimensionados podem estar aguardando um posterior aumento de carga, devido a possibilidade de diluir o custo inicial de implementação, essa prática se torna atrativa economicamente, porém irá alterar o fator de dimensionamento futuro do sistema FV.

4.2 DETERMINAÇÃO DA EFICIÊNCIA MÉDIA DE INVERSOR DE SISTEMAS FV

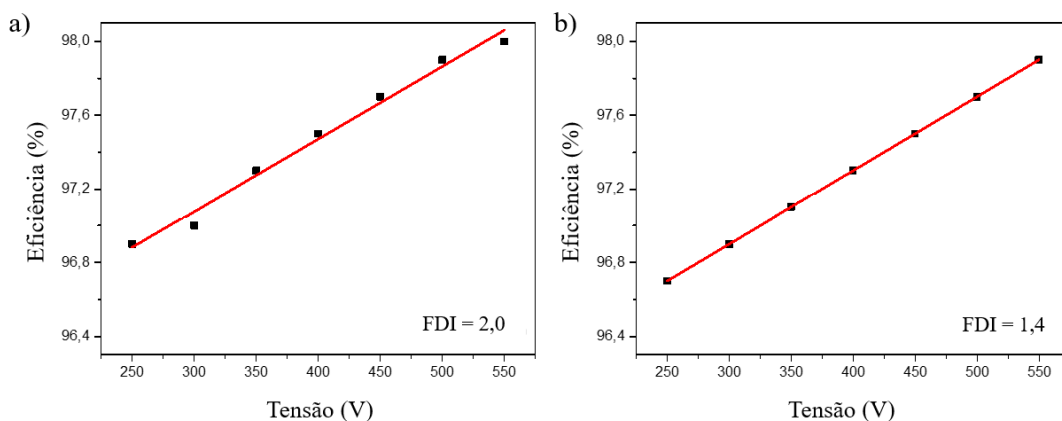
A eficiência europeia considera um perfil de baixa irradiância e a eficiência CEC é baseada na radiação solar da Califórnia, ou seja, alto nível de irradiância. Estes dois modelos consideram a distribuição de irradiação solar durante todo o tempo de sol anual e priorizam as faixas com vários fatores de peso (ONGUN; ÖZDEMIR, 2013), atribuindo pesos ponderados de eficiência c.c./c.a. em diferentes níveis de carregamento ou potência relativa.

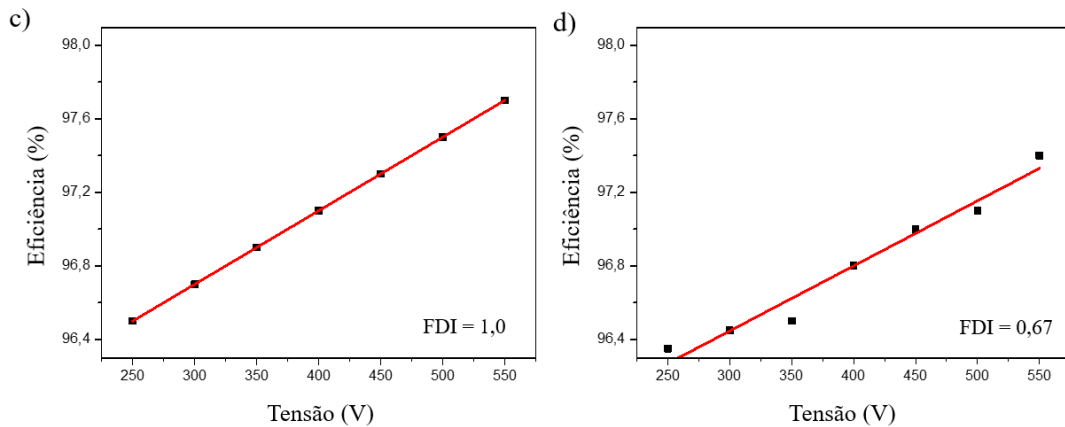
Os catálogos de inversor de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída comumente apresentam a eficiência máxima e a eficiência europeia (PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011). Entretanto, as eficiências ponderadas não consideram a influência da tensão c.c. e do fator de dimensionamento de inversor. Os inversores apresentam curvas de eficiências c.c./c.a. que dependem da potência relativa, das tensões c.c. e da topologia. Em diferentes fatores de dimensionamento de inversor, os pesos ponderados das eficiências europeia e CEC necessariamente são distintos.

Foram feitas as correlações entre as eficiências c.c./c.a. média e a tensão c.c. para diferentes FDI's de cada inversor de sistema FV. A partir desta correlação, que é linear, foram determinados os coeficientes, linear e angular, de cada configuração (FDI e inversor). A qualidade de energia elétrica gerada pelos inversores é influenciada de pelo carregamento, ou seja, pelo FDI aplicado e ainda outras características da rede de distribuição e das cargas locais, dessa forma essa Tese não contempla essa análise.

A Figura 29 apresenta as correlações entre os coeficientes lineares e angulares determinados em função do fator de dimensionamento dos inversores. Dessa forma para cada inversor foram determinadas as funções com melhor ajuste e seus coeficientes respectivos.

Figura 29 – Inversor SMA TL nos FDI's a) 2,0, b) 1,4, c) 1,0 e d) 0,67.





Fonte: A autora.

Para a correlação entre o coeficiente (a) e o FDI, foram traçadas funções lineares (Eq. 17) e logarítmicas (LogNormal, Equação 18) enquanto que para a correlação entre o coeficiente (b) e o FDI foram traçadas funções polinomiais (polinômio cúbico, Equação 19) e logarítmicas (LogNormal).

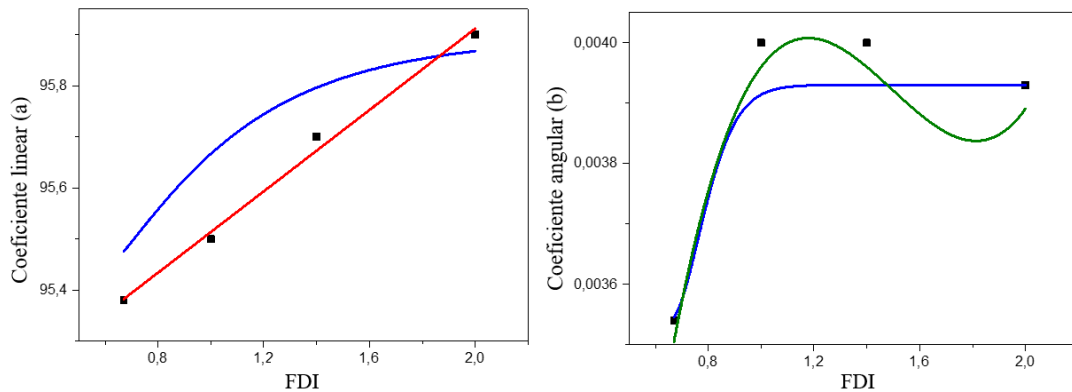
$$f1 = E + F.FDI \quad (17)$$

$$f2 = f2_0 + \frac{L}{\sqrt{2\pi} \cdot w.FDI} \cdot e^{-\frac{[\ln \frac{FDI}{FDI_k}]^2}{2w^2}} \quad (18)$$

$$f3 = A + B.FDI + C.FDI^2 + D.FDI^3 \quad (19)$$

Para o inversor SMA TL, Figura 30, a função para descrever a correlação entre o coeficiente linear (a) e o fator de dimensionamento de inversor é a função linear, para o coeficiente angular (b) a melhor função de ajuste é a função Pol³. A Tabela 12 apresenta as funções de ajuste que correlacionam os coeficientes, linear e angular, e o fator de dimensionamento de inversor para cada modelo de inversor simulado.

Figura 30 – Funções de ajuste para o inversor SMA TL.



Fonte: A autora.

Para cada inversor foram determinadas as funções com melhor ajuste e seus coeficientes respectivos. Foi proposto o modelo matemático híbrido adaptativo de eficiência média de inversor de sistemas FV que considera a influência da potência relativa, que é variável com o fator de dimensionamento e a tensão c.c., os demais resultados podem ser vistos no Apêndice A.

A Tabela 12 apresenta os valores de eficiência máxima, CEC, europeia e o intervalo de eficiência média em função do fator de dimensionamento de inversor e tensão c.c. de entrada que foram obtidas a partir de simulação computacional deste estudo. As eficiências ponderadas da Comissão da Energia da Califórnia (CEC) ou da União Europeia da maioria dos inversores sem transformadores monofásicos comercialmente disponíveis e relatados pela literatura estão na faixa de 96-98 % (GU et al., 2013).

As eficiências máximas e CEC são os dados encontrados geralmente na folha de informações dos inversores. Porém os fabricantes apresentam curvas de eficiência *versus* carregamento para 3 tensões c.c., uma para a eficiência máxima e outras duas nas tensões limites da faixa de operação do seguidor do ponto de máxima potência (PINTO; ZILLES; ALMEIDA, 2011).

Quando se leva em consideração o perfil de radiação solar brasileiro, o FDI e a influência da tensão c.c., observa-se um intervalo de eficiências médias que podem variar entre 1 % e 2 %. Estas informações de eficiências médias em função do fator de dimensionamento de inversor e tensão c.c. são mais representativas em relação ao funcionamento do inversor do que as eficiências máximas, CEC ou europeia.

Na maioria das modelagens de sistemas FV conectados à rede, a eficiência dos inversores é representada por um fator constante, assumindo uma relação linear à sua faixa de operação. Porém a eficiência indica a fração de potência de entrada c.c. que é transferida para a saída c.a. e depende da tensão de entrada c.c. e do carregamento do inversor (ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2017).

Tabela 12 – Eficiências máxima, CEC, europeia e o intervalo definido neste trabalho.

Inversor	Ef. Máxima⁽¹⁾	Ef. CEC⁽²⁾ (%)	Ef. Europeia⁽²⁾ (%)	Intervalo
SMA TL	97,6	97,05	96,85	98,0-96,35
SMA TLH5	98,7	98,36	98,18	99,7-98,5
SMA US	95,5	95,57	94,67	97,75-96,55
SMA HF	96,6	96,75	96,53	98,3-96,8
Fronius TL	98,0	96,93	96,17	97,75-96,25
Growatt TL	97,5	96,44	95,91	96,95-95,85

⁽¹⁾ datasheet, ⁽²⁾ SAM

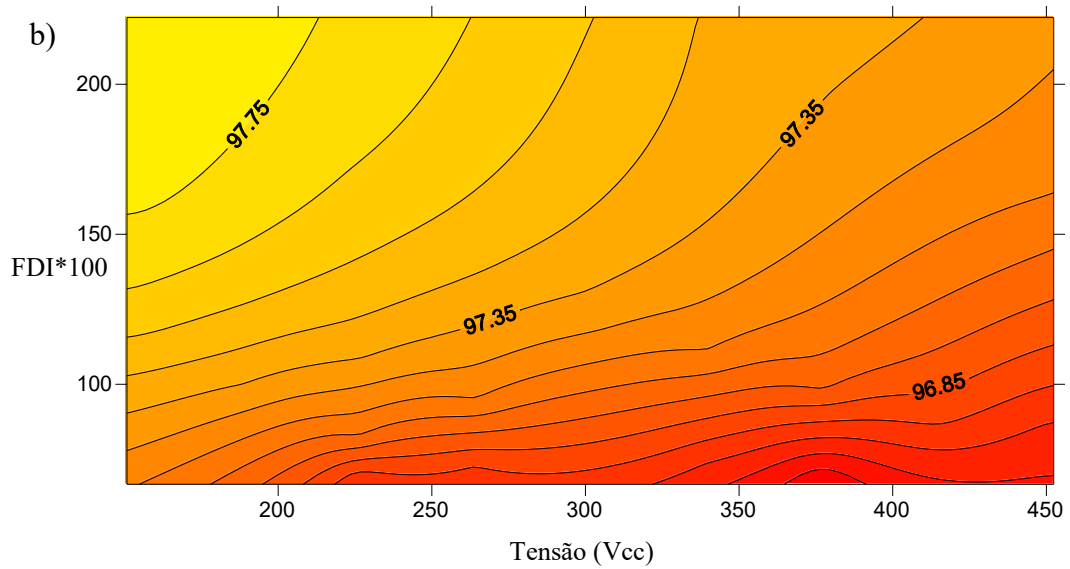
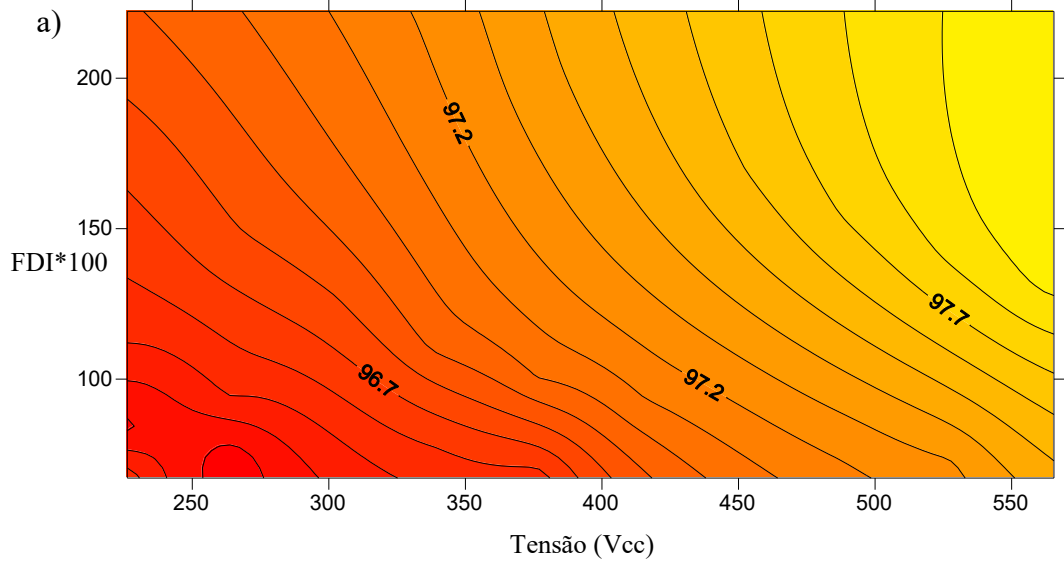
Fonte: A autora.

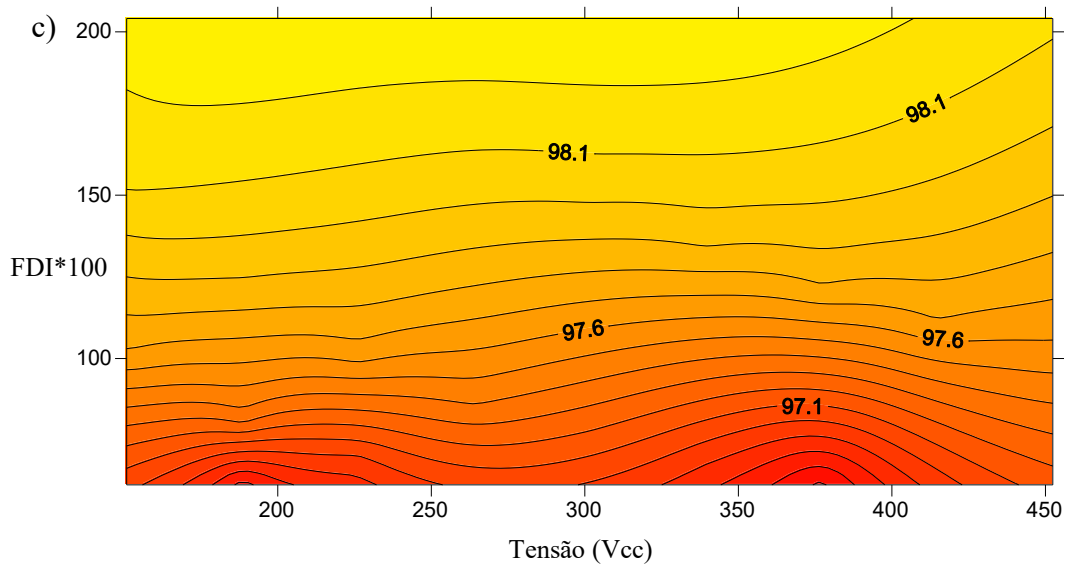
A Figura 31 mostra os mapas para alguns dos inversores estudados e utilizados na simulação em software, onde as maiores eficiências são representadas pela cor amarela e as menores eficiências são representadas pela cor vermelha. Os resultados complementares são apresentados no Apêndice A. Os inversores são do mesmo fabricante, porém com topologias diferentes, na Figura 31a) tem-se o comportamento do inversor TL, ou seja, sem transformador, que possui maiores eficiências quando submetido a maiores tensões de entrada c.c., já para o inversor com isolamento galvânica de baixa frequência, Figura 31b), as maiores eficiências estão relacionadas as menores tensões c.c., no entanto na topologia de alta frequência, a eficiência está mais relacionada ao FDI, sendo assim, as maiores eficiências são encontradas em variadas condições de tensão c.c. quando o inversor está sobredimensionado.

Atualmente, o uso de inversor com transformadores acaba sendo evitado devido ao custo, tamanho e eficiência (FARAJI et al., 2017; SHEN; JOU; WU, 2012). Entretanto, por exemplo, os modelos SMA US e HF, por exemplo, possuem um intervalo de eficiências médias compatível com os outros modelos mesmo com baixos valores de eficiências, máxima, CEC e europeia. Com a vantagem de poder utilizá-lo com módulos fotovoltaicos de filme fino.

Comumente o transformador de alta frequência é utilizado no lado c.c. e o transformador de baixa frequência no lado c.a. (FREDDY et al., 2014).

Figura 31 – Mapas de eficiências médias. a) SMA TL, b) SMA US e c) SMA HF.





Fonte: A autora.

A eficiência média c.c./c.a. foi utilizada como métrica de avaliação de desempenho de inversor de diferentes topologias, fabricantes e ano de comercialização. O objetivo é verificar o comportamento dinâmico do inversor em distintos fatores de dimensionamento e comprovar que os inversores atuais não apresentam perdas elevadas, ou seja, desempenho inferior na condição de sobredimensionamento.

A Tabela 13 mostra a eficiência média anual de operação em condições ideais, para diferentes condições de FDI. Os dados simulados apresentam a evolução tecnológica e a mudança de comportamento em questões de eficiência de conversão dos inversores. Na década de 90, as melhores eficiências médias de operação eram encontradas em sistemas FV com inversor subdimensionados, mas entre 2006 e 2008 ocorreu uma transição, quando as melhores eficiências médias eram encontradas tanto em inversores subdimensionados como em sobredimensionados.

A partir de 2012, os inversores permaneceram apresentando melhores eficiências médias de conversão no cenário de sobredimensionamento. Outra evolução foi marcada pelas eficiências médias das topologias HF (alta frequência) e LF (baixa frequência) alcançarem as eficiências médias dos inversores TL (sem transformador). No entanto, os inversores TL ainda é a topologia mais aplicada comercialmente, pela disponibilidade e melhor custo benefício.

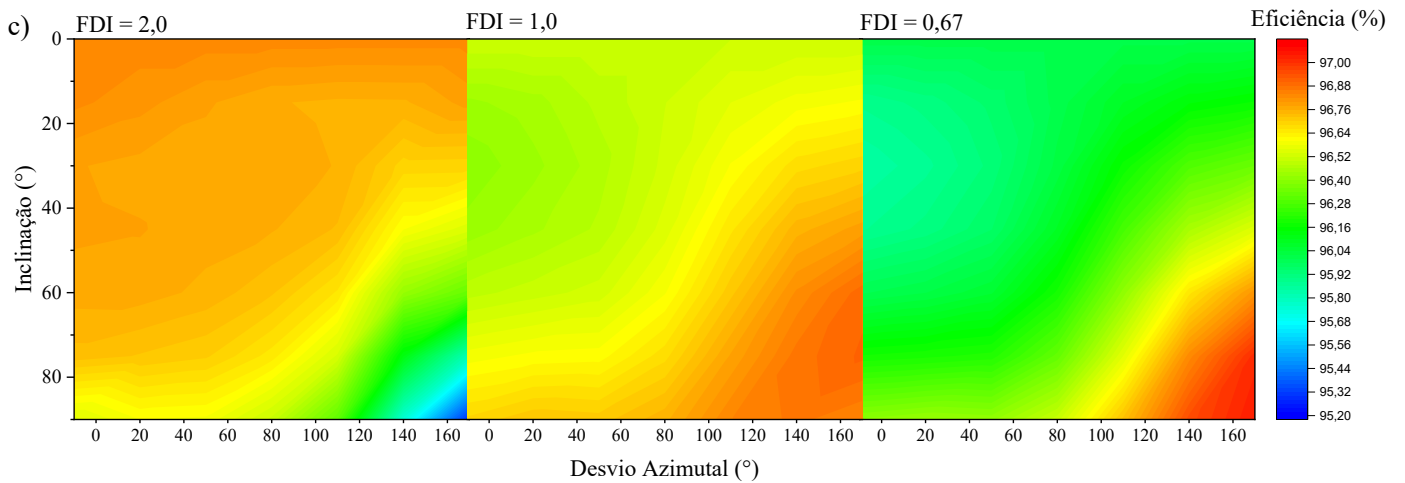
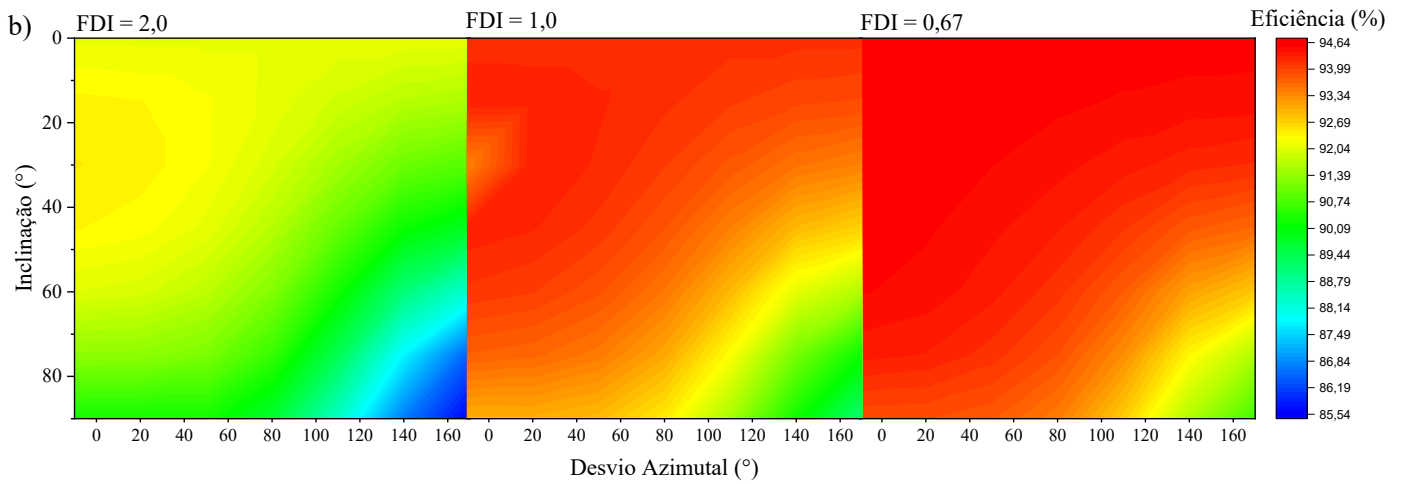
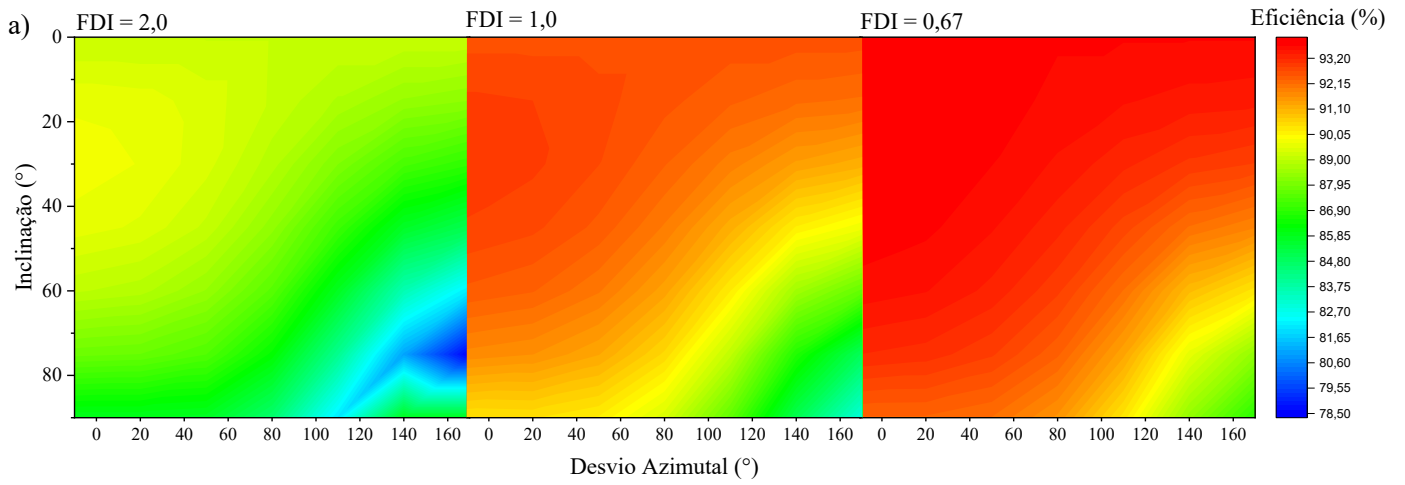
Tabela 13 – Eficiências média para condições ideais de operação em diferentes FDI's.

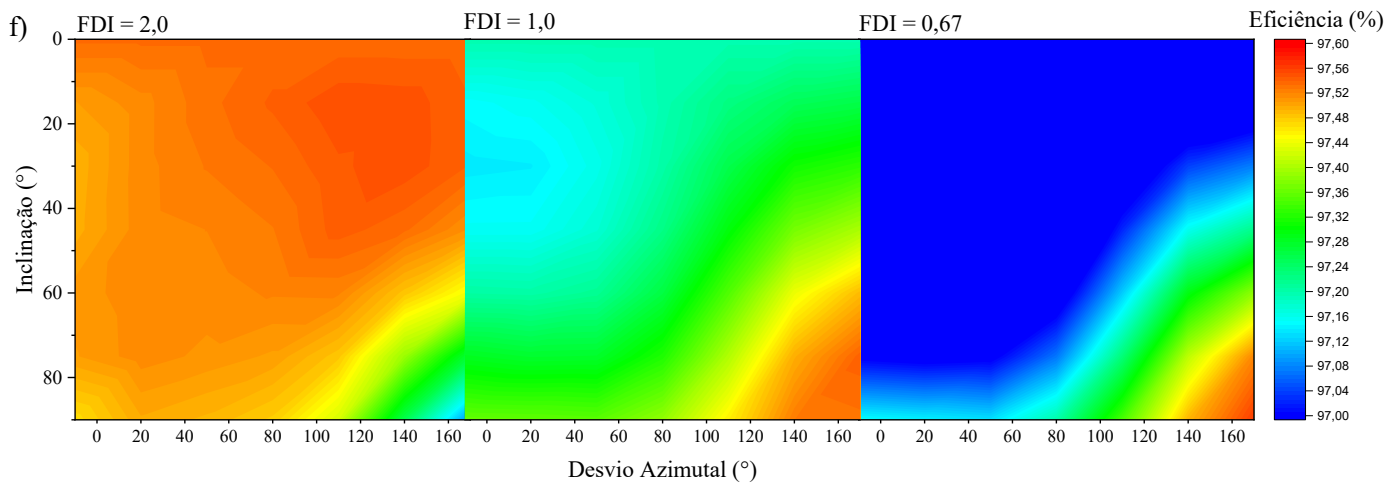
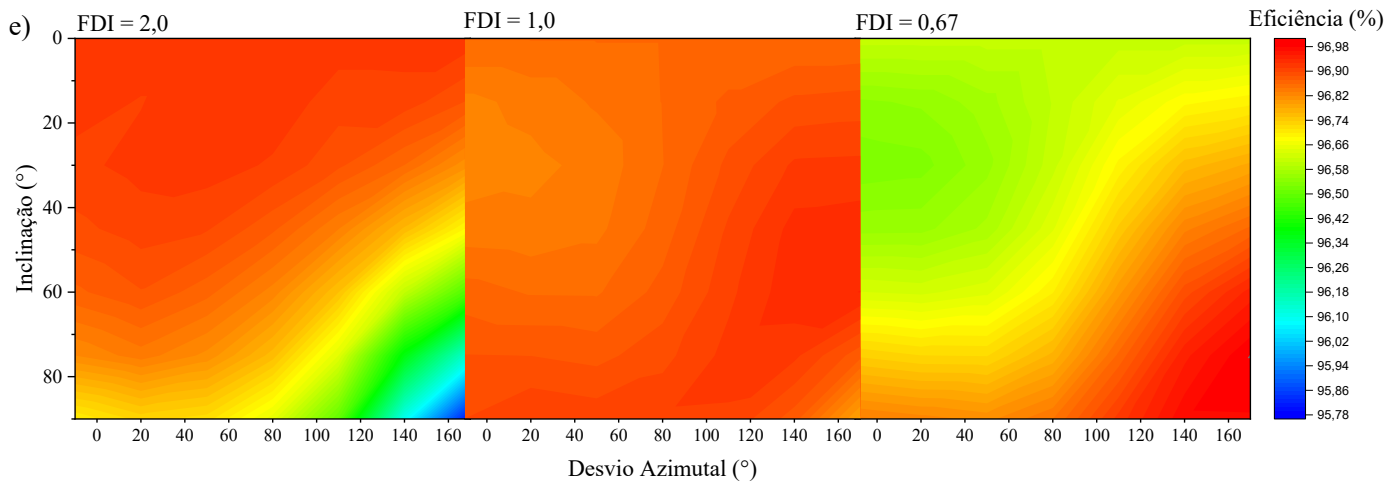
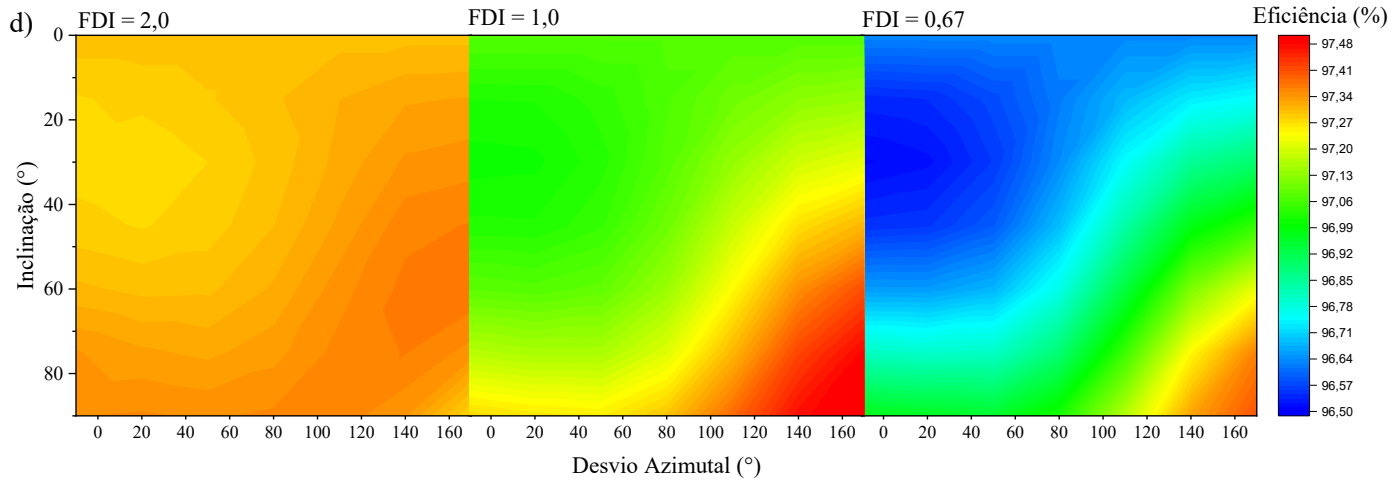
Ano	Inversor	Potência	Top.	FDI = 2,0	FDI = 1,0	FDI = 0,67
1995	Ecopower20	20 kW	LF	89,16	92,96	93,91
1998	SolarMax S	3,3 kW	TL	91,53	92,51	92,67
2001	Convert 2000	1,8 kW	TL	92,48	93,30	94,61
2003	SMA: SB 1100E	1,1 kW	LF	86,42	88,65	88,85
2004	SMA: SB 700U	0,7 kW	LF	84,52	88,44	89,46
2005	Mastervolt: QS3200	2,6 kW	HF	84,33	87,70	88,55
2006	Fronius: IG3000	2,7 kW	HF	96,78	96,41	95,84
2006	SMA: SB3300TL	3,0 kW	TL	93,17	94,54	94,61
2007	Sunways: NT 4000	3,3 kW	TL	97,03	96,71	96,14
2008	Ingeteam: Ingecon Sun 2,5	2,5 kW	LF	88,97	91,06	91,14
2012	SMA: SB6000TL-US-12	6,0 kW	TLH5	99,39	98,94	98,59
2014	Canadian: CSI-5000TL-CT	5,0 kW	TL	98,19	97,97	97,66
2014	SMA: SB5000TL-US-22	5,05 kW	TL	97,28	97,00	96,49
2015	Growatt: 5000MTLP-US	5,07 kW	TL	96,51	96,48	96,27
2016	Fronius: primo 5.0-1	5,0 kW	TL	96,91	96,83	96,53
2016	ABB: PVI-5000-OUTD-US-A	5,0 kW	TL	97,49	97,16	96,66
2016	Ingeteam: Ingecon Sun 5TL U	5,0 kW	TL	99,03	98,67	98,25
2016	SMA: SB5000US-11	5,0 kW	LF	97,40	96,97	96,41
2016	SMA: SB3000HFUS-30	3,07 kW	HF	98,27	97,65	96,98

Fonte: A autora.

Alguns desses sistemas FV também foram simulados em diferentes ângulos de inclinação e de azimute para verificar o comportamento da eficiência média c.c./c.a. em condições não ótimas. A partir de curvas de eficiências de diversos inversores, a Figura 32 apresenta mapas de comportamento e interação dinâmicos de valores de eficiência de conversão c.c./c.a. para diferentes inversor, variando o ângulo de inclinação e desvio azimutal em três fatores de dimensionamento.

Figura 32 – Mapas dinâmicos de valores de eficiência de conversão c.c./c.a.. (a) Ecopower20 – 1995, (b) Covert2000 – 2001, (c) FroniusIG3000 – 2006, (d) SMA SB5000TL – 2014, (e) Fronius Primo 5.0-1 – 2016 e (f) ABB PVI-5000 – 2016.





Fonte: A autora.

Os inversores mais antigos apresentam eficiências médias menores que os inversores atuais e variação de até 15 %. As diferentes topologias de inversor entre 1994-2002, apresentam eficiências máximas de 96 % (CALAIS et al., 2002), principalmente para inversor centrais da década de 90. Utilizando o esquema de cores onde, do azul para o vermelho significa do menor para o maior, observa-se que os inversores mais antigos, Figuras 32a) e 32b), apresentam menores perdas de conversão c.c./c.a., conseqüentemente melhores eficiências de conversão c.c./c.a. no subdimensionamento do inversor. Isso mostra que em potências relativas inferiores a 50 %, a eficiência c.c./c.a. é significativamente menor que as eficiências de conversão verificadas em potências relativas superiores a 50 %.

Os inversores representados na Figuras 32c) e 32d) apresentam a transição do comportamento dos inversores comerciais. Os inversores atuais, disponíveis comercialmente, apresentam elevadas eficiências c.c./c.a. em praticamente todos os níveis de carregamento (BURGER; RUTHER, 2006). Na Figura 32e) e 32f), pode-se observar variações de 1,18 % e 1,0 %, respectivamente. Neste cenário há maior flexibilidade quanto a inclinação e desvio azimutal do sistema fotovoltaico, sem onerar a eficiência, ou seja, sem adicionar perdas de conversão c.c./c.a.. Inclusive, há inversores que apresentam melhor desempenho de conversão c.c./c.a. em potências relativas entre 30-70 %. Para inversor que apresentam maiores eficiências c.c./c.a., o dimensionamento é unitário especialmente em altas irradiâncias (HUSSIN et al., 2017).

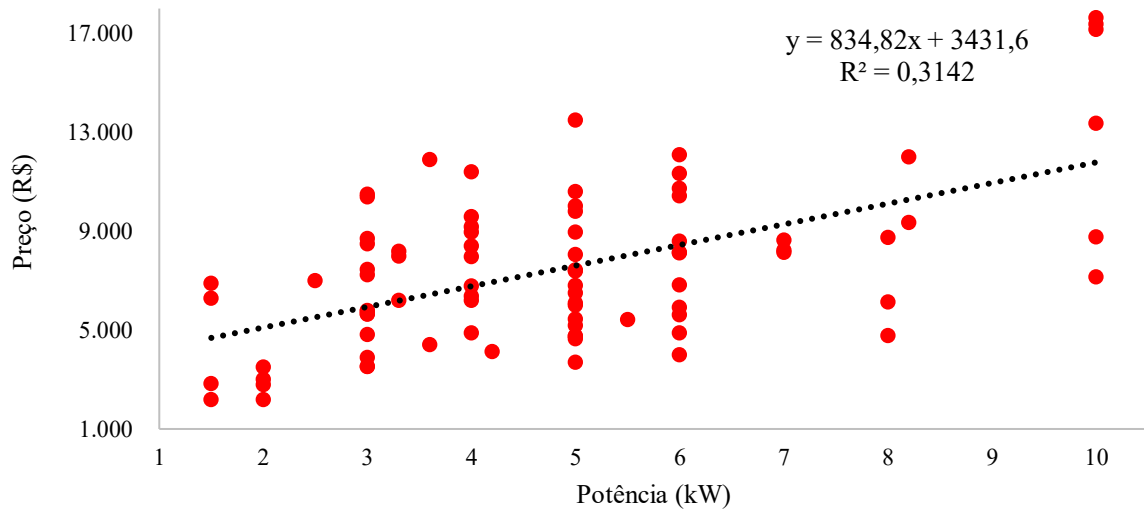
A partir destas argumentações e verificações, pode-se afirmar que para a atualidade a premissa de que a eficiência c.c./c.a. de inversor é significativamente menor em potências relativas inferiores a 50 %, não é sustentada.

Considerando inversores comerciais de distintos fabricantes disponíveis no mercado na Figura 33, verifica-se que a correlação entre preço e potência (R\$/W) apresenta um coeficiente de determinação R^2 da ordem de 31 %.

O coeficiente de determinação indica que a variação de preço do inversor é parcialmente influenciada pela potência, sendo que outras variáveis, como por exemplo os distintos fabricantes, também impactam no preço do equipamento (CHEN et al., 2013).

Dessa maneira, o preço unitário dos inversores não é linear em todos os níveis de potência, inclusive para o mesmo fabricante e local. O que faz com que inversores maiores tenham um custo por watt menor. Deve-se observar a diferença entre fabricantes, confiabilidade e funções (CHEN et al., 2013).

Figura 33 – Correlação entre preço e potência de distintos inversores.



* Ano base: 2020

Fonte: A autora.

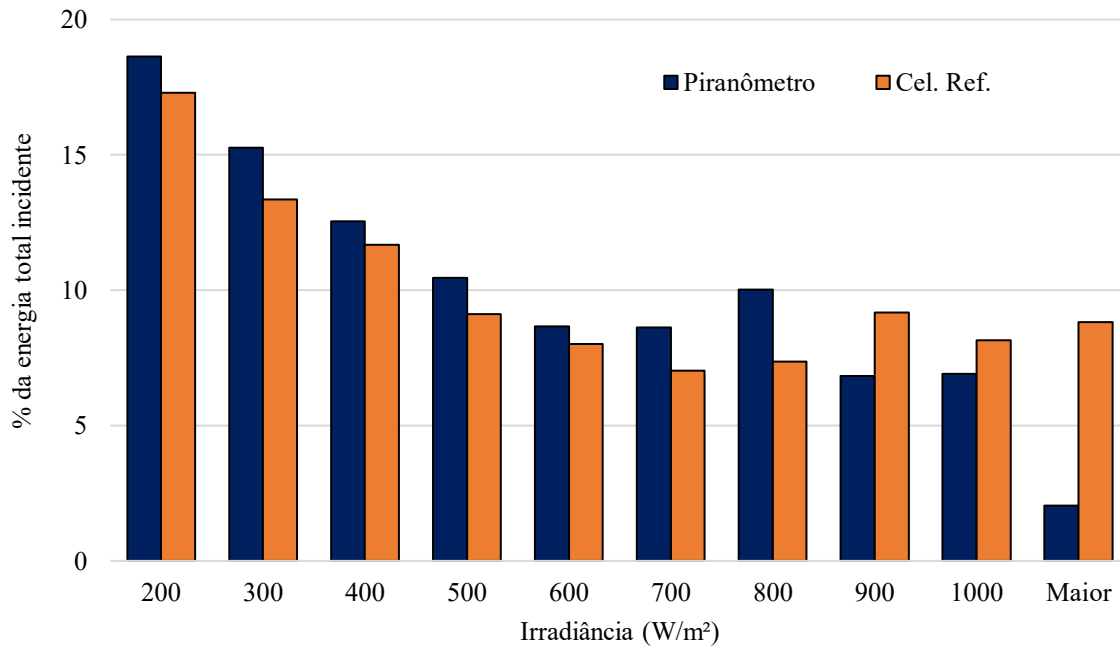
A partir destas argumentações e verificações, pode-se afirmar que a premissa de que o preço do inversor está diretamente correlacionado com a potência do equipamento não é sustentada.

4.3 ESTUDO DE EVENTOS DE SOBREIRRADIÂNCIA E SOBREPOTÊNCIA

A Figura 34, mostra o histograma de frequência da irradiância dos dados medidos. A radiação solar incidente na superfície terrestre é constituída por uma componente direta e pela radiação que sofre espalhamento denominada componente difusa. A aquisição de dados no plano inclinado, além dessas duas componentes ainda mede uma terceira componente que é a radiação refletida pelo ambiente entorno, chamada de albedo (HINES et al., 2003; KALOGIROU, 2013).

A célula de referência está em uma condição otimizada ao longo do ano e apresenta maiores frequências nas maiores irradiâncias, sendo essa a condição de operação dos sistemas fotovoltaicos. A Figura 34 apresenta a célula de referência e o piranômetro com respectivamente, 8,83 % e 2,05 % de sua operação ao longo do ano sob condição de irradiância maior que 1000 W/m².

Figura 34 – Análise estatística de eventos de sobreirradiância a partir de dados do piranômetro e da célula de referência.



Fonte: A autora.

A energia solar extraterrestre corresponde a energia solar total incidente em uma superfície de área unitária em exposição normal aos raios do sol. Na Figura 35 foram traçadas as curvas de irradiância extraterrestre e os perfis típicos de dias totalmente ensolarados com $K_t = 0,7$ e $0,864$ juntamente com a irradiância local medida.

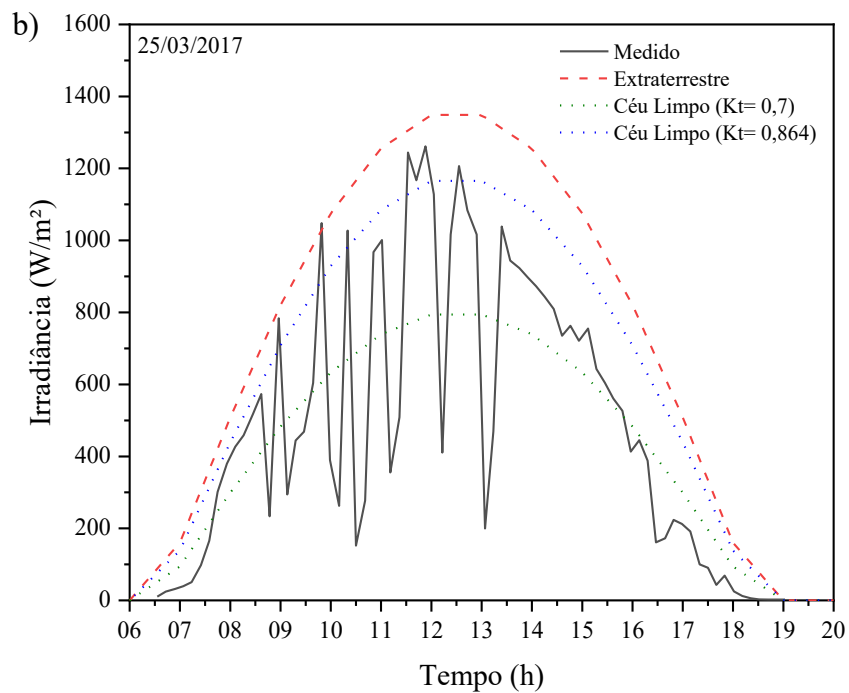
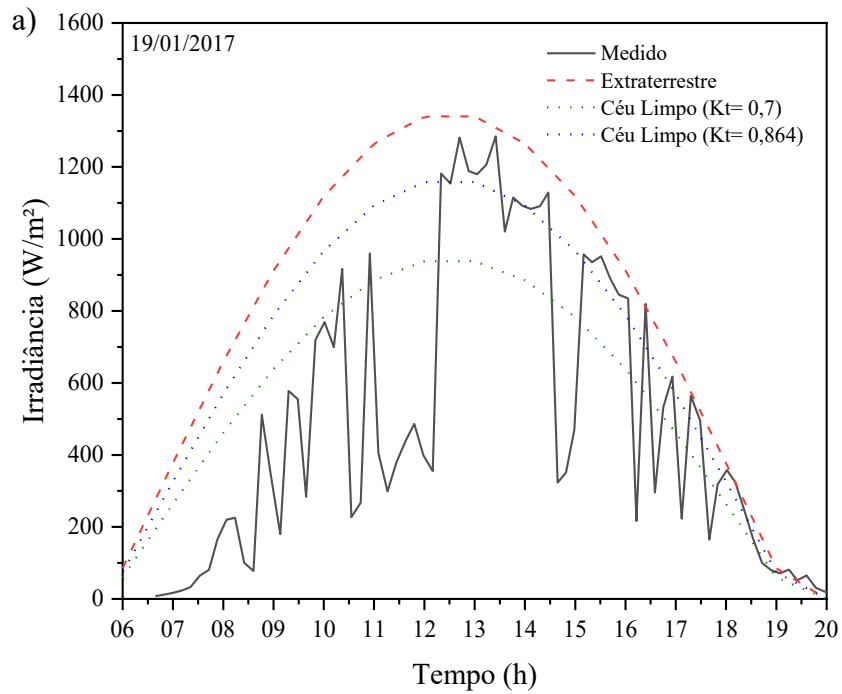
Nos dias 19/01 e 25/03 podemos observar pelo comportamento da irradiância medida, com várias oscilações rápidas, que não se tratam de dias livres de nuvens; porém, mesmo assim, ao longo dos dias a maior parte das curvas medidas é superior ao modelo de céu limpo, com $K_t = 0,7$. Excedendo também a curva com $K_t = 0,864$ e chegando muito próximo da curva da irradiância extraterrestre no período da tarde para o dia 19/01 e no período da manhã para o dia 25/03.

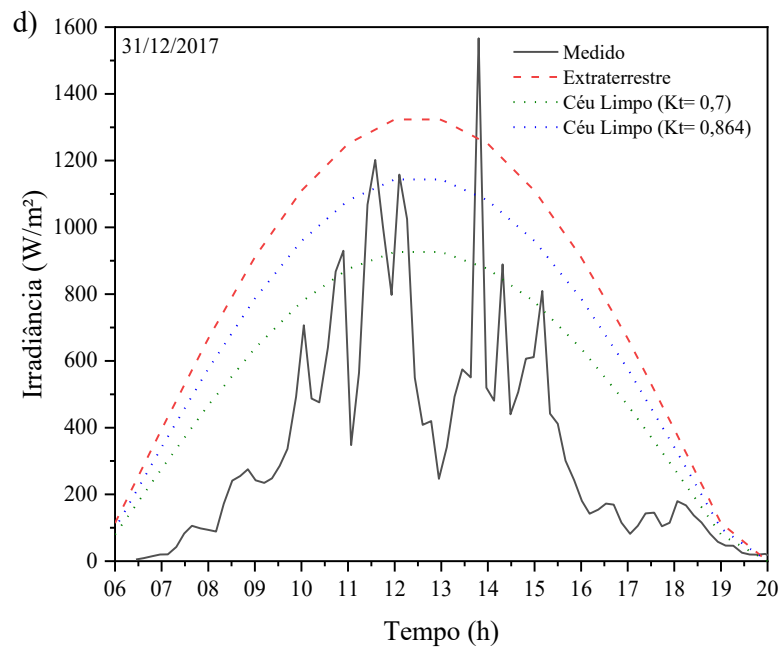
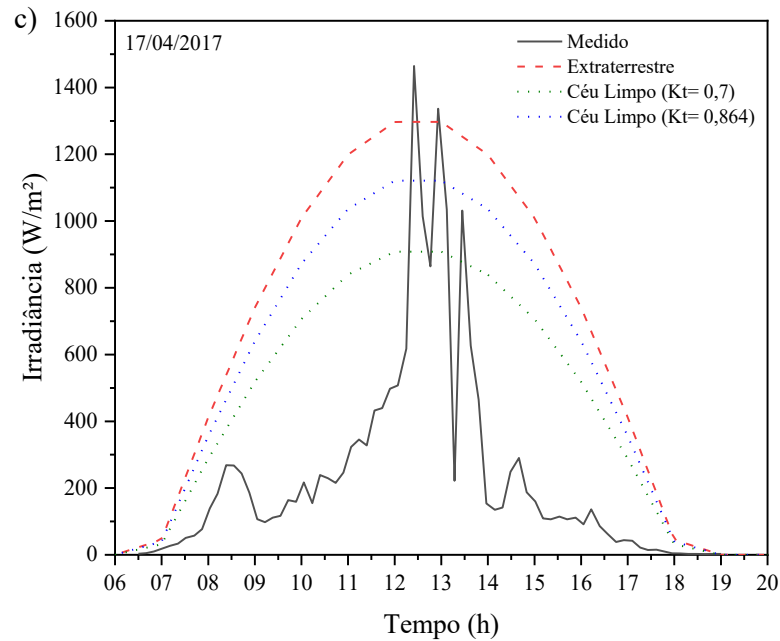
Os dias 17/04 e 31/12 mostram picos de sobreirradiância bem mais evidentes, ultrapassando a irradiância extraterrestre, com valores de 1464 e 1566 W/m², respectivamente. O dia 17/04 representa um dia com baixos índices de irradiância pela presença de nuvens e os picos caracterizam o efeito de sobreirradiância que as nuvens acabam proporcionando.

Fica evidente que valores de 1000 W/m² são facilmente alcançados e ultrapassados especialmente em dias com presença de nuvens. Adicionalmente o efeito de aprimoramento das

nuvens foi identificado como a principal causa de corte de potência (LUOMA; KLEISSL; MURRAY, 2012).

Figura 35 – Curvas de irradiância para os dias: a) 19/01/2017, b) 25/03/2017, c) 17/04/2017 e d) 31/12/2017.





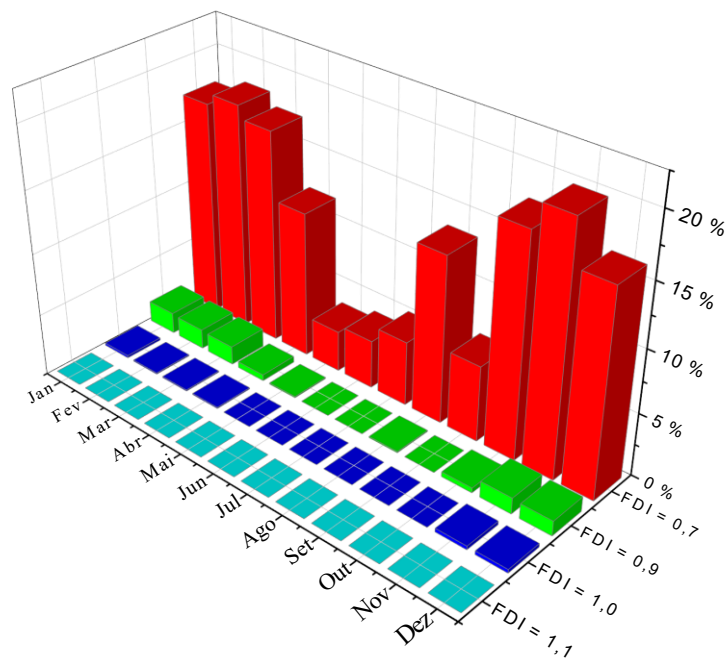
Fonte: A autora.

Considerando diferentes fatores de dimensionamento de inversor para o sistema FV, a Figura 36 mostra a frequência mensal com que a potência do gerador FV ultrapassa a potência nominal para diferentes potências c.a. de inversor.

Dessa forma, observa-se a alta frequência de sobrepotência para o FDI 0,7 quando comparado aos FDI's mais próximos da unidade. Utilizando a irradiância local e 2 % de

mismatch no gerador FV, por exemplo em novembro 19,8 % do tempo inversor estaria submetido a potência superior à sua capacidade nominal. Os valores apresentados são bastante significativos, apesar do instrumento de medição utilizado apresentar tempo de resposta lento em média 18 s (CHASE et al., 2018). Caso fossem utilizados sensores com tempo de resposta mais curto, a frequência da sobreirradiação seria ainda maior para os casos de FDI's menores que a unidade.

Figura 36 – Eventos de sobrepotência para diferentes FDI's por meio de simulação.



Fonte: A autora.

Em outro estudo, Lenz e Pinheiro (2018) analisam as condições de operação dos capacitores e relatam que níveis maiores de irradiação afetam a temperatura do núcleo dos capacitores de duas maneiras: diminuindo a geração de energia elétrica e eleva a temperatura do dispositivo.

Burger e Ruther (2006) avaliam dados de irradiações medidos por minuto e por hora, mostrando as diferenças de informações quanto aos eventos de sobreirradiação. Good e Johnson (2016) mostram exemplos da aquisição de dados por minuto e por hora, para mensurar os cortes de potência dos inversores e conclui que com dados horários acaba-se subestimando os picos de irradiação e conseqüentemente a energia desperdiçada pelo corte. Revela ainda que para regiões com maior recurso solar o subdimensionamento dos inversores levará a perdas

maiores devido as altas temperaturas operacionais. Nascimento et al. (2019) relatam que para inversor com 30 % de sobrecarga a estimativa de perdas energéticas de 0,2 % utilizando dados horários de irradiação solar, enquanto para dados de segundos a perda é de 1,6 %.

Conforme Rampinelli, Krenzinger e Prieb (2007), existe uma correlação entre a potência elétrica atingida pelo gerador e a temperatura de operação do inversor. Por exemplo, em um sistema com $FDI = 0,65$, o monitoramento em operação apresenta perda de aproximadamente 15 % de energia elétrica gerada, além de atingir a temperatura de atuação das estratégias internas para diminuir a temperatura de operação. Outro estudo mostra perdas mínimas para $FDI = 0,8$ e perda anual bastante significativa, de 16 %, com $FDI = 0,5$ (GOOD; JOHNSON, 2016). À medida em que o subdimensionamento do inversor aumenta as perdas energéticas aumentam exponencialmente e dependendo da tecnologia em um sistema com 20 % de subdimensionamento as perdas variam de 0,3 a 2,4 % (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019). As perdas associadas dependem de vários critérios como por exemplo, níveis de irradiação local, tecnologias de gerador/inversor e características da instalação (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019).

Para proteção de sobrecarga os inversores possuem dois principais esquemas: o inversor converte apenas a sua potência nominal, fazendo com que o gerador FV não atinja sua máxima potência de operação e/ou acontece o desligamento na ocorrência de sobrecarga e volta a operar somente quando o gerador apresentar potência compatível aos limites do inversor (CHEN et al., 2013). Nestes casos os sistemas FV com inversor subdimensionados estarão perdendo geração de energia elétrica.

Para evitar danos nos componentes eletrônicos internos dos inversores, o recurso mais utilizado é a mudança do ponto de máxima operação (MPPT), com o aumento da tensão é possível converter uma corrente elétrica menor, diminuindo a potência elétrica convertida, como consequência ocorre a dissipação de calor (COELHO; DOS SANTOS; MARTINS, 2012; RAMPINELLI; KRENZINGER; PRIEB, 2007).

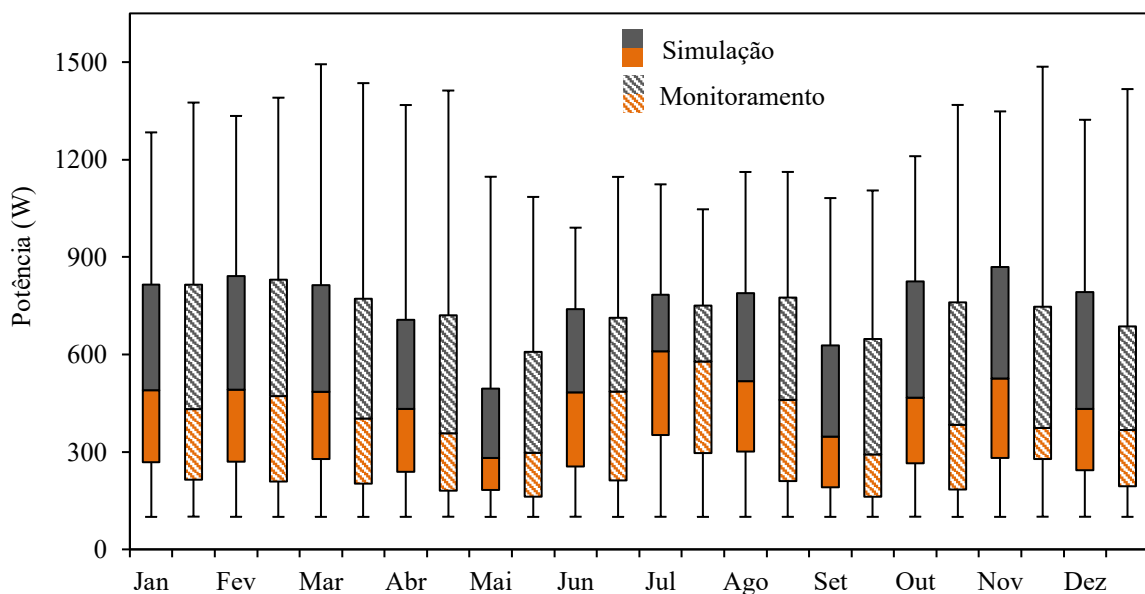
Outra característica, é que a potência c.c. dos inversores depende do seu MPPT, que por sua vez depende da temperatura de operação e configuração do gerador FV em termos de tensão de operação (MACÊDO; ZILLES, 2007). Inclusive, outros autores reportam as diferenças de potência c.c. de operação entre os períodos matutinos e vespertinos devido a influência da temperatura (MACÊDO; ZILLES, 2007; RAMPINELLI; KRENZINGER; PRIEB, 2007).

Alguns inversores apresentam estratégias de ventilação forçada para atuar em períodos de sobrepotência em conjunto com o sistema de convecção, com o intuito de prolongar a operação em condições acima da potência nominal (CHEN et al., 2013).

Em resposta a essas condições de sobreirradiância os inversores possuem diferentes esquemas de proteção, visto que possuem uma resposta a variação de irradiância na ordem de milissegundos (PIEDEHIERRO et al., 2014). Na maioria dos casos os inversores deslocam seu ponto de máxima potência, reduzindo a entrada c.c. e convertendo apenas sua entrada c.c. nominal para evitar o superaquecimento. Outros inversores podem se desligar como meio de proteção (CHEN et al., 2013; RAMPINELLI; KRENZINGER; BÜHLER, 2016). Sendo assim, é necessária a análise de perdas por corte de potência e superaquecimento dos inversores e, para tanto, são necessários dados de irradiação solar com alta frequência (CHASE et al., 2018; LUOMA; KLEISSL; MURRAY, 2012).

A Figura 37 apresenta uma análise estatística da potência de operação do sistema FV de referência (SFCR E). Analisando a dispersão dos dados, percebe-se que 50 % dos valores de potência ficam entre 183 W e 870 W. Para os meses de janeiro, fevereiro, março, abril, novembro e dezembro o gerador FV atinge valores acima da potência nominal, com amplitude máxima de 1493 W de potência, representando 22 % acima da potência nominal do gerador FV.

Figura 37 – Análise estatística de ocorrências de sobrepotência do SFCR E, dados calculados e monitorados.



Fonte: A autora.

A Figura 37 mostra também o sistema de referência em operação, com dados monitorados por 12 meses. Comprova-se que 50 % dos dados ficam entre 162 W e 830 W, porém acontecem eventos de sobrepotência em vários meses. Observam-se potências superiores a nominal para os meses de janeiro, fevereiro, março, abril, outubro, novembro e dezembro, sendo que a amplitude máxima registrada é da ordem de 1416 W em novembro.

A mediana representa o valor típico de operação, pois não leva em consideração valores extremos, não sendo, portanto, sensível como é a média dos dados. Observa-se que a mediana nos meses de inverno apresenta valores maiores, por exemplo. No mês de julho, por exemplo, a mediana da potência foi de 579 W, já em janeiro foi de 432 W, o que pode ser atribuído ao tempo de operação. Outro fator importante é a aplicação do sistema FV no plano inclinado, que otimiza o aproveitamento do recurso solar nos meses de inverno.

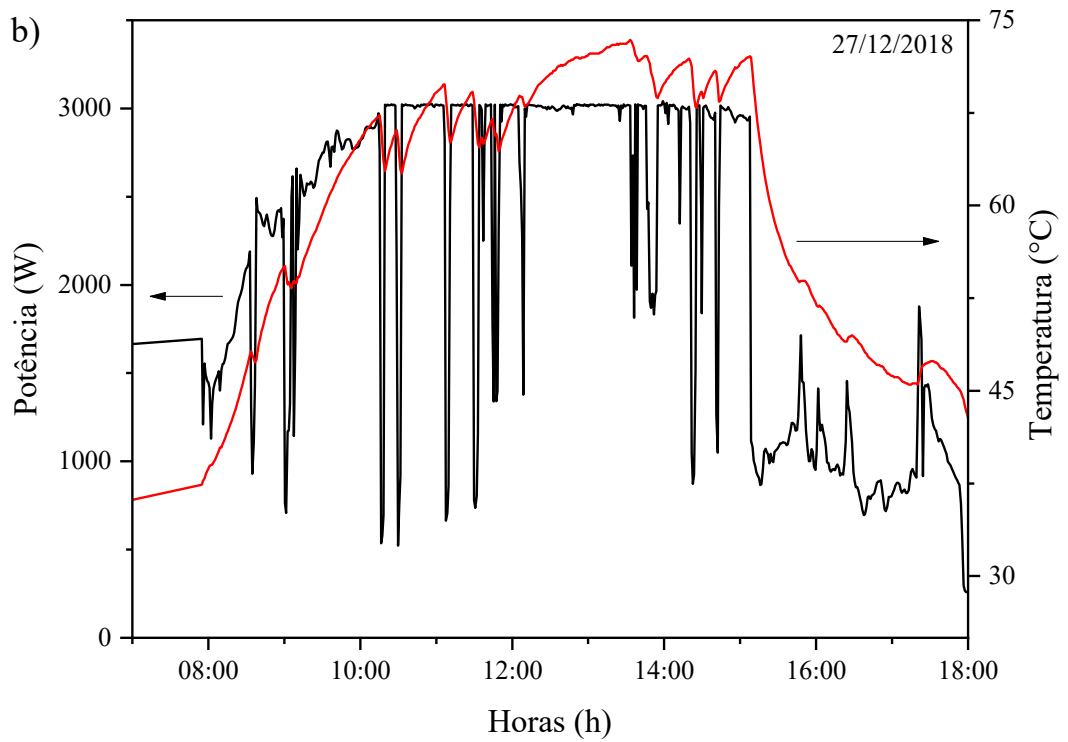
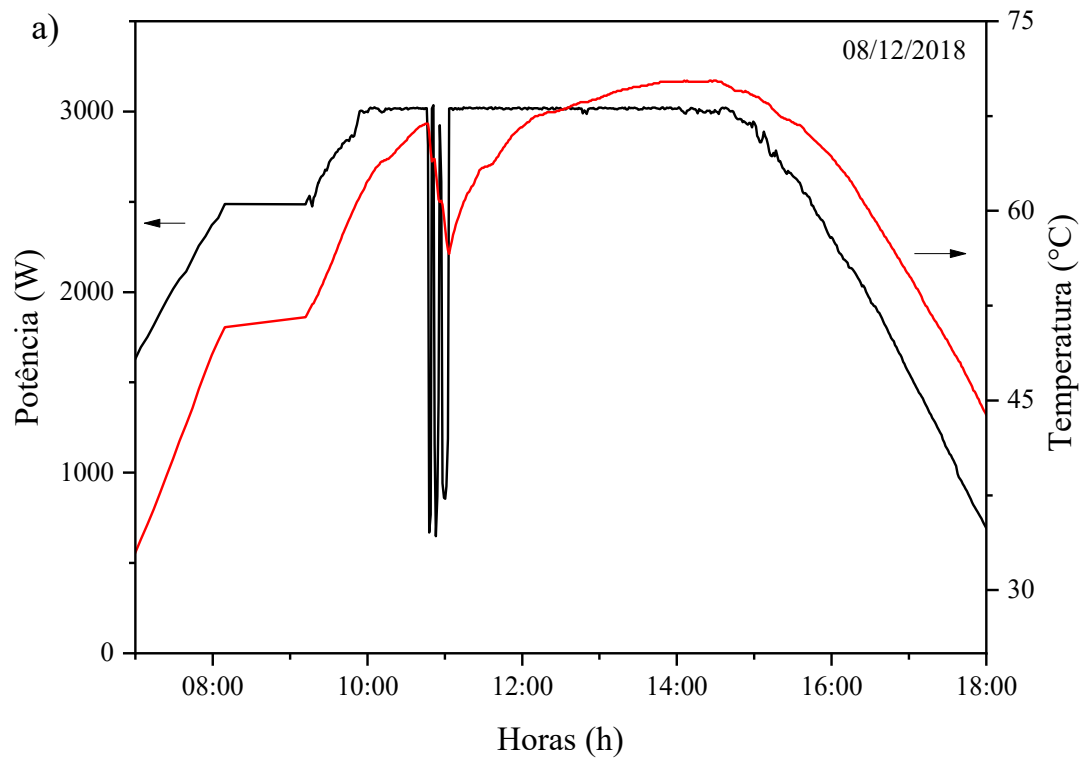
Também são registradas maiores variações de potência o que faz com que sua média de potência de 513 W para janeiro seja maior do que a mediana. Já no inverno, há maior amplitude nos dados de baixas irradiâncias e, por possuir um intervalo de aproximadamente 25 % menos dados, obtém-se uma mediana superior à média e superior aos meses de verão.

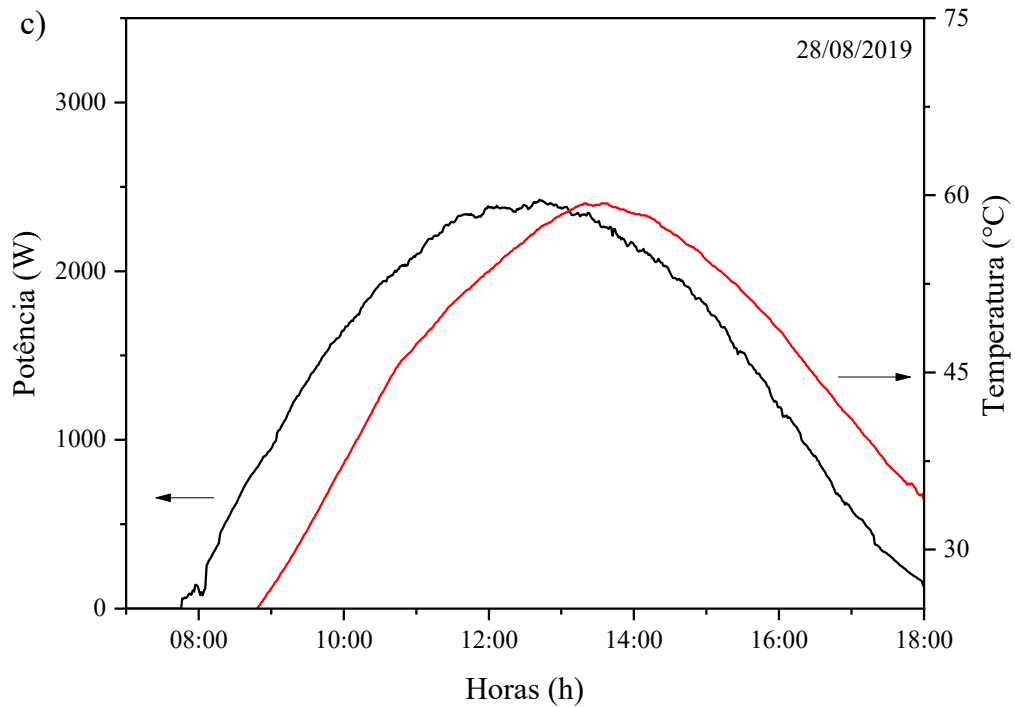
O mês de maio de 2017 apresentou chuvas muito acima da média para várias regiões do Brasil especialmente para a região Sul (KROLOW et al., 2017), local de interesse deste estudo. Dessa forma as baixas potências atingidas podem ser consideradas atípicas. Verifica-se que os dados estimados da operação do sistema FV seguem a mesma tendência dos dados monitorados.

A Figura 38 mostra as curvas de operação do SFCR A com FDI 0,76, ou seja, com inversor subdimensionado em diferentes condições de irradiância diária, onde é possível verificar a relação direta da temperatura com a potência de operação. Nos momentos em que o inversor atinge sua potência nominal, acontece o corte de potência e, conseqüentemente, a dissipação de energia térmica, Figura 38a). Da mesma forma, atuam as estratégias de deslocamento do ponto de máxima potência para diminuir sua temperatura instantânea de operação, Figura 38b). A Figura 38c), por se tratar de um período com menor recurso solar na região, apresenta menor curva de potência em operação e conseqüentemente menores temperaturas registrada.

As temperaturas máximas registradas para os três dias da análise foram de 70,3 °C, 73,1 °C e 59,3 °C, o que evidencia ainda mais a relação da potência de operação com a temperatura em que o inversor é submetido. Vale ressaltar que a temperatura de *derate* deste inversor é de 45 °C.

Figura 38 – Curvas de potência e temperatura em operação, a) data: 08/12/2018, b) 27/12/2018 e c) 28/08/2019.





Fonte: A autora.

4.4 PRODUTIVIDADE

A Tabela 14 apresenta valores de produtividade mensal ao longo de 2019/2020 dos sistemas FV, este índice de desempenho permite a comparação de sistemas FV com distintas configurações, uma vez que representa o montante de energia elétrica gerada para cada kWp instalado (SCARABELOT; MACHADO; RAMPINELLI, 2019). Os sistemas foram agrupados devido à semelhança do inversor utilizado no SFCR.

Fica evidente a superioridade dos sistemas SFCR C, E e F que possuem FDI = 0,92, 1,20 e 1,24, na maioria dos meses, sendo um dos principais motivos o fato de não ocorrerem cortes por potência e também por não ocorrerem maiores perdas de conversão c.c./c.a. devido o sobredimensionamento dos inversores. Vale ressaltar que a geração de energia elétrica depende de outros vários motivos, menos representativos, como por exemplo, a menor probabilidade do deslocamento do ponto de máxima potência devido a ocorrência de altas temperaturas de operação. Outro fator importante é a diferença do recurso solar em cada cidade e consequentemente a contribuição para a produtividade de cada SFCR.

Tabela 14 – Produtividade (kWh/kWp) para sistemas FV ao longo de 12 meses.

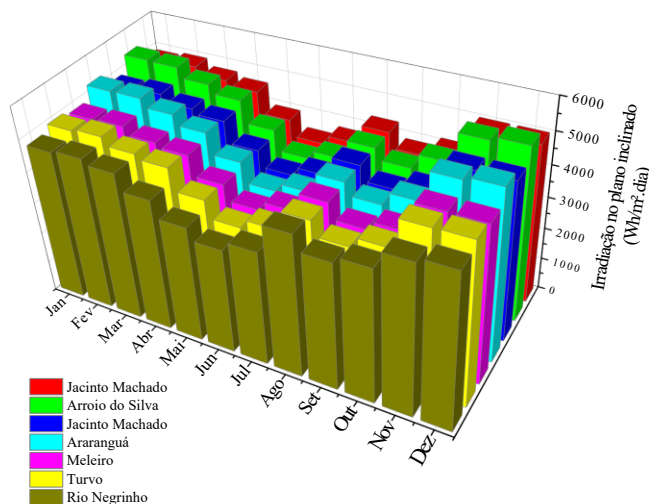
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SFCR A FDI = 0,76	128,26	114,32	108,76	84,65	59,60	67,05	69,75	95,93	83,16	92,50	122,45	156,31
SFCR C FDI = 0,92	142,03	125,88	123,88	94,25	71,20	80,03	81,88	120,25	106,55	117,20	122,50	156,28
Dif. (%)	10%	9%	12%	10%	16%	16%	15%	20%	22%	21%	0%	0%
SFCR B FDI = 0,89	128,56	126,49	136,49	126,56	122,55	78,81	88,36	108,06	97,91	103,96	125,45	160,00
SFCR F* FDI = 1,24	151,97	146,14	156,32	133,38	112,96	82,81	101,67	124,25	123,63	151,07	143,28	155,77
Dif. (%)	15%	13%	13%	5%	-8%	5%	13%	13%	21%	31%	12%	-3%
SFCR D FDI = 1,11	135,70	118,59	114,44	85,78	60,81	70,89	70,07	102,67	95,85	102,81	131,63	171,19
SFCR E FDI = 1,20	143,68	128,48	129,60	104,16	75,68	80,08	88,48	128,00	108,96	116,64	136,64	169,68
Dif. (%)	6%	8%	12%	18%	20%	11%	21%	20%	12%	12%	4%	-1%

* Dados incompletos.

Fonte: A autora.

A Figura 39 apresenta o recurso solar médio mensal para cada cidade onde os sistemas FV estão instalados. A cidade onde está instalado o SFCR B (FDI = 0,89) possui a maior média anual de irradiação solar, enquanto o SFCR F (FDI = 1,24) tem a menor média e a diferença percentual entre as duas cidades é de 6,7 % e as maiores diferenças ocorrem nos meses de verão. Diante destes dados é possível comparar a média de produtividade e a média da irradiação solar para cada SFCR.

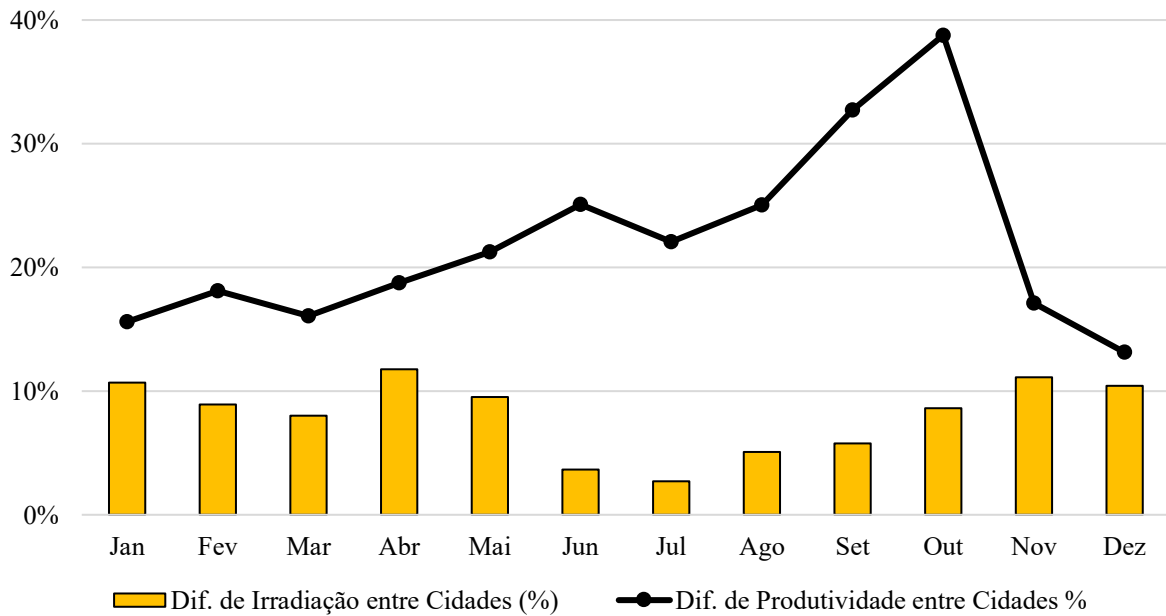
Figura 39 – Irradiação no plano inclinado para todas as cidades do estudo.



Fonte: A autora.

A Figura 40, apresenta os dados de produtividade mensal, calculada para todas as cidades e SFCR deste estudo. A diferença do recurso solar de cada local apesar de ser uma parcela importante não é a única que define a produtividade, outros aspectos como otimização da instalação, sujeira, sombreamento e fator de dimensionamento devem ser considerados.

Figura 40 – Irradiação e produtividade considerando todas as cidades do estudo.



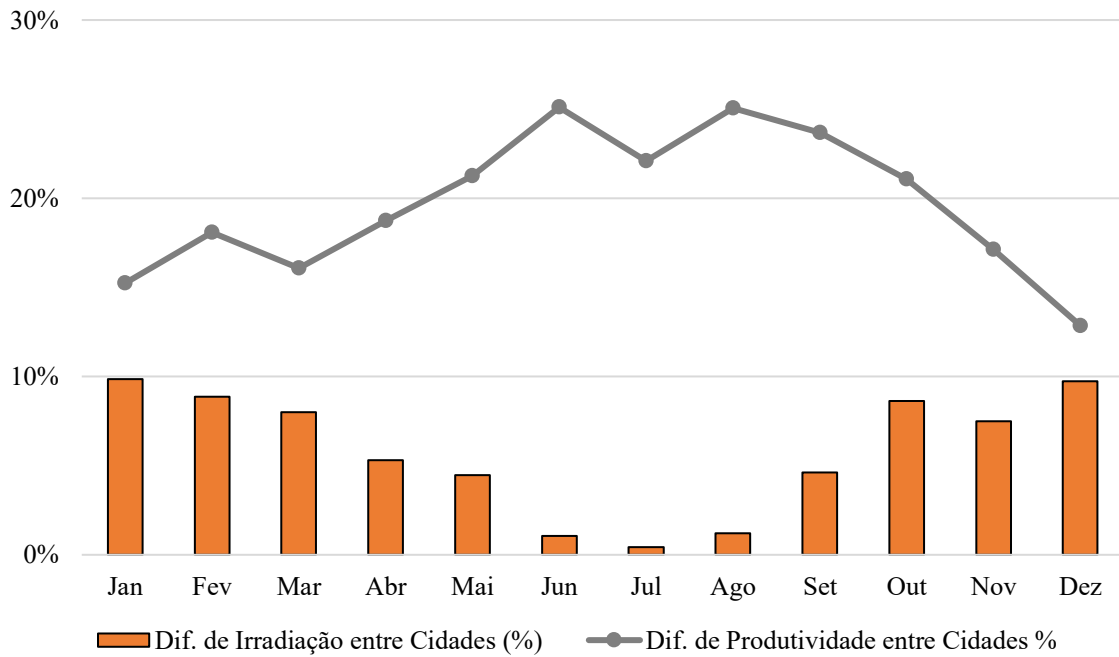
Fonte: A autora.

Considerando todas as cidades a diferença percentual média anual da irradiação foi de 8 %, enquanto a produtividade apresentou média de 22 %. Em termos de produtividade, muitos sistemas FV são dimensionados na intenção de extrair o maior rendimento energético possível, porém o aumento da potência ativa do inversor causa maiores tensões térmicas internamente (BRITO et al., 2018).

A Figura 41 repete a análise da Figura 40, porém foi retirada a cidade e o SFCR E, localizado em Rio Negrinho, por se tratar da cidade mais distante.

As cidades e os SFCR analisados estão dentro de um raio de 30 km. Dessa forma a diferença percentual da irradiação solar diminuiu para 5,8 % e na produtividade, para 19,7 %. Pode-se confirmar que a irradiação solar do local não é o único fator que impacta na produtividade, mas sim um conjunto de características técnicas e influências ambientais.

Figura 41 – Irradiação e produtividade desconsiderando a cidade de Rio Negrinho.



Fonte: A autora.

4.5 PERFIL DE TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DE INVERSOR

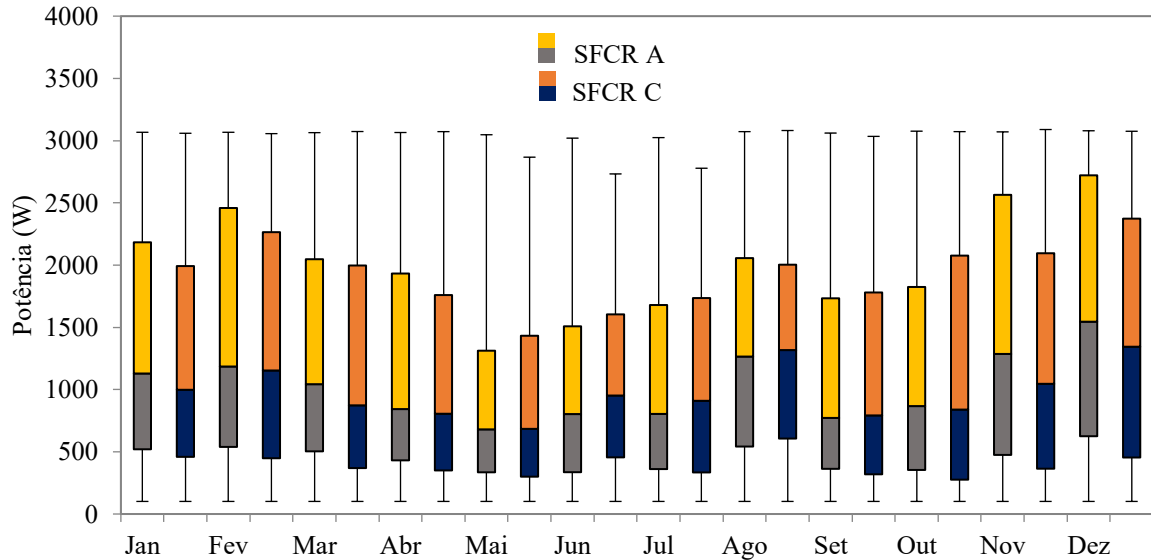
A Figura 42, apresenta uma análise estatística da potência de operação dos sistemas FV. Analisando a dispersão dos dados, percebe-se maior amplitude nos dados do SFCR A. Considerando os 12 meses o SFCR A (FDI = 0,76) possui 50 % dos valores de potência entre 680 W e 2564 W. Enquanto o SFCR C (FDI = 0,92) possui 50 % dos valores de potência entre 684 W e 2373 W.

A mediana representa o valor típico de operação pois não leva em consideração valores extremos, não sendo, portanto, sensível como é a média dos dados. Considerando a mediana o SFCR A opera a maior parte do ano com valores acima do SFCR C, os valores médios são 1019 W e 976 W, respectivamente.

Observa-se que a mediana em alguns meses de inverno apresenta valores maiores que para meses mais ensolarados, que é atribuído à distribuição dos dados. Outro fator é a aplicação do sistema FV no plano inclinado, o que otimiza o aproveitamento do recurso solar nos meses de inverno. Os meses de verão apresentam maior base de dados de operação do sistema FV, pois os dias são mais longos, com aproximadamente 14 horas de aproveitamento, o que os torna energeticamente superiores.

Também são registradas maiores variações de potência para os meses de verão, o que faz com que sua média de potência de 1358 W (SFCR A) e 1230 W (SFCR C) para janeiro seja maior do que a mediana de 1129 W (SFCR A) e 998 W (SFCR C).

Figura 42 – Boxplot de potência dos sistemas SFCR A e SFCR C (inversor 3 kW).

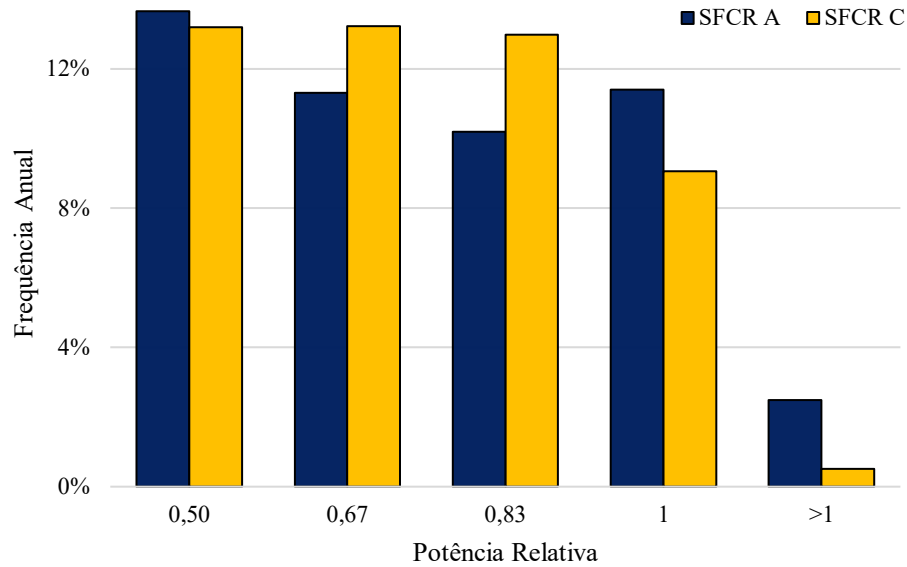


Fonte: A autora.

Com relação à sobrepotência, a Figura 43 mostra o histograma de frequência anual para os sistemas SFCR A e SFCR C com FDI de 0,76 e 0,92, respectivamente. Com dados de monitoramento durante 12 meses, vale ressaltar que os inversores são idênticos e as instalações consideradas ideais quanto à ventilação e ao dimensionamento dos periféricos. Ainda, ocorre o corte de potência elétrica quando o inversor atinge seu valor nominal de saída.

O SFCR A com inversor subdimensionado (FDI = 0,76) apresenta maior frequência de operação com sobrepotência, 2,32 % ao longo de 12 meses. Enquanto o SFCR C, com FDI mais próximo da unidade (FDI = 0,92) apresenta frequências superiores nas potências intermediárias e apenas 0,5 % de frequência com operação acima da potência nominal. Vale ressaltar que o inversor limita sua potência de saída para sua potência nominal.

Figura 43 – Histograma de frequência de sobrepotência dos sistemas SFCR A e SFCR C.



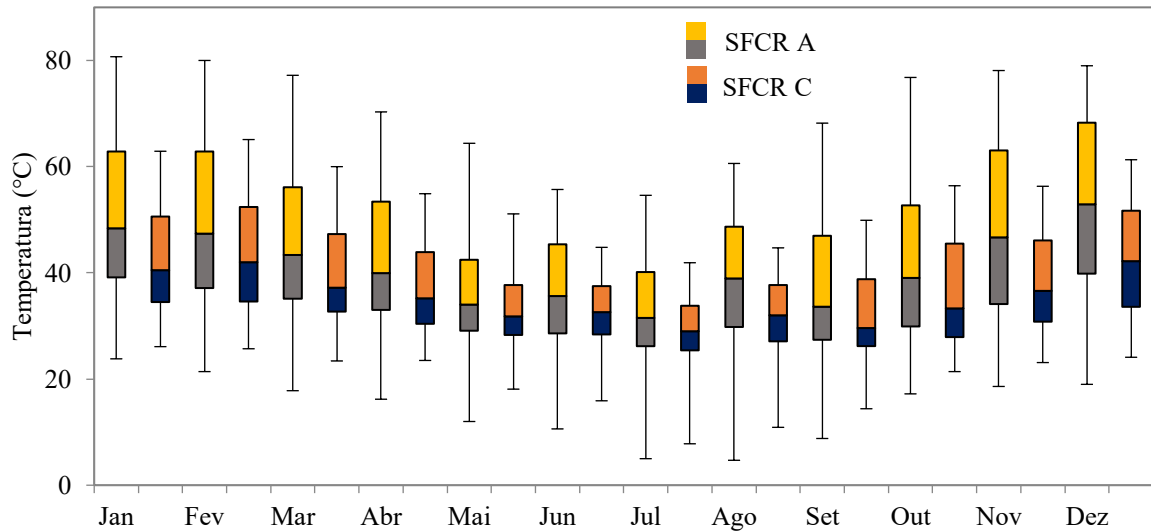
Fonte: A autora.

A Figura 44, mostra os resultados da análise estatística da temperatura de operação dos sistemas. Para todos os meses do ano o SFCR A apresenta valores superiores de temperatura em relação ao SFCR C. Conforme a dispersão de dados, a amplitude de 50 % das medidas de temperatura para o SFCR A fica de 31,5 °C até 68,3 °C, já para o SFCR C a amplitude é menor ficando de 29 °C até 52,4 °C, considerando os 12 meses.

A mediana indica o valor típico de operação e, apesar de os dois sistemas apresentarem medianas com temperaturas adequadas, o SFCR A com inversor subdimensionado apresenta temperaturas de operação bastante elevadas em determinados meses, atingindo 80 °C. Isso provavelmente reduzirá reduzir sua vida útil, devido ao estresse dos componentes eletrônicos internos.

Outros estudos apontam que o maior aumento da temperatura dos componentes acontece no IGBT, revelando aumentos acima da temperatura ambiente de até 35 °C. Esses dados podem variar de acordo com o método de resfriamento empregado e rotinas internas, potência e tipo do inversor (HACKE et al., 2018). Nesse sentido, Gurpinar et al. (2016), mostram diferentes resultados, utilizando novas tecnologias comparadas ao IGBT convencional, o que mostra cada tecnologia apresenta uma resposta às condições de temperatura do perfil de operação local.

Figura 44 – Boxplot de temperatura dos sistemas SFCR A e SFCR C (inversor 3 kW).



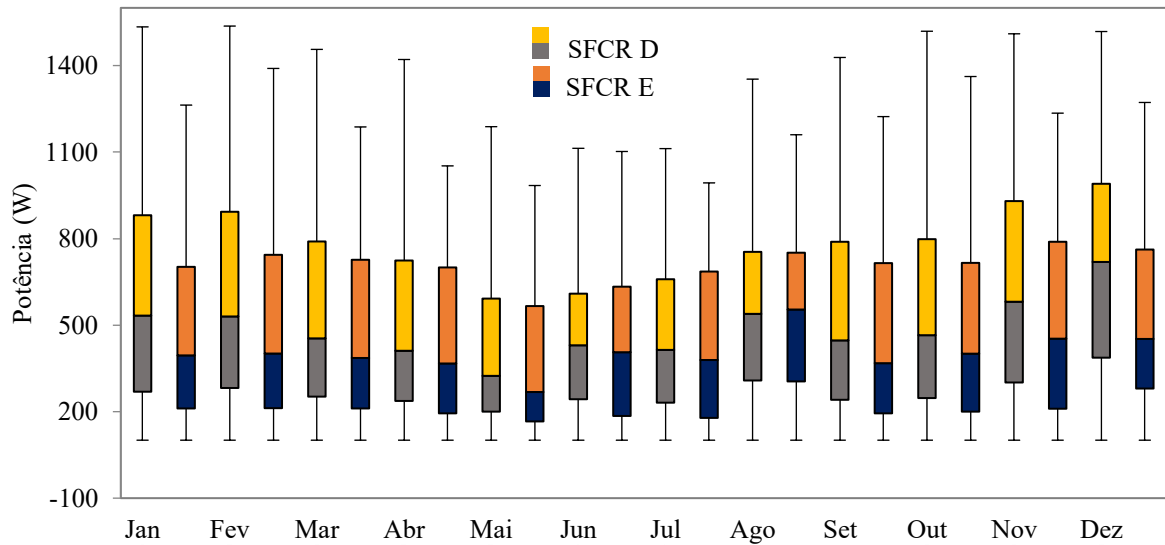
Fonte: A autora.

A análise estatística da potência de operação dos sistemas FV pode ser vista na Figura 45. Analisando a dispersão dos dados, percebe-se maior amplitude nos dados do SFCR D. No caso dos SFCR D (FDI = 1,11) e SFCR E (FDI = 1,20), os inversores foram sobredimensionados, ficando ainda mais evidente os eventos de sobreirradiância, já que a sobrepotência ocorre mesmo não ocorrendo o corte de potência. O SFCR D apresentou potências c.a. de até 1537 W, ou seja, aproximadamente 14 % acima da potência nominal c.c., enquanto o SFCR E apresentou 11 %.

Em relação a temperatura de operação, na análise estatística da temperatura de operação (Figura 46), onde ocorre o registro máximo de 57,8 °C, ou seja, no caso dos inversores sobredimensionados não há ocorrências de eventos de temperatura acima do limite estipulado pelo fabricante, isso porque a temperatura está intimamente ligada a potência de operação do inversor.

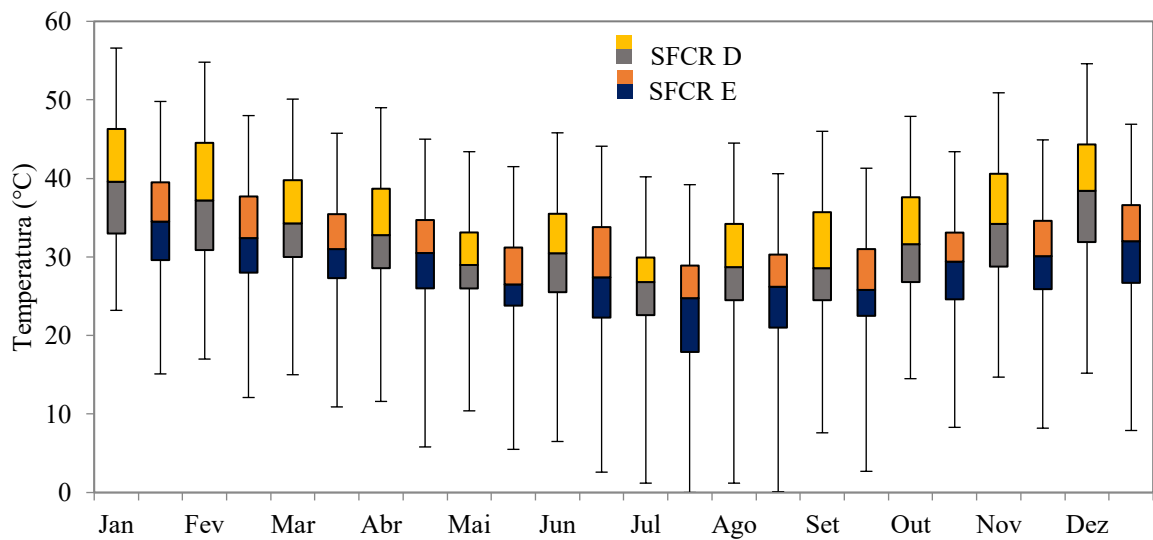
A comparação direta entre os dois inversores, mostra que o inversor que possui o gerador maior, acaba atingindo um perfil de operação com temperaturas superiores, porém não atinge valores críticos.

Figura 45 – Boxplot de potência dos sistemas SFCR D e SFCR E (inversor 1,5 kW).



Fonte: A autora.

Figura 46 – Boxplot de temperatura dos sistemas SFCR D e SFCR E (inversores 1,5 kW).

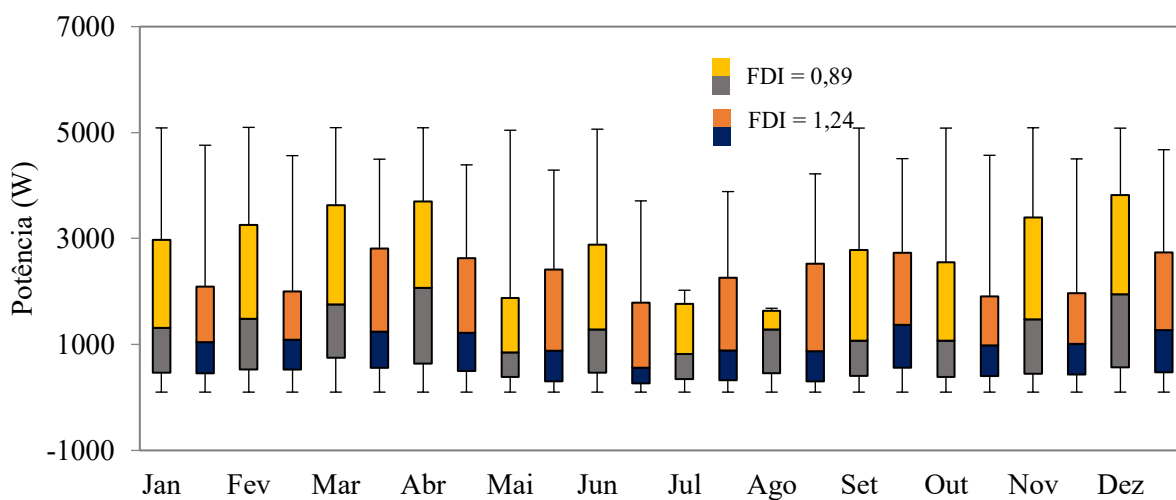


Fonte: A autora.

Na análise de dispersão dos dados de potência e temperatura, Figuras 47 e 48, o comportamento é semelhante e o SFCR B, que possui $FDI = 0,89$, atinge a operação em potência nominal em todos os meses e apresenta elevadas temperaturas atingindo até $68,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ enquanto o SFCR F com $FDI = 1,24$ atinge no máximo apenas $53,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ e potência máxima de

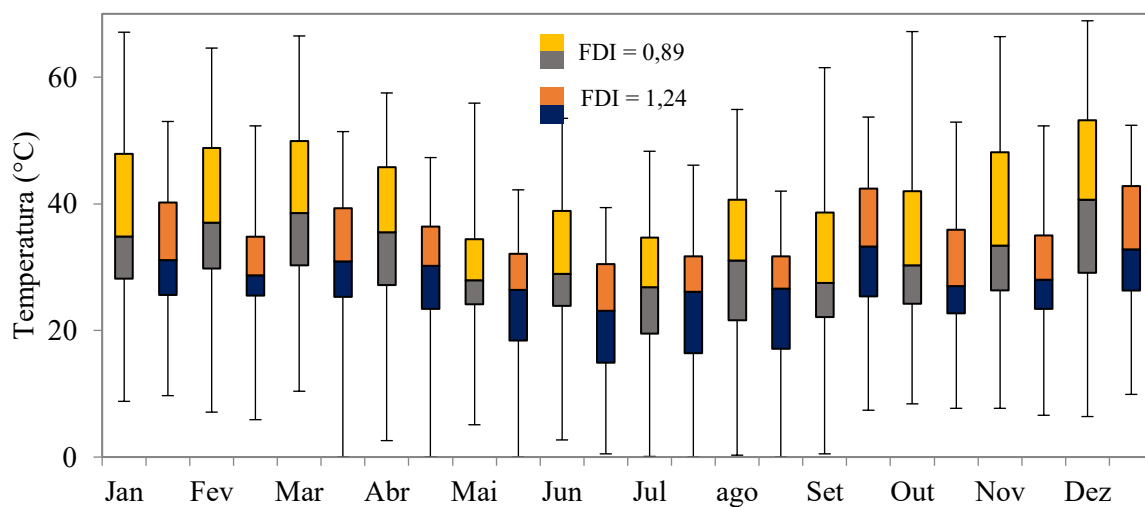
4761 W. Adicionalmente além de maiores amplitudes na temperatura de operação, a mediana também é maior no SFCR B em quase todos os meses do ano. Os meses de verão são os mais críticos em relação ao maior recurso solar e temperaturas de operação, quando comparados com os meses de inverno.

Figura 47 – Boxplot de potência dos sistemas SFCR B e SFCR F (inversor 5 kW).



Fonte: A autora.

Figura 48 – Boxplot de temperatura dos sistemas SFCR B e SFCR F (inversor 5 kW).



Fonte: A autora.

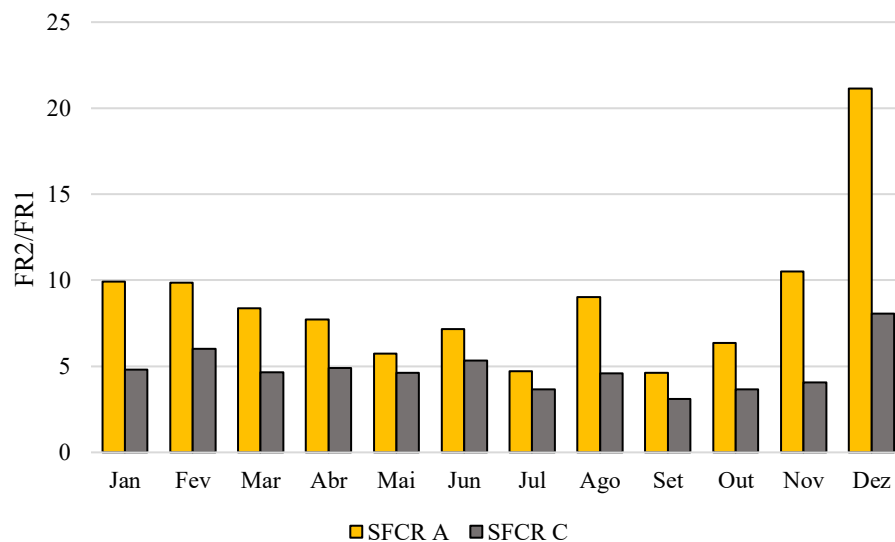
4.6 ESTIMATIVA DE FALHAS

A razão entre as taxas de falhas foi calculada primeiramente considerando T_1 como sendo a temperatura média mensal de Santa Catarina e T_2 a temperatura de operação dos inversores. São comparados os SFCR que utilizam mesmo inversor. A Figura 49 detalha o SFCR A (FDI = 0,76) e o SFCR C (FDI = 0,92), utilizando a mediana da temperatura de operação registrada em cada mês.

Pode-se observar que nos meses de temperaturas mais amenas, como por exemplo o mês de julho, a diferença entre as taxas de falha é superior no SFCR A em 1,05. No entanto no mês de dezembro essa diferença sobe para 14,2, mostrando que o inversor subdimensionado opera em condições mais críticas.

O mesmo comportamento é observado nas Figuras 50 e 51. No entanto a Figura 50 representa os SFCR's com inversor sobredimensionados e, conseqüentemente, menores diferenças entre eles. As maiores razões entre taxa de falhas são encontradas com inversor com os menores FDI's, atingindo 21,14, 6,94 e 8,06 os SFCR A, B e C, com FDI = 0,76, 0,89 e 0,92 respectivamente. A Figura 51 apresenta maiores diferenças mensais entre o SFCR B (FDI = 0,89) e F (FDI = 1,24), devido a maior diferença de FDI entre eles.

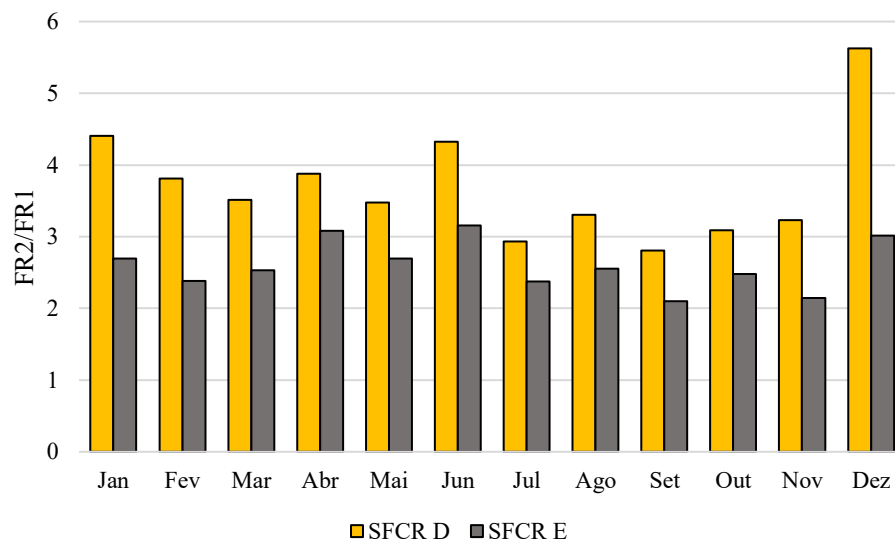
Figura 49 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a mediana da temperatura de operação dos inversores (T_2) de 3,0 kW.



Fonte: A autora.

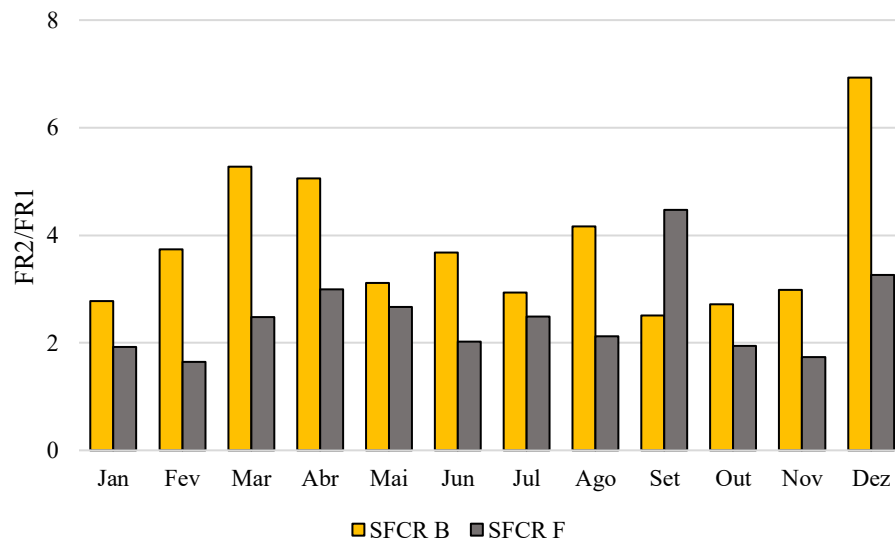
Esses resultados afirmam que os inversores subdimensionados, apresentam maiores probabilidades de falha, quando considerados valores medidos de mediana de temperatura de operação, ou seja, é necessário ainda verificar o impacto caso esses inversores operem em eventos de sobretensões.

Figura 50 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a mediana da temperatura de operação dos inversores (T_2) de 1,5 kW.



Fonte: A autora.

Figura 51 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a mediana da temperatura de operação dos inversores (T_2) de 5,0 kW.



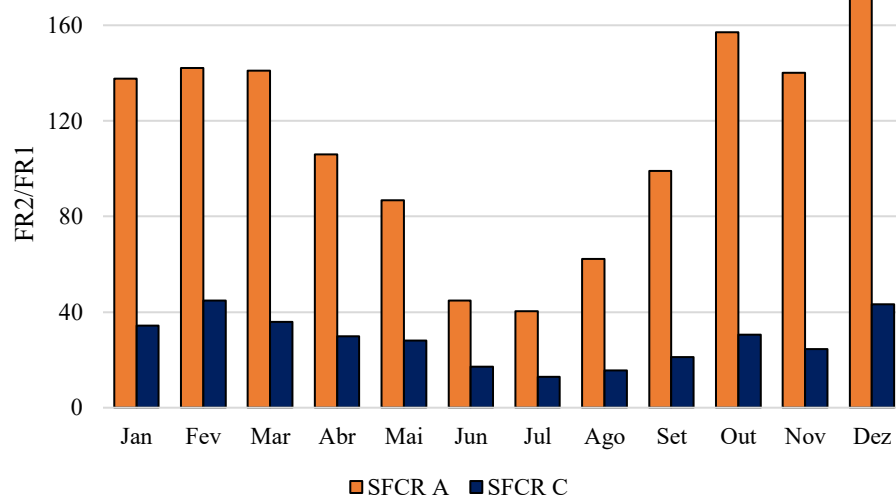
Fonte: A autora.

Considerando a temperatura máxima registrada como sendo T_2 , a razão da taxa de falhas sobe consideravelmente, ficando claro o risco da operação nessas condições. As Figuras 52, 53 e 54 mostram a comparação dos SFCR's com inversor idênticos. Os inversores com FDI menores apresentam temperaturas mais elevadas e conseqüentemente a razão da taxa de falhas aumenta numa proporção maior.

Enquanto a diferença percentual dos SFCR B (FDI = 0,89) e F (FDI = 1,24) era de 53 % utilizando a mediana da temperatura de operação, na condição de temperatura máxima essa diferença sobe para 75 %. A temperatura máxima de operação pode ser registrada em eventos de sobreirradiação e conseqüentemente são eventos que ocorrem não somente nos meses de verão. Dessa forma, a relação entre a taxa de falhas do mês de outubro, supera a relação entre taxa de falhas de dezembro, para o SFCR D (FDI = 1,11), como mostrado na Figura 54.

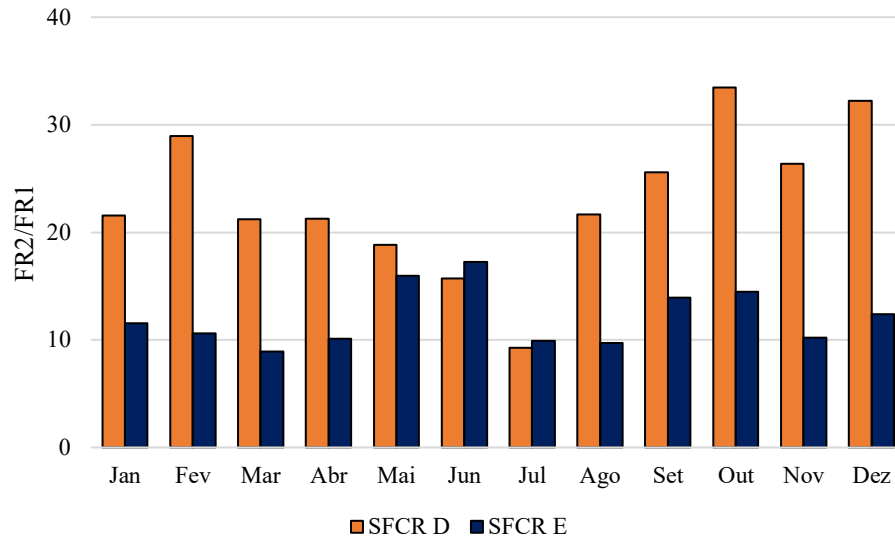
Os inversores sobredimensionados mostram uma relação entre taxa de falhas menor, enquanto os SFCR com FDI menores indicam que, na condição de operação medida, a relação da taxa de falhas é maior. Também é verificada que a temperatura ambiente não é a única característica que determina a temperatura de operação dos inversores.

Figura 52 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a temperatura máxima de operação dos inversores (T_2) de 3,0 kW.



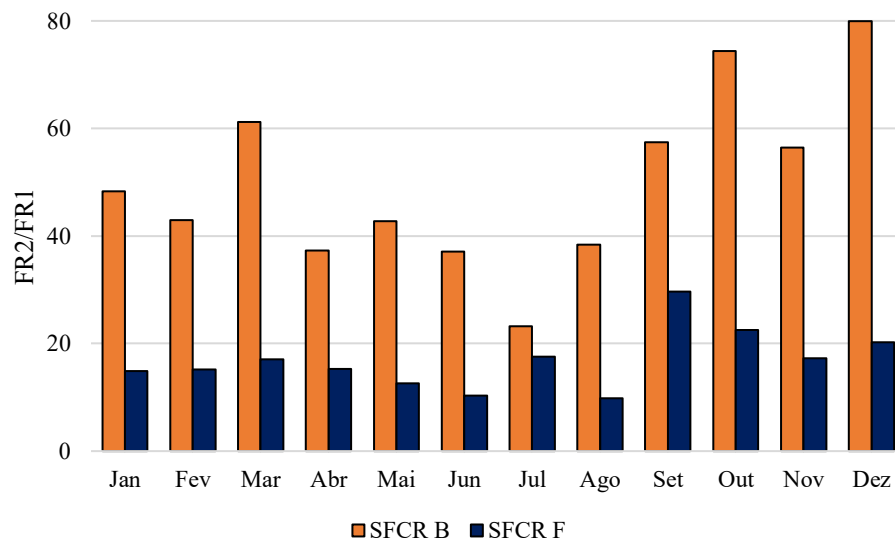
Fonte: A autora.

Figura 53 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a temperatura máxima de operação dos inversores (T_2) de 1,5 kW.



Fonte: A autora.

Figura 54 – Relação entre taxas de falhas na temperatura média ambiente (T_1) e a temperatura máxima de operação dos inversores (T_2) de 5,0 kW.

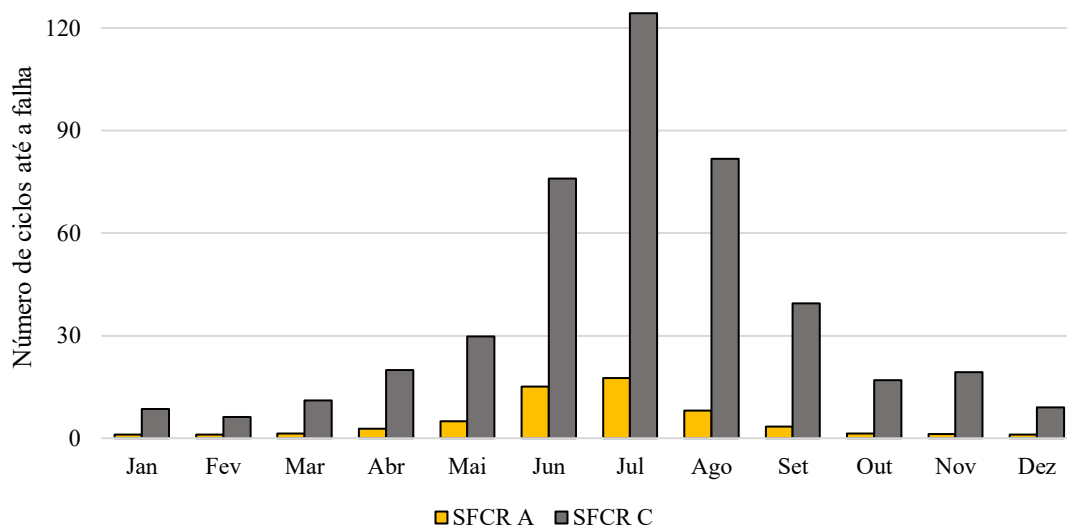


Fonte: A autora.

A taxa de falhas é testada para alguns componentes individuais e pode ser utilizada para simular as condições de operação (HACKE et al., 2018); porém estimar a confiabilidade do inversor, que é um conjunto de componentes operando em campo, se torna uma tarefa complexa.

A Figura 55 mostra a comparação dos SFCR A e C quanto a estimativa de ciclos até a falha, utilizando o menor número de ciclos de $(7,6E+07).M$, correspondente ao mês de janeiro do inversor com $FDI = 0,76$ (SFCR A), todos os outros valores foram divididos. Dessa forma, o inversor com $FDI = 0,92$ (SFCR C), que é idêntico, terá 8,61 vezes mais ciclos até a falha quando compara ao $FDI = 0,76$. As temperaturas mais baixas do inverno levam a estimativa de maiores números de ciclo, revelando que as falhas teriam maior probabilidade de ocorrerem em meses de temperaturas de operação maiores, devido a elevada temperatura ambiente. Vale ressaltar que caso seja realizada a contagem de ciclos de cada um dos sistemas para as temperaturas definidas é possível estimar a vida útil dos inversores. A frequência de ocorrência dos ciclos pode ser horária ou diária, dependendo da metodologia utilizada.

Figura 55 – Estimativa de ciclos até a falha dos inversores 3,0 kW.

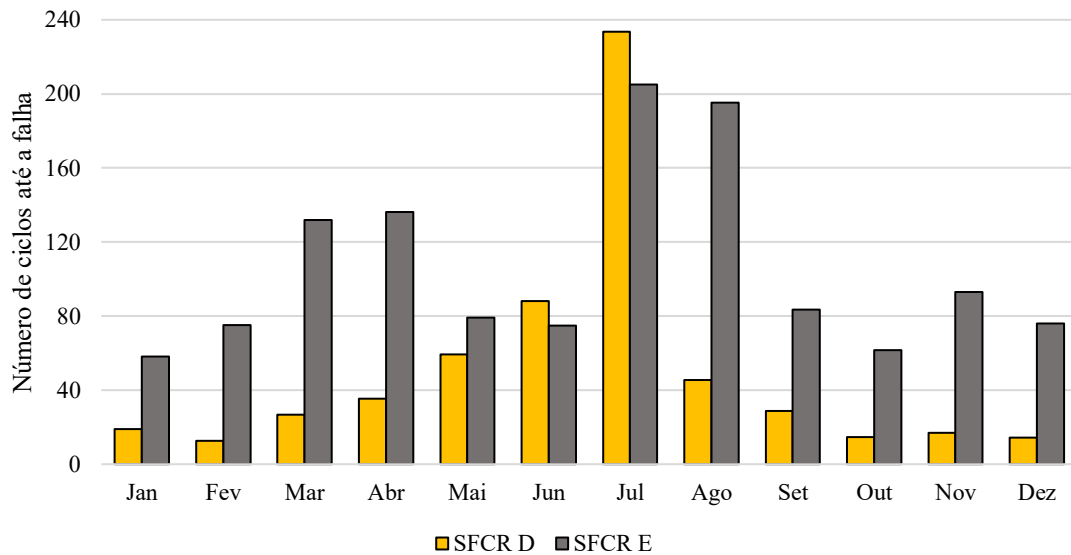


Fonte: A autora.

Na Figura 56, a comparação dos SFCR D e E difere em seu comportamento, ocorrendo a alternância entre os sistemas, na maioria dos meses o SFCR E ($FDI = 1,20$) possui maior proporção do número de ciclos, no entanto, nos meses de junho e julho o SFCR D ($FDI = 1,11$) é superior. Nesse caso, são dois SFCR's com inversor sobredimensionados e operando em condições favoráveis. Em contrapartida, a Figura 57 apresenta os sistemas com mais diferença de FDI, e conseqüentemente apresenta as maiores diferenças mensais entre os SFCR B ($FDI = 0,89$) e F ($FDI = 1,24$), sendo o SFCR B bastante prejudicado, por exemplo no mês de maio a diferença é de 87,7 %.

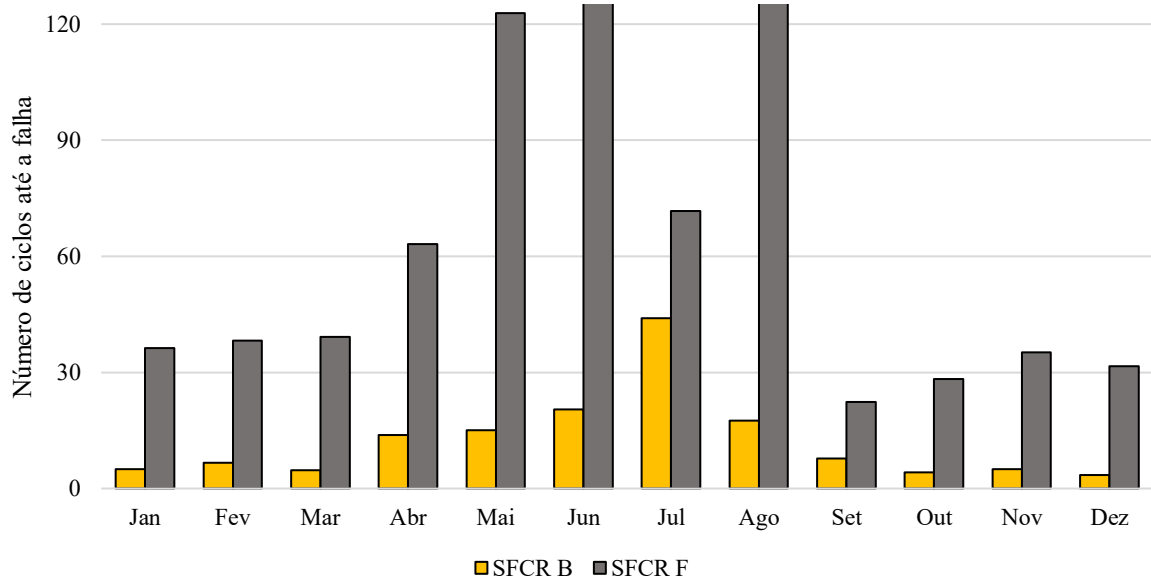
Hacke et al. (2018), relatam que alguns fabricantes utilizam essa metodologia para determinação da vida útil dos inversores, utilizando coeficientes referentes aos IGBT's. Também pode ser aumentado o ΔT de operação para diminuir o tempo de testes, todavia essa prática pode levar a precipitação das falhas, que em campo poderiam não acontecer.

Figura 56 – Estimativa de ciclos até a falha dos inversores 1,5 kW.



Fonte: A autora.

Figura 57 – Estimativa de ciclos até a falha dos inversores 5,0 kW.



Fonte: A autora.

Utilizando os dados de número de ciclos e dividindo pelo menor número de defeitos com a Equação 15, é determinada a proporção dos danos Tabela 15. Pode-se perceber que para as temperaturas de operação dos sistemas no inverno, a quantidade de defeitos estimada é pequena, e mesmo assim para a condição de operação do inversor com $FDI = 0,76$ possuímos 13,28 vezes mais danos ao equipamento do que para o inversor com $FDI = 0,92$ que é de apenas 1,88. Esse padrão corrobora com resultados apresentados em (SANGWONGWANICH et al., 2020).

Adicionalmente, nos meses de verão os inversores com FDI 's inferiores a unidade, apresentam combinações de temperatura máxima e amplitude que causam um cenário ainda mais danoso.

Tabela 15 – Estimativa da quantidade de defeitos.

FDI	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SFCR A $FDI = 0,76$	233,46	222,43	174,60	86,22	46,81	15,53	13,28	28,68	69,61	174,97	188,20	218,40
SFCR B $FDI = 0,89$	46,97	35,37	49,30	16,92	15,48	11,44	5,30	13,34	30,19	56,94	47,17	68,32
SFCR C $FDI = 0,92$	27,12	37,75	21,11	11,75	7,83	3,07	1,88	2,85	5,92	13,75	12,07	26,06
SFCR D $FDI = 1,11$	12,38	18,53	8,72	6,61	3,94	2,65	1,00	5,15	8,13	16,04	13,74	16,19
SFCR E $FDI = 1,20$	4,02	3,11	1,77	1,71	2,94	3,12	1,14	1,20	2,79	3,79	2,51	3,07
SFCR F $FDI = 1,24$	6,44	6,10	5,95	3,70	1,90	1,21	3,26	1,22	10,41	8,27	6,63	7,38

Fonte: A autora.

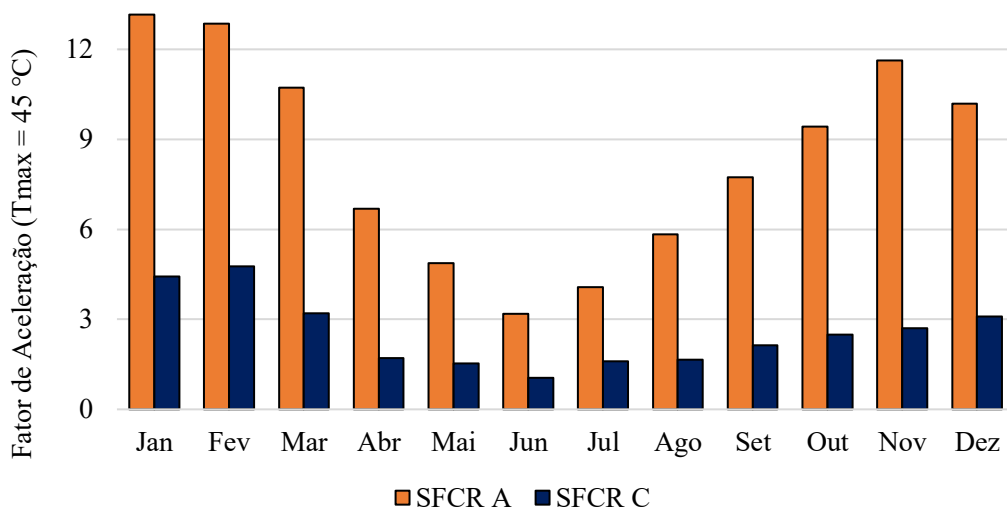
Foram consideradas as temperaturas mínimas e máximas registradas mensalmente para determinação do ΔT_{stress} e para ΔT_{uso} foram utilizadas as temperaturas ambientes médias de SC e a temperatura teórica do fabricante de $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ (quando o inversor inicia o *derate*) e $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (quando o inversor desliga).

Utilizando a Equação 16, considerando $n = 2,5$ (fadiga das juntas de solda), as Figuras 58, 59 e 60 apresentam o fator de aceleração de falhas (FA) considerando os diferentes SFCR's. Quando $FA = 1$, significa que possuímos a mesma probabilidade de falha em ambas temperaturas, no caso do $FDI = 0,76$ (SFCR A) em janeiro pode-se constatar 13,15 vezes mais chances de falhas operando na temperatura registrada de $80,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ do que na temperatura de $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ dada pelo fabricante.

Neste cenário mais conservador, ΔT_{uso} é definido pela temperatura média ambiente e a temperatura limite de $45\text{ }^{\circ}\text{C}$, quando ocorre o *derate* estabelecido pelo fabricante. Os SFCR's

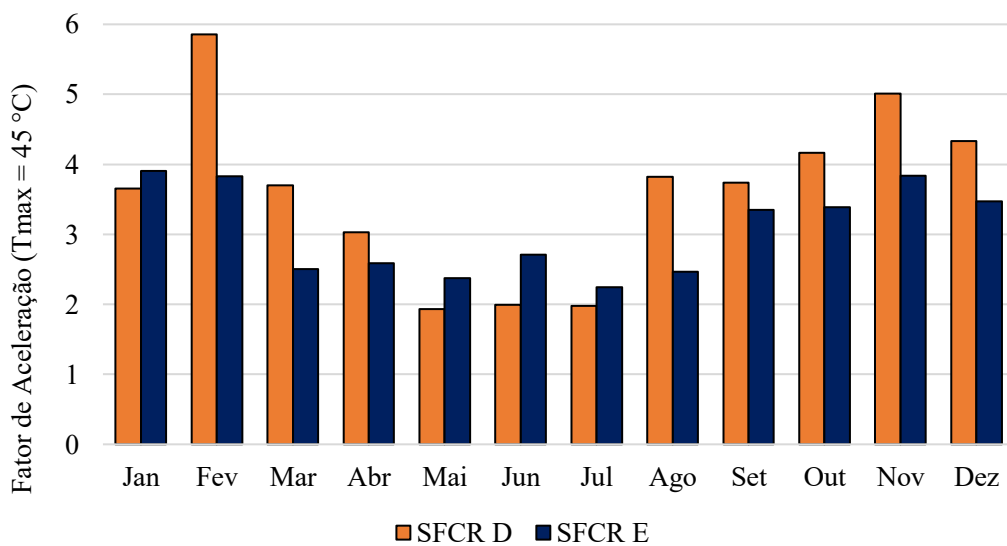
D (FDI = 1,11) e E (FDI = 1,20) não apresentam diferenças consideráveis, já que operam em temperaturas seguras e revelam valores máximos de 5,86 e 3,9, respectivamente, com uma diferença percentual em relação à média anual de apenas 15 %. Já os SFCR A (FDI = 0,76) e C (FDI = 0,92) apresentam FA máximos de 13,15 e 4,76, respectivamente. O SFCR B, que também possui baixo FDI de 0,89, apresenta FA maior que 13, corroborando com o comportamento do SFCR A.

Figura 58 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 3,0 kW.



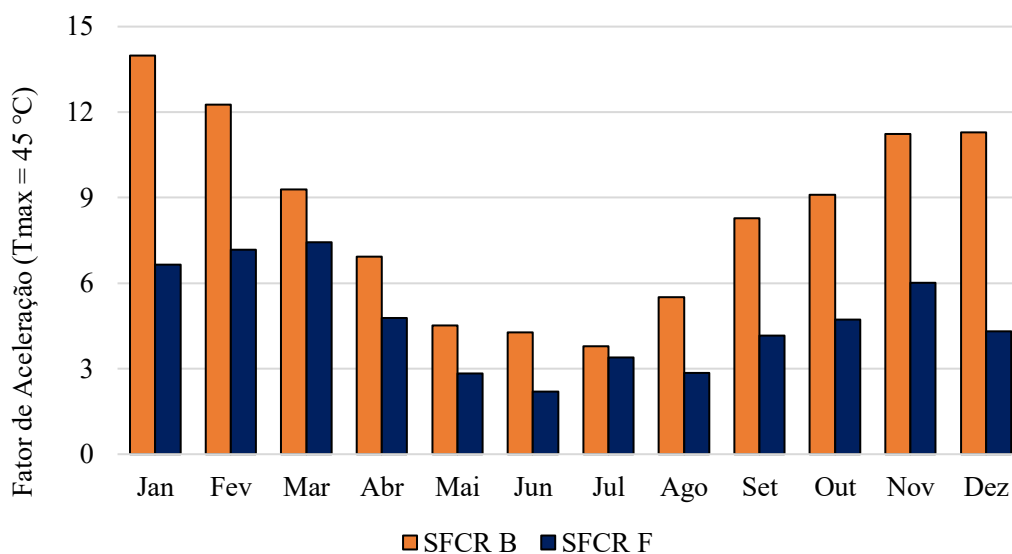
Fonte: A autora.

Figura 59 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 1,5 kW.



Fonte: A autora.

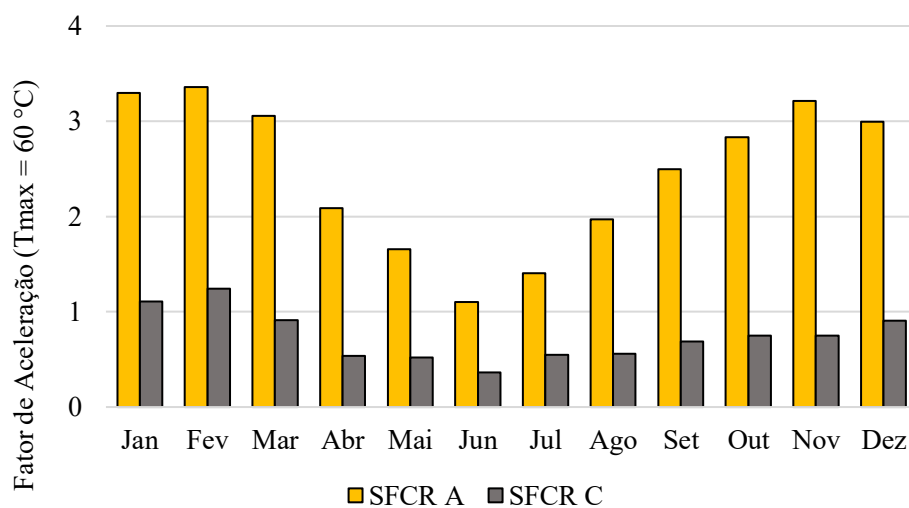
Figura 60 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 5,0 kW.



Fonte: A autora.

Considerando um cenário mais flexível e uma temperatura de 60 °C, ou seja, a máxima permitida pelo fabricante, essas chances de falha do SFCR A caem para 3,29 sendo que para o FDI = 0,92 é de apenas 1,10, Figura 61.

Figura 61 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 3,0 kW.



Fonte: A autora.

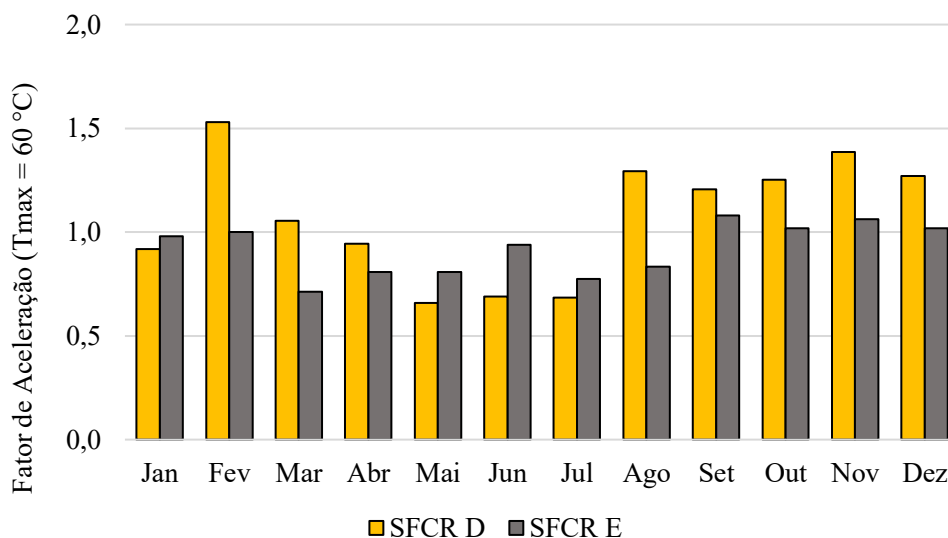
As Figuras 62 e 63, apresentam o mesmo comportamento anteriormente apresentado, porém com a possibilidade de operação em a 60 °C, todos os FA diminuem. O maior FA de 3,5 é atribuído ao SFCR B, que possui FDI = 0,89, o menor dentre os SFCR B, D, E e F.

No entanto, o fabricante possui o sistema de corte de potência (*derate*) assim que o inversor atingir 45 °C, para que os componentes não sejam expostos a temperaturas elevadas por longos períodos e consequentemente questões de vida útil sejam afetadas. Outra característica importante é que se comprovou que utilizando uma irradiância aumentada em 30 %, ocorre a redução acentuada (mais de sete vezes) da vida útil de componentes específicos.

Perin (2016) reporta que pode-se perceber a seguinte tendência: quanto maior a temperatura permitida pelo fabricante, mais extremas são as condições de operação e, consequentemente, menor será sua vida útil.

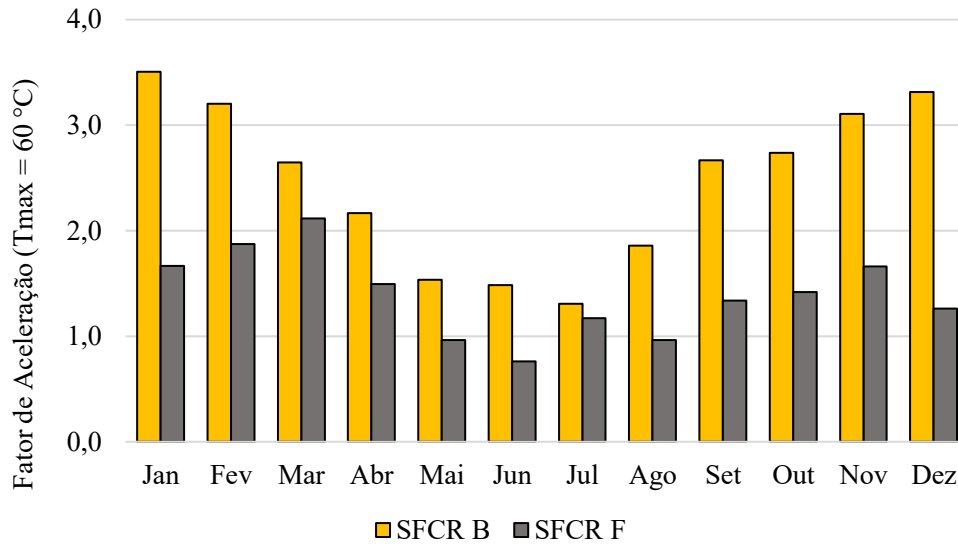
De fato, quanto maior for a temperatura permitida em operação, maiores serão as chances de falha dos componentes internos, pois o inversor irá operar em temperaturas mais elevadas o que comprometerá sua vida útil e consequentemente, na análise econômica dos SFCR. Perin (2016) relata um exemplo onde o mesmo inversor foi ajustado para uma temperatura de 50 °C pode ter sua vida útil aumentada em duas vezes quando comparado com uma temperatura limite de 55 °C.

Figura 62 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 1,5 kW.



Fonte: A autora.

Figura 63 – Estimativa do fator de aceleração de falhas para os inversores de 5,0 kW.



Fonte: A autora.

Não seria uma estratégia interessante, portanto, reconfigurar os inversores do estudo para que pudessem ser mais flexíveis e operarem em temperaturas de até 60 °C, sem a entrada de nenhuma estratégia de arrefecimento. Brito et al. (2018), apresentam resultados utilizando estratégias que aumentaram em 33 % o rendimento energético, porém a redução da vida útil foi reduzida em mais de 700 %.

Apesar do fator de aceleração ser maior na condição em que a temperatura máxima é de 45 °C, que é a condição de maior confiabilidade, sendo um cenário mais conservador. Os testes realizados pelo fabricante no laboratório geralmente são feitos sob condições que representam condições típicas e não em toda a gama de condições de campo.

Sendo assim, os resultados apresentados avaliaram o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em unidades prossumidoras reais. A partir de medições e simulações computacionais, foram considerados diferentes fatores de dimensionamento, com o intuito de incrementar o desempenho da operação dos sistemas fotovoltaicos. Diante do desempenho termoenergético, na estimativa de ocorrência de falhas e consequentemente na vida útil dos inversores, o incremento de desempenho de SFCR's pode ser obtido a partir do sobredimensionamento dos inversores.

5 CONCLUSÕES

Os objetivos desta Tese foram alcançados por meio de estudos teóricos e práticos, utilizando-se sistemas FV em operação com diferentes fatores de dimensionamento. Foi comprovado o impacto no desempenho termoenergético e também na estimativa de falhas de acordo com o dimensionamento aplicado entre gerador FV e inversor. De acordo com a revisão bibliográfica, foi possível identificar e descrever as principais tecnologias, determinando quais tipos de sistemas deveriam ser analisados, considerando as instalações atuais. Também foram levantadas as características técnicas e ambientais, que impactam na operação dos SFCR's.

Conforme resultado da pesquisa do perfil dos projetistas, ao longo dos anos o padrão se mantém e a maioria dos SFCR's apresentam inversor subdimensionados. Especificamente para a região Sul, apenas 21 % possuem inversor sobredimensionados e 9 % possuem potência equivalente ao gerador FV. Esta prática é baseada em algumas considerações, que foram discutidas ao longo desta Tese.

Os inversores atuais apresentam elevadas eficiências em praticamente todos os níveis de carregamento. Foram simulados inversores com distintas topologias, utilizando diferentes FDI's, tensão c.c. e irradiância local. Observou-se um intervalo de eficiências médias que podem variar entre 1 % e 2 %. Estas informações de eficiências médias em função do FDI de inversor e tensão c.c. são mais representativas em relação ao funcionamento do inversor do que as eficiências máximas, CEC ou europeia. Foi possível comprovar a mudança no comportamento dos inversores em questões de eficiência média, em inversor da década de 90 as maiores eficiências eram encontradas em cenários de subdimensionamento, o que não ocorre atualmente.

O coeficiente de determinação entre preço e potência do inversor é da ordem de 31 % e, dessa forma, pode-se afirmar que a premissa de que o preço do inversor está diretamente relacionado com a potência do equipamento não é sustentada.

Acerca do recurso solar, em uma condição otimizada ao longo do ano, a célula de referência e o piranômetro apresentam respectivamente, 8,83 % e 2,05 % de sua operação sob condição de irradiância maiores que 1000 W/m², inclusive ultrapassando a irradiância extraterrestre, com valores de 1464 e 1566 W/m², o que submete os inversores a potências superiores às esperadas.

Utilizando dados de monitoramento dos sistemas FV, foi possível verificar a relação direta da temperatura com a potência de operação e ainda verificar os cortes de potência elétrica para sistemas com FDI abaixo da unidade. O SFCR A com FDI = 0,76 com inversor

subdimensionado apresenta maiores frequências de sobrepotência, 2,32 % ao longo de 12 meses. Enquanto o SFCR C com FDI mais próximo da unidade apresenta frequências superiores nas potências intermediárias e apenas 0,5 % de frequência com operação acima da potência nominal.

Com base na produtividade dos sistemas, observou-se a evidente superioridade dos sistemas SFCR C, F e E, com $FDI = 0,92, 1,20$ e $1,24$, na maioria dos meses, sendo um dos principais motivos o fato de não ocorrerem cortes por potência. Considerando todas as cidades a diferença percentual média anual da irradiação foi de 8 %, enquanto a produtividade apresentou média de 22 %. Pode-se concluir que a diferença do recurso solar de cada local apesar de ser uma parcela importante não é a única que define a produtividade, mas sim um conjunto de características técnicas e influências ambientais, como por exemplo o FDI.

Na ocasião em que foram analisados os sistemas FV que possuem inversor idênticos, porém com FDI distintos, constatou-se que os inversores subdimensionados apresentam maiores frequências de sobrepotência e, conseqüentemente, atingem maiores níveis de temperatura de operação. Conforme a dispersão de dados, a amplitude de 50 % das medidas de temperatura, para o SFCR C com $FDI = 0,92$, a amplitude registrada é de 29 °C até $52,4\text{ °C}$, enquanto o SFCR A com $FDI = 0,76$, fica de $31,5\text{ °C}$ até $68,3\text{ °C}$ e ocorrem eventos de temperaturas de operação bastante elevadas em determinados meses, atingindo 80 °C .

Quando comparada à operação em temperatura média mensal de Santa Catarina com a temperatura de operação dos inversores registrada nos meses de temperaturas mais amenas, como o mês de julho, a diferença entre as taxas de falha é superior no SFCR A em 1,05 comparado ao SFCR C. No entanto no mês de dezembro essa diferença sobe para 14,2, mostrando que o inversor subdimensionado opera em condições mais críticas. Ainda nesse sentido, enquanto a diferença percentual dos SFCR B e F era de 53 % utilizando a mediana da temperatura de operação, na condição de temperatura máxima essa diferença sobe para 75 %.

A estimativa de ciclos até a falha, revelam que em temperaturas mais baixas do inverno levam a estimativa de maiores números de ciclo, concluindo que as falhas teriam maior probabilidade de ocorrerem em meses de temperaturas de operação maiores, devido a elevada temperatura ambiente. Em relação ao FDI, por exemplo, o inversor com $FDI = 0,92$, terá 8,61 vezes mais ciclos até a falha quando compara ao $FDI = 0,76$, que é idêntico. Também no inverno, a quantidade de defeitos estimada é menor do que no verão, e mesmo assim para a condição de operação do inversor com $FDI = 0,76$ possuímos 13,28 vezes mais danos ao equipamento do que para o inversor com $FDI = 0,92$ que é de apenas 1,88.

Num cenário conservador, em que a amplitude da temperatura de operação é definida pela temperatura média ambiente e a temperatura limite de 45 °C, quando ocorre o *derate* estabelecido pelo fabricante. Os SFCR's D (FDI = 1,11) e E (FDI = 1,20) não apresentam diferenças consideráveis em relação ao fator de aceleração de falhas, já que operam em temperaturas seguras e revelam valores máximos de 5,86 e 3,9, respectivamente, com uma diferença percentual em relação à média anual de apenas 15 %. Já os SFCR A e C apresentam FA máximos de 13,15 e 4,76, respectivamente. O SFCR B que também possui baixo FDI apresenta FA maior que 13, corroborando com o comportamento do SFCR A.

O fator de aceleração poderia ser reduzido caso fosse possível operar seguramente em temperaturas superiores, no entanto, o fabricante possui o sistema de corte de potência (*derate*) assim que o inversor atingir 45 °C, para que os componentes não sejam expostos a temperaturas elevadas por longos períodos e conseqüentemente questões de vida útil sejam afetadas. Sendo assim não seria uma estratégia interessante reconfigurar os inversores do estudo para que pudessem ser mais flexíveis e operarem em temperaturas de até 60 °C sem a entrada de nenhuma estratégia de arrefecimento.

Comprovou-se que a operação sob diferentes FDI causam condições distintas em termos energéticos e térmicos, e ressalta-se que a operação de inversor subdimensionados, provavelmente poderá reduzir sua vida útil devido ao estresse dos componentes eletrônicos internos, isso se deve ao fato de que a vida útil e a confiabilidade dos equipamentos eletrônicos de potência estão diretamente afetadas pela temperatura de operação. Nesse sentido a prática de subdimensionar os inversores deve ser evitada, para que seja possível o aprimoramento do desempenho dos sistemas FV.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

- Avaliar a qualidade de energia elétrica gerada pelos sistemas FV sob diferentes condições de FDI;
- Realizar a contagem de ciclos para determinar a vida útil de cada condição de operação;
- Análise de ciclo de vida de inversores e o impacto na análise econômica do sistema FV;
- Incluir outras características ambientais de operação em campo, como por exemplo, umidade;
- Incluir outras características internas e construtivas de cada modelo de inversor;
- Avaliar estratégias de instalação considerando distintas técnicas de arrefecimento;

- Avaliar períodos maiores do que 12 meses de operação dos SFCR's;
- Desenvolver um modelo computacional que determine o FDI mais adequado em termos energéticos e térmicos de acordo com o local de instalação.

6 PUBLICAÇÕES NO ÂMBITO DESTA TESE

6.1 PUBLICAÇÕES EM PERIÓDICOS

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R.. Evaluation of distributed generation compensation system with photovoltaic systems in residential building units. *Brazilian Journal of Business*, v. 1, p. 1252-1268, 2019.

SCARABELOT, L. T.; RAMBO, C. R.; RAMPINELLI, G. A.. A relative power-based adaptive hybrid model for DC/AC average inverter efficiency of photovoltaics systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews JCR*, v. 92, p. 470-477, 2018.

6.2 TRABALHOS COMPLETOS PUBLICADOS EM ANAIS DE CONGRESSOS

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R.. Análise Elétrica e Térmica de Inversores em Sistemas Fotovoltaicos com Distintos Fatores de Dimensionamento. In: XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2020.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R.. Otimização do desempenho de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída a partir do sobredimensionamento do inversor. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R.. Análise de Eventos de Sobreirradiância e Impactos na Potência do Sistema Fotovoltaico em Diferentes Fatores de Dimensionamento de Inversor. In: 4º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída, 2019, Olinda. 4º CBGD, 2019.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R.. Avaliação do Sistema de Compensação de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Unidades Prosumidoras. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R.. Efeito de Sobreirradiância e Implicações no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída. In: 7º Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense, 2018, Araranguá. Anais do 7º SICT-SUL, 2018.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R.. Avaliação Econômica e Energética de Unidades Prossumidoras Residenciais com Sistemas Fotovoltaicos em Operação no Sul do Brasil. In: XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente, 2018, Córdoba. Acta de la XLI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente, 2018. v. 6. p. 03.13-03.22.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABD EL-AAL, A. E.-M. M.; SCHMID, J.; BARD, J.; CASELITZ, P. Modeling and Optimizing the Size of the Power Conditioning Unit for Photovoltaic Systems. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 128, n. 1, p. 40, 1 fev. 2006.
- ABSOLAR. Energia solar no Brasil - Infográfico ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR**, 2020.
- AHMED, J.; SALAM, Z. An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency. **Applied Energy**, v. 150, p. 97–108, 15 jul. 2015.
- ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R.; LORENZO, E. Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. **Solar Energy**, v. 110, p. 168–173, 1 dez. 2014.
- ALONSO-ABELLA, M.; CHENLO, F. Estimación de la energía generada por un sistema Fotovoltaico conectado a red. **Photovoltaic Systems Laboratory, CIEMAT, Madrid, Spain**, v. 81, p. 1–47, 2005.
- ANDRADE, R. C.; TIBA, C. Extreme global solar irradiance due to cloud enhancement in northeastern Brazil. **Renewable Energy**, v. 86, p. 1433–1441, 1 fev. 2016.
- ANEEL. Resolução Normativa 482/2012. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2012.
- ANEEL. Resolução Normativa 687/2015. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2015.
- BELISKI, L. M.; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A. Análise da qualidade de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em unidades prosumidoras residenciais. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018**, v. 0, 2018.
- BRECL, K.; BOKALIC, M.; TOPIC, M. Examination of Photovoltaic Silicon Module Degradation Under High-Voltage Bias and Damp Heat by Electroluminescence. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 139, n. 3, p. 031011, 21 mar. 2017.
- BREYER, C.; GERLACH, A. Global overview on grid-parity. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 121–136, 1 jan. 2013.
- BRITO, E. M. S.; CUPERTINO, A. F.; REIGOSA, P. D.; YANG, Y.; MENDES, V. F.; PEREIRA, H. A. Impact of meteorological variations on the lifetime of grid-connected PV inverters. **Microelectronics Reliability**, v. 88–90, p. 1019–1024, 1 set. 2018.
- BRYANT, A. T.; MAWBY, P. A.; PALMER, P. R.; SANTI, E.; HUDGINS, J. L. Exploration of Power Device Reliability Using Compact Device Models and Fast Electrothermal Simulation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 44, n. 3, p. 894–903, 2008.
- BURGER, B.; RUTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32–45, 2006.
- CAAMAÑO MARTÍN, E. Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis. **Tese de Doutorado E.T.S.I. Telecomunicación (UPM)**, 1998.
- CALAIS, M.; MYRZIK, J.; SPOONER, T.; AGELIDIS, V. G. Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview. **2002 IEEE 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference Proceedings**, v. 4, p. 1995–2000, 2002.

- CAMPS, X.; VELASCO, G.; DE LA HOZ, J.; MARTÍN, H. Contribution to the PV-to-inverter sizing ratio determination using a custom flexible experimental setup. **Applied Energy**, v. 149, p. 35–45, 1 jul. 2015.
- CHANDER, S.; PUROHIT, A.; SHARMA, A.; ARVIND; NEHRA, S. P.; DHAKA, M. S. A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature. **Energy Reports**, v. 1, p. 104–109, 1 nov. 2015.
- CHASE, O. A. et al. A Low-Cost, Stand-Alone Sensory Platform for Monitoring Extreme Solar Overirradiance Events. **Sensors**, v. 18, n. 8, p. 2685, 15 ago. 2018.
- CHEN, S.; LI, P.; BRADY, D.; LEHMAN, B. Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size. **Solar Energy**, v. 87, p. 96–116, 1 jan. 2013.
- CLIMATE-DATA. Dados climáticos para cidades mundiais. **climate-data.org**, 2020.
- COELHO, R. F.; DOS SANTOS, W. M.; MARTINS, D. C. Influence of power converters on PV maximum power point tracking efficiency. **10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, INDUSCON**, 2012.
- CORTAJARENA, J. A.; BARAMBONES, O.; ALKORTA, P.; DE MARCOS, J. Sliding mode control of grid-tied single-phase inverter in a photovoltaic MPPT application. **Solar Energy**, v. 155, p. 793–804, 1 out. 2017.
- CRUZ, A. D. DA; LIMEIRA, D. S.; NETO, F. G. DA S.; GOMES, I. DE O.; CRUZ, M. DE S. Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Estado do Tocantins sob Diferentes Orientações. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018**, p. 2–10, 2018.
- CUETO, J. A. DEL; VON ROEDERN, B. Long-term transient and metastable effects in cadmium telluride photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 14, n. 7, p. 615–628, 1 nov. 2006.
- DARGHOOUTH, N. R.; BARBOSE, G.; WISER, R. The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. **Energy Policy**, v. 39, n. 9, p. 5243–5253, 2011.
- DAVI, G. A.; CAAMANO-MARTIN, E.; RUTHER, R.; SOLANO, J. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 120, p. 19–29, 15 maio 2016.
- DBEISS, M.; AVENAS, Y.; ZARA, H. Comparison of the electro-thermal constraints on SiC MOSFET and Si IGBT power modules in photovoltaic DC/AC inverters. **Microelectronics Reliability**, v. 78, p. 65–71, 1 nov. 2017.
- DE QUEIROZ, A. R.; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M. L.; DA SILVA, B. C.; SCIANNI, L. A. Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. **Renewable Energy**, v. 99, p. 379–389, 1 dez. 2016.
- DEMOULIAS, C. A new simple analytical method for calculating the optimum inverter size in grid-connected PV plants. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 10, p. 1197–1204, 1 out. 2010.
- DESCHAMPS, M. E.; RÜTHER, R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 179, p. 106–118, 1 fev. 2019.
- DIAS, J. B.; BATISTA, J. Instalação fotovoltaica conectada à rede: estudo experimental para

a otimização do fator de dimensionamento. **Tese de Doutorado Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, 2006.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. Solar engineering of thermal processes. **Wiley**, p. 910, 2013.

DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. **Energy**, v. 84, p. 684–694, maio 2015.

EID, C.; RENESES GUILLÉN, J.; FRÍAS MARÍN, P.; HAKVOORT, R. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. **Energy Policy**, v. 75, p. 244–254, dez. 2014.

EL CHAAR, L.; LAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 5, p. 2165–2175, 1 jun. 2011.

FALCK, J.; ANDRESEN, M.; LISERRE, M. Active thermal control of IGBT power electronic converters. **IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, p. 1–6, nov. 2015.

FARAJI, F.; MOUSAVI G, S. M.; HAJIRAYAT, A.; BIRJANDI, A. A. M.; AL-HADDAD, K. Single-stage single-phase three-level neutral-point-clamped transformerless grid-connected photovoltaic inverters: Topology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 197–214, 1 dez. 2017.

FARANDA, R. S.; HAFEZI, H.; LEVA, S.; MUSSETTA, M.; OGLIARI, E. The optimum PV plant for a given solar DC/AC converter. **Energies**, v. 8, n. 6, p. 4853–4870, 2015.

FLICKER, J.; TAMIZHMANI, G.; MOORTHY, M. K.; THIAGARAJAN, R.; AYYANAR, R. Accelerated testing of module-level power electronics for long-term reliability. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 7, n. 1, p. 259–267, 1 jan. 2017.

FORMICA, T. J.; KHAN, H. A.; PECHT, M. G. The Effect of Inverter Failures on the Return on Investment of Solar Photovoltaic Systems. **IEEE Access**, v. 5, p. 21336–21343, 15 set. 2017.

FRAUNHOFER, I. FOR S. E. S. Photovoltaics Report. **Photovoltaics Report**, 2020.

FREDDY, T. K. S.; RAHIM, N. A.; WOUI-PING HEW; HANG SENG CHE. Comparison and Analysis of Single-Phase Transformerless Grid-Connected PV Inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 10, p. 5358–5369, out. 2014.

GOOD, J.; JOHNSON, J. X. Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance. **Applied Energy**, v. 177, p. 475–486, 1 set. 2016.

GOSTEIN, M.; DUNN, L. Light soaking effects on photovoltaic modules: Overview and literature review. **37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 003126–003131, jun. 2011.

GU, B.; DOMINIC, J.; LAI, J.-S.; CHEN, C.-L.; LABELLA, T.; CHEN, B. High Reliability and Efficiency Single-Phase Transformerless Inverter for Grid-Connected Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 5, p. 2235–2245, maio 2013.

GURPINAR, E.; YANG, Y.; IANNUZZO, F.; CASTELLAZZI, A.; BLAABJERG, F. Reliability-Driven Assessment of GaN HEMTs and Si IGBTs in 3L-ANPC PV Inverters. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 4, n. 3, p. 956–969, 1 set. 2016.

- HACKE, P.; LOKANATH, S.; WILLIAMS, P.; VASAN, A.; SOCHOR, P.; TAMIZHMANI, G.; SHINOHARA, H.; KURTZ, S. A status review of photovoltaic power conversion equipment reliability, safety, and quality assurance protocols. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 1097–1112, 1 fev. 2018.
- HAEBERLIN, F. K.; LIEBI, C.; BEUTLER, C. Results of Recent Performance and Reliability Tests of the Most Popular Inverters for Grid Connected PV Systems in Switzerland. **13th EU PV confrence on Photovoltaic Solar Energy Conservation**, p. 1–6, 1995.
- HAEBERLIN, H. Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000. **17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, munich, Germany**, 2001.
- HASSAINE, L.; OLIAS, E.; QUINTERO, J.; SALAS, V. Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 796–807, fev. 2014.
- HINES, W. W.; MONTGOMERY, D. C.; GOLDSMAN, D. M.; BORROR, C. M. Probability and Statistics in Engineering. **John Wiley & Sons**, 2003.
- HOSENUZZAMAN, M.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J.; HASANUZZAMAN, M.; MALEK, A. B. M. A.; NAHAR, A. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 284–297, 1 jan. 2015.
- HUANG, H.; MAWBY, P. A. A Lifetime Estimation Technique for Voltage Source Inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 8, p. 4113–4119, ago. 2013.
- HUSSIN, M. Z.; OMAR, A. M.; SHAARI, S.; MD SIN, N. D. Review of state-of-the-art: Inverter-to-array power ratio for thin – Film sizing technique. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 265–277, 1 jul. 2017.
- HUSSIN, M. Z.; OMAR, A. M.; ZAIN, Z. M.; SHAARI, S.; ZAINUDDIN, H. Design Impact of 6.08 kWp Grid-Connected Photovoltaic System at Malaysia Green Technology Corporation. **International journal of electrical and electronic systems research**, v. 5, 2012.
- INMAN, R. H.; CHU, Y.; COIMBRA, C. F. M. Cloud enhancement of global horizontal irradiance in California and Hawaii. **Solar Energy**, v. 130, p. 128–138, 1 jun. 2016.
- ISLAM, M.; MEKHILEF, S.; HASAN, M. Single phase transformerless inverter topologies for grid-tied photovoltaic system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 69–86, 1 maio 2015.
- JÚNIOR, W. B.; MACÊDO, W. N.; PINHO, J. T. Analysis of Characteristic Parameters of Commercial Photovoltaic Modules. **Energy Procedia**, v. 57, p. 4–13, 1 jan. 2014.
- KALOGIROU, S. A. Solar energy engineering: processes and systems. **Elsevier**, p. 841, 2013.
- KAMALIRAD, M.; IMAN-EINI, H.; FARHANGI, B.; BACHA, S. A Reliable Three-Phase Transformerless Grid-Connected PV Inverter with Inductive DC Link. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, n. 5, p. 1305–1312, 1 set. 2018.
- KELLER, L.; AFFOLTER, P. Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverter—Practical results. **Solar Energy**, v. 55, n. 1, p. 1–7, 1 jul. 1995.
- KEREKES, T.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P.; VAZQUEZ, G.; ALDABAS, E. A New High-Efficiency Single-Phase Transformerless PV Inverter Topology. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 184–191, jan. 2011.

- KHATIB, T.; MOHAMED, A.; SOPIAN, K. A review of photovoltaic systems size optimization techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 454–465, 1 jun. 2013.
- KOBAYASHI, E.; DE WOLF, S.; LEVRAT, J.; DESCOEUDRES, A.; DESPEISSE, M.; HAUG, F.-J.; BALLIF, C. Increasing the efficiency of silicon heterojunction solar cells and modules by light soaking. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 173, p. 43–49, 1 dez. 2017.
- KOBAYASHI, T.; YAMAGUCHI, H.; NAKADA, T. Effects of combined heat and light soaking on device performance of Cu(In,Ga)Se₂ solar cells with ZnS(O,OH) buffer layer. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, n. 1, p. 115–121, 1 jan. 2014.
- KRATZENBERG, M. G.; DESCHAMPS, E. M.; NASCIMENTO, L.; RUTHER, R.; ZURN, H. H. Optimal Photovoltaic Inverter Sizing Considering Different Climate Conditions and Energy Prices. **Energy Procedia**, v. 57, p. 226–234, 1 jan. 2014.
- KROLOW, I. R. C.; PELLEGRINI, A.; ALVAREZ, J. R.; KROLOW, D. V.; TROIAN, A.; SANTOS, D. R.; REICHERT, J. M. Fenômenos El Niño e La Niña em duas bacias hidrográficas na Mesorregião Centro Ocidental Rio-grandense: Assentamento Alvorada. **Revista Nera**, v. 20, n. 37, p. 294–316, 2017.
- KUMAR, M.; KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 554–587, 1 out. 2017.
- LACCHINI, C.; RÜTHER, R. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, p. 786–798, 2015.
- LEITE, D. S. Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em Módulos Fotovoltaicos. **Dissertação de Mestrado Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**, 2012.
- LENZ, J. M.; PINHEIRO, J. R. **Mission Profile Impact on Capacitor Reliability in PV Single-Stage Inverters**. 7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2018. **Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.**, 6 dez. 2018
- LILLO-BRAVO, I.; GONZÁLEZ-MARTÍNEZ, P.; LARRAÑETA, M.; GUASUMBA-CODENA, J. Impact of energy losses due to failures on photovoltaic plant energy balance. **Energies**, v. 11, n. 2, 1 fev. 2018.
- LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, v. 4, n. 3, p. 1–19, 1 jul. 1960.
- LUOMA, J.; KLEISSL, J.; MURRAY, K. Optimal inverter sizing considering cloud enhancement. **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 421–429, 1 jan. 2012.
- MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 15, n. 4, p. 337–352, 1 jun. 2007.
- MAHELA, O. P.; SHAIK, A. G. Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 316–332, 1 fev. 2017.
- MALVONI, M.; LEGGIERI, A.; MAGGIOTTO, G.; CONGEDO, P. M.; DE GIORGI, M. G.

- Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate. **Energy Conversion and Management**, v. 145, p. 169–181, 1 ago. 2017.
- MANGANIELLO, P.; BALATO, M.; VITELLI, M. A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules: The Closed Loop. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 11, p. 7276–7286, nov. 2015.
- MARTÍN-MARTÍNEZ, S.; CAÑAS-CARRETÓN, M.; HONRUBIA-ESCRIBANO, A.; GÓMEZ-LÁZARO, E. Performance evaluation of large solar photovoltaic power plants in Spain. **Energy Conversion and Management**, v. 183, p. 515–528, 1 mar. 2019.
- MARTÍNEZ-MORENO, F.; FIGUEIREDO, G.; LORENZO, E. In-the-field PID related experiences. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 174, p. 485–493, 1 jan. 2018.
- MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 80, n. 12, p. 1517–1539, 1 dez. 2006.
- MOSTEFAOUI, M.; NECAIBIA, A.; ZIANE, A.; DABOU, R.; ROUABHIA, A.; KHELIFI, S.; BOURAIOU, A.; SAHOUANE, N. Importance cleaning of PV modules for grid-connected PV systems in a desert environment. **International Conference on Optimization and Applications, ICOA**, p. 1–6, 31 maio 2018.
- MUSALLAM, M.; YIN, C.; BAILEY, C.; JOHNSON, M. Mission profile-based reliability design and real-time life consumption estimation in power electronics. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 30, n. 5, p. 2601–2613, 1 maio 2015.
- NASCIMENTO, L. R.; DE SOUZA VIANA, T.; CAMPOS, R. A.; RÜTHER, R. Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. **Solar Energy**, v. 186, p. 370–381, 1 jul. 2019.
- NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R. Fifteen years and counting: The reliable long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, thin-film photovoltaic installation in Brazil. **IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC**, p. 3372–3377, 15 out. 2014.
- NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. **Renewable Energy**, v. 35, n. 2, p. 541–554, 1 fev. 2010.
- OLUKAN, T. A.; EMZIANE, M. A Comparative Analysis of PV Module Temperature Models. **Energy Procedia**, v. 62, p. 694–703, 1 jan. 2014.
- ONGUN, İ.; ÖZDEMİR, E. Weighted efficiency measurement of PV inverters: introducing η İZMİR. **Journal of optoelectronics and advanced materials**, v. 15, n. 5, p. 6–550, 2013.
- PERIN, A. L. Análise da influência de diferentes estratégias de arrefecimento no desempenho e durabilidade de inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, 2016.
- PERIN, A. L.; PRIEB, C. W. M.; KRENZINGER, A. Montagem de bancada para ensaios elétricos e térmicos de inversores fotovoltaicos conectados à rede. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 20, p. 25–35, 2016.
- PIACENTINI, R. D.; SALUM, G. M.; FRAIDENRAICH, N.; TIBA, C. Extreme total solar irradiance due to cloud enhancement at sea level of the NE Atlantic coast of Brazil. **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 409–412, 1 jan. 2011.

PIEDEHIERRO, A. A.; ANTÓN, M.; CAZORLA, A.; ALADOS-ARBOLEDAS, L.; OLMO, F. J. Evaluation of enhancement events of total solar irradiance during cloudy conditions at Granada (Southeastern Spain). **Atmospheric Research**, v. 135–136, p. 1–7, 1 jan. 2014.

PIERRO, M.; BUCCI, F.; CORNARO, C. Impact of light soaking and thermal annealing on amorphous silicon thin film performance. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 11, p. 1581–1596, 1 nov. 2015.

PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; SIDRACH-DE-CARDONA, M.; MONTIEL, D.; SÁNCHEZ-FRIERA, P. Comparative analysis of the dust losses in photovoltaic modules with different cover glasses. **23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, p. 2698–2700, 2008.

PINGEL, S.; FRANK, O.; WINKLER, M.; DARYAN, S.; GEIPEL, T.; HOEHNE, H.; BERGHOLD, J. Potential Induced Degradation of solar cells and panels. **35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 002817–002822, 2010.

PINTO, A.; ZILLES, R.; ALMEIDA, M. Eficiência brasileira de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 15, 2011.

PRIEB, C. W. M. Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. **Tese de Doutorado Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, 2012.

RAMLI, M. A. M.; HIENDRO, A.; SEDRAOUI, K.; TWAHA, S. Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in Saudi Arabia. **Renewable Energy**, v. 75, p. 489–495, 1 mar. 2015.

RAMPINELLI, G. A. Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. **Tese de Doutorado Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, 2010.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; BÜHLER, A. J. Methodology for Analysis of Thermal Behavior of Inverters for Photovoltaic Systems. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 139, n. 2, p. 025501, 17 nov. 2016.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; PRIEB, C. W. M. Influence of the Sizing Factor of the Inverter on the Correlation Between Electric Power and Solar Irradiance in a Grid-Connected Photovoltaic Plant. **22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 2007.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 34, p. 578–587, 1 jun. 2014.

RAMPINELLI, G.; BÜHLER, A. Análise de diferentes tecnologias fotovoltaicas para instalações residenciais no sul do Brasil. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 16, 2012.

REICH, N. H.; SARK, W. G. J. H. M. VAN; ALSEMA, E. A.; KAN, S. Y.; SILVESTER, S.; HEIDE, A. S. H. VAN DER; LOF, R. W.; SCHROPP, R. E. I. Weak Light performance and spectral response of different solar cell types. **20th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 2005.

REN21. Global Status Report. **Renewables 2020**, 2019.

- ROBERTS, J. J.; ZEVALLOS, A. A. M.; CASSULA, A. M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1104–1123, 1 maio 2017.
- RODRIGO, P. M. M.; VELÁZQUEZ, R.; FERNÁNDEZ, E. F.; VELAZQUEZ, R.; FERNANDEZ, E. F. DC/AC conversion efficiency of grid-connected photovoltaic inverters in central Mexico. **Solar Energy**, v. 139, p. 650–665, 1 dez. 2016.
- RODRIGO, P. M.; VELAZQUEZ, R.; FERNANDEZ, E. F. DC/AC conversion efficiency of grid-connected photovoltaic inverters in central Mexico. **Solar Energy**, v. 139, p. 650–665, 1 dez. 2016.
- SAHOUANE, N.; DABOU, R.; ZIANE, A.; NEÇAIBIA, A.; BOURAIOU, A.; ROUABHIA, A.; MOHAMMED, B. Energy and economic efficiency performance assessment of a 28 kWp photovoltaic grid-connected system under desertic weather conditions in Algerian Sahara. **Renewable Energy**, v. 143, p. 1318–1330, 1 dez. 2019.
- SAM. Software System Advisor. **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**, 2017.
- SANGWONGWANICH, A.; YANG, Y.; SERA, D.; BLAABJERG, F. Mission Profile-Oriented Control for Reliability and Lifetime of Photovoltaic Inverters. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 56, n. 1, p. 601–610, 1 jan. 2020.
- SANGWONGWANICH, A.; YANG, Y.; SERA, D.; BLAABJERG, F.; ZHOU, D. On the Impacts of PV Array Sizing on the Inverter Reliability and Lifetime. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 4, p. 3656–3667, 1 jul. 2018a.
- SANGWONGWANICH, A.; ZHOU, D.; LIIVIK, E.; BLAABJERG, F. Mission profile resolution impacts on the thermal stress and reliability of power devices in PV inverters. **Microelectronics Reliability**, v. 88–90, p. 1003–1007, 1 set. 2018b.
- SCARABELOT, L. T.; MACHADO, A. B.; RAMPINELLI, G. A. Análise de indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em operação no sul de santa catarina. **4º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída**, 2019.
- SCARABELOT, L. T.; RAMBO, C. R.; RAMPINELLI, G. A. A relative power-based adaptive hybrid model for DC/AC average inverter efficiency of photovoltaics systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 92, 2018.
- SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R. Evaluation of distributed generation compensation system with photovoltaic systems in residential building units. **Brazilian Journal of Business**, v. 1, n. 3, p. 1252–1268, 2019.
- SHEN, J.-M.; JOU, H.-L.; WU, J.-C. Novel Transformerless Grid-Connected Power Converter With Negative Grounding for Photovoltaic Generation System. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 4, p. 1818–1829, abr. 2012.
- SILVA, A. M.; MELO, F. C.; REIS, J. H.; FREITAS, L. C. G. The study and application of evaluation methods for photovoltaic modules under real operational conditions, in a region of the Brazilian Southeast. **Renewable Energy**, v. 138, p. 1189–1204, 1 ago. 2019.
- SOLAR TECHNOLOGY, S. A. SUNNY BOY/SUNNY TRIPOWER Temperature derating. **Technical Information**, 2019.
- TOLEDO, C.; SERRANO-LUJAN, L.; ABAD, J.; LAMPITELLI, A.; URBINA, A. Measurement of thermal and electrical parameters in photovoltaic systems for predictive and

cross-correlated monitorization. **Energies**, v. 12, n. 4, 19 fev. 2019.

WANG, H.; LISERRE, M.; BLAABJERG, F. Toward Reliable Power Electronics: Challenges, Design Tools, and Opportunities. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 7, n. 2, p. 17–26, jun. 2013.

YAMAMOTO, Y. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. **Solar Energy**, v. 86, n. 9, p. 2678–2685, 2012.

YILMAZ, S.; DINCER, F. Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants – A case study for Gainesville, Florida. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 15–23, 1 nov. 2017.

YORDANOV, G. H.; SAETRE, T. O.; MIDTGARD, O.-M. 100-millisecond Resolution for Accurate Overirradiance Measurements. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 3, n. 4, p. 1354–1360, out. 2013.

YORDANOV, G. H.; SAETRE, T. O.; MIDTGÅRD, O.-M. Extreme overirradiance events in Norway: 1.6 suns measured close to 60°N. **Solar Energy**, v. 115, p. 68–73, 1 maio 2015.

APÊNDICE A - Desenvolvimento de métodos e modelos matemáticos para determinação da eficiência c.c./c.a. média de inversores

As Figuras. A1-A6 apresentam a correlação entre a eficiência c.c./c.a. média e a tensão c.c. para diferentes FDI's de cada inversor de sistema FV. A partir desta correlação, que é linear, são determinados os coeficientes, linear e angular, de cada configuração (FDI e inversor).

Figura A1 – Inversor SMA TL nos FDI's 2.0, 1.4, 1.0 e 0.67.

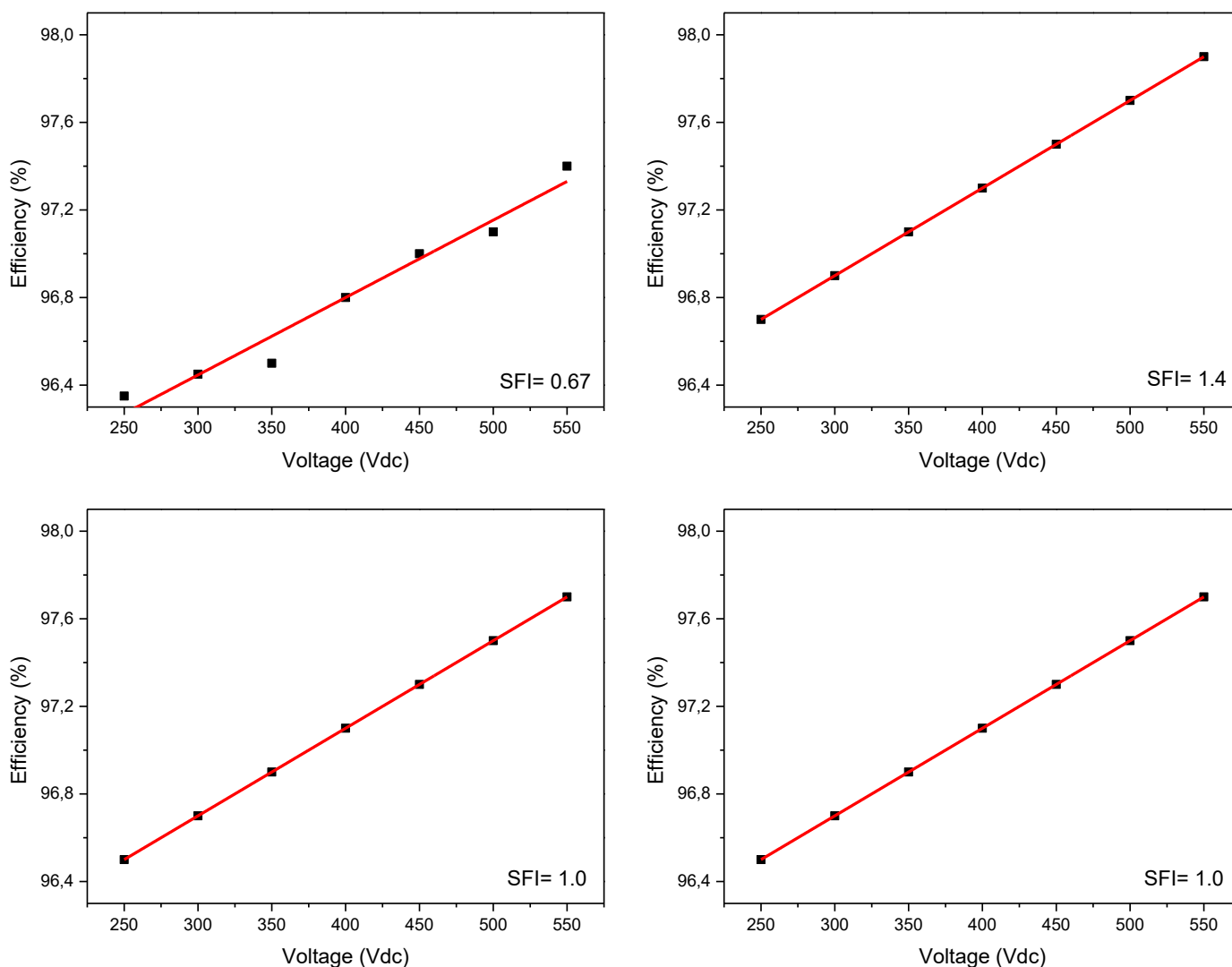


Figura A2 – Inversor SMA TLH5 nos FDI's 2.0, 1.4, 1.0 e 0.67.

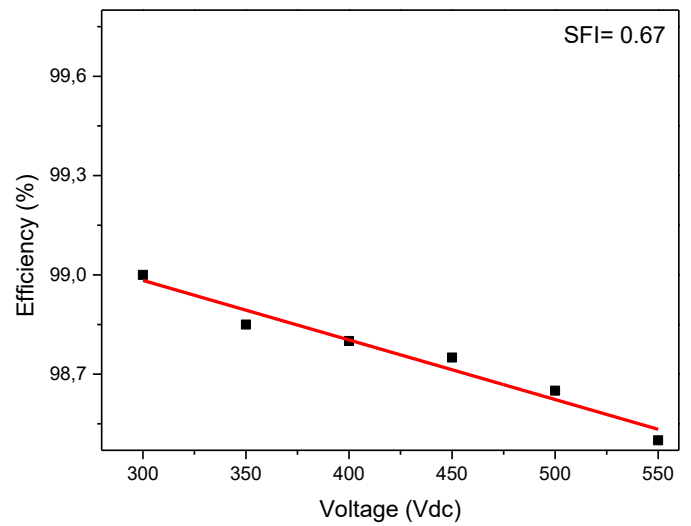
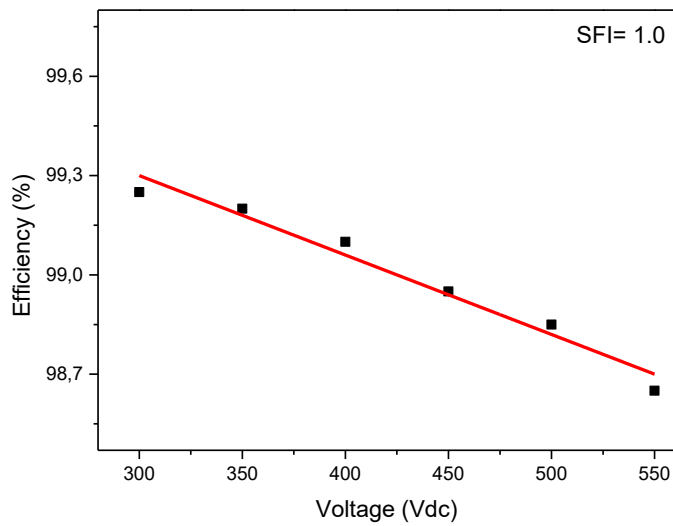
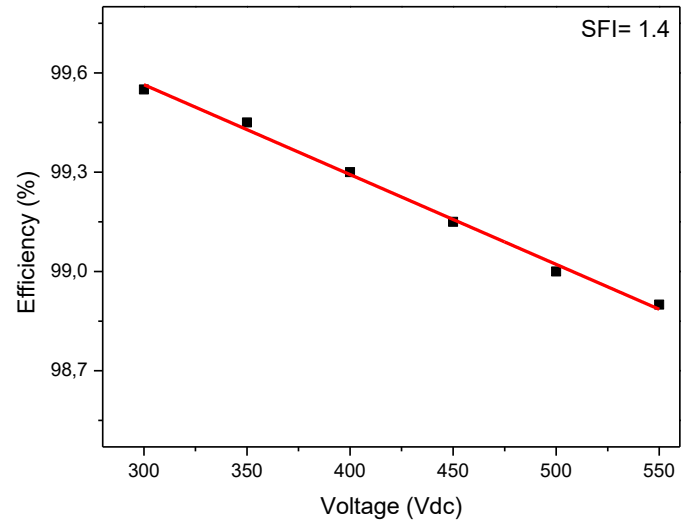
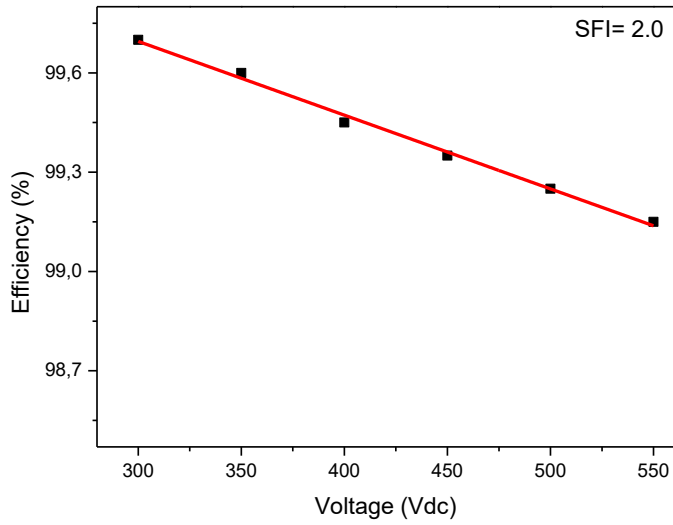


Figura A3 – Inversor SMA US nos FDI's 2.0, 1.4, 1.0 e 0.67.

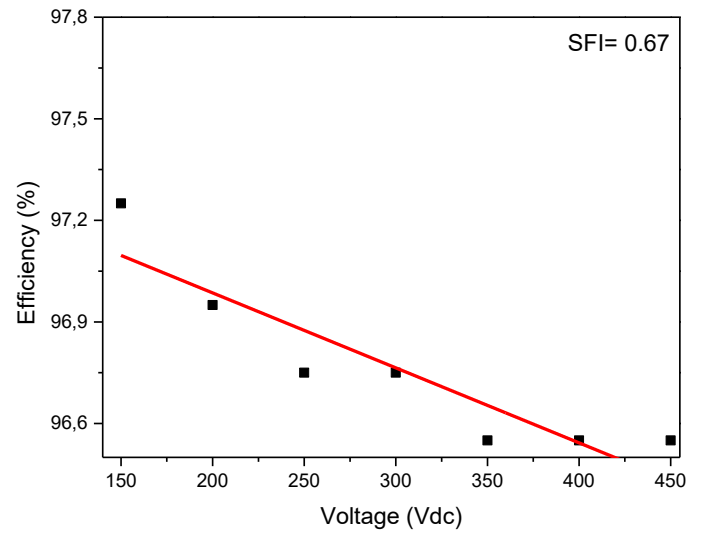
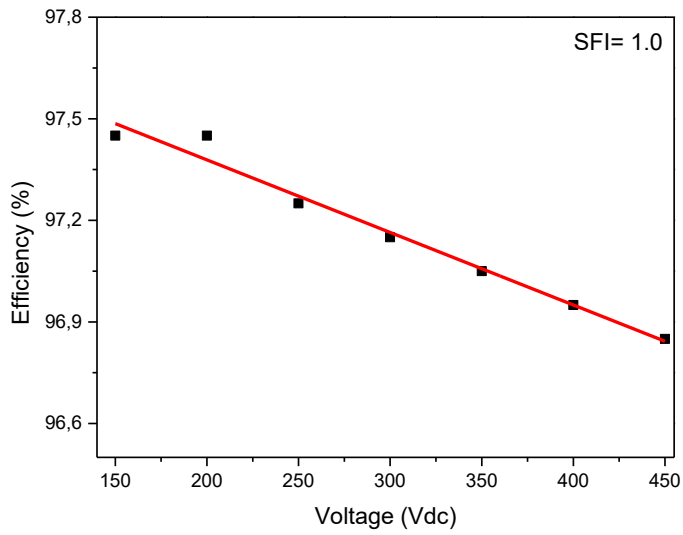
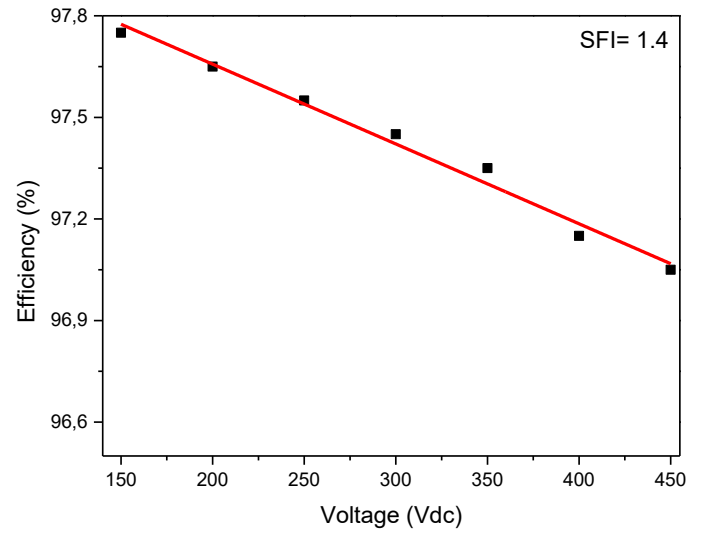
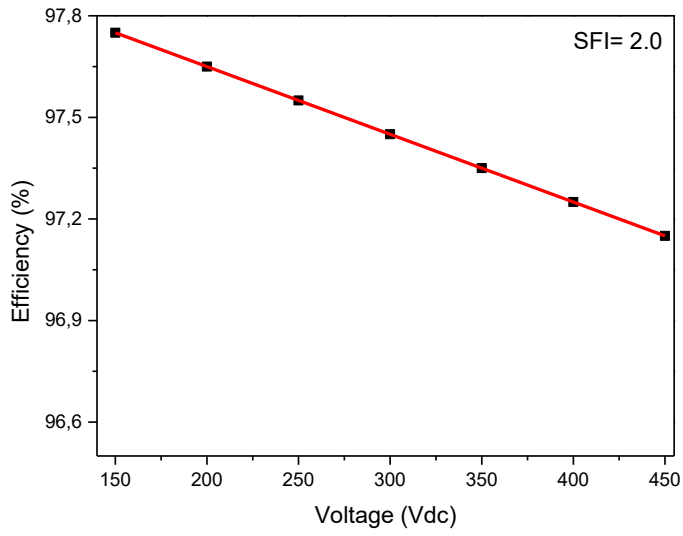


Figura A4 – Inversor SMA HF nos FDI's 2.0, 1.4, 1.0 e 0.67.

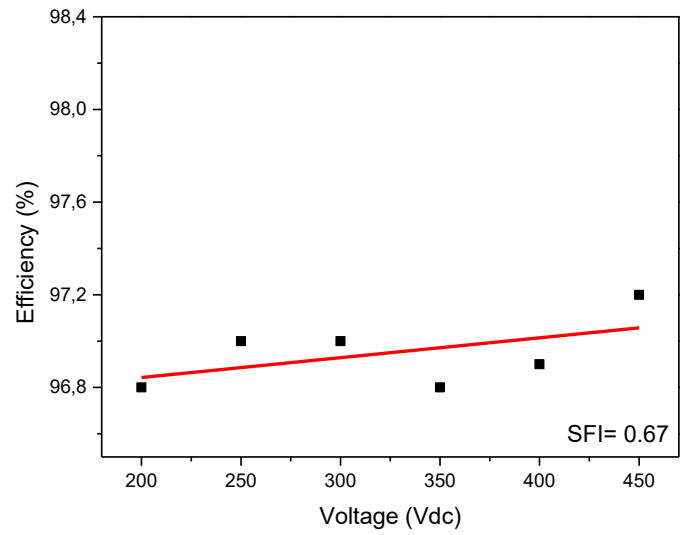
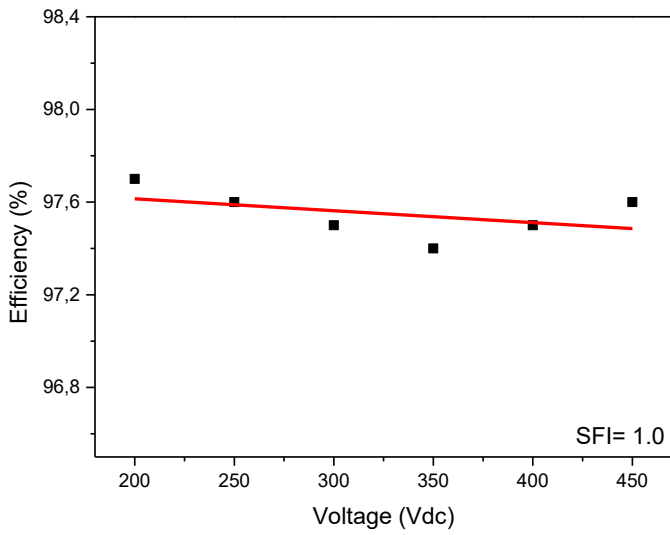
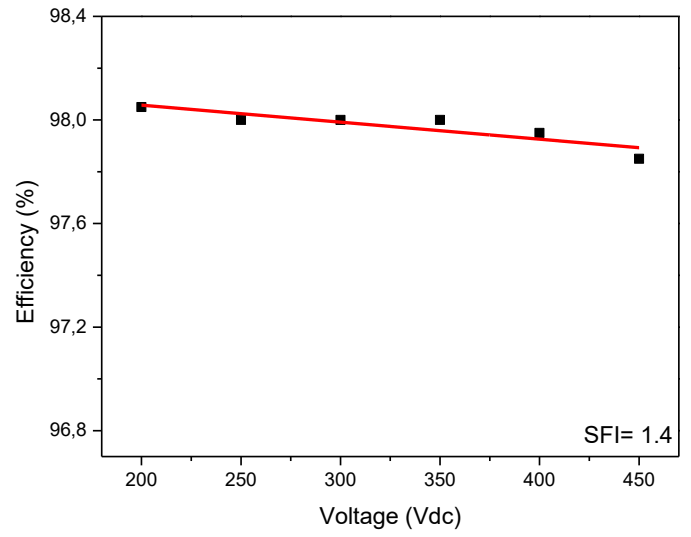
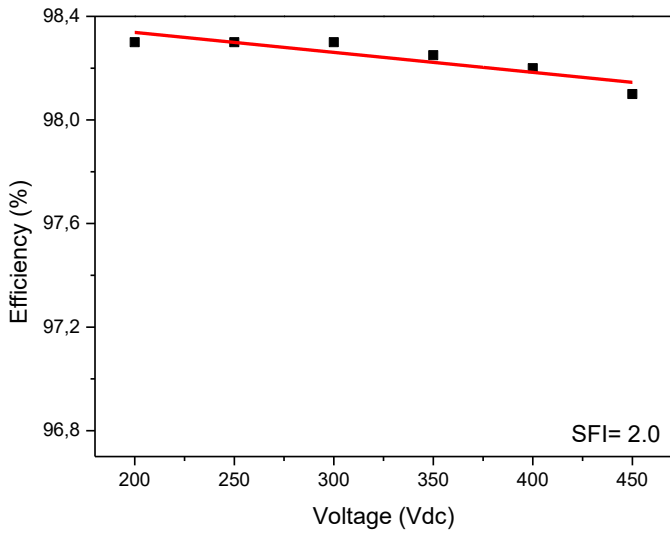


Figura A5 – Inversor Fronius TL nos FDI's 2.0, 1.4, 1.0 e 0.67.

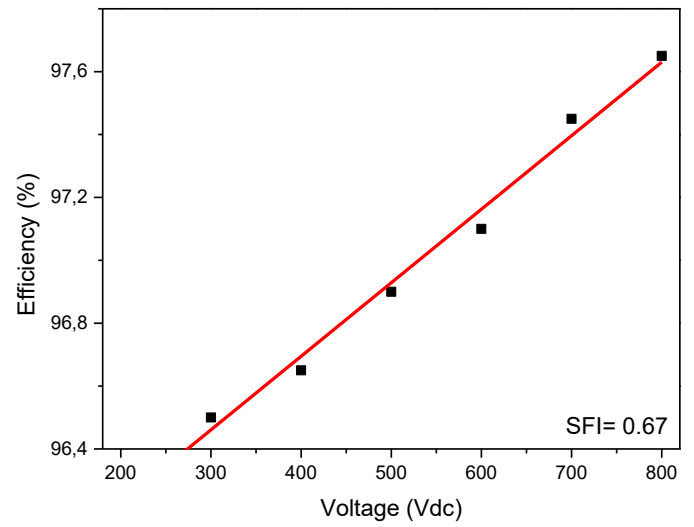
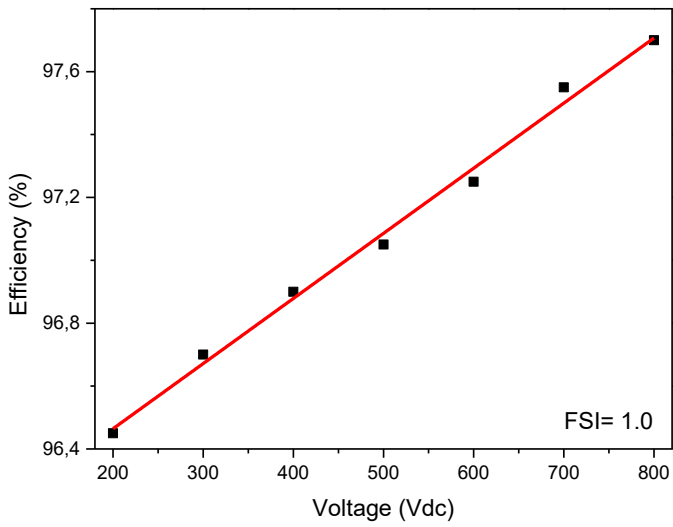
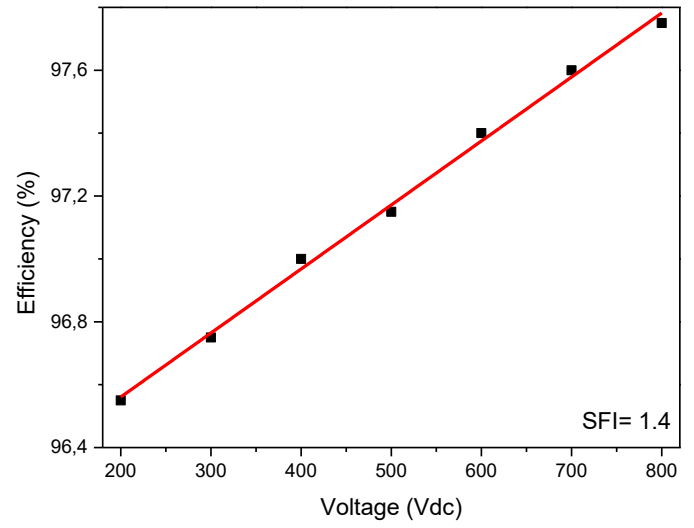
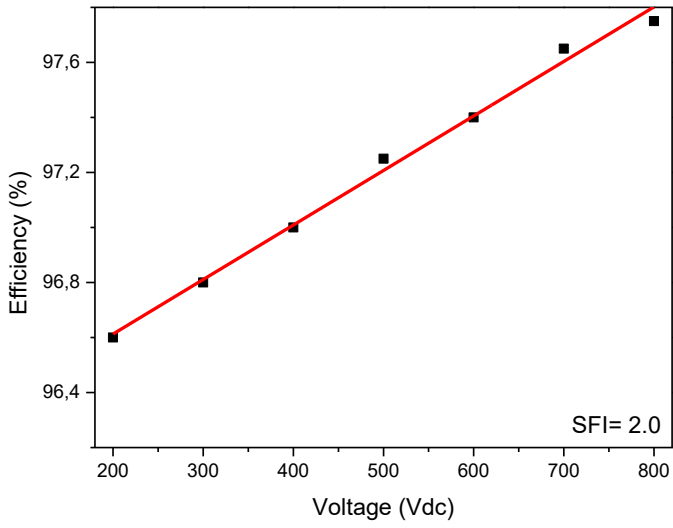
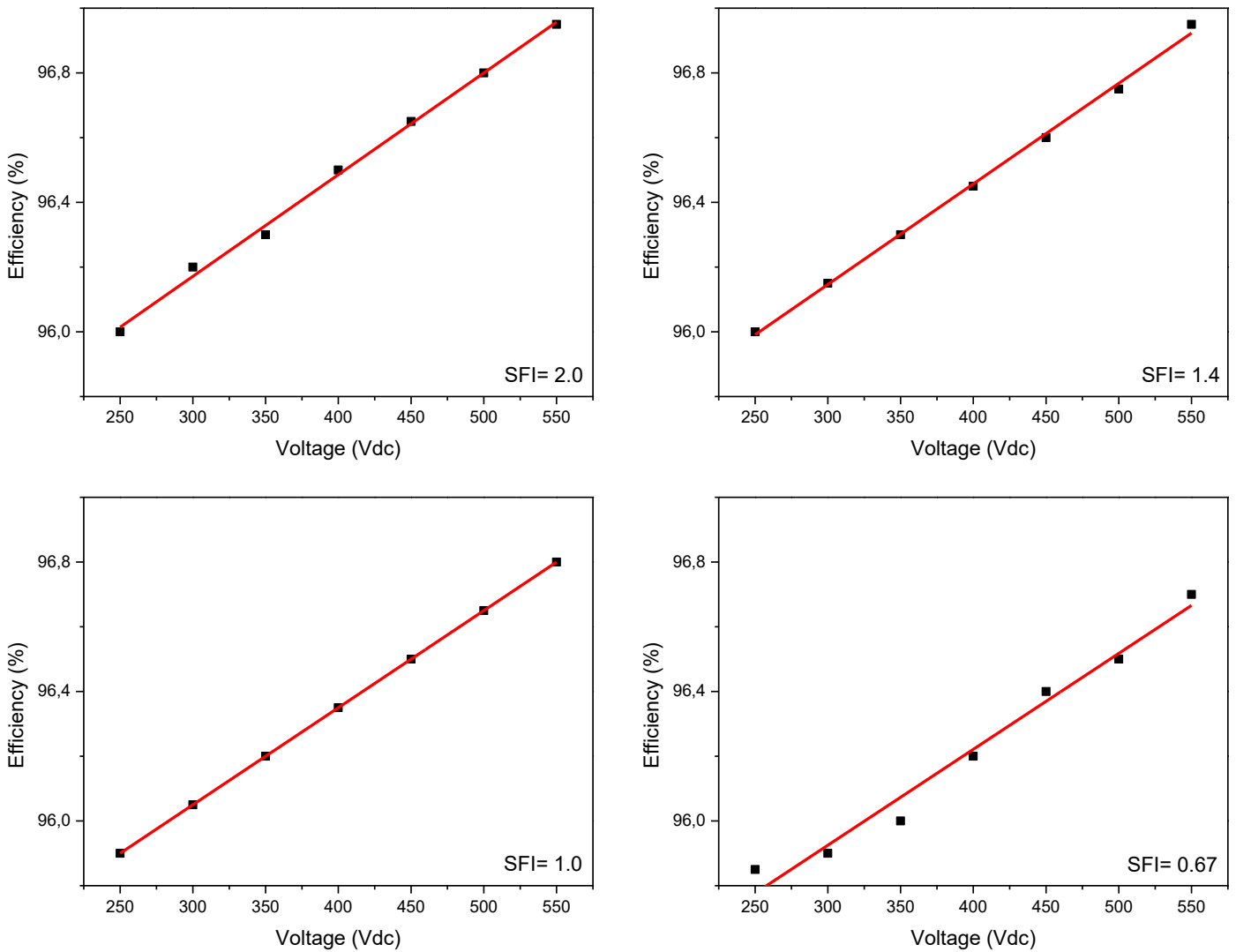


Figura A6 – Inversor Growatt TL nos FDI's 2.0, 1.4, 1.0 e 0.67.



As Figuras A7-A12 apresentam as correlações entre os coeficientes lineares e angulares determinados em função do fator de dimensionamento dos inversores. Dessa forma para cada inversor foram determinadas as funções com melhor ajuste e seus coeficientes respectivos. Neste trabalho é proposto o modelo matemático híbrido adaptativo de eficiência média de inversores de sistemas fotovoltaicos que pode ser composto por três funções de ajustes (Linear, LogNormal, Polinomial). Em função do comportamento específico de cada inversor, o modelo matemático híbrido adaptativo encontra o ajuste com maior coeficiente de determinação R^2 . Este modelo considera a influência da potência relativa, que é variável com o fator de dimensionamento, e a tensão c.c..

Para a correlação entre o coeficiente (a) e o FDI, foram traçadas funções lineares (Eq. A1) e logarítmicas (LogNormal, Eq. A2) enquanto que para a correlação entre o coeficiente (b) e o FDI foram traçadas funções polinomiais (polinômio cúbico, Eq. A3) e logarítmicas (LogNormal).

$$f1 = E + F.SFI \quad (A1)$$

$$f2 = f2_0 + \frac{L}{\sqrt{2\pi} \cdot w \cdot SFI} \cdot e^{-\frac{[\ln(\frac{SFI}{SFI_0})]^2}{2w^2}} \quad (A2)$$

$$f3 = A + B.SFI + C.SFI^2 + D.SFI^3 \quad (A3)$$

Para o Inversor SMA TL, Figura A7, a função para descrever a correlação entre o coeficiente linear (a) e o fator de dimensionamento de inversor é a função linear, enquanto que para o demais inversores, a melhor função de ajuste entre o coeficiente (a) e o FDI é a função LogNormal. Para o inversor SMA US, Figura A9, a função de ajuste entre o coeficiente angular (b) e o fator de dimensionamento de inversor é a correlação LogNormal, enquanto que para os outros inversores, a melhor função de ajuste entre o coeficiente (b) e o FDI é a correlação Pol³. A Tabela A1 apresenta as funções de ajuste que correlacionam os coeficientes, linear e angular, e o fator de dimensionamento de inversor para cada modelo de inversor simulado.

Figura A64 – Funções de ajuste para o inversor SMA TL.

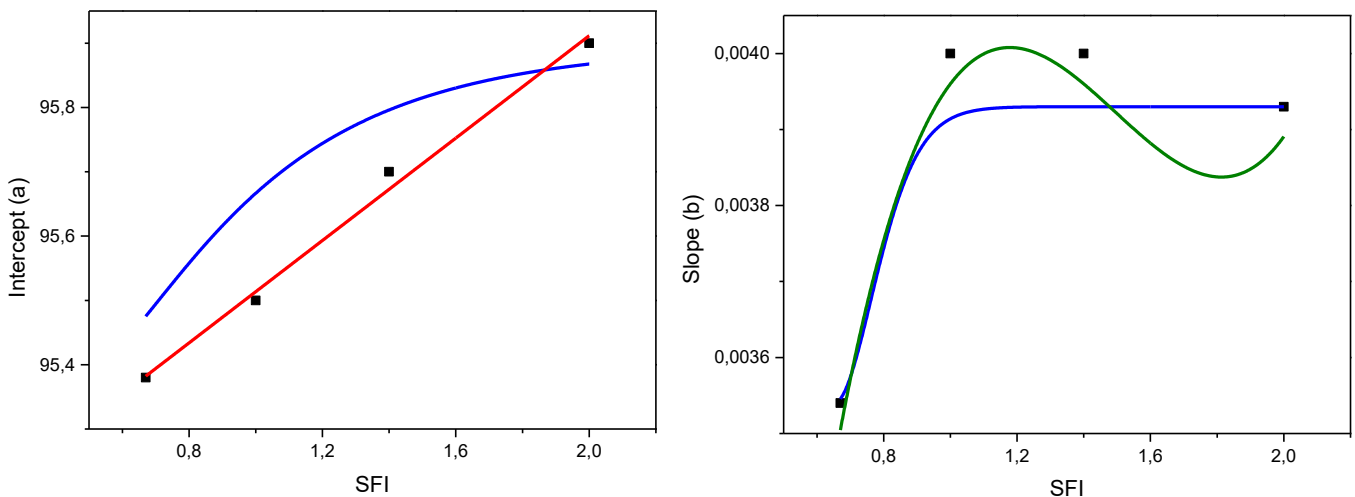


Figura A65 – Funções de ajuste para o inversor SMA TLH5

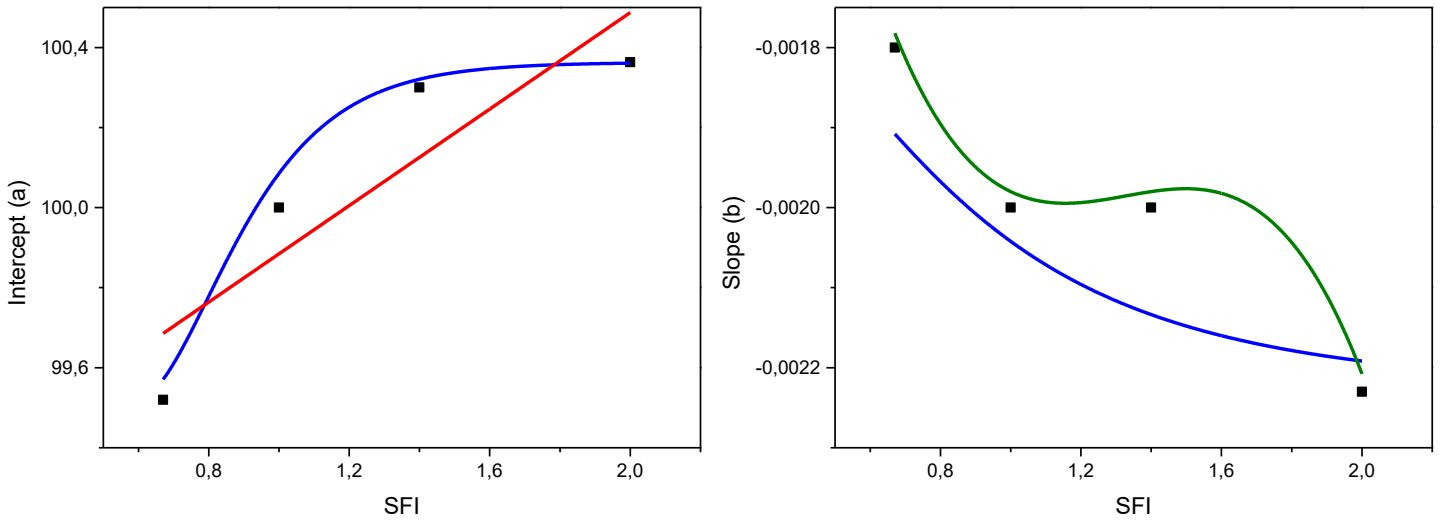


Figura A66 – Funções de ajuste para o inversor SMA US.

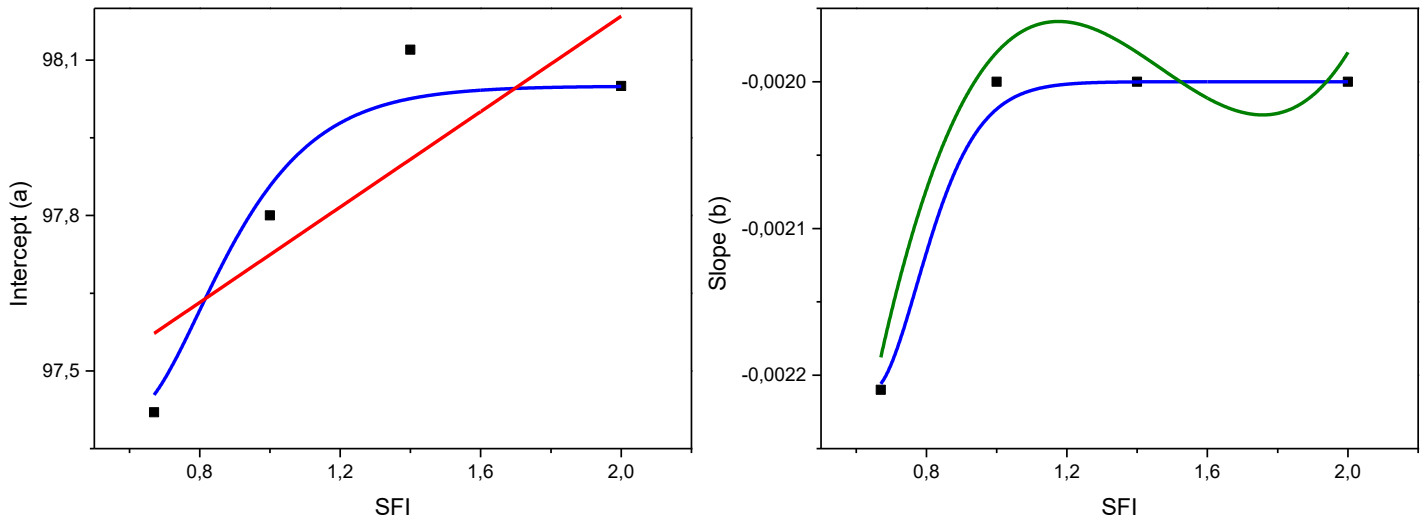


Figura A67 – Funções de ajuste para o inversor SMA HF.

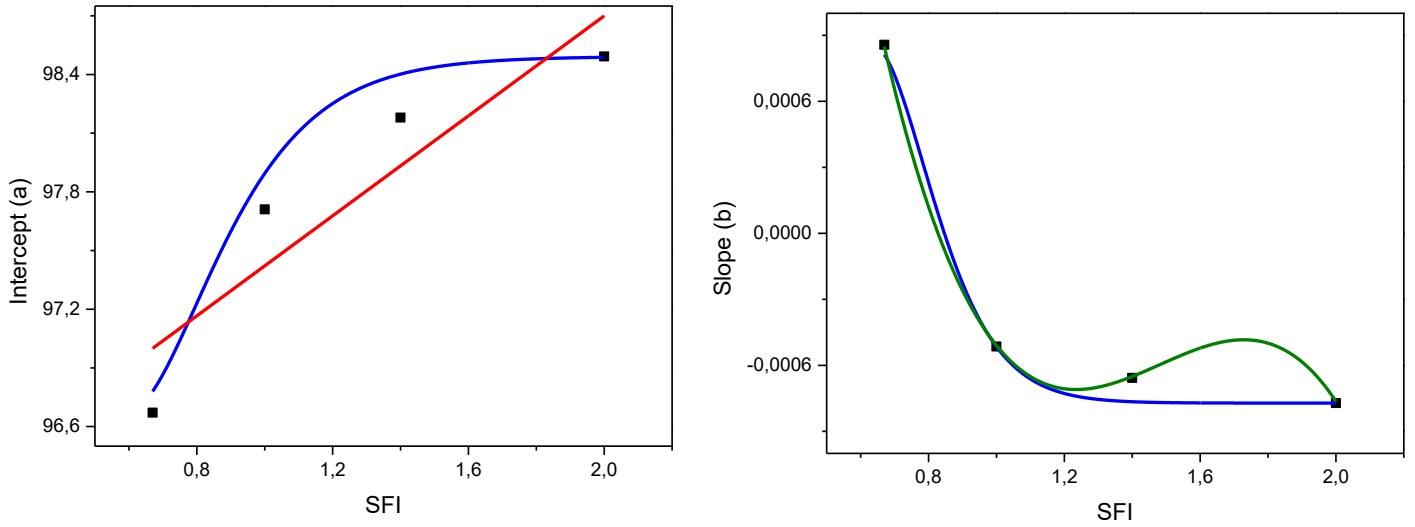


Figura A68 – Funções de ajuste para o inversor Fronius TL.

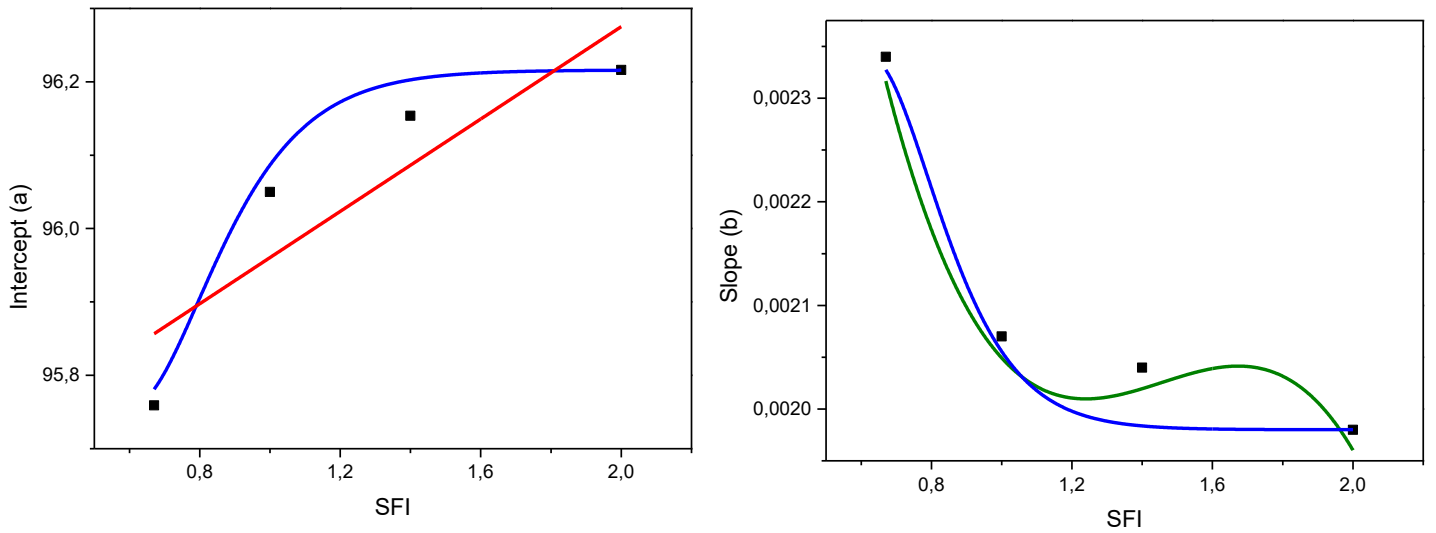


Figura A69 – Funções de ajuste para o inversor Growatt TL.

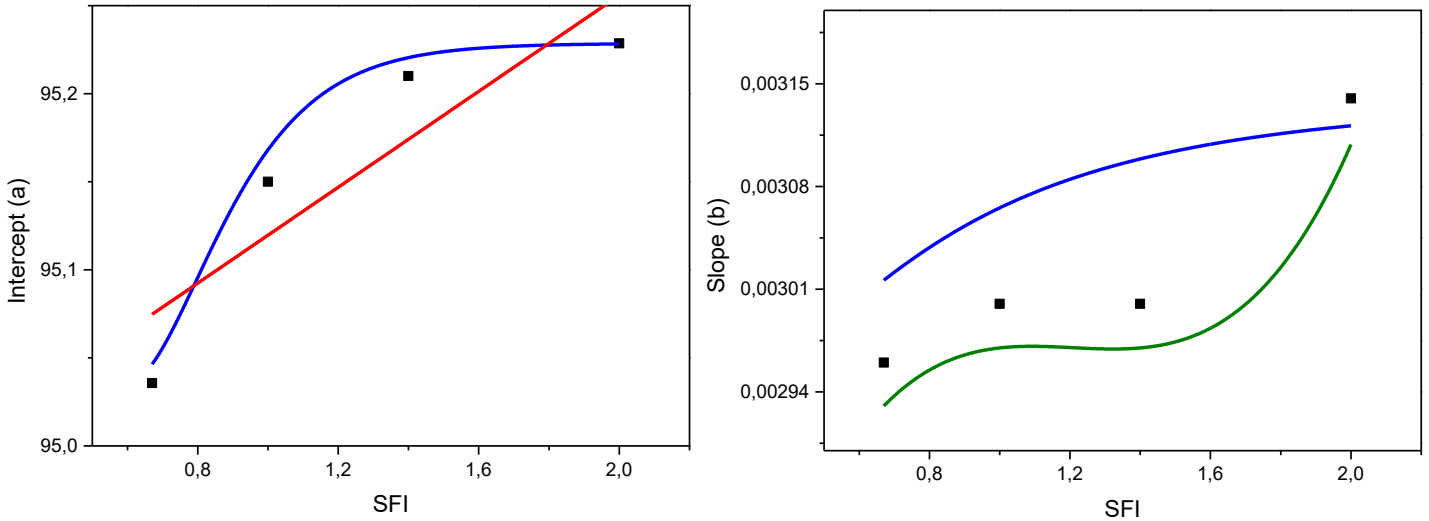


Tabela A16 – Funções de ajuste que correlacionam os coeficientes angular e linear e o fator de dimensionamento de inversor.

Inversor	a= f(SFI)		b= f(SFI)	
SMA TL	Linear	E: 95,11541 F: 0,3981	Pol ³	A: 6,1645E-5 B:0,00855 C: -0,00599 D: 0,00133
SMA TLH5	LogNormal	(a ou b) ₀ : 100,363 L: -0,46803 w: 0,35167 SFI.k: 0,67	Pol ³	A: 1,80E-5 B: -0,00469 C: 0,0036 D: -9,0332E-4
SMA US	LogNormal	(a ou b) ₀ : 98,05 L: -0,33241 w: 0,33197 SFI.k: 0,67	LogNormal	(a ou b) ₀ : -0,002 L: -6,9219E-5 w: 0,20024 SFI.k: 0,67
SMA HF	LogNormal	(a ou b) ₀ : 98,4923 L: -1,00943 w: 0,35106 SFI.k: 0,67	Pol ³	A: 0,01057 B: -0,023399 C: 0,01666 D: -0,00375
Fronius TL	LogNormal	(a ou b) ₀ : 98,21607 L: -0,22979 w: 0,31449 SFI.k: 0,67	Pol ³	A: 0,00426 B: -0,00483 C: 0,00339 D: -7,76411E-4

Growatt TL	LogNormal	(a ou b) ₀ : 95,2285	Pol ³	A: 0,00246
		L: -0,10337		B: 0,00129
		w: 0,33788		C: -0,00108
		SFI.k: 0,67		D: 2,97281E-4

As correlações são variáveis em função do modelo, topologia e fabricante de inversor, sendo que as combinações estão descritas nas Eqs. A4, A5, A6 e A7. Este é denominado de modelo matemático híbrido adaptativo de eficiência média de inversores de sistemas fotovoltaicos.

$$\eta_{med} = f2 + f2.Vdc \quad (A4)$$

$$\eta_{med} = f1 + f3.Vdc \quad (A5)$$

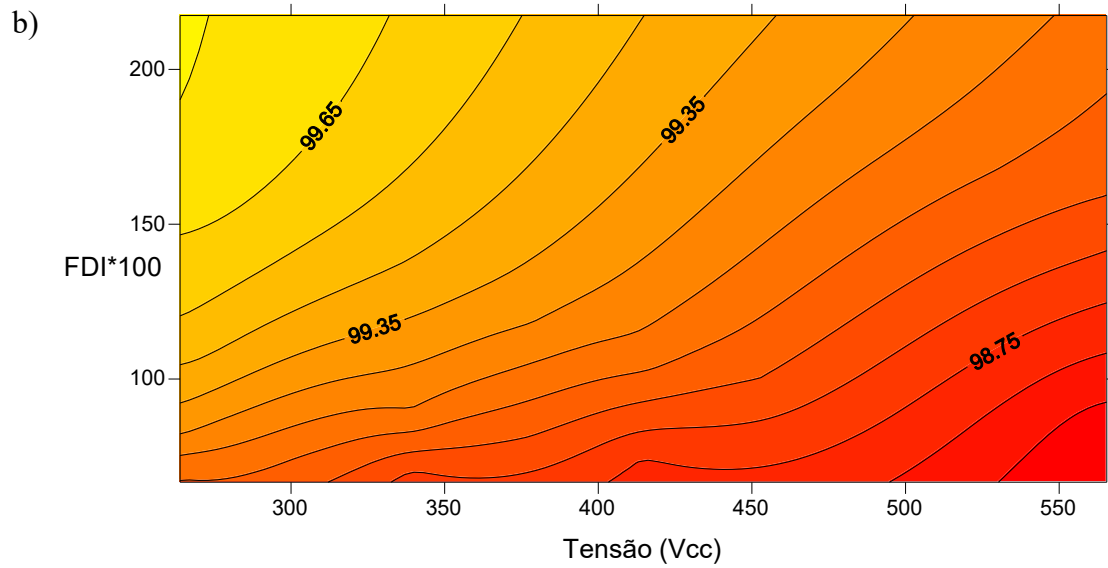
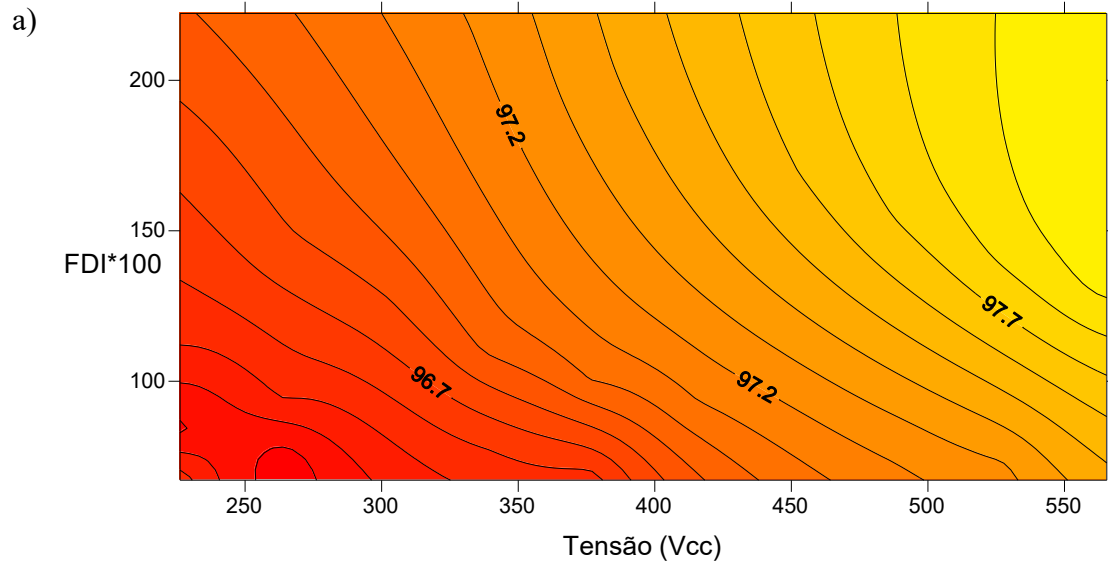
$$\eta_{med} = f2 + f3.Vdc \quad (A6)$$

$$\eta_{med} = f1 + f2.Vdc \quad (A7)$$

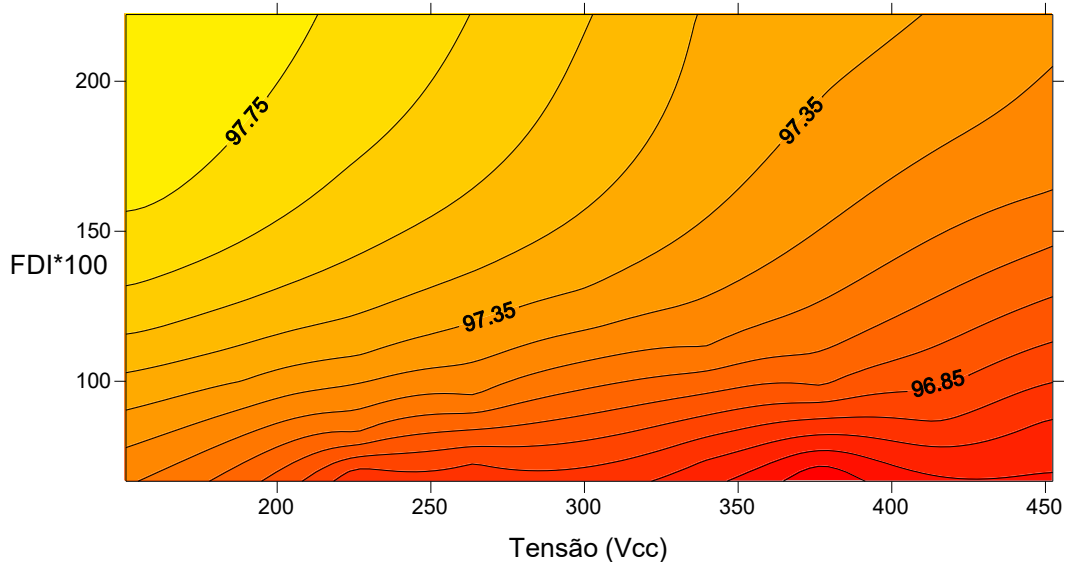
As eficiências c.c./c.a. médias são determinadas a partir das simulações dos sistemas e os mapas dinâmicos de eficiência média foram construídos considerando para cada inversor, diferentes fatores de dimensionamento em toda gama de tensões admissíveis.

A Figura A13 mostra os mapas para cada um dos inversores estudados e utilizados na simulação em software, onde as maiores eficiências são representadas pela cor amarela e as menores eficiências são representadas pela cor vermelha.

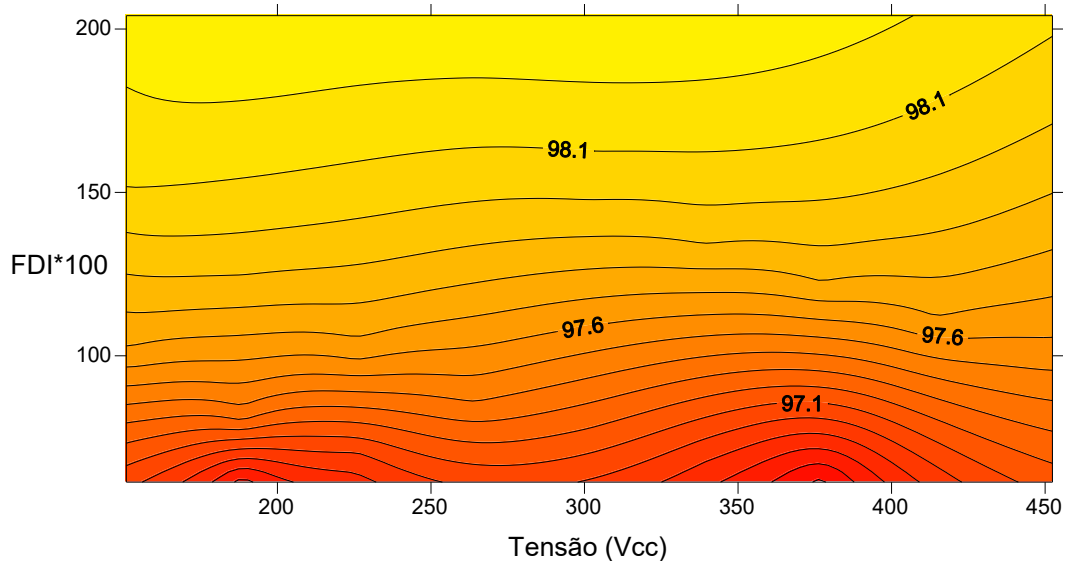
Figura A70 – Mapas de eficiências médias. a) SMA TL, b) SMA TLH5, c) SMA US, d) SMA HF, e) Fronius TL, f) Growatt TL.



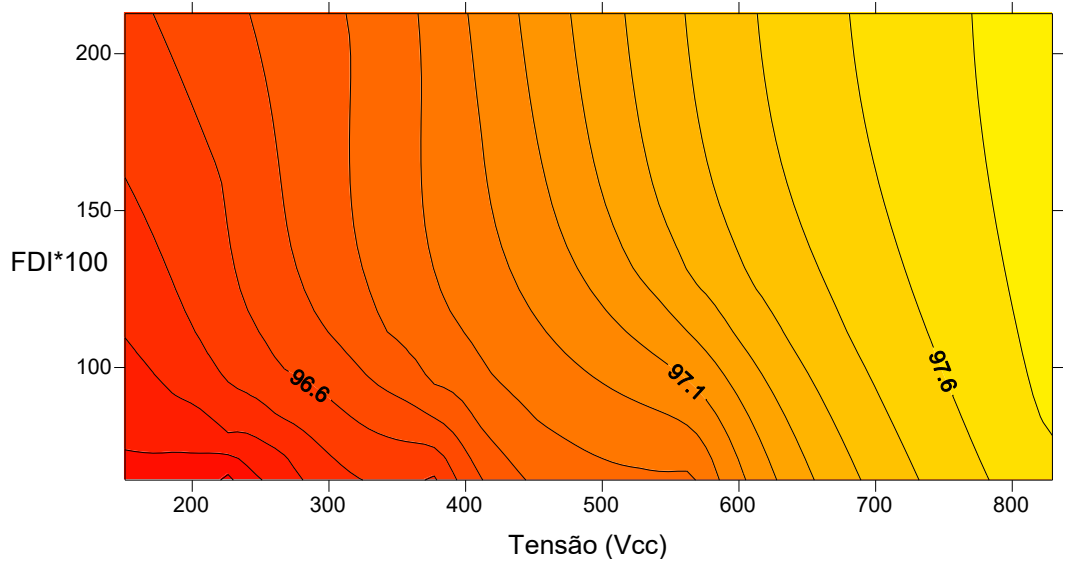
c)

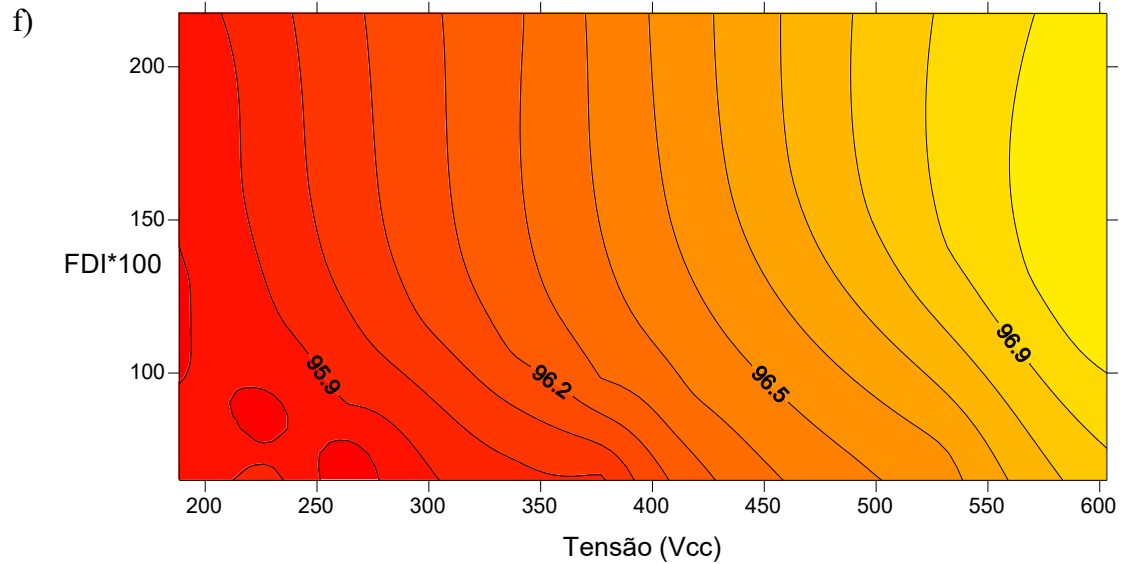


d)



e)

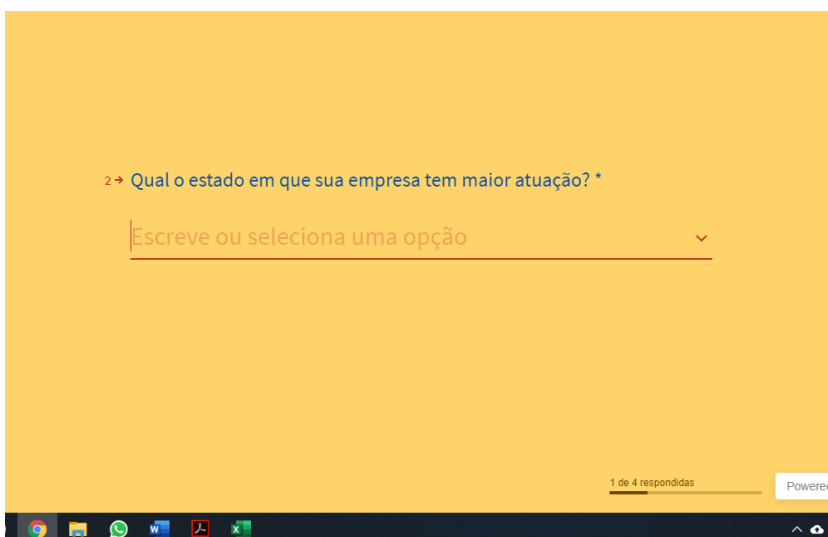
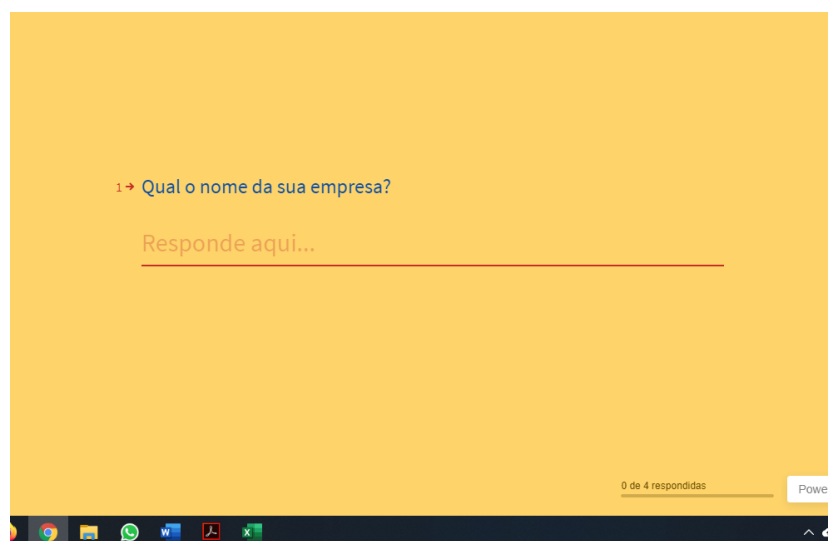




Os mapas da Figura A13 (a), (e) e (f), apresentam maiores eficiências médias nas tensões superiores, independente do fabricante os inversores sem transformador apresentam curvas de eficiência mais elevadas nas altas tensões c.c..

O modelo TLH5 Figura A13 (b), se trata da topologia H5 patenteada pela SMA TECHNOLOGIE AG (KEREKES et al., 2011). Este modelo traz algumas alterações para o modelo convencional TL e apresenta melhores eficiências médias nas baixas tensões c.c..

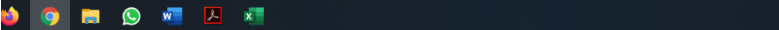
Na Figura A13 (c) o modelo SMA US, topologia de inversor com transformador de baixa frequência, apresenta melhores eficiências médias em baixas tensões, já para o modelo SMA HF, Figura A13 (d), com transformador de alta frequência, a eficiência média se mostra mais dependente do SFI do que das tensões c.c., apresentando maiores eficiências para os maiores FDI's.

APÊNDICE B – Formulário utilizado para pesquisa do perfil dos projetistas do setor.

3 → Qual o seu cargo dentro da empresa?

Responde aqui...

2 de 4 respondidas

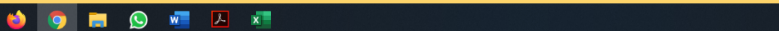



4 → Descreva as potências de módulos e inversores dos seus sistemas, conforme modelo:
Sistema 1: Módulos -- kWp, Inversor -- kW, Modelo do inversor (opcional).
Quanto mais sistemas puder incluir maior poderá ser a sua contribuição para a tese! *

Responde aqui...

Carrega em **Shift 0** + **Enter** para fazer uma quebra de linha

3 de 4 respondidas

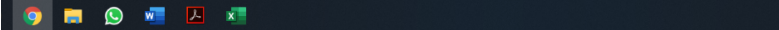




Obrigado por responder a este typeform
Agora **crie o seu** — é grátis, fácil e espetacular!

[Criar um typeform](#) carrega em Enter

A forma como per



ANEXO A – Informações técnicas do fabricante dos inversores.

Modelo	PHB1500-NS	PHB3000-NS	PHB5000D-NS
Dados da Entrada CC			
Max. Potência Fotovoltaica[W]	1950	3900	6500
Max. Tensão CC [V]	450	500	580
Faixa de Operação SPMP (MPPT) [V]	80~400	80~450	125~550
Tensão CC de Partida [V]	80	80	120
Corrente CC Máxima [A]	10	15	11/11
Nº Strings / MPPT	1/1	1/1	2/2
Conector CC	MC4 / Phoenix / Amphenol		
Consumo em Standby [W]	5		
Dados da Saída CA			
Potência CA Nominal [W]	1500	3000	5000
Max. Potência CA [W]	1500	3000	5000
Max. Corrente CA [A]	7.5	13.5	22.8
Saída Nominal CA	60Hz; 220Vca		
Faixa de Operação CA	57.5~62Hz; 176~242Vca		
THD	<5%		
Fator de Potência	Unitário		0.95 indutivo...0.95 capacitivo
Conexão CA	Monofásica / Bifásica		
Eficiência			
Max. Eficiência	97.0%	97.5%	97.8%
Eficiência SPMP (MPPT)	>99.9%	>99.9%	>99.9%
Segurança do Equipamento			
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado		
Proteção Anti-Ilhamento	AFD (Active Frequency Drift)		
Monitoramento de Rede	VDE 0126-1-1, EN50438, G83/2, AS4777.2/3	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, G83/59, AS4777.2/3, EN50438	
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Normas de Referência			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
Segurança	IEC 62109-1&2, AS3100		
Dados Gerais			
Dimensões (L*A*P) [mm]	344*312.5*135		347*431*150
Peso Líquido [kg]	7.5	8.5	14
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixação em parede		
Temperatura de Operação	-25~60°C		
Umidade relativa	0~95%		
Altitude	4000m (> 3000m com derate)		
Grau de Proteção IP	IP65		
Topologia	Sem Transformador		
Ventilação	Convecção Natural		
Nível de Ruído [dB]	<25		
Display	LCD 2 linhas x 16 caracteres (Português)		
Comunicação	Wi-Fi, USB2.0 e RS485 (MODBUS RTU)		
Cor	Vermelho		
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (a combinar)		

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.