



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Geóvio Kroth

Análise de Indicadores de Desempenho e de Qualidade de Energia de um Sistema Fotovoltaico com Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor

ARARANGUÁ

2021

Geóvio Kroth

Análise de Indicadores de Desempenho e de Qualidade de Energia de um Sistema Fotovoltaico com Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia.
Orientador: Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Araranguá
2021

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

Kroth, Geóvio

Análise de indicadores de desempenho e de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico com distintos fatores de dimensionamento de inversor / Geóvio Kroth ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2021.

122 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2021.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Sistemas Fotovoltaicos. 3. Fator de Dimensionamento de Inversor. 4. Qualidade de Energia. I. Rampinelli, Giuliano Arns. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

Geóvio Kroth

Análise de Indicadores de Desempenho e de Qualidade de Energia de um Sistema Fotovoltaico com Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor

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

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Prof. Alexandre José Bühler, Dr.

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul – IFRS

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Energia e Sustentabilidade.

Prof. Dr. Ricardo Alexandre Reinaldo de Moraes

Coordenador do Programa

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Orientador

Araranguá, 20 de abril de 2021.

Este trabalho é dedicado à minha família, em especial aos meus pais, para quem a educação dos filhos sempre foi importante.

E aos “...amores que a vida me trouxe e eu não pude viver...”
(Raul Seixas)

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina – IFSC, e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, por mais esta oportunidade.

Aos docentes e técnicos administrativos do Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade – PPGES, da UFSC Campus Araranguá, especialmente ao meu orientador, Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli.

Aos colegas de turma, Guilherme, Bruno, Gelon e outros mais, pela parceria nesta caminhada.

A meus pais, Alceno e Vergínia, a meus irmãos Giuvani e Idione, à minha cunhada Marlei e aos sobrinhos Eduardo, Laura e Sofia, pelo apoio e torcida em mais esta importante etapa.

À minha companheira Elaine e sua pequena Helena, pela compreensão, companheirismo e incentivo nesses quase dois anos.

Aos meus amigos de graduação, Alexandro, Jean, Patrícia e Ricardo, também pela torcida, incentivo e amizade em todos esses anos.

É preciso estudar muito para saber um pouco.
(Charles Louis Montesquieu)

Daria tudo que sei pela metade do que ignoro.
(René Descartes)

RESUMO

A instalação de sistemas fotovoltaicos apresenta crescimento nos últimos anos no Brasil, tanto na geração centralizada quanto na geração distribuída. Frequentemente os sistemas de micro geração distribuída são instalados aproveitando-se a estrutura dos telhados e coberturas das edificações. A integração ou aplicação de sistemas fotovoltaicos em edificações, não raramente, implica em instalações não ótimas quanto aos ângulos de inclinação e de azimute. O impacto destas características não ótimas no desempenho do sistema fotovoltaico pode ser estudado a partir de simulação em software ou a partir do monitoramento dos sistemas fotovoltaicos. Esta Dissertação analisa o desempenho energético e aspectos relacionados à qualidade de energia elétrica de um sistema fotovoltaico integrado à edificação do Campus Criciúma do IFSC, considerando os fatores de dimensionamento dos inversores (FDI) do sistema e a orientação azimutal de seus arranjos de módulos fotovoltaicos. Esse sistema tem potência de 73,28 kWp, e é composto por 5 inversores de 15 kW e 229 módulos fotovoltaicos de 320 Wp. Os dados de desempenho do sistema foram obtidos a partir de sistema online do fabricante dos inversores. Foram analisados os dados de dois anos de operação do sistema, entre novembro de 2017 e outubro de 2019. Os parâmetros referentes à qualidade de energia elétrica foram obtidos por meio de um analisador de energia, sendo que as medições foram realizadas individualmente nos subsistemas em intervalos de uma semana a um mês. Em relação ao desempenho do sistema, observou-se que a produtividade ou rendimento final médio diário anual foi de 3,67 kWh/kWp no primeiro ano e de 3,29 kWh/kWp no segundo ano, sendo que os valores máximos de rendimento final médio diário mensal foram de 4,77 kWh/kWp e 5,10 kWh/kWp, registrados em dezembro de cada ano. A taxa de desempenho teve médias mensais anuais de 81,63 % e 89,06 %, sendo que o valor máximo mensal foi de 95,4 %, e o valor mínimo mensal foi de 75,7 %. O fator de capacidade médio mensal anual foi de 14,67 % e 13,72 %, sendo que a diminuição foi ocasionada pela menor irradiação solar registrada no segundo ano de análise. Os valores médios mensais anuais de geração de energia elétrica nos dois anos foram de 7.830 kWh e 7.330 kWh, com valor máximo mensal de 11.580 kWh e valor mínimo mensal de 4.330 kWh. As maiores perdas registradas foram as de captura, com médias mensais anuais de 15,1 % e 7,6 %. No âmbito da dissertação também foi realizada a análise individual dos subsistemas, comparando-se o desempenho para subsistemas com fatores de dimensionamento de inversor (FDI) diferentes. O subsistema 1, com FDI de 1,12, apresentou os índices de taxa de desempenho, rendimento final, eficiência global e fator de capacidade superiores nos meses próximos ao inverno, e inferiores nos meses próximos ao verão, em relação ao subsistema 2, de FDI 0,76. As perdas foram maiores no subsistema 2 no verão, devido principalmente aos cortes de potência em virtude do menor FDI desse subsistema. Ao se analisar subsistemas com arranjos em diferentes orientações azimutais, sendo o subsistema 1 de orientação norte e o subsistema 5 com orientação leste-oeste, constatou-se que os índices de desempenho não apresentaram diferenças significativas entre os dois subsistemas, considerando as diferentes épocas do ano. Excetue-se a taxa de desempenho, que, nos meses próximos ao inverno foi menor para o subsistema 5. As perdas apresentaram valores próximos para os dois subsistemas nos meses de verão, e superiores para o subsistema 5 nos meses de inverno. As poucas diferenças entre os índices se devem à baixa inclinação dos arranjos, que é de 10 ° apenas. A análise dos índices de qualidade de energia mostrou que há distorção de tensão na rede de

conexão dos subsistemas, mas em valores totais em torno de 5,0 %, o que está dentro das normativas. Já a distorção harmônica total de corrente (THDi), para valores de potência relativa inferiores a 10 %, apresentou valores elevados. Em potências relativas próximas a 100 % foi constatado, via modelagem matemática que a THDi dos subsistemas 1, 2 e 5 ficou em torno de 3,6 %. As componentes harmônicas de maior influência na THDi foram as de ordem 5 e 7. O fator de potência apresentou valores também dependentes da potência relativa, sendo constatado que, para valores de potência relativa superiores a aproximadamente 8,5 %, o fator de potência assume valores superiores 0,92, que é o mínimo exigido pelas normativas vigentes. Constatou-se também que, entre 20 % e 100 % da potência relativa, o fator de potência é praticamente constante e igual a 1.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Qualidade de energia. Fator de dimensionamento de inversor.

ABSTRACT

The installation of photovoltaic systems has grown in recent years in Brazil, both in centralized and distributed generation. The integration or application of photovoltaic systems in buildings can result in installations that are not optimal in terms of the tilt and azimuth angles. This Dissertation analyzes the energy performance and aspects related to the power quality of a building integrated photovoltaic at IFSC Criciúma Campus. This study considers different sizing factors inverter (SFI) and azimuth angles. This system has a power of 73.28 kWp, and is composed of 5 inverters of 15 kW and 229 photovoltaic modules of 320 Wp. The data from two years of operation of the system, between November 2017 and October 2019, were analyzed. Regarding the performance of the system, it was observed that the annual average final productivity or annual yield was 3.67 kWh/kWp in the first year and 3.29 kWh/kWp in the second year. The performance ratio had annual monthly averages of 81.63 % and 89.06 %. The average monthly capacity factor was 14.67 % and 13.72 %, and the decrease was caused by the lower solar radiation recorded in the second year of analysis. The annual average monthly values of electricity generation in the two years were 7,830 kWh and 7,330 kWh. The largest losses recorded were the capture losses, with monthly annual averages of 15.1 % and 7.6 %. The individual analysis of the subsystems was also performed, comparing the performance for subsystems with different inverter sizing factors (SFI). Subsystem 1, with SFI of 1.12, presented the performance rate, final yield, overall efficiency and capacity factor indices higher in the months close to winter, and lower in the months close to summer, in relation to subsystem 2, of SFI 0.76. Losses were greater in subsystem 2 in the summer, mainly due to power cuts due to the lower SFI in this subsystem. When analyzing subsystems with arrangements in different azimuth orientations, with subsystem 1 oriented north and subsystem 5 oriented east-west, it was found that the performance indices did not show significant differences between the two subsystems, except for the performance ratio, which in the months close to winter was lower for subsystem 5. Losses showed values close to both subsystems in the summer months, and higher for subsystem 5 in the winter months. The few differences between the indices are due to the low inclination of the arrangements, which is only 10 °. The analysis of the power quality indexes showed that there is a distortion of voltage in the grid connection of the subsystems in total values around 5.0 %. The total harmonic current distortion (THDi), for values of relative power below 10 %, showed high values. In relative powers close to 100 %, it was found, via mathematical modeling, that the THDi of subsystems 1, 2 and 5 was around 3.6%. The harmonic components of greatest influence in THDi were those of order 5 and 7. The power factor also showed values that depend on the relative power, and it was found that, between 20 % and 100% of the relative power, the power factor is practically constant and equal to 1.

Keywords: Grid-tie photovoltaic systems. Power quality. Sizing factor inverter.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Relação de potências em cargas não-lineares.....	40
Figura 2 – Curva do fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor.....	41
Figura 3 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência acima de 6 kW.	41
Figura 4 – Disposição dos módulos solares nos telhados do campus.	45
Figura 5 – Tela do sistema de monitoramento do sistema fotovoltaico.	47
Figura 6 – Analisador de qualidade de energia 1735 Power Logger – Fluke.	55
Figura 7 – Diagrama de conexão do analisador à rede.....	57
Figura 8 – Energia Elétrica Gerada e Irradiação Solar – 2018 e 2019.....	59
Figura 9 – Energia Elétrica Gerada e Temperatura Média – 2018 e 2019.	59
Figura 10 – Correlação entre Energia CA e Irradiação – 2018 e 2019.....	60
Figura 11 – Correlação entre Energia CA e Temperatura Média dos Módulos – 2018 e 2019.	61
Figura 12 – Temperatura média mensal dos módulos (T_M), mínima e máxima.....	62
Figura 13 – Rendimentos Final do Sistema (R_F) e de Referência (R_R).	63
Figura 14 – Taxa de Desempenho (T_D) e Variação 2018 a 2019.....	64
Figura 15 – Fator de Capacidade (F_C) e Variação 2018 a 2019.....	64
Figura 16 – Eficiência Global do Sistema (E_{GS}) e Variação 2018 a 2019.....	65
Figura 17 – Rendimento do Arranjo (R_A) e Variação 2018 a 2019.	66
Figura 18 – Variações de Irradiação (Irr) e Rendimento do Arranjo (R_A).	66
Figura 19 – Perdas de Captura (P_C) e Variação 2018 a 2019.....	67
Figura 20 – Perdas de Sistema (P_S) e Variação 2018 a 2019.....	67
Figura 21 – Rendimento Final dos Subsistemas 1 e 2 ($R_{f_Inv\ 1}$ e $R_{f_Inv\ 2}$).	69
Figura 22 – Fator de Capacidade dos Subsistemas 1 e 2 ($F_{c_Inv\ 1}$ e $F_{c_Inv\ 2}$).	70
Figura 23 – Taxa de Desempenho dos Subsistemas 1 e 2 ($T_{D_Inv\ 1}$ e $T_{D_Inv\ 2}$)...71	71
Figura 24 – Eficiência Global dos Subsistemas 1 e 2 ($E_{gs_Inv\ 1}$ e $E_{gs_Inv\ 2}$).	71
Figura 25 – Rendimento dos Arranjos dos Subsistemas 1 e 2 ($R_{a_Inv\ 1}$ e $R_{a_Inv\ 2}$).	72
Figura 26 – Perdas de Captura dos Subsistemas 1 e 2 ($P_{c_Inv\ 1}$ e $P_{c_Inv\ 2}$).	73
Figura 27 – Perdas de Sistema dos Subsistemas 1 e 2 ($P_{s_Inv\ 1}$ e $P_{s_Inv\ 2}$).	74

Figura 28 – Rendimento Final dos Subsistemas 1 e 5 (Rf_Inv 1 e Rf_Inv 5).	75
Figura 29 – Fator de Capacidade dos Subsistemas 1 e 5 (Fc_Inv 1 e Fc_Inv 5).	76
Figura 30 – Taxa de Desempenho dos Subsistemas 1 e 5 (TD_Inv 1 e TD_Inv 5)...	77
Figura 31 – Rendimento dos Arranjos dos Subsistemas 1 e 5 (Ra_Inv 1 e Ra_Inv 5).	77
Figura 32 – Perdas de Captura dos Subsistemas 1 e 5 (Pc_Inv 1 e Pc_Inv 5).	78
Figura 33 – Perdas de Sistema dos Subsistemas 1 e 5 (Ps_Inv 1 e Ps_Inv 5).....	79
Figura 34 – Potência CA dos subsistemas 1, 2 e 5 e Irradiância no verão.	80
Figura 35 – Correlação entre Potência CA dos subsistemas 1 e 2 e Irradiância, no inverno e no verão.....	80
Figura 36 – Potência CA dos subsistemas 1, 2 e 5 (PotCA_1, PotCA_2, PotCA_5) e Irradiância no inverno.....	81
Figura 37 – Correlação entre Potência CA dos subsistemas 1 e 5 e Irradiância, no inverno e no verão.....	82
Figura 38 – THDv e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 1. ...	83
Figura 39 – THDv e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 1, em dias de céu claro e de céu encoberto.....	84
Figura 40 – THDi e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 1.	85
Figura 41 – THDi e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 1, em dias de céu claro e de céu encoberto.....	86
Figura 42 – Correlação THDv; THDi e PR do subsistema 1, no período de 23/08/2019 a 22/09/2019.	87
Figura 43 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 1 em dia de céu claro.....	89
Figura 44 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 1 em dia de céu encoberto.	89
Figura 45 – THDv e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 2. ...	90
Figura 46 – THDv e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 2, em dias de céu claro e de céu encoberto.....	91
Figura 47 – THDi e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 2.	92
Figura 48 – THDi e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 2, em dias de céu claro e de céu encoberto.....	92
Figura 49 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 2 no dia 29/04/19.	94

Figura 50 – Correlação THDv; THDi e PR do subsistema 2, no período de 17/04/2019 a 17/05/2019.	94
Figura 51 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do 2 no dia 13/05/19.	96
Figura 52 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 2 no dia 04/03/19.	96
Figura 53 – Correlação THDv; THDi e PR do subsistema 5, no período de 14/06/2019 a 12/07/2019.	97
Figura 54 – THDv e suas componentes do subsistema 5, no período de 14/06/2019 a 12/07/2019.	98
Figura 55 – THDi e suas componentes do subsistema 5, no período de 14/06/2019 a 12/07/2019.	99
Figura 56 – Correlação FP e PR do subsistema 2, para o período de 15/02 a 15/03/19.	101
Figura 57 – FP e PR do inversor 2 em dia de céu claro (04/03/2019).....	102
Figura 58 – Correlação FP e PR do subsistema 5, para o período de 15/08 a 23/08/19.	103
Figura 59 – FP e PR do subsistema 5 em dia de céu claro (04/03/2019).	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de distorção de harmônicas de corrente.	37
Tabela 2 – Especificações dos inversores.	45
Tabela 3 – Especificações dos módulos fotovoltaicos.....	46
Tabela 4 – Distribuição das strings nos inversores.	46
Tabela 5 – Especificações do analisador de energia.	56
Tabela 6 – Energia elétrica gerada pelos subsistemas em diferentes períodos, em kWh.....	82
Tabela 7 – THDv, THDi e suas principais componentes em um mês, um dia de céu limpo, e em um período de 5 h em um dia de céu limpo.....	86
Tabela 8 – THDv, THDi e suas principais componentes em um mês, um dia, e em um período de 5 h.	93
Tabela 9 – Fator de potência do subsistema 2 nas potências relativas estabelecidas pelas ponderações europeia e californiana.....	101
Tabela 10 – Fator de potência do subsistema 5 nas potências relativas estabelecidas pelas ponderações europeia e californiana.....	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de dimensionamento de inversor
IFSC	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina
MME	Ministério de Minas e Energia
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Coeficiente de temperatura	[%/°C]
DH _i	Distorção Harmônica de Corrente	[%]
DH _v	Distorção Harmônica de Tensão	[%]
E _{CA}	Energia elétrica em corrente alternada	[Wh]
E _{CC}	Energia elétrica em corrente contínua	[Wh]
E _{GS}	Eficiência Global do Sistema	[%]
F _C	Fator de Capacidade	[%]
FP	Fator de Potência	[-]
FP'	Fator de potência em circuitos com cargas não lineares	[-]
G _{ref}	Irradiância de referência no padrão de teste (1000 W/m ²)	[W/m ²]
H	Potência de distorção	[VAH]
H _t	Irradiação solar medida no plano do arranjo	[kWh/m ²]
IHD _n	Distorção Harmônica Individual de Ordem n (Individual Harmonic Distortion)	[%]
P	Potência Ativa	[W]
P _C	Perdas de captura	[kWh/kWp]
P _{CT}	Perda de Captura Térmica	[kWh/kWp]
P _{CV}	Perda de Captura Variada	[kWh/kWp]
P _{nom}	Potência nominal do sistema fotovoltaico	kWp
P _S	Perdas de sistema	[kWh/kWp]
Q	Potência Reativa	[VAR]
R ²	Coeficiente de correlação	[-]
R _A	Rendimento ou Produtividade do Arranjo	[kWh/kWp]
R _F	Rendimento Final do Sistema	kWh/kWp
R _R	Rendimento de referência	[kWh/kWp]
R _{RC}	Rendimento de referência corrigido	[kWh/kWp]
S	Potência Aparente	[VA]
S'	Potência aparente em circuitos não lineares	[VA]
TD	Taxa de Desempenho	[%]
THD	Distorção Harmônica Total (Total Harmonic Distortion)	[%]
THD _i	Distorção Harmônica Total de Corrente	[%]
THD _v	Distorção Harmônica Total de Tensão	[%]
T _M	Temperatura dos módulos	[°C]
T _{STC}	Temperatura ambiente nas condições padrão (25 °C)	[°C]
φ	phi – ângulo de defasagem entre tensão e corrente	[°]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	PROBLEMA DE PESQUISA.....	19
1.2	OBJETIVOS.....	21
1.3	HIPÓTESE.....	22
1.4	JUSTIFICATIVA.....	22
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	24
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	INSERÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICOS	25
2.2	DESEMPENHO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	26
2.2.1	Dimensionamento dos Inversores	27
2.2.2	Ângulos de Inclinação e de Azimute	31
2.3	QUALIDADE DE ENERGIA	35
2.3.1	Distorções Harmônicas	36
2.3.2	Fator de Potência	39
3	MATERIAIS E MÉTODOS	44
3.1	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CAMPUS CRICIÚMA DO IFSC	44
3.2	ÍNDICES DE DESEMPENHO.....	48
3.3	INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA	52
3.4	MEDIÇÃO E ORGANIZAÇÃO DE DADOS.....	54
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	58
4.1	ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SISTEMA COMPLETO	58
4.2	ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SUBSISTEMAS	68
4.2.1	Análise em Relação ao Dimensionamento – Subsistemas 1 e 2	68
4.2.2	Análise em Relação à Orientação Azimutal – Subsistemas 1 e 5	74
4.2.3	Análise para Períodos Específicos – FDI e Orientação Azimutal	79
4.3	ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA	83
4.3.1	Análise da Distorção Harmônica	83
4.3.2	Análise do Fator de Potência	100
5	CONCLUSÃO	106
5.1	TRABALHOS FUTUROS.....	110
	REFERÊNCIAS	111

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) tem uma potência instalada de cerca de 174,7 GW, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e é um dos maiores e mais complexos sistemas de transmissão de energia elétrica do mundo. Outra característica do sistema é que este é centralizado, e dependente em aproximadamente 65,2 % de uma mesma fonte energética, no caso, a hídrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2021).

Em relação à energia solar fotovoltaica, esta representou 1,7 % da potência instalada no país, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2021). Conforme Relatórios Síntese de Balança Energético Nacional de 2020 e 2021 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2020a, 2021), houve crescimento de aproximadamente 92,2 % na geração desse tipo de energia no país de 2018 para 2019 e de 61,5 % de 2019 para 2020, passando-se de 3.461 GWh em 2018 para 6.655 GWh em 2019, e para 10.750 GWh em 2020. No ano de 2020 a capacidade instalada do segmento solar fotovoltaico foi de 3,29 GW, frente a 2,47 GW em 2019 e a 1,79 GW em 2018. Estes números consideram um mercado em fase de considerável crescimento e o caminho para inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil está sendo consolidado tanto na geração centralizada quanto na geração distribuída, que é a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, e está regulamentada pelas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2012, 2015).

No segmento de micro e mini geração distribuída, a potência instalada em 2020 era de 4.768 MW, com geração de energia elétrica de 5.269 GWh, sendo que a fonte solar fotovoltaica apresentou 4.635 MW e 4.764 GWh de potência instalada e geração de energia elétrica, respectivamente. Em termos percentuais, estes representaram aproximadamente 97,2 % na potência instalada e 90,4 % na geração de energia elétrica. Esse crescimento, de acordo com a EPE, foi incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia

elétrica produzida por sistemas de menor porte (potências até 5 MW), denominado *net metering* (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2020a, 2021).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2018), em 2027 a capacidade instalada de empreendimentos de micro e mini geração distribuída chegará a 12 GW, com percentual de 82 % para o segmento fotovoltaico, sendo que em termos de geração de energia elétrica esse segmento responderá por 55 % do total.

De acordo com Krenzinger e Zilles (2012) a estimativa era de que, no ano de 2020, a contribuição dos sistemas fotovoltaicos seria de cerca de 1 % a 2 % da geração de energia elétrica do país, com potência acumulada de aproximadamente 10 GW. Em 2020 esse percentual foi de aproximadamente 1,73 %, considerando geração centralizada e distribuída, porém com crescimento de aproximadamente 61,5 % em um ano, e a potência acumulada chegou a aproximadamente 3,29 GW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2020a). Atualmente, março de 2021, a potência de usinas fotovoltaicas de geração centralizada é da ordem de 3,3 GW enquanto que a potência de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída é da ordem de 5,1 GW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2021a, 2021b).

A tecnologia de geração fotovoltaica integrada às edificações, mostra-se como uma opção atrativa de geração de energia elétrica, devido à proximidade do local de consumo, por não necessitar de áreas além das próprias edificações e por não interferir negativamente no entorno da edificação no qual está instalada (ZOMER, 2010). Ainda de acordo com a autora, ao se considerar os valores das tarifas de energia elétrica, a grande disponibilidade do recurso solar em todo o país; a natureza complementar entre a geração solar e a hidráulica em função da sazonalidade, e a característica distribuída e junto ao local de consumo da geração solar integrada a edificações urbanas, a tecnologia fotovoltaica se mostra mais atrativa quando comparada a fontes convencionais de energia. Além disso a simultaneidade entre a geração fotovoltaica e o consumo energético, em centros urbanos com integração de módulos fotovoltaicos, contribui para o alívio de carga no sistema de distribuição convencional, o que evita custos de expansão de rede elétrica e reduz a probabilidade de interrupções no fornecimento de energia elétrica.

De acordo com Braun et al. (2016) a relação entre geração solar e consumo energético torna viável a instalação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, uma vez que o investimento pode ser considerado como um custo evitado de ampliação de infraestrutura de distribuição de energia. Isso é corroborado por Moreira et al. (2018) que colocam que a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão. Além disso, conforme os autores, a implantação desses sistemas também tem baixo impacto ambiental, traz a melhoria do nível de tensão da rede no período de maior demanda e promove a diversificação da matriz energética.

Por outro lado, conforme coloca Tomalsquim (2016), a intermitência na geração de energia elétrica a partir de geradores fotovoltaicos ocasiona alterações no funcionamento do sistema elétrico, levando a necessidade de adequação a picos e vales da geração de energia elétrica. Isso torna o gerenciamento mais complexo e exige adaptações na operação, controle e proteção das redes. Dantas e Pompermayer (2018) acrescentam que sem o planejamento adequado, a variação de oferta e demanda de acordo com o horário do dia pode provocar desequilíbrio na rede elétrica e que a inversão do fluxo de potência pode acarretar em perdas excessivas e sobrecarga dos alimentadores das redes de distribuição. Outro ponto é que a disseminação da micro e minigeração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos para atender a demanda de unidades consumidoras preocupa as distribuidoras pois ocasiona incertezas na contratação de energia, que é feita até 5 anos antes por exigências regulatórias (MENDONÇA; BORNIA, 2019).

A instalação de usinas fotovoltaicas, especialmente de geração centralizada, sendo uma ação do homem que modifica o espaço em que este e outros seres vivem, causa alterações que surgem durante todo o ciclo de vida dos sistemas, incluindo não só a implantação e operação, mas também produção dos componentes e o descomissionamento. No meio físico pode ocorrer degradação da paisagem, que varia conforme o porte e o local da instalação. Além disso, a circulação de veículos e máquinas pode gerar poeira e gases durante a obra, alterando a qualidade do ar nesse período. Projetos paisagísticos e arquitetônicos e uso eficiente dos recursos

combatem esses efeitos. Na etapa de construção, atividades como a movimentação de terra e criação de vias de acesso podem acelerar processos erosivos, e são controladas com o uso sistemas de drenagem e manutenção adequada. No meio biótico, é possível que ocorram modificações na fauna, com o afugentamento de animais e na flora, em eventual necessidade de remoção da vegetação, sendo esses danos minimizados com a manutenção da cobertura vegetal na área de influência do projeto e monitoramento e resgate de espécies afetadas (MOREIRA; BASTOS; SANTOS, 2018). Estes são pontos de alerta, mas como planejamento e ações eficientes, há procedimentos adequados estabelecidos a fim de garantir a sustentabilidade ambiental e econômica de todo o ciclo.

Já em relação à produção dos módulos fotovoltaicos, que tem cerca de 90 % de sua indústria ligada ao silício, se tem que sua extração pode ocasionar degradação da paisagem, poluição da água e geração de rejeitos. Seu processamento tem etapas que emitem material particulado prejudicial ao homem e gases tóxicos e de efeito estufa, além de existir risco de acidentes, visto que há o manuseamento de substâncias explosivas e uso de produtos químicos corrosivos. Para minimizar danos, se fazem necessários rígidos procedimentos de controle industrial, bem como de transporte e descarte de materiais, além de práticas de segurança ambiental (TOMALSQUIM, 2016).

Por ser uma tecnologia relativamente nova e ter uma vida útil estimada de 25 a 30 anos, não existe um histórico de descomissionamento de sistemas fotovoltaicos e a avaliação de potenciais riscos é baseada apenas nos materiais empregados (TOMALSQUIM, 2016). Atualmente, os painéis solares velhos ou quebrados normalmente são enviados a instalações que reaproveitam vidro, onde só este é recuperado, além do alumínio. O restante é frequentemente queimado em fornos de cimento. No entanto, em 2018 o grupo francês de água e resíduos Veolia inaugurou a primeira usina dedicada a reciclagem de painéis na Europa, podendo ser um precursor na correta destinação dos mesmos (GEERT DE CLERCQ, 2019). Em relação aos sistemas isolados, que utilizam acumuladores, o descarte inadequado das baterias aparece como risco devido à possibilidade de contaminação do solo e da água. A fiscalização adequada e ações relacionadas à logística reversa são necessárias para mitigar esses riscos (TOMALSQUIM, 2016). Todas estas questões são alertas, mas que já apresentam soluções tecnológicas competitivas economicamente.

Ciente dos aspectos que envolvem a geração de energia fotovoltaica, e alinhado ao contexto do desenvolvimento tecnológico, conforme colocado por Rampinelli et. al (2014), o campus Criciúma do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia – IFSC, buscou viabilizar a implantação de um sistema fotovoltaico de geração distribuída, não unicamente pelos benefícios econômicos e ambientais, mas também por se tratar de uma instituição que tem a missão de desenvolver e aplicar tecnologias na sociedade onde está inserido. O sistema fotovoltaico instalado é composto de 5 inversores de 15 kW e 229 módulos fotovoltaicos de 320 Wp cada, totalizando uma potência instalada de 73,28 kWp. Este trabalho visa avaliar os impactos da instalação desse sistema fotovoltaico, bem como o comportamento dos elementos e dispositivos que a compõe, no que tange aos aspectos de qualidade de energia e desempenho energético, prioritariamente.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

A instalação de uma planta de geração de energia solar fotovoltaica ocasiona impactos de caráter técnico e econômico no local onde é instalada. Referente aos aspectos técnicos tem-se que os equipamentos que fazem parte do sistema de geração, além de serem compatíveis com a rede existente, devem não gerar interferências ou perturbações elétricas na rede da edificação, ou seja, não devem afetar a qualidade de energia, conforme disposto na norma ABNT NBR 16149:2013 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013a). A partir da inserção de equipamentos de geração nos circuitos de uma edificação os principais problemas que podem ocorrer em termos de qualidade de energia são as distorções harmônicas, a flutuação da tensão, o desequilíbrio de tensão, o afundamento e elevação de tensão, e as interrupções curtas e longas (FALCÃO, 2015). Além de aspectos relacionados a qualidade de energia, deve-se levar em conta o desempenho energético do sistema fotovoltaico. Nesse caso se avaliam parâmetros como taxa de desempenho ou *performance ratio*, fator de capacidade, rendimento específico do sistema, produção de energia e eficiências dos inversores, dos módulos e do sistema

(MARKOVIC; CIRIC, 2017; NECAIBIA et al., 2018; RAGHOEBARSING; KALPOE, 2017). De modo complementar, estudar os efeitos de diferentes configurações de conjuntos inversor-arranjo fotovoltaico e distintos fatores de dimensionamento de inversores contribui para uma análise mais coerente do sistema de geração de energia fotovoltaica.

No que se refere ao aspecto econômico, Moreira et al. (2018) trazem que o valor de um projeto depende da sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros, ou seja, do seu potencial de gerar renda ou benefício econômico. Assim, as opções de investimento podem ser comparadas apenas se as consequências monetárias forem medidas em um ponto comum no tempo, pois as operações de investimento ou financiamento se caracterizam por um espaçamento dos fluxos de caixa ao longo do tempo e os critérios de avaliação econômica devem considerar sua atualização. Os autores colocam que dentre os critérios de decisão na análise e avaliação de investimentos de capital podem ser comparados os resultados dos métodos Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), e do Custo Anual Equivalente (CAE), e devem ser também calculados a Anuidade Uniforme Equivalente (AUE) e o *Payback* Descontado (PB). Deste modo, coloca-se como importante se conhecer a viabilidade econômica da implantação de um sistema de microgeração distribuída de energia elétrica. Para tanto, devem ser utilizados critérios de engenharia econômica, os quais possibilitam a avaliação coerente e consistente do projeto. A análise econômica da inserção do sistema fotovoltaico no campus do IFSC não será realizada nesse trabalho.

Ao se levar em consideração o aspecto técnico, compreendido como qualidade de energia e desempenho energético do sistema, tem-se como relevante conhecer os impactos associados à implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Assim sendo, e de acordo com o exposto no item de contextualização deste projeto, coloca-se como problema de pesquisa:

Qual o perfil e como são afetados os índices de desempenho do sistema fotovoltaico em função dos diferentes fatores de dimensionamento de inversor e das diferentes orientações azimutais dos arranjos e qual o perfil e como são afetados os índices de qualidade de energia do campus, com a instalação desse sistema?

1.2 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como objetivo geral identificar e avaliar os impactos técnicos da inserção de um sistema fotovoltaico integrado à edificação do Câmpus Criciúma do IFSC. Como impactos técnicos tem-se os que se referem à qualidade de energia elétrica e ao desempenho energético do sistema de geração de energia elétrica. O sistema fotovoltaico instalado nos telhados de três blocos da instituição teve sua conclusão e entrada em operação em outubro de 2017. A potência do sistema fotovoltaico é de 73,28 kWp, e é composto por 5 inversores de 15 kW e 229 módulos fotovoltaicos de 320 Wp. Posto isto, tem-se que o objetivo geral desta dissertação é:

Analisar os indicadores de desempenho e de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico com distintos fatores de dimensionamento de inversor e com diferentes orientações azimutais.

De modo a se atingir o objetivo geral proposto, se estabeleceram os seguintes objetivos específicos para esse projeto:

- Caracterizar a edificação do campus Criciúma do IFSC em termos de consumo energético mensal e outros aspectos relacionados à energia elétrica;
- Monitorar o sistema fotovoltaico a partir dos parâmetros operacionais;
- Avaliar e analisar os efeitos das diferentes características de instalação dos subsistemas do sistema de geração de energia elétrica;
- Analisar a contribuição do sistema instalado atualmente, em termos de geração mensal e anual;
- Determinar indicadores e analisar o desempenho energético do sistema de geração de energia elétrica, e de seus subsistemas;
- Medir parâmetros de qualidade de energia elétrica e analisar os impactos do sistema fotovoltaico a partir destes indicadores, de acordo com normativas vigentes.

1.3 HIPÓTESE

Como hipótese desse trabalho tem-se que, a partir da análise do aspecto técnico da inserção do sistema fotovoltaico, o mesmo afetará parcialmente e em determinados momentos a qualidade da energia elétrica do campus. Isso ocorrerá em momentos que a condição de operação do sistema estiver fora da potência nominal dos inversores, atendendo, mesmo assim normativas como NBR 16149:2013 e Módulo 8 do PRODIST (Procedimento de Distribuição, ANEEL).

De modo complementar, coloca-se que se encontrarão desempenhos distintos entre os subconjuntos inversores-painéis, devido principalmente aos diferentes fatores de dimensionamento dos mesmos e às diferentes orientações azimutais dos arranjos fotovoltaicos, apesar do baixo ângulo de inclinação desses arranjos.

Esta análise torna-se relevante, então, pois permitirá a elaboração de uma definição otimizada dos arranjos inversores-painéis que compõe o sistema fotovoltaico instalado no campus Criciúma do IFSC.

1.4 JUSTIFICATIVA

A qualidade de energia elétrica oriunda de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é regulamentada pela Norma ABNT NBR 16149:2013 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013a). Esta norma traz os parâmetros a serem atendidos em termos de tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. Esses quesitos são críticos em uma instalação elétrica, principalmente em sistemas de diferentes formas de fornecimento e geração interligados. Outros parâmetros da qualidade da energia elétrica em regime permanente são estabelecidos no Módulo 8 do Procedimento de Distribuição – PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2018). Estes parâmetros são níveis de tensão, fator de potência, distorções harmônicas, desequilíbrio e flutuação de tensão e variação de frequência.

De acordo com Paiva et al. (2017) a redução dos custos operacionais dos sistemas fotovoltaicos é uma maneira importante de aumentar a sua viabilidade

econômica. Os autores ainda colocam que pode ser obtida redução potencial de até 10 % nos custos de energia desses sistemas com a correta determinação do fator de dimensionamento dos inversores.

De modo a verificar se os requisitos normativos estão sendo atendidos, nesse trabalho de pesquisa foi realizada a análise da qualidade de energia injetada na rede da instituição pelo sistema fotovoltaico. Para retratar o comportamento dos diferentes arranjos inversores-painéis, em função de fatores de dimensionamento e orientações azimutais distintas, também foram analisados parâmetros de geração desses subconjuntos.

A justificativa e relevância de se realizar esse trabalho aparece então no estudo do desempenho do sistema de geração de energia e nos aspectos relacionados à qualidade de energia do campus, já que o mesmo apresenta características bem particulares, especificamente nos seus fatores de dimensionamento dos inversores e nas orientações azimutais dos arranjos de módulos fotovoltaicos.

Em termos mais abrangentes colocam-se as ponderações de Zomer (2010) que diz que a instalação de geradores convencionais de energia geralmente ocorre em locais afastados dos grandes centros urbanos. No entanto, com a energia cada vez mais necessária para o desenvolvimento das atividades humanas, utilizar a fonte de geração próxima ao ponto de consumo é uma maneira eficaz de reduzir as perdas por transmissão e distribuição. Sendo assim, um estudo que venha demonstrar os resultados da inserção de um sistema fotovoltaico em uma instituição é fundamental para que se possa avaliar as possíveis vantagens e desvantagens que tal sistema pode ocasionar. Coloca-se ainda que os resultados dessa análise contribuirão como referência para estudos de implantação de sistemas fotovoltaicos de geração de energia em empreendimento similares ao campus Criciúma do IFSC, considerando-se os aspectos técnicos da instalação e de geração de energia.

Coloca-se também que ainda haverá a contribuição via resultados do estudo em termos de definições de fatores de dimensionamento de inversores, considerando as características próprias do sistema instalado no campus Criciúma do IFSC. Estes

resultados ainda se tornarão relevantes para otimização de sistemas de geração de energia solar com características similares às do sistema em estudo.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

A pesquisa desenvolvida nesta dissertação está organizada em cinco capítulos. No primeiro, de introdução, são descritos o panorama da geração de energia solar fotovoltaica no país, incluído observações sobre a geração distribuída, e benefícios e malefícios com a fabricação e utilização de equipamentos para esse tipo de geração de energia. Ainda são colocados o problema de pesquisa, os objetivos, a hipótese, a justificativa e a estrutura do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, onde trata-se da inserção de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica em edificações, se aborda sobre o desempenho desse tipo de sistema, discorrendo sobre dimensionamento dos inversores e sobre ângulos de inclinação e de azimute dos arranjos de módulos fotovoltaicos. É abordado também o tema de qualidade de energia, com foco nas distorções harmônicas e no fator de potência.

No Capítulo 3 são apresentados os materiais e métodos empregados neste estudo, é caracterizada a instalação que é foco do trabalho, são relacionados e descritos os indicadores de desempenho de sistema fotovoltaicos e também os indicadores relacionados a qualidade de energia. Na sequência são descritos os procedimentos de medição e organização dos dados.

O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões, trazendo a análise de desempenho do sistema completo e subdividido em subsistemas, tanto em relação a desempenho quanto a qualidade de energia.

Finalmente, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões decorrentes do desenvolvimento deste trabalho, e também sugestões para a realização de trabalhos futuros relacionados ao tema.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INSERÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICOS

De acordo com Braun et al. (2016) a relação entre geração solar e consumo energético torna viável a instalação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, uma vez que o investimento pode ser considerado como um custo evitado de ampliação de infraestrutura de distribuição de energia. Isso é corroborado por Moreira et al. (2018) que colocam que a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão. Além disso, conforme os autores, a implantação desses sistemas também tem baixo impacto ambiental, traz a melhoria do nível de tensão da rede no período de maior demanda e promove a diversificação da matriz energética.

No Brasil, as demandas de energia elétrica para o atendimento das edificações comerciais e industriais são contratadas junto às concessionárias e/ou permissionárias locais e são fixadas de acordo com o período do ano. Independente do total de utilização da demanda em contrato, o consumidor deverá pagar pelo valor contratado e em caso de um maior valor registrado, a tarifa de ultrapassagem é empregada. Assim sendo, a geração de energia solar fotovoltaica poderá favorecer para a redução dos picos de demanda, principalmente nos meses e horários de maior incidência solar que coincidem com os períodos de maior consumo das edificações comerciais, principalmente devido à utilização de equipamentos de ar condicionado (ZOMER, 2010).

Conforme Sá (2016), a energia solar fotovoltaica vem recebendo cada vez mais investimentos e pesquisas, o que contribui para o declínio progressivo dos custos de instalação e de seus componentes. O autor ainda ressalta também que há iniciativas do governo na regulamentação e adoção de medidas que possibilitem a viabilidade de instalação e utilização da energia solar.

De acordo com Rampinelli et al. (2014) é primordial que se realizem análises sistemáticas das inserções da fonte de energia solar fotovoltaica na matriz elétrica

nacional, de modo que esta forma de geração assuma um direcionador do desenvolvimento tecnológico e industrial no país.

2.2 DESEMPENHO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Outro aspecto a se observar quando da inserção de geração fotovoltaica na rede elétrica, é quanto ao desempenho desses sistemas. Os estudos e as análises dos desempenhos dos sistemas fotovoltaicos são necessários para o contínuo desenvolvimento da tecnologia e da indústria fotovoltaica. Os índices de desempenho são referências para diagnosticar a qualidade do sistema fotovoltaico, identificar necessidades futuras de melhoramento e definir expectativas do retorno financeiro atribuído ao sistema. O desempenho de sistemas fotovoltaicos é determinado por meio de indicadores ou índices de mérito, que são parâmetros que caracterizam equipamentos, sistemas ou tecnologias de acordo com a sua performance de conversão de energia. Para o caso específico de sistemas fotovoltaicos, esses índices de mérito foram propostos pela *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programm* (IEA-PVPS). Estes índices padronizam a prática de monitoramento de sistemas fotovoltaicos e são ferramentas de análise que permitem avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. A partir deste monitoramento é possível determinar e entender as perdas do sistema fotovoltaico que não podem ser caracterizadas por uma avaliação direta do equipamento. Os métodos propostos pela IEA- PVPS são aplicáveis em todas as tecnologias de sistemas fotovoltaicos (WOYTE et al., 2014). Os indicadores mais relevantes que retratam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos são eficiência global, taxa ou razão de desempenho (*performance ratio*), rendimento específico ou final, fator de capacidade, eficiências e perdas, dentre outros (BRACCO et al., 2018; MALVONI et al., 2017; MARKOVIC; CIRIC, 2017; NECAIBIA et al., 2018; RAGHOEBARSING; KALPOE, 2017; SINGH; KUMAR; VIJAY, 2014).

2.2.1 Dimensionamento dos Inversores

Um aspecto relacionado fortemente ao desempenho dos sistemas fotovoltaicos está no dimensionamento dos inversores. Esse tema trata basicamente da proporção existente entre as potências nominais dos inversores e dos arranjos fotovoltaicos que compõe o sistema. Essa proporção é denominada Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI, e é dada pela Equação 1:

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{nom}} \quad (1)$$

Onde:

P_{inv} representa a potência nominal do inversor, em kW;

P_{nom} representa a potência nominal do sistema, em kWp;

Conforme Mendon et al. (2016), a análise do FDI tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema. A análise do FDI é uma importante avaliação e é particular para cada localidade, devido à dependência da geração solar fotovoltaica em relação ao clima local (radiação e temperatura).

A definição do FDI é oriunda da razão entre a potência nominal do inversor e a potência de pico dos arranjos fotovoltaicos conectados ao inversor. Quando o valor dessa relação é baixo, o inversor pode apresentar limitação de potência e, conseqüentemente, reduzir a energia gerada e minimizar resultados dos indicadores de desempenho (SCARABELLOT; RAMBO; RAMPINELLI, 2018).

De acordo com Costa (2010), é necessário observar as características de radiação do local de instalação afim de se estabelecer a melhor relação de potência entre os arranjos de módulos solares e o inversor, de maneira a maximizar a transferência de potência, o que auxilia na minimização das perdas. O autor coloca que, para localidades com elevados picos de radiação solar, a melhor relação de potência entre os arranjos de módulos solares e o inversor é a unitária.

Por meio da análise de resultados teóricos obtidos de simulações numéricas para vários locais do Brasil, e dados experimentais oriundos de sistemas conectados na rede de pequeno porte, Macêdo (2006) coloca que, para uma determinada faixa de FDI, as produtividades anuais obtidas não apresentam diferença significativa. Já Burger e Ruther (2006), relatam que perdas significativas de energia podem ser ocasionadas quando o FDI for menor que 0,7.

Dias (2005) aponta que o FDI pode servir como referência para redução das perdas de sistema e de captura, porém, ao aumentá-lo ocorre a redução da potência de entrada do inversor e da energia gerada. Com a redução do FDI pode ocorrer, em horários próximos ao meio-dia de dias ensolarados, a sobrecarga do sistema, levando à atuação de dispositivos de proteção do inversor.

Estado da Arte – Dimensionamento de Inversores

Faranda et al. (2015) propõem um método analítico para estimar o FDI do ponto de vista energético, para sistemas de qualquer porte. Os autores chegam a uma função objetivo de energia explorável, por meio de simulações para diferentes locais, sendo que a expressão analítica contém apenas os dados do inversor, como eficiência e potência nominal, e as características da instalação fotovoltaica, como localização e potência nominal fotovoltaica do arranjo. Tendo por base a curva de duração da potência, o método proposto pelos autores é baseado na curva de irradiação média horária e na curva de eficiência aproximada do inversor, com dados extraídos do software PVsyst. Para o caso da cidade do Cairo, de latitude $30,1^\circ$, o valor do FDI otimizado encontrado foi 0,67, com orientação sul e inclinação de módulos de 26° .

Ramli et al. (2015) realizaram simulações com o software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), desenvolvido pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory) de usina de 2.200 MWp, dimensionada para atender a demanda da cidade de Meca, na Arábia Saudita, com latitude $21,4^\circ$. Os pesquisadores consideraram no experimento fatores como carga não atendida, excesso de geração de energia, fração de energia renovável, valor presente líquido e porcentagem de emissões de dióxido de carbono (CO_2). Concluíram que o sistema ótimo teria fator de dimensionamento de inversor igual a 1, porém, para se obter ganhos econômicos por meio da redução do valor presente líquido, esse índice poderia ser de 0,68.

Após estudo realizado em Aguascalientes no México, de latitude 22° , com módulos fotovoltaicos de silício cristalino e telureto de cádmio, Rodrigo et al. (2016) recomendam FDIs de 0,95 para o primeiro caso e de 1,05 para o segundo. Foram utilizadas medições de irradiância solar e temperatura de 10 anos anteriores para gerar um ano de características típicas, o qual foi a base das simulações da pesquisa, juntamente com dados de dois inversores comerciais com potências de 15 kW e 20 kW.

Good e Johnson (2016) colocam que devido à diminuição dos preços dos módulos solares, alguns desenvolvedores diminuem deliberadamente o FDI, o que sugere uma capacidade crescente de tolerar perdas por recorte para obter custos unitários de produção mais baixos. Essas perdas seriam menores em inversores não tão subdimensionados, porém, com a degradação dos módulos que ocorre com o passar dos anos, essas perdas diminuem. Na análise dos autores, que teve foco nas perdas, para FDI de 0,8 as perdas são mínimas, mas para FDI de 0,5 essas podem chegar a 16 % da geração anual potencial. Os estudos se basearam em simulações, com dados climáticos de um ano, e sediados no Tennessee, EUA, em local de latitude $35,9^\circ$. O sistema simulado continha inversor de 1.400 kW e módulos solares de silício mono cristalinos de 335 Wp.

Rodrigo (2017) realizou estudo do dimensionamento ideal de inversores de até 500 kWp a partir de dados de irradiância solar e temperatura registrados por 10 anos no México. Conforme o autor, ele desenvolveu um modelo fotovoltaico para prever o rendimento energético nominal para sistemas inclinados a 22° orientados ao sul, em cidade de latitude $21,5^\circ$, sendo que o modelo leva em consideração a eficiência dependente de tensão do inversor, um fator raramente considerado na literatura. Os resultados indicaram rentabilidade maximizada para FDIs entre 0,84 e 0,88, porém, para maior produção de energia o FDI deveria ser em torno de 1,25.

Khatib et al (2017) apresentam um método iterativo simples para o dimensionamento ideal de um inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede. São utilizados os parâmetros do sistema fotovoltaico, como a potência nominal dos módulos fotovoltaicos, seus coeficientes de temperatura e os coeficientes do modelo do inversor, além de registros de radiação solar horária e temperatura ambiente de

um local aleatório. Pelas iterações do algoritmo proposto pelos autores se obtém o valor de FDI otimizado para a eficiência máxima do sistema. Os valores obtidos são de 0,60 para o FDI e de 95,16 % para a eficiência. Comparando os resultados a um sistema também simulado pelos autores, com FDI unitário, o rendimento foi superior em 0,97 % e as perdas 15,55 % menores no sistema otimizado.

Paiva et. al (2017) realizaram estudo por meio de simulações em sistema fotovoltaico integrado à edificação na cidade de Goiânia, Brasil, com Latitude 16,7 °. Foram considerados os dados climáticos locais de 12 anos de medição, características das tarifas locais de energia e dados técnicos fornecidos pelos fabricantes dos componentes. Os parâmetros de análise foram o custo nivelado de energia, as perdas anuais máximas e o rendimento do sistema. O fator de dimensionamento foi analisado para possíveis variações de ângulo de inclinação e azimute. Como conclusões, ao se levar em conta o limite de perda de energia anual de até 0,5 %, devido à limitação de energia do inversor, o FDI pode ser de 0,77 a 0,54. Em relação ao rendimento do sistema, as simulações mostraram que o FDI tem pouca influência neste. Já ao se tomar por base o fator econômico, como o custo nivelado de energia, foram obtidos melhores resultados para FDIs entre 0,67 e 0,76. Ressalta-se que estes baixos valores de FDI não são corroborados por outros autores, conforme citado anteriormente e nos parágrafos a seguir.

Scarabelot (2020) coloca que a operação de sistemas fotovoltaicos com FDI diferentes causam efeitos distintos em termos energéticos e térmicos. A autora ressalta que inversores operando em modo subdimensionado poderá reduzir sua vida útil, devido ao estresse dos componentes eletrônicos internos, em função de que a vida útil e a confiabilidade dos equipamentos eletrônicos de potência são diretamente afetadas pela temperatura de operação. A autora ainda coloca que deve-se evitar a prática de subdimensionar os inversores, de modo a tornar possível o aprimoramento do desempenho dos sistemas FV.

Em estudo realizado por Wang et al. (2018) a determinação do FDI foi realizada por abordagens empíricas e analíticas, e avaliada sob os pontos de vista energético e econômico. Os autores utilizaram duas matrizes fotovoltaicas de silício policristalino, instaladas em Madri, na Espanha, de latitude 40,4 °, cujas potências são de 1,61 e 16,83 kWp. Para o sistema com menor custo específico de energia e menor razão de custo inversor/módulo o intervalo do FDI ficou entre 0,8 e 0,89. Já para o

sistema com essas proporções maiores, o FDI se restringiu entre 0,84 e 0,85. Diferente de outros autores, estes levaram em conta em sua análise a degradação dos módulos fotovoltaicos, inserindo um percentual de perdas no desempenho anual dos mesmos. O percentual de perdas estimado foi de 1 %, levando à conclusão dos autores de que a taxa de dimensionamento do sistema devesse ser decrementada em 10 %, para um horizonte de 20 anos.

Väisänen et. Al (2019) realizaram estudo em cidades da Finlândia, e obtiveram valores distintos dos demais encontrados, principalmente devido ao fato de os sistemas estarem localizados em latitudes de 60 ° ou maiores, além da irradiância e temperaturas médias no país serem muito baixas. As simulações foram feitas com sistemas de 6, 10 e 16 kWp, e o valor do FDI foi de 0,48. Os autores constataram que, para módulos orientados ao sul, quanto maior a inclinação destes, mais energia é perdida nas direções leste e oeste, embora haja aumento da irradiância do sul. Para o caso da Finlândia, de modo a compensar as perdas das direções leste e oeste, a melhor inclinação orientada ao sul é de 45 °.

Deschamps e Rüther (2019) demonstraram metodologia para estabelecimento do FDI de usinas de energia solar no Brasil, sendo que esta foi aplicada com base em dados de um ano inteiro e em cinco tecnologias de módulos fotovoltaicos distintas. O FDI ideal para as tecnologias fotovoltaicas mais usadas em usinas de energia solar, silício cristalino e monocristalino (c-Si e m-Si), foi estimado em cerca de 0,79. Os autores citam que a redução de custo dos módulos fotovoltaicos ocorrida nos últimos anos levou a taxas de carga do inversor mais altas nos projetos dos sistemas atualmente, ou seja, levou a FDI's menores.

2.2.2 Ângulos de Inclinação e de Azimute

A instalação de sistemas fotovoltaicos integrados em edificações nem sempre permite um posicionamento padrão dos módulos, com ângulo de inclinação igual ou próximo a latitude e azimute igual a orientação de 0 °, ou seja, orientação Norte. Devido a isso, as análises dos sistemas fotovoltaicos devem levar em conta também

esses fatores, pois afetam no dimensionamento de inversores e no desempenho do sistema (PAIVA et al., 2017).

O desempenho dos arranjos fotovoltaicos é altamente influenciado por sua orientação e seu ângulo de inclinação com a horizontal, devido ao fato de que a orientação e o ângulo de inclinação alteram a quantidade de radiação solar que atinge a superfície dos módulos fotovoltaicos. O ângulo de inclinação e a orientação ideais dos módulos dependem da latitude e clima locais. Geralmente, uma superfície com um ângulo de inclinação igual à latitude de um local recebe irradiação máxima, gerando maior quantidade de energia (CHANG, 2010; GOPINATHAN, 2011; KACIRA et al., 2004).

Ainda de acordo com Kacira et al. (2004), os ajustes dos ângulos de inclinação ideais desempenham um papel significativo para maximizar a irradiação recebida pelos módulos fotovoltaicos e a geração de energia. O autor coloca também que o ângulo de inclinação pode ser otimizado, levando a ganhos de até aproximadamente 4 % na quantidade de irradiação recebida pelos módulos ao longo do ano, quando comparado com módulos instalados em ângulo de inclinação igual à latitude local. Já para sistemas com rastreamento solar de dois eixos, esse ganho pode ser de aproximadamente 29 %, também quando comparado com sistemas fixos em ângulo de inclinação igual à latitude local. O autor ressalta que a geração de energia e o custo do ciclo de vida do sistema de rastreamento precisam ser comparados para determinar se o rastreamento em dois eixos é viável técnica e economicamente.

Estado da Arte – Ângulos de Inclinação e de Azimute

Faranda et Al. (2015) propuseram método analítico para dimensionar sistemas fotovoltaicos de qualquer porte. Os autores propuseram método baseado nas curvas de irradiação média horária e de eficiência aproximada do inversor, e utilizaram o software PVsyst. A conclusão deles foi de que, para a cidade do Cairo, com latitude $30,1^\circ$, a inclinação de módulos deve ser de 26° , com orientação sul, já que estão no hemisfério norte, de modo a se obter melhor nível de geração de energia.

Sangiorgio et al. (2015) avaliaram a obtenção de ângulo ideal para maximizar a potência de um gerador fotovoltaico. Os autores realizaram estudos com medições da radiação solar a cada dez minutos por um ano em Trípoli, na Líbia, onde a latitude é de $32,8^\circ$. Obtiveram então ângulos de inclinação ideais para cada mês, sendo que

30 ° foi considerado o ideal para sistemas fixos. Ao levar em conta a sazonalidade, encontraram ângulos de 50 ° e 20 ° para os meses de inverno e verão, respectivamente, de modo a garantir o desempenho ideal de um sistema fotovoltaico instalado no local.

Good e Johnson (2016) realizaram estudo no Tennessee, EUA, com latitude 35,9 °, e colocam que, devido à novas configurações de sistemas fotovoltaicos, com arranjos superdimensionados em função da diminuição do preço dos módulos, as perdas por recorte da curva de potência dos sistemas têm aumentado. Em instalações com inclinação fixa com ângulos iguais à latitude os autores observaram recortes de potência mais alto próximo aos equinócios outonal e vernal. Já com ângulos maiores que a latitude os recortes são maiores no inverno, enquanto ângulos de inclinação menores deslocam o recorte para os meses de verão. Os autores realizaram testes de sensibilidade, e constataram que com os módulos posicionados em 15 ° a menos que a latitude, a diferença na geração variou menos de 1 % em relação à sistemas com inclinação igual à latitude. Já posicionando os módulos com 15 ° a mais que a latitude, a geração fica em torno de 4 a 5 % menor.

Sassine (2016) realizou estudos sobre a posição ideal para módulos fotovoltaicos localizados em Beirute, Líbano, de latitude 33,9 °, em três configurações: ângulo ótimo constante, ângulo de inclinação variável mensal, e com um sistema de rastreamento da trajetória solar. O modelo numérico foi validado comparando-o com dados das médias horárias por mês das radiações direta, global horizontal e difusa horizontal. A otimização foi feita para determinar a posição ideal dos módulos fotovoltaicos de acordo com o algoritmo GRG2 (Generalized Reduced Gradient). Os resultados mostraram que o ângulo de inclinação ideal para a cidade de Beirute é de 27,9 °. Com o ajuste de inclinação mensal os ganhos em geração de energia chegam a 6 %, e com o sistema de rastreamento o ganho chega a 37 %, comparando-se com o ângulo ideal constante.

Rojas-Hernández (2016) realizou estudo de caso na cidade de Libéria, na Costa Rica, de latitude 10,6 °. De acordo com o autor, mover o azimute de um arranjo fotovoltaico entre 5 ° e 10 ° para o leste ocasiona aumento na geração de energia, devido à inércia térmica dos módulos, já que no período matutino as perdas por

temperatura serão menores. O estudo foi realizado com modelagem e simulação de dois tipos diferentes de sistemas fotovoltaicos fixos e com a mesma capacidade. Foi utilizado o software PVSyst para as simulações, e o estudo comparou os resultados das variações de inclinação e de azimute com as referências 0° de azimute e 0° de inclinação. O autor relatou que a energia máxima foi obtida quando o arranjo fotovoltaico foi girado levemente a leste, de 6° a 8° , e a inclinação foi de 14° a 16° .

Em estudo realizado por meio de simulações em sistema fotovoltaico integrado a edificação na cidade de Goiânia, Brasil, com Latitude $16,7^\circ$, Paiva et. al (2017) colocaram que estas instalações nem sempre permitem um posicionamento ideal dos módulos, com ângulo de inclinação igual a latitude e azimute igual a 0° orientação norte. Nos experimentos, os autores variaram o azimute da superfície dos módulos de -90° (oeste) a $+90^\circ$ (leste) e o ângulo de inclinação de 0° (horizontal) a 90° (vertical). Em relação às perdas por limitação de potência, os autores constataram que estas apresentam uma tendência de maior estabilidade quanto menor for o ângulo de inclinação dos módulos. Ponderam também que, para ângulos de inclinação mais baixos é possível variar mais o FDI do sistema sem provocar aumento nas perdas.

Benda et. al (2020) elaboraram algoritmo e realizaram simulações considerando as irradiâncias horizontais global e difusa e a irradiância normal direta de base de dados PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) para Greenwich, Inglaterra, de latitude $51,4^\circ$. Conforme os autores, de acordo com o perfil de consumo do local onde o sistema de geração de energia será instalado, pode-se orientá-lo mais a leste ou a oeste, já que essa orientação desloca a curva de geração para mais cedo ou mais tarde, no decorrer do dia. Quando não se conhece esse perfil de consumo, os módulos são implantados na configuração padrão, ou seja, orientados ao norte e com inclinação similar à latitude do local. Outro aspecto importante da análise dos autores é para perfis de consumo de energia constante ou que apresentam consumos significativos pela manhã e à tarde. Nesse caso, pode-se mudar o pico de geração de energia do meio dia para a manhã com módulos orientados à leste e para a tarde com módulos orientados à oeste. Isso pode promover um aumento de desempenho do sistema, porém, mais de duas direções diferentes podem prejudicar o desempenho do sistema.

2.3 QUALIDADE DE ENERGIA

A análise da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede visa avaliar se a energia injetada na rede por esses sistemas cumpre alguns requisitos de qualidade, de modo a evitar perturbações na rede (RAMPINELLI et al., 2014). Problemas de qualidade de energia podem ser definidos como quaisquer eventos que causem distúrbios elétricos de tensão, corrente ou frequência, causando danos ou operação incorreta de equipamentos. A qualidade da energia é avaliada com base em determinados parâmetros definidos pelas autoridades do setor elétrico. Esses parâmetros são geralmente de baixo conteúdo harmônico, forma de onda sinusoidal com frequência de 60 Hz (no Brasil) e fator de potência maior que um valor especificado. A qualidade de energia é regulamentada no Brasil pelo PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional), mais especificamente o Módulo 8 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2018).

As falhas ou defeitos na rede não devem resultar em danos ao sistema fotovoltaico e, se isso ocorrer, o equipamento deve garantir uma desconexão segura. Da mesma forma, uma falha ou defeito no sistema fotovoltaico deve ser identificado por dispositivos de proteção e não deve afetar outros consumidores do sistema elétrico (RAMPINELLI et al., 2015).

Os indicadores mais relevantes relacionados à qualidade de energia são desequilíbrio de tensão, distorção harmônica de corrente e de tensão e fator de potência (BAO; YING; SCHWARZ, 2014; BLOCK et al., 2014; RAMPINELLI et al., 2015). Já a Norma ABNT NBR 16149:2013 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013a) traz os seguintes indicadores que devem ser observados quanto à qualidade de energia quando da conexão de sistemas de geração fotovoltaicos: taxas de distorção harmônica de tensão e corrente, nível de corrente contínua e fator de potência.

2.3.1 Distorções Harmônicas

Harmônicas são componentes sinusoidais de uma tensão ou corrente alternada com frequência igual ou múltipla inteira da frequência do sistema. A ordem da harmônica é contabilizada pelo número de vezes que a frequência da mesma é múltipla da fundamental, que no Brasil é 60 Hz (INSTITUTO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA – INEP, 2011; PUFAL, 2012; RAMPINELLI; KRENZINGER, 2011). Conforme o PRODIST – Módulo 8 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2018) as distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações na forma de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

O surgimento das harmônicas é avaliado pela THD (*Total Harmonic Distortion*), ou Distorção Harmônica Total – DHT, que retrata a quantidade das harmônicas presentes no sistema. A THD pode ser definida como o quociente entre o valor eficaz do conjunto das harmônicas e o valor eficaz da componente fundamental, entretanto, quando forem ondas sinusoidais puras, a THD é igual a zero. A THD de tensão é representada por THD_v , enquanto que a THD de corrente é representada por THD_i (NASCIMENTO, 2013; RAMPINELLI et al., 2008).

Ao se analisar individualmente cada harmônica em relação à fundamental, obtém-se a DHI (Distorção Harmônica Individual), ou IHD (*Individual Harmonic Distortion*). De acordo com a NBR 16149:2013 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013a) e com o Instituto de Eletrônica de Potência (INSTITUTO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA – INEP, 2011), os limites máximos de distorção harmônica de corrente por componente IHD_i (*Individual Harmonic Distortion*) são os que constam na Tabela 1.

Para o caso de análises de qualidade de energia em circuitos com inversores fotovoltaicos, a soma de todas as componentes individuais de corrente (THD_i) não deve ultrapassar 5 %, e quando analisada a qualidade da energia elétrica da rede que atende essa unidade prosumidora, a THD_v deve ser no máximo de 5 %, isso para que haja um parâmetro adequado para garantir a eficiência do inversor (INSTITUTO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA – INEP, 2011).

Tabela 1 – Limites de distorção de harmônicas de corrente.

Harmônicas Ímpares	Limite de Distorção
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6%
> 35°	< 0,3 %
Harmônicas Pares	Limite de Distorção
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

Fonte: ABNT NBR 16149, 2013; INEP, 2011.

Além disso, a ABNT NBR 16150:2013, que especifica os procedimentos de ensaio dos equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede – SFCR, aponta que, para avaliar exclusivamente o comportamento da THD_i produzida pelo inversor, a THD_v da rede de distribuição deve ser menor que 2,5 % garantindo que haja mínima ou nenhuma influência da THD_v sobre a THD_i (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013b).

Conforme Silva (2008), três aspectos são considerados gerais quando se trata de harmônicas: é um fenômeno de longa duração; quanto maior a ordem da harmônica, menor sua intensidade e; as harmônicas de ordem ímpar são mais frequentes, de maior intensidade, gerando mais problemas. Ainda de acordo com o autor, pelo fato das componentes harmônicas de corrente de ordem ímpar serem mais comuns, principalmente em redes trifásicas, as concessionárias de energia costumam supervisionar a 3°, 5°, 7°, 9° e 13°, sendo que acima dessa componente, começam a se tornar desprezíveis (SILVA, 2008).

Estado da Arte – Distorções Harmônicas

Em estudo realizado em 2017, em sistema de microgeração de energia solar fotovoltaica de 64 kW instalada em Sorocaba, São Paulo, Bogila et. al. (2019) constataram que a maior contribuição da distorção harmônica total de tensão é proveniente em grande parte pela 5ª harmônica. Suas medições permitiram verificar que no período de geração total de energia, normalmente das 8h às 17h, as distorções harmônicas de tensão e de corrente eram baixas e atendiam as regulamentações da

ANEEL. Porém, as distorções harmônicas de corrente começaram a aumentar depois das 17h, no entanto a corrente fundamental fornecida pelo sistema de geração de energia solar fotovoltaica era muito baixa nesses momentos.

Em estudo realizado em sistemas de microgeração de 1,25 kWp e 4,16 kWp, instalados no sul de Santa Catarina, Beliski et. al. (2018) relatam que, independente da potência relativa do inversor, a quinta harmônica é a que apresenta a maior distorção, seguida pela segunda e terceira. Os autores colocam também que as taxas de distorção harmônicas de tensão e corrente são relacionadas com o fator de utilização do inversor, ou seja, quanto maior a potência relativa, menores serão as interferências das componentes harmônicas na energia elétrica injetada na rede pelo inversor.

Hicks et. al. (2018) realizaram estudo com sistema de 5,94 kWp, no estado de Nevada, Estados Unidos, para avaliar seu comportamento em condições de baixa irradiação solar. Os autores relataram que, durante a condição de baixa irradiação solar (período do pôr do sol), quando a geração de energia do inversor fotovoltaico era inferior a 15%, o THDi subiu para quase 200 % em comparação com o nível de THDi nas horas de pico do sol. Relataram também um domínio de harmônicos de corrente de 5ª ordem, com acompanhamento de outros harmônicos de ordem ímpar (3ª, 11ª e 13ª). No entanto, não observaram variação significativa no nível de THDv durante a condição de baixa irradiação solar.

Elkholy (2019) realizou estudo no Egito, em planta de 8 kWp, e fez constatações sobre as distorções harmônicas de tensão e corrente. Para o sistema operando em fator de potência unitário, as componentes harmônicas de tensão de maior influência são as de 5ª e 7ª ordens, quando a potência relativa de operação do sistema fotovoltaico é de 10 % e, quando essa potência relativa é de 70 % apenas a 5ª harmônica possui valor significativo. Já para as componentes harmônicas de corrente, há influência em maior grau das de ordem 3, 5, 7 e 11, quando o sistema com potência relativa de 10 %, e da de ordem 3 quando o sistema opera a 70 % da potência relativa. O autor conclui que as porcentagens de correntes harmônicas exibem uma forte dependência da potência relativa do inversor fotovoltaico, e que este apresenta correntes harmônicas mais altas do que os valores determinados pelas normas técnicas em potência relativa inferior a 10% ou 20%.

Vinayagam et. al. (2019) realizaram estudo de caso em sistema de aproximadamente 50 kWp na Austrália. Os autores relataram que durante os períodos de baixa irradiação solar, como amanhecer, entardecer e dias nublados, há um aumento significativo no nível de harmônicos de corrente, principalmente harmônicos de ordem ímpar: 3^a, 5^a, 7^a, 9^a, 11^a e 13^a. Conforme os autores, isto ocorre quando os inversores estão operando em potências relativas mais baixas, e, no entanto, durante essa condição, não há mudança significativa nos níveis de harmônicos de tensão.

2.3.2 Fator de Potência

O fator de potência (FP) pode ser definido como a diferença de fase entre as ondas de tensão e corrente, ou seja, a potência ativa (P) é menor que a potência aparente (S), e a diferença entre elas é chamada de potência reativa (Q). Outra forma de representação dessa diferença ou defasagem é por meio do triângulo de potências, onde o ângulo formado entre a potência ativa e a aparente é chamado de ϕ (phi), que representa o ângulo de defasagem entre a onda de tensão e corrente para senoides puras. Logo, FP pode ser definido também como o cosseno da defasagem entre a tensão e a corrente. Portanto, o FP pode ser calculado através da razão entre a potência ativa e a aparente (RAMPINELLI et al., 2008).

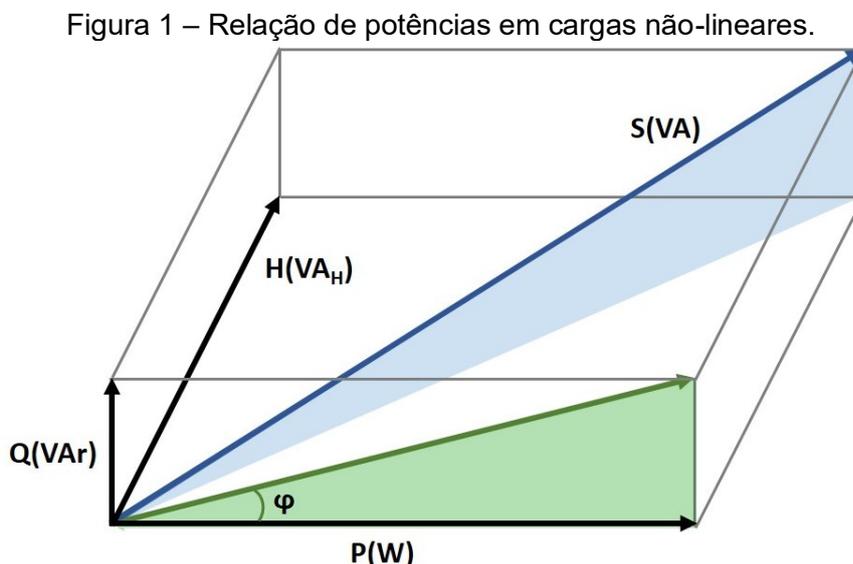
Em caso de cargas não lineares conectadas à instalação, ocorre a geração de distorções harmônicas, e estas interferem no Fator de Potência. A potência de distorção (H), medida em volt-ampère (VA), é a potência em condições não senoidais.

Ao se levar em conta a potência de distorção, o triângulo de potências passa a ser tridimensional, conforme Figura 1, onde nota-se a influência da potência de distorção (H) na potência aparente (S) (DECKMANN; POMILIO, 2017).

Quando se considera a potência de distorção, nota-se um acréscimo no valor da potência aparente, o que faz com que o valor do FP diminua.

Para o caso de SFCRs, a ABNT NBR 16149:2013, coloca que quando for injetada potência ativa acima de 20% da capacidade nominal do inversor, esse deve ser capaz de ajustar o FP dentro de limites preestabelecidos, sendo que, em todos os

casos o inversor deverá vir com FP igual a 1 direto de fábrica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013a).



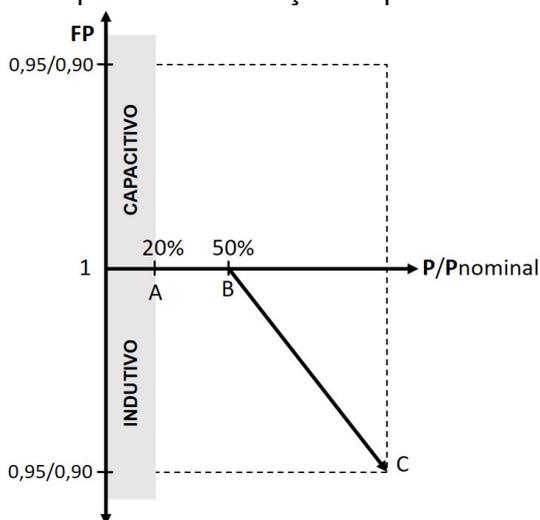
Fonte: Adaptado de DECKMANN; POMILIO (2017).

Ainda, de acordo com a ABNT NBR 16149:2013 e Souza (2014), os SFCRs com potência acima de 6 kW podem operar com duas possibilidades: (a) com FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, sendo que os inversores devem apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 2, onde P representa a potência instantânea e $P_{NOMINAL}$ a potência nominal, e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo; ou (b) com controle da potência reativa (Q), conforme Figura 3 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013a).

Os pontos A, B e C da Figura 2 representam pontos de ajuste da curva dos inversores, que podem ser fornecidos pelo operador da rede para ser implementada nos inversores, em função da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, 2013a).

Como efeitos de um baixo FP tem-se a redução de potência ativa, o que aumenta a circulação de potência reativa na rede, causando perdas através dos condutores, interferência nas cargas, diminuição da eficiência, entre outros efeitos indesejados (SILVA, 2008).

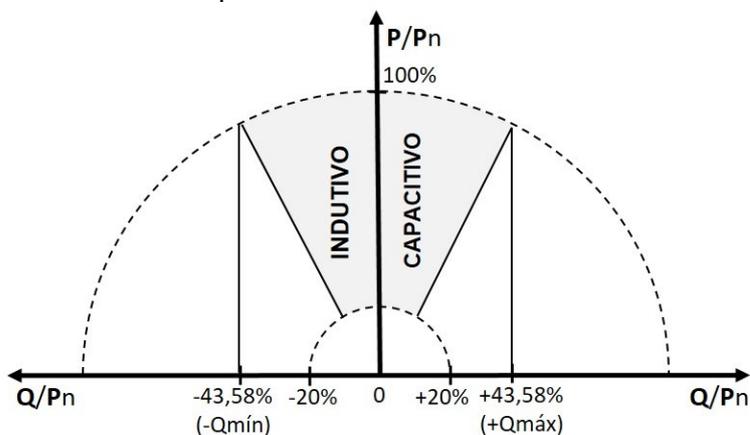
Figura 2 – Curva do fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor.



Fonte: ABNT NBR 16149:2013.

No entanto, a potência reativa é muito importante para manter a rede equilibrada, ou seja, toda vez que um sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica de energia, ele provoca uma pequena elevação da tensão da mesma. Sendo assim, se for levado em consideração que vários sistemas podem se encontrar nessa situação, existe a tendência de a tensão da rede extrapolar os limites máximos permitidos. Para evitar isso, os inversores possuem um sistema de injeção de energia reativa na rede, composto por capacitores e indutores que tem a função de adequar a tensão, mantendo-a regulada dentro dos padrões (SMA Solar Technology AG, 2019).

Figura 3 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência acima de 6 kW.



Fonte: ABNT NBR 16149:2013.

Estado da Arte – Fator de Potência

Oliveira et. al. (2016) realizaram estudo em sistema de 4,24 kWp localizado em Belém, no Pará. Os autores relataram que, dependendo do perfil da carga e do nível de produção de energia solar fotovoltaica, há uma maior ou menor influência no fator de potência do local de instalação pelo sistema fotovoltaico. Segundo os autores isso ocorre quando o sistema fotovoltaico trabalha com valores de potência mais elevados, condição na qual seu fator de potência se aproxima da unidade, e a maior parte ou quase toda a potência ativa exigida pela edificação é fornecida pelo sistema fotovoltaico. Essa condição faz com que diminua a demanda de potência ativa da rede elétrica da concessionária, enquanto a demanda pela potência reativa continua a mesma. Nessa situação o fator de potência da edificação, avaliado pela concessionária de energia local, fica deteriorado.

Faranadia et. al. (2018) realizaram simulações de previsão do fator de potência para sistemas fotovoltaicos considerando as condições climáticas da Malásia, tendo como principal dado de entrada a irradiação solar. Eles observaram que a variação da irradiância solar gera efeito significativo no fator de potência, fazendo com que esse diminua de valor quando a irradiação diminui, o que ocorre no início e final do dia. O pior caso constatado é quando a geração de energia pelos inversores supre toda a demanda de energia ativa da instalação, fazendo com que a rede da concessionária de energia forneça apenas energia reativa.

A partir de estudos realizados em sistemas de microgeração de 1,25 kWp e 4,16 kWp, instalados no sul de Santa Catarina, Beliski et. al (2018) relataram que o fator de potência acompanha as variações da potência relativa dos inversores, sendo que, na medida que a potência ativa se aproxima da potência nominal do inversor, mais próximo da unidade o fator de potência tende a permanecer.

Em estudo realizado em planta de 8 kWp, Elkholy (2019) constatou que o fator de potência do inversor desse sistema fotovoltaico aumentou proporcionalmente ao aumento da potência relativa. As medições do estudo foram registradas para dois modos de controle diferentes do inversor, no fator de potência unitário e no fator de potência de 0,95. Os resultados mostraram que, com aproximadamente 10 % da potência nominal, o inversor já apresentou um valor do fator de potência superior a 0,90 nos dois modos de operação diferentes. O autor também constatou que o valor

do fator de potência no modo de compensação ($FP = 0,95$) é superior ao valor no modo de fator de potência unitário, quando o inversor atinge 10 % da potência relativa.

Colque et. al. (2019) realizaram simulações computacionais com sistema fotovoltaico de 2,15 kWp. Os autores analisaram seu fator de potência e demonstraram que o sistema fotovoltaico com funções de filtragem, que tem o objetivo de compensar os harmônicos de corrente produzidos por cargas não lineares, apresenta um ótimo desempenho, podendo garantir um fator de potência superior a 0,92 quando conectado a uma carga não linear. Eles relataram também que, para sistemas fotovoltaicos convencionais, quando a irradiância for baixa, a carga exerce uma grande influência na forma de onda da corrente, o que faz com que o fator de potência caia significativamente, para valores bem abaixo de 0,92.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

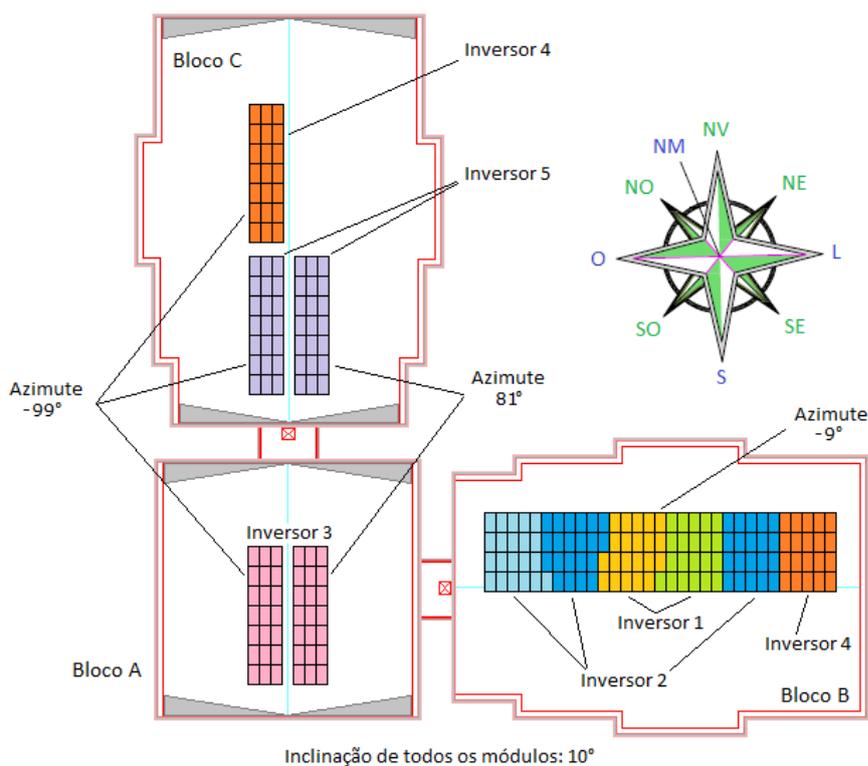
Este trabalho de pesquisa pode ser classificado como pesquisa aplicada, ao levar-se em conta sua natureza. De acordo com Silva e Menezes (2005) esta natureza de pesquisa visa gerar conhecimentos para aplicação prática e dirigidos à solução de problemas específicos, e envolve verdades e interesses locais. Ainda segundo as autoras, ao se considerar a forma de abordagem dessa pesquisa se considera a mesma como quantitativa. Com relação aos objetivos e procedimentos técnicos, esta pesquisa é tida como exploratória e como estudo de caso.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CAMPUS CRICIÚMA DO IFSC

O Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC), Campus de Criciúma, é uma unidade consumidora de energia elétrica pertencente ao Grupo A4 da CELESC, conectado à rede de distribuição de 13,8 kV da concessionária. Os consumos médios mensais identificados no período deste estudo, de novembro de 2017 a outubro de 2019 foram de aproximadamente 2.740 kWh (ponta), e 12.070 kWh (fora de ponta). A demanda contratada é de 140 kVA, sendo que a média aproximada do período foi de 100,9 kW.

O sistema fotovoltaico objeto desse estudo é composto por 5 inversores com potências de 15 kW e 229 módulos fotovoltaicos de potência nominal individual de 320 Wp, perfazendo um total de 73,28 kWp. Os arranjos fotovoltaicos estão dispostos em três blocos do campus Criciúma do Instituto Federal de Santa Catarina (latitude 28,40°S, longitude 49,19°W e 47 m acima do nível do mar). As orientações adotadas foram norte, leste e oeste, conforme exposto na Figura 4. Os módulos foram instalados acompanhando o ângulo de inclinação do telhado, que é de 10°, e o ângulo de desvio azimutal é de -9°.

Figura 4 – Disposição dos módulos solares nos telhados do campus.



Fonte: Alba Energia e Automação Ltda. – Projeto IFSC Câmpus Criciúma.

Os cinco inversores que compõe o sistema são de tecnologia *Fronius*, modelo *Symo 15.0-3-M*, e suas especificações encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2 – Especificações dos inversores.

Dados dos Inversores	
Potência Nominal (kVA)	15,0
Faixa de Tensão de Operação (V)	3-NPE 220/127
Corrente Nominal (A)	41,6
Fator de Potência	> 0,99 ind/cap
Rendimento (%)	98,1
Frequência de Operação (Hz)	60
Máxima Tensão de Saída (V)	270
Distorção Máxima (%)	< 3
Grau de Proteção	IP-54
Topologia	<i>Transformeless</i>
Resfriamento	Ventilação Forçada
Comunicação	<i>Wi-fi</i>
Fabricante / Modelo	<i>Fronius / SYMO 15.0-3</i>

Fonte: Alba Energia e Automação Ltda. – Projeto IFSC Câmpus Criciúma.

Os módulos fotovoltaicos são da fabricante *Canadian Solar*, modelo CS6K-320P. As especificações desses componentes se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 – Especificações dos módulos fotovoltaicos.

Dados dos Módulos Fotovoltaicos	
Potência Nominal (kW)	0,320
Tensão de Operação (VDC)	36,8
Corrente Nominal (A)	8,69
Rendimento (%)	16,57
Área Bruta (m ²)	2
Fabricante / Modelo	<i>Canadian Solar</i> / CS6K-320P
Produção Mensal (kWh/mês)	43,63
Classificação (Selo Procel)	A

Fonte: Alba Energia e Automação Ltda. – Projeto IFSC Câmpus Criciúma.

As conexões dos módulos em arranjos (*strings*) e destes aos inversores foi distribuída da forma como apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 – Distribuição das strings nos inversores.

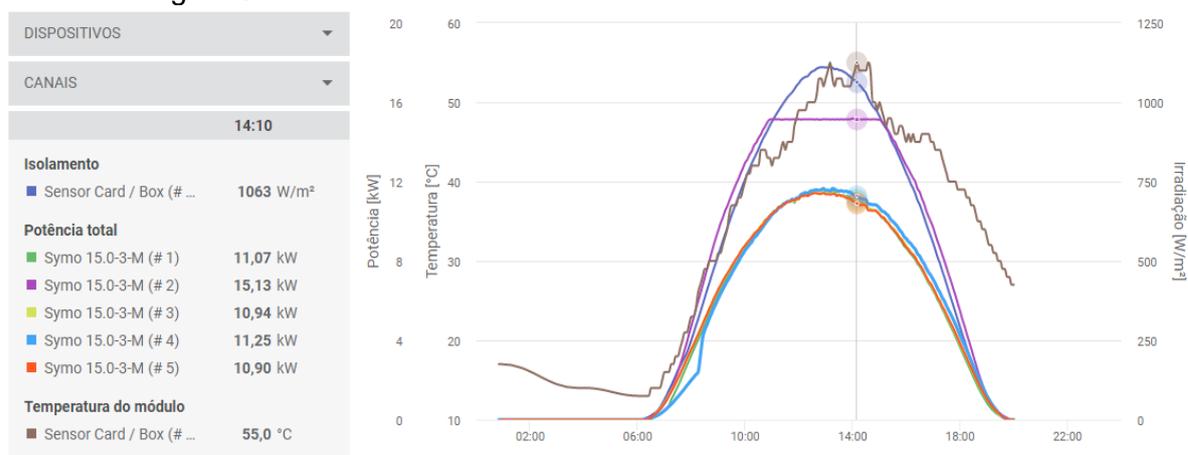
Inversores	Módulos	Strings	Potência (kWp)	FDI
Inversor 1	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 2	62	2 x 21 + 1 x 20 módulos	19,84	0,76
Inversor 3	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 4	41	1 x 21 + 1 x 20 módulos	13,12	1,14
Inversor 5	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Total	229		73,28	1,02

Fonte: Alba Energia e Automação Ltda. – Projeto IFSC Câmpus Criciúma.

A fabricante dos inversores disponibiliza monitoramento online do sistema, onde as principais grandezas relacionadas ao sistema podem ser visualizadas, e relatórios podem ser emitidos. O acesso é por meio do site *SolarWeb.com*. Na Figura 5 é mostrada uma das telas de monitoramento do sistema.

Como a instalação do sistema fotovoltaico de geração distribuída no campus Criciúma do IFSC foi finalizada em setembro de 2017, a partir do mês de outubro do mesmo ano já estavam disponíveis no sistema online os relatórios de dados do sistema. Para a realização desta análise foram emitidos relatórios detalhados mensais do período de novembro de 2017 a outubro de 2019, perfazendo o total de dois anos, para minimizar efeitos de períodos ou meses atípicos que pudessem ocorrer em um ano ou outro.

Figura 5 – Tela do sistema de monitoramento do sistema fotovoltaico.



Fonte: <https://www.solarweb.com/Chart/AnalysisChart>

Com a realização da tabulação dos dados do período citado, se obtiveram alguns resultados para os indicadores de desempenho de interesse, os quais são apresentados no capítulo de resultados e discussões. Primeiramente serão apresentados os resultados gerais, do sistema composto pelos cinco inversores e 229 módulos e, posteriormente, dos sistemas individuais, de cada inversor e seus arranjos ou conjuntos de módulos (*strings*).

As medições foram realizadas por sensores específicos para cada finalidade. A velocidade do vento foi medida por anemômetro estacionário de conchas, e a irradiação por sensor de irradiação do tipo célula de referência, posicionadas no mesmo plano dos arranjos instalados no Bloco B e orientados ao norte. Já as temperaturas ambiente e dos módulos foram medidas por sensores de temperatura tipo termorresistência (PT1000). Esses sensores foram instalados próximos aos módulos fotovoltaicos dos Blocos A e B e as medições foram registradas por coletor de dados meteorológicos incorporado ao inversor. Essas medições, bem como as de tensão, corrente e potência são processadas e registradas por sistema próprio da *Fronius* e disponibilizadas no sistema online já mencionado.

Os relatórios gerados pelo sistema online são no formato de tabelas do aplicativo Excel, e apresentam os seguintes dados: velocidade do vento, irradiância, temperatura ambiente e dos módulos, correntes CA de cada uma das três fases dos inversores, corrente CC dos inversores, energia gerada por cada inversor, tensões CA

de cada uma das três fases dos inversores, tensão CC dos inversores e geração total de energia. Como os dados são registrados a cada cinco minutos, as tabelas com os relatórios mensais possuem aproximadamente 8.500 linhas e 50 colunas. Para reunir e organizar os dados de interesse dessas tabelas, os mesmos foram filtrados pelo horário, sendo considerados como válidos os compreendidos entre 06h e 19h55min de cada dia. Esse filtro foi aplicado devido aos dados de horários anterior e posterior não possuírem valores significativos para análise. Com os dados de interesse disponibilizados após o filtro de horários, foi realizada a organização dos mesmos, construídas novas tabelas e elaborados gráficos. Essas novas tabelas e gráficos permitem encontrar e visualizar os resultados dos índices de desempenho do sistema de geração de energia.

3.2 ÍNDICES DE DESEMPENHO

O desempenho do sistema e de seus subsistemas foi avaliado por meio de índices, os quais são descritos a seguir:

- a) **Rendimento Final do Sistema (R_F)**: também denominado como **Produtividade do Sistema**, é obtido pela divisão da energia elétrica fornecida pelo inversor, em corrente alternada (Energia CA), dividida pela potência nominal instalada do sistema fotovoltaico. Ele representa qual a produção num período considerado, em kWh para cada kWp instalado. Este parâmetro também indica o número de horas que o sistema deveria operar, em sua potência nominal, para fornecer a mesma energia. Este índice normaliza a energia produzida em relação ao tamanho do sistema; conseqüentemente, é uma maneira conveniente de comparar a energia produzida por sistemas fotovoltaicos de tamanhos diferentes. A Equação 2 representa R_F :

$$R_F = \frac{\int_0^T P(t) dt}{P_{nom}} \quad (2)$$

Onde:

$P(t)$ representa a potência entregue pelo sistema no instante t , em kW;

P_{nom} representa a potência nominal do sistema, em kWp;

T representa o período de integração.

Reescrevendo-se a Equação 2 obtém-se a Equação 3:

$$R_F = \frac{\text{Energia CA}}{P_{nom}} \quad (3)$$

b) Fator de Capacidade (F_C): representa a razão entre a energia real entregue pelo sistema e a energia que seria entregue caso se operasse na potência nominal de forma contínua, durante um determinado período. F_C é representada pela equação 4:

$$F_C = \frac{\int_0^T P(t) dt}{\int_0^T P_{nom}(t) dt} \quad (4)$$

Onde:

$P(t)$ representa a potência entregue pelo sistema no instante t , em kW;

P_{nom} representa a potência nominal do sistema, em kW;

T representa o período de integração.

A Equação 3 pode ser reescrita, obtendo-se a Equação 5:

$$F_C = \frac{\text{Energia CA}}{P_{nom} \cdot \text{Período}} \quad (5)$$

c) Taxa de Desempenho (T_D): também denominada *Performance Ratio* (P_R), representa a real capacidade do sistema em converter a energia solar disponível no plano do gerador fotovoltaico em eletricidade, pois é a razão entre a energia entregue pelo sistema e a energia que esteve disponível no plano considerado, ou seja, é a relação entre a energia gerada em um período pela máxima energia que seria gerada por aquele sistema, caso não houvesse perdas. T_D é representada pela Equação 6:

$$T_D = \frac{R_F}{R_R} \quad (6)$$

Na Equação 6 R_R representa o rendimento de referência. Este parâmetro é dado pela irradiação solar no plano (H_t) dividida pela irradiância de referência (G_{ref}). Ele representa um número equivalente de horas na irradiância de referência. Tomando-se G_{ref} como 1.000 W/m^2 , tem-se então R_R como o número de horas de pico de sol ou a irradiação solar em unidades de kWh/m^2 . R_R é mostrado na Equação 7:

$$R_R = \frac{H_t}{G_{ref}} \quad (7)$$

Onde:

H_t representa a irradiação solar medida no plano do arranjo, em kWh/m^2 no período considerado;

G_{ref} representa a irradiância de referência na condição padrão de testes, sendo igual a 1.000 W/m^2 .

d) Eficiência Global do Sistema (E_{GS}): é a razão, expressa em porcentagem, entre a energia elétrica gerada pelo sistema (Energia CA) e a energia solar disponível na área do arranjo fotovoltaico. A Equação 8 mostra E_{GS} :

$$E_{GS} = \frac{\text{Energia CA}}{A \cdot H_t} \cdot 100 \quad (8)$$

Onde:

Energia CA é a energia gerada pelo sistema, em kWh;

A é a área dos módulos solares que compõe o sistema, em m^2 ;

H_t representa a irradiação solar no plano do arranjo, em kWh/m^2 no período considerado.

e) Rendimento ou Produtividade do Arranjo (R_A): também denominado *Array Yield*, é obtido pela divisão da energia elétrica em corrente contínua (CC) entregue aos inversores dividida pela potência instalada dos módulos do

sistema fotovoltaico. Representa a produção, no período considerado, em kWh para cada kWp instalado. Esse índice é mostrado na Equação 9:

$$R_A = \frac{E_{cc}}{P_{nom}} \quad (9)$$

Onde:

E_{cc} é a energia gerada pelo sistema em corrente contínua, em kWh;

P_{nom} representa a potência nominal do sistema, em kWp.

Além dos índices de desempenho relacionados, foram calculados outros parâmetros, como as perdas, que são dadas em kWh/kWp.

- f) Perdas de Captura (P_C): também denominada *Capture Losses*, representa a diferença entre o rendimento de referência e o rendimento obtido pelo arranjo de módulos. É dado em horas pelo período desejado. A Equação 10 mostra P_C :

$$P_C = R_R - R_A \quad (10)$$

- g) Perdas do Sistema (P_S): denominada também *System Losses*, representa as perdas que ocorrem entre a entrada de energia CC, oriunda do arranjo, e a saída dos inversores, que é em energia CA. A Equação 11 representa P_S , a partir da diferença entre os rendimentos do arranjo e final:

$$P_S = R_A - R_F \quad (11)$$

- h) Perda de Captura Térmica (P_{CT}): também denominada *Thermal Capture Loss* demonstra a perda que ocorre devido ao desvio da temperatura do módulo em relação à temperatura ambiente nas condições de testes padrão. Esse indicador é mostrado na Equação 12:

$$P_{CT} = R_R - R_{RC} \quad (12)$$

Onde:

R_R é o rendimento de referência;

R_{RC} é o rendimento de referência corrigido, dado por:

$$R_{RC} = R_R (1 + a (T_M - T_{STC})) \quad (13)$$

Onde:

a é o coeficiente de temperatura na potência máxima;

T_M é a temperatura dos módulos;

T_{STC} é a temperatura ambiente nas condições de testes padrão.

- i) Perda de Captura Variada (P_{CV}): é a perda que ocorre devido a efeitos no lado CC de um sistema, como baixa irradiância, efeitos de sombreamento e sujeira, incompatibilidade de componentes, cabos e outros periféricos. Este indicador representa a parte da perda de captura que não é de origem térmica. A Equação 14 mostra essas perdas, que é dada pela diferença entre o rendimento de referência corrigido e o rendimento do arranjo:

$$P_{CV} = R_{RC} - R_A \quad (14)$$

3.3 INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA

A qualidade de energia do sistema e de seus subsistemas foi avaliado por meio de índices, os quais são descritos a seguir:

- a) Distorção Harmônica Total de Tensão (THD_v): é definida como o quociente entre o valor eficaz do conjunto das harmônicas de tensão e o valor eficaz da componente fundamental da tensão. Nota-se que, quando estas ondas que retratam a tensão forem ondas sinusoidais puras, a THD_v é igual a zero. A THD de tensão, ou THD_v é representada pela Equação 15.

$$\text{THD}_v = \frac{\sqrt{V_{2\text{ef}}^2 + V_{3\text{ef}}^2 + V_{4\text{ef}}^2 + \dots}}{V_{1\text{ef}}} * 100\% \quad (15)$$

Onde:

$V_{1\text{ef}}$ representa a tensão eficaz na frequência fundamental; e

A variação do número de índice representa a ordem da harmônica de tensão.

- b) Distorção Harmônica Total de Corrente (THD_i): a exemplo da THD_v , é definida como o quociente entre o valor eficaz do conjunto das harmônicas de corrente e o valor eficaz da componente fundamental da corrente. Tem-se que, quando estas ondas que retratam a corrente forem ondas sinusoidais puras, a THD_i é igual a zero. A THD de corrente, ou THD_i é representada pela Equação 16.

$$\text{THD}_i = \frac{\sqrt{I_{2\text{ef}}^2 + I_{3\text{ef}}^2 + I_{4\text{ef}}^2 + \dots}}{I_{1\text{ef}}} * 100\% \quad (16)$$

Onde:

$I_{1\text{ef}}$ representa a corrente eficaz na frequência fundamental; e

O número de índice representa a ordem da harmônica de corrente.

- c) Fator de Potência (FP): é a diferença de fase entre as ondas de tensão e corrente, ou que relaciona as potências ativa, aparente e reativa. Para senoides puras, ou seja, sem distorções harmônicas, é representado pela Equação 17:

$$\text{FP} = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi \quad (17)$$

Onde:

FP representa o fator de potência;

P é a potência ativa, dada em Watt (W);

S é a potência aparente, dada em Volt-Ampère (VA);

Q é a potência reativa, dada em Volt-Ampère reativo (VAr); e

$\cos \Phi$ representa o ângulo de defasagem entre tensão e corrente.

Para o caso de circuitos ou cargas não lineares, a potência de distorção deve ser considerada e esta afeta a potência aparente e o Fator de Potência, denominados aqui como S' e FP' , respectivamente, e mostrados na Equação 18:

$$FP' = \frac{P}{S'} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + H^2}} \quad (18)$$

Onde:

FP' representa o fator de potência em circuitos com cargas não lineares;

S' é a potência aparente em circuitos não lineares, medida em Volt-Ampère (VA);

H é a potência de distorção, medida em Volt-Ampère de Distorção (VA_H);

e

Os demais fatores são idênticos aos da Equação 17.

Nota-se que o termo $\cos \Phi$ não é mais válido para esta situação.

3.4 MEDIÇÃO E ORGANIZAÇÃO DE DADOS

Os parâmetros medidos que foram utilizados para a realização das análises relacionadas ao desempenho do sistema e seus subsistemas são: tensões e correntes CC (corrente contínua) de saída dos módulos, tensões e correntes CA (corrente alternada) de saída dos inversores, temperatura ambiente e dos módulos, irradiação solar e energia fornecida pelos inversores. Esses dados foram obtidos de relatórios oriundos do sistema online de monitoramento dos inversores, chamado *SolarWeb* e de propriedade da empresa *Fronius International GmbH*. No sistema há opção de

emissão de relatórios mensais com os parâmetros relacionados acima, com intervalos de medição de cinco minutos.

Os parâmetros medidos foram utilizados para o cálculo dos índices de desempenho do sistema, dos inversores individualmente e dos arranjos fotovoltaicos. Esses parâmetros são: rendimento final do sistema e rendimento de referência, fator de capacidade, taxa de desempenho, eficiência global do sistema, rendimento ou produtividade do arranjo, além de perdas de captura e de sistema.

Para reunir e organizar os dados de interesse dos relatórios emitidos pelo sistema, os mesmos foram filtrados pelo horário, sendo considerados como válidos os compreendidos entre 06h e 19h55min de cada dia, ajustando-se os mesmos quando das épocas de horário de verão. Foi aplicado esse filtro porque os dados de horários anterior e posterior a esses não possuíam valores significativos para análise. As tabelas e gráficos geradas a partir dos relatórios permitiram encontrar e visualizar os resultados dos índices de desempenho do sistema de geração de energia.

Alguns desses parâmetros elétricos foram medidos também por meio de analisador de energia, de modo a permitir comparações e validações dos dados gerados pelo sistema online. Para a realização dessas medições foi utilizado o analisador de qualidade de energia da marca *Fluke*, modelo 1735 *Power Logger* (Figura 6).

Figura 6 – Analisador de qualidade de energia 1735 Power Logger – Fluke.



Fonte: Fluke Corporation (2019).

As grandezas elétricas medidas pelo analisador foram: tensões e correntes CA de saída dos inversores, frequência, potências ativa, reativa e aparente, fator de potência, taxas de distorção harmônica de tensão e corrente e energia ativa e reativa. Por meio do software *Power Log Classic* é possível importar os dados, além de gerar tabelas, gráficos e relatórios.

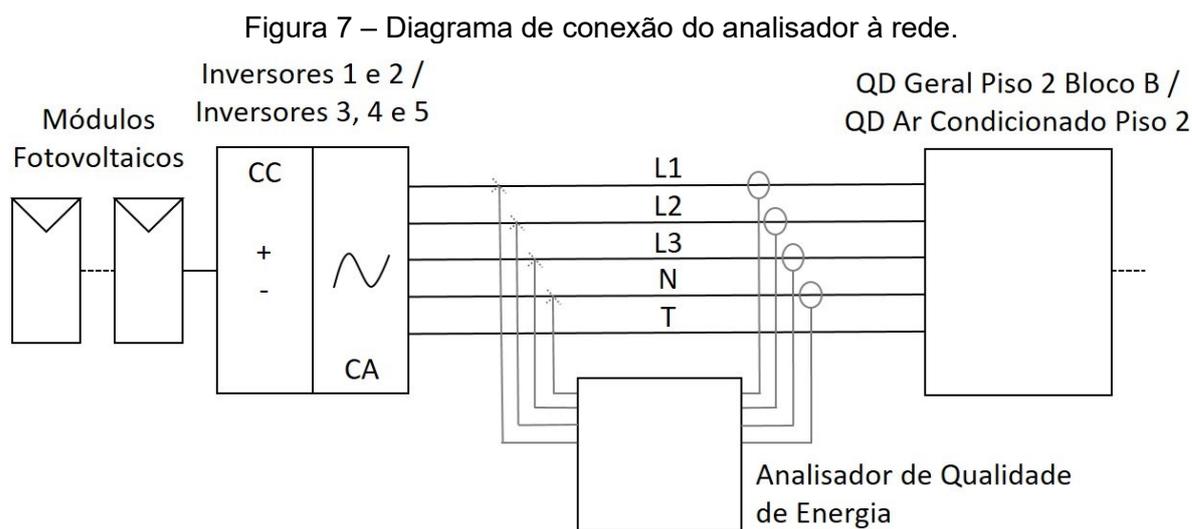
As especificações do analisador de energia constam na Tabela 5.

Tabela 5 – Especificações do analisador de energia.

Taxa de amostragem:	10,24 kHz
Temperatura de operação:	0 °C a +40 °C
Medição Y V-RMS	
Faixa de medição:	57 a 480 V AC
Erro intrínseco:	± (0,2% da leitura + 5 dígitos)
Erro de operação:	± (0,5% da leitura + 10 dígitos)
Resolução:	0,1 V
Medição A-RMS	
Faixa de medição:	15 a 3000 A RMS
Erro intrínseco (até 15 A):	± (0,5% da leitura + 20 dígitos)
Erro de operação (até 15 A):	± (1% da leitura + 20 dígitos)
Erro intrínseco (acima de 15 A):	± (0,5% da leitura + 10 dígitos)
Erro de operação (acima de 15 A):	± (1% da leitura + 10 dígitos)
Medição de potência (P, S, D) (Faixa até 34,50 kW)	
Erro intrínseco:	± (0,7% da leitura + 15 dígitos)
Resolução:	1 W a 10 W
Erro de operação:	± (1,5% da leitura + 20 dígitos)
Medição de energia (kWh, kVAh, kVARh)	
Erro intrínseco:	± (0,7% da leitura + erro F* + 15 dígitos)
Resolução:	1 W a 10 W
Erro de operação:	± (1,5% da leitura + erro F* + 20 dígitos)
* Erro de variação de frequência	± 2% da leitura + 2*(% desvio máx. de freq.)
PF (Fator de potência)	
Faixa:	0,000 a 1,000
Resolução:	0,001
Exatidão:	± 1% da escala completa
Medição de frequência	
Faixa de medição:	46 Hz a 54 Hz e 56 Hz a 64 Hz
Erro intrínseco:	± (0,2% da leitura + 5 dígitos)
Erro de operação:	± (0,5% da leitura + 10 dígitos)
Resolução:	0,01 Hz
Harmônicos – Faixa de medição:	
	1 a 50° harmônico (< 50% de Vm)
Exatidão	
Vm, Im, THDV, THDI:	Conforme IEC 1000-4-7, Classe B
Vm, Im, THDV, THDI:	Conforme IEC 1000-4-7, Classe B
Vm ≥ 3% Vn:	5% V
Vm ≥ 3% Vn:	0,15% Vn
Im ≥ 10% In:	5% Im
Im < 10% In:	0,5% In
THDV:	para THD < 3% – < 0,15% a Vn para THD ≥ 3% – < 5% a Vn
THDI:	para THD < 10% – < 0,5% a In para THD ≥ 10% – < 5% a In

Fonte: Fluke 1735 Power Logger – Manual de Usuário – Fluke Corporation (2010).

Na Figura 7 é mostrado o diagrama de conexão do analisador à rede. A instalação do analisador foi realizada em dois locais distintos, no quadro de distribuição geral do piso 2 do bloco B, para leituras dos subsistemas 1 e 2, e no quadro de distribuição do ar condicionado do bloco A, para os demais subsistemas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Para as análises de dados referentes a qualidade de energia, a exemplo da análise dos índices de desempenho, foram adotadas restrições de horário, ou seja, foram considerados os dados de períodos inteiros e também de períodos específicos, sendo explicitados nas análises esses períodos. As leituras de dados foram realizadas individualmente em cada um dos subsistemas, entre fevereiro e outubro de 2019, com períodos que variaram entre uma e quatro semanas. Os dados de leitura das grandezas fornecidos pelo analisador são apresentados de três maneiras: mínimo, médio e máximo, em intervalos de 10 minutos a cada registro. A partir das tabelas gerados pelo software *Power Log Classic – Fluke*, foram obtidos os dados de interesse para análise dos parâmetros de qualidade de energia dos subsistemas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

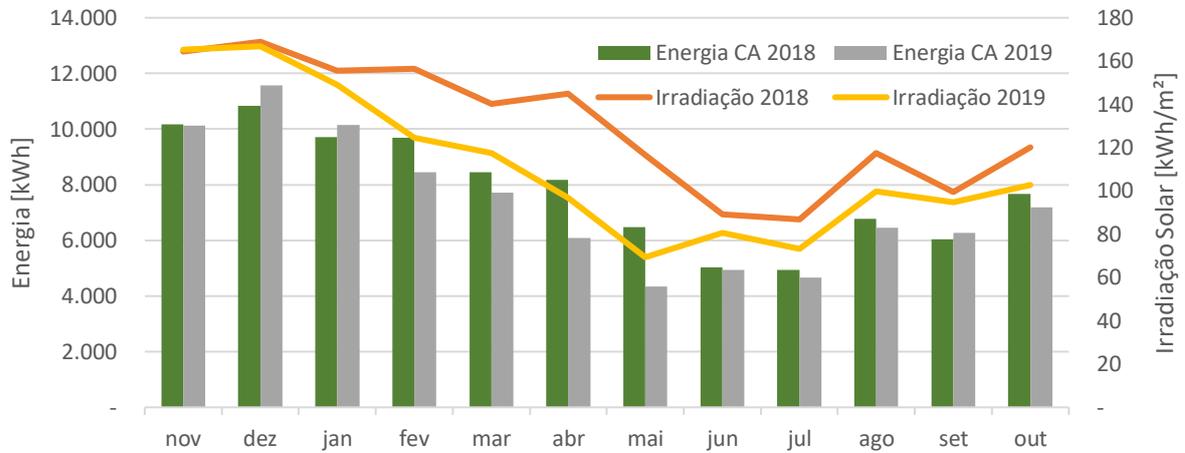
Nas duas primeiras partes desse item são apresentados os resultados referentes ao desempenho do sistema e de seus subsistemas, obtidos a partir da análise e processamento de dados de dois anos de medições no sistema fotovoltaico, compreendido entre novembro de 2017 e outubro de 2019. Nos gráficos constam os primeiros 12 meses como 2018 e os últimos como 2019. Os dados analisados são oriundos do sistema online *SolarWeb*, da fabricante dos inversores que compõe o sistema fotovoltaico. Os períodos considerados para a realização das análises são os em que houve efetiva geração de energia elétrica por parte do sistema fotovoltaico, compreendidos entre 6 horas e 19 horas e 55 minutos de cada dia. Foram realizadas análises estatísticas com base nos dados adquiridos em tempo real pelo sistema online da *Fronius*.

Na última parte são mostrados os resultados referentes à qualidade de energia, cujos dados foram medidos com o analisador de energia em períodos específicos entre os meses de fevereiro e outubro de 2019. Para fins de análise neste trabalho, foram desconsiderados os picos máximos e mínimos de cada período de leitura dos dados, ou seja, consideraram-se apenas os valores médios de cada grandeza.

4.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SISTEMA COMPLETO

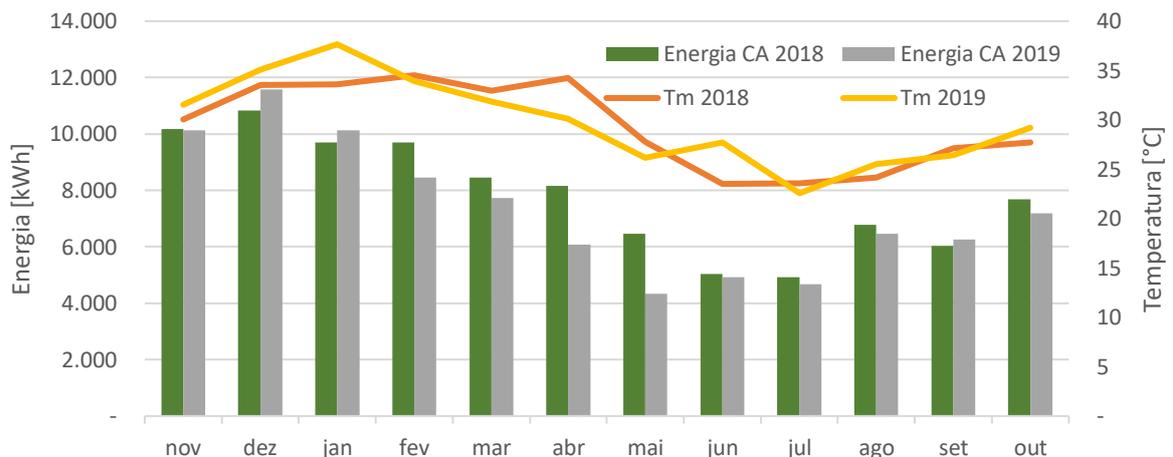
A energia elétrica gerada pelo sistema no período de análise, bem como a irradiação solar e temperatura média dos módulos no período são apresentadas, em base mensal, na Figura 8 e na Figura 9. A degradação dos arranjos fotovoltaicos e os efeitos da sujidade não foram considerados nas análises.

Figura 8 – Energia Elétrica Gerada e Irradiação Solar – 2018 e 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 9 – Energia Elétrica Gerada e Temperatura Média – 2018 e 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Conforme se observa na Figura 8 e na Figura 9, há uma correlação maior entre a geração de energia elétrica e a irradiação solar.

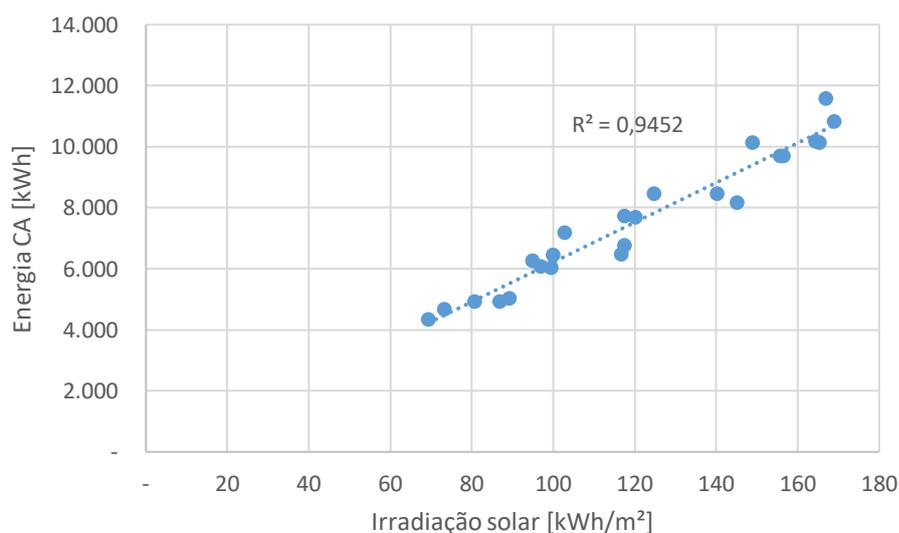
A irradiação solar diminuiu de aproximadamente 14,1 % do primeiro para o segundo ano de análise, enquanto a energia elétrica gerada diminuiu em aproximadamente 6,4 % no mesmo período.

Ao longo do ano se observam maiores variações na geração de energia, como entre dezembro e julho no primeiro ano com decréscimo de 10.830 kWh para 4.930 kWh, nesses dois meses, respectivamente. Esse decréscimo, em percentual, é de 54,5 %. Já no segundo ano, a maior variação se observa de dezembro a maio, passando de 11.580 kWh para 4.330 kWh, com variação percentual de 62,6 %. Os valores médios de geração de energia nos dois anos foram de 7.830 kWh e 7.330 kWh, respectivamente.

A geração de energia elétrica somente foi maior no segundo ano nos meses de novembro a janeiro e em setembro, períodos em que a irradiância foi igual ou menor em até 4,7% que o ano anterior. Nos demais meses a geração foi sempre menor no segundo ano, quando a irradiância foi menor em pelo menos 9,5%. O fator de capacidade obedece ao mesmo comportamento da geração de energia. Observou-se que o impacto das variações de temperatura média de um ano para outro foi pequeno, e por isso foram desconsideradas. Constatou-se a dependência da irradiância como maior que a da temperatura na geração de energia elétrica.

Na Figura 10 e Figura 11 são mostradas as correlações entre energia gerada (Energia CA) e irradiação solar, e entre energia gerada e temperatura média dos módulos.

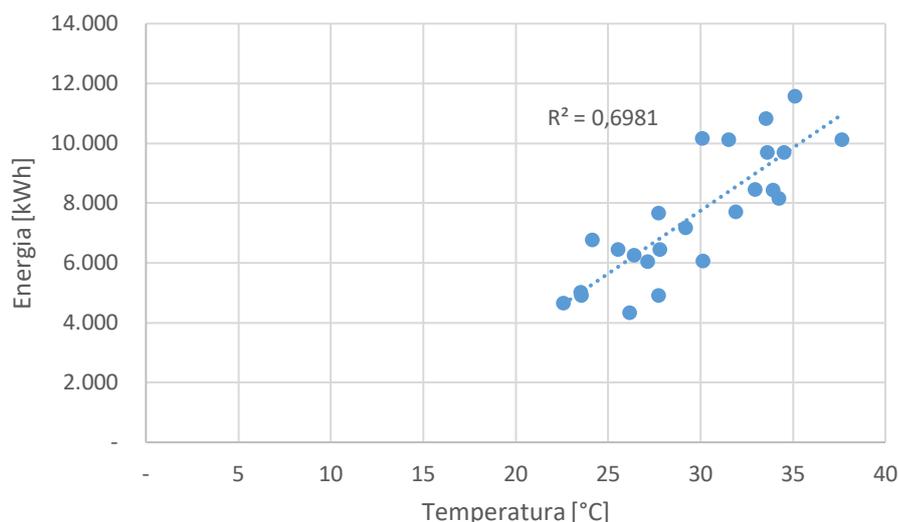
Figura 10 – Correlação entre Energia CA e Irradiação – 2018 e 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Para o caso da correlação entre energia elétrica gerada e irradiação solar, observa-se uma correlação forte entre essas grandezas, com coeficiente de correlação (R^2) de 0,9452. Porém, a correlação entre energia gerada e temperatura média dos módulos não é tão forte, tendo R^2 igual a 0,6981.

Figura 11 – Correlação entre Energia CA e Temperatura Média dos Módulos – 2018 e 2019.

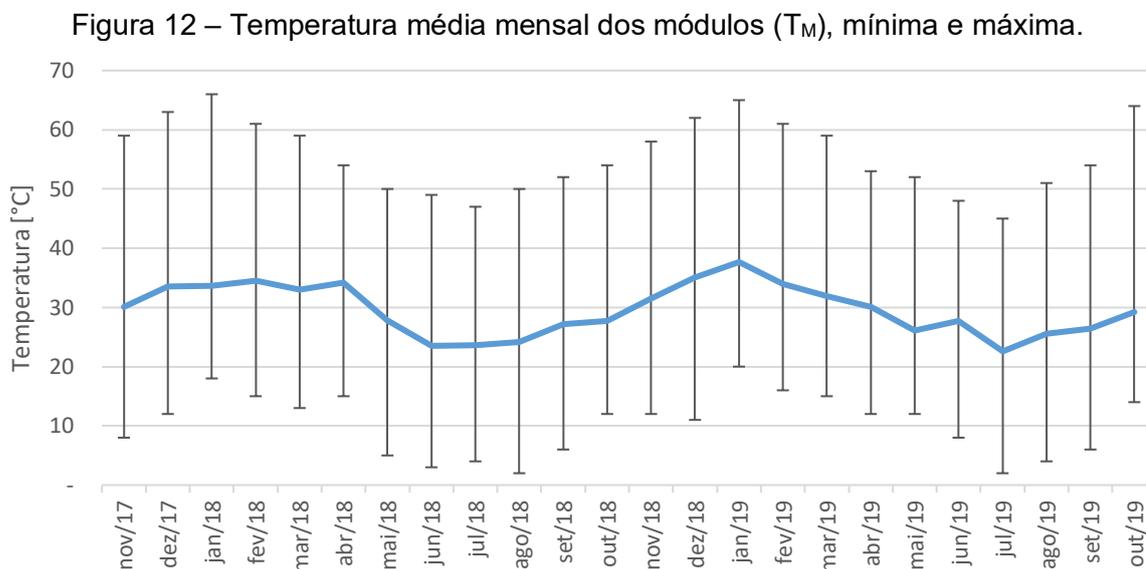


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Nota-se então a dependência entre geração e irradiação, e também que, apesar de a geração de energia ser maior com maiores temperaturas, esta pouco afeta a geração, já que os valores médios medidos da temperatura não atingem patamares que comprometam o funcionamento dos módulos fotovoltaicos, ou que tragam perdas significativas.

A perda de potência dos módulos fotovoltaicos e, por consequência, na geração de energia elétrica com o aumento da temperatura, deve-se a características construtivas e ao tipo de materiais dos módulos. Essa perda de potência é determinada por meio de um coeficiente de temperatura, denominado e representado pela letra grega gama (γ). O coeficiente gama mostra a variação em percentual da potência de pico do módulo com a temperatura, e é um número negativo, o que significa que a potência do módulo diminui quando a temperatura aumenta acima da temperatura de testes padrão (T_{SCT}). Para o caso dos módulos que compõe o sistema

em análise, o coeficiente gama é de $-0,41 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. A temperatura média mensal dos módulos com seus valores mínimos e máximos é mostrada na Figura 12.



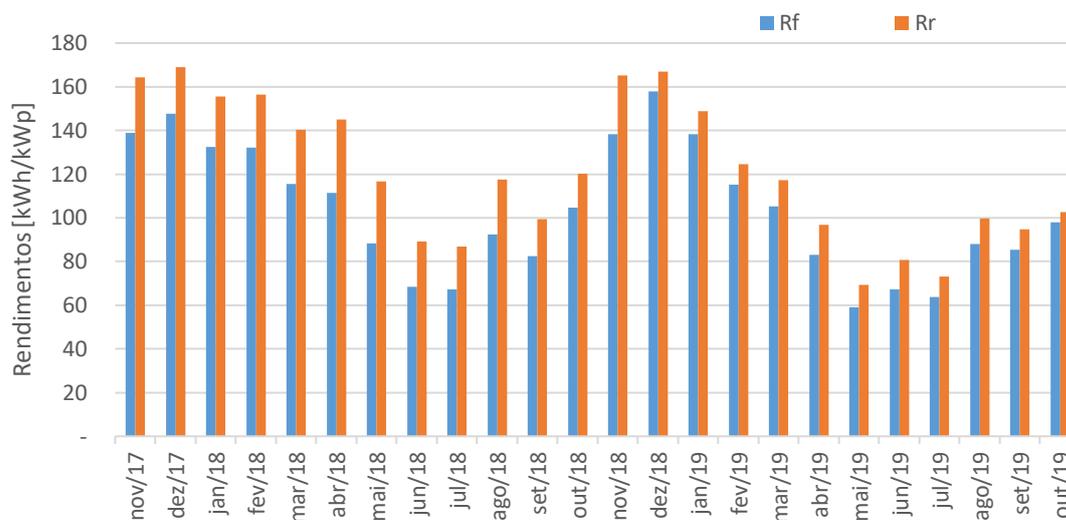
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A temperatura média dos módulos teve comportamento similar nos dois anos de análise, com médias anuais próximas, de $29,4 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ e $29,8 \text{ } ^{\circ}\text{C}$.

Ao decorrer do ano se observaram variações mais significativas da temperatura máxima dos módulos entre os meses de janeiro e julho. Isto ocorreu nos dois anos de análise, sendo que no primeiro essa temperatura variou de $66 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ a $47 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, e no segundo de $65 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ a $45 \text{ } ^{\circ}\text{C}$. Percentualmente essas variações foram de $28,8 \text{ } \%$ e $30,8 \text{ } \%$, a menos, respectivamente. As médias das temperaturas máximas foram de $53,3 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ e $56,0 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, no primeiro e segundo ano, respectivamente.

As médias das temperaturas mínimas foram de $9,4 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ e $11,0 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, no primeiro e segundo ano, respectivamente. As maiores variações ocorreram entre janeiro e agosto no primeiro ano, indo de $15 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ para $2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, com variação para menos de aproximadamente $87 \text{ } \%$. No segundo ano a maior variação se observou entre os meses de janeiro e julho, passando de $20 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ para $2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, reduzindo, percentualmente, em $90 \text{ } \%$.

Os rendimentos final (R_F) e de referência (R_R), além das taxas de desempenho são mostradas nas Figura 13 e Figura 14.

Figura 13 – Rendimentos Final do Sistema (R_F) e de Referência (R_R).

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

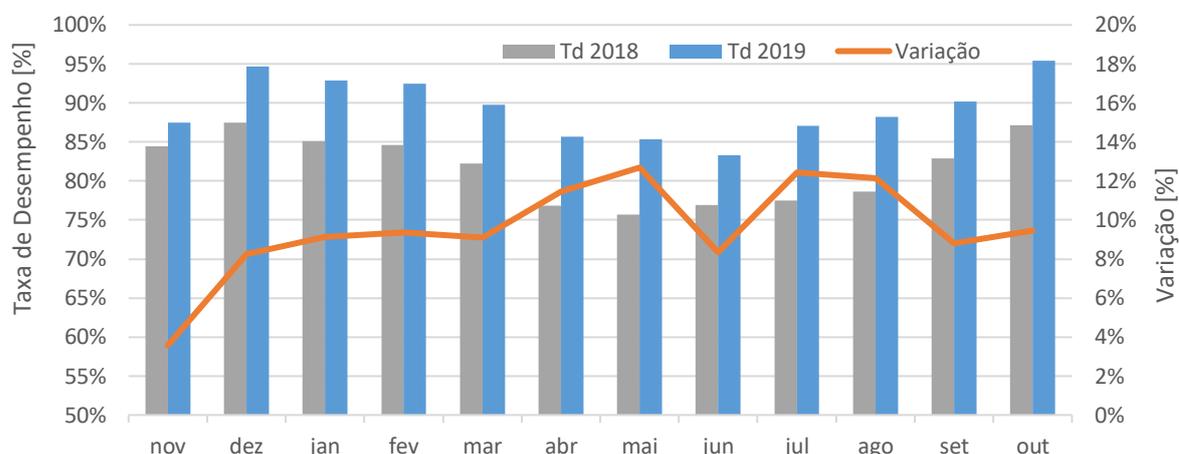
Com o cálculo dos valores anuais de rendimentos finais, para os dois anos, chegou-se aos valores de 1.281,80 kWh/kWp e 1.199,98 kWh/kWp, considerando-se todo o período. A média mensal dos rendimentos de referência e final foram 130,0 kWh/kWp e 106,8 kWh/kWp no primeiro ano e 111,7 kWh/kWp e 100,0 kWh/kWp no segundo, respectivamente. Já a média diária dos rendimentos de referência e final foram 4,27 kWh/kWp e 3,67 kWh/kWp no primeiro ano, e 3,51 kWh/kWp e 3,29 kWh/kWp no segundo ano.

Os valores máximos de rendimento se obtiveram nos meses de dezembro de 2017, no primeiro ano, com 147,8 kWh/kWp, 4,77 kWh/kWp diário, e em dezembro de 2018, no segundo ano, com 158,0 kWh/kWp, 5,10 kWh/kWp diário. Já os valores mínimos se observaram em julho de 2018, com 86,8 kWh/kWp e em maio de 2019, com 69,3 kWh/kWp, no primeiro e segundo ano, respectivamente. O baixo rendimento em maio do segundo ano de análise se justifica em função de ter sido um mês bastante chuvoso, com precipitação de aproximadamente 320 % do considerado normal para o mês (EPAGRI, 2019).

Na Figura 14 são mostrados a taxa de desempenho (T_D) dos dois períodos e sua variação. Observou-se um decréscimo de um ano para outro nos rendimentos de referência e, por conseguinte, no rendimento final do sistema, em função da diminuição da irradiação solar. Contudo, a taxa de desempenho apresentou valores

maiores no segundo ano, sendo mais expressivo nos períodos de verão. As médias anuais da taxa de desempenho foram 81,63 % e 89,06 %.

Figura 14 – Taxa de Desempenho (T_D) e Variação 2018 a 2019.

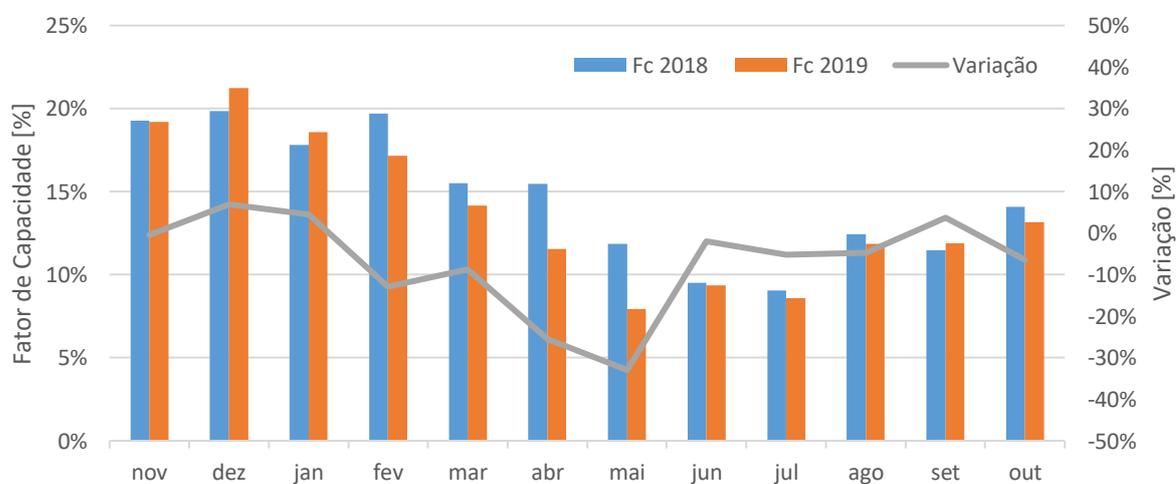


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A taxa de desempenho no primeiro ano teve valor máximo de 87,5 % em dezembro de 2017 e mínimo de 75,7 % em maio de 2018, variando para menos em 15,5 %. Já no segundo ano variou de 95,4 % em outubro de 2019 para 83,3 % em junho do mesmo ano, sendo a alteração em percentual de 14,5 %.

O fator de capacidade dos dois períodos de análise e sua variação são mostrados na Figura 15.

Figura 15 – Fator de Capacidade (F_C) e Variação 2018 a 2019.

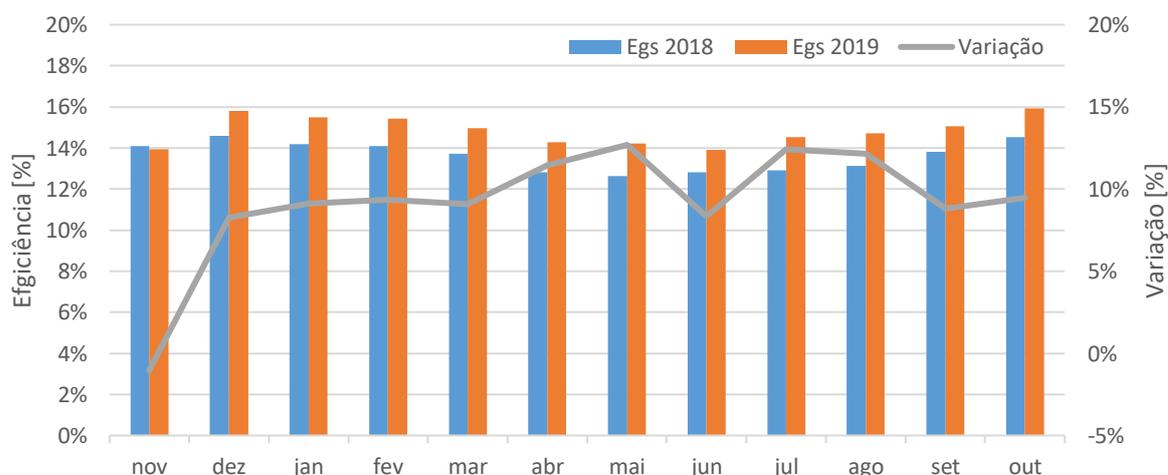


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A queda de aproximadamente 32 % observada no fator de capacidade em maio de 2019 deve-se a este mês ter sido mais chuvoso e com mais dias de céu encoberto, o que ocasionou uma irradiação 40,5 % menor que no mesmo mês do ano anterior, sendo que esta variou de 116,6 kWh/m² para 69,3 kWh/m² de um ano para outro, conforme Figura 8. Como no segundo período de observação a irradiação foi menor, isso impactou também no fator de capacidade, implicando em médias anuais desse índice de 14,67 % e 13,72 %.

Na Figura 16 são mostradas a eficiência do sistema nos dois períodos e sua variação. A eficiência global teve incremento de um ano para outro, com variação chegando a aproximadamente 12,7 % no mês de maio. As médias de eficiência global anuais do sistema nos períodos analisados foram de 13,61 % e 14,85 %, respectivamente.

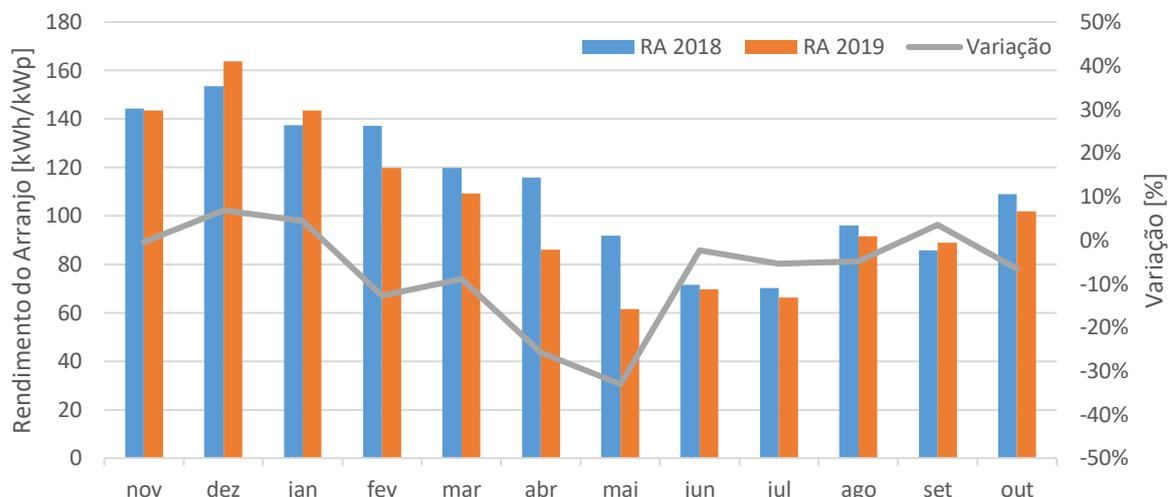
Figura 16 – Eficiência Global do Sistema (E_{GS}) e Variação 2018 a 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A maior eficiência global no primeiro ano se observou no mês de dezembro de 2017, com 14,6 %, e a menor no mês de maio de 2018, com 12,3 %, variando em 15,5 %. Já no segundo ano de análise variou de 15,9 % em outubro de 2019 para 13,9 % em junho do mesmo ano, com alteração para menos de 14,5 %.

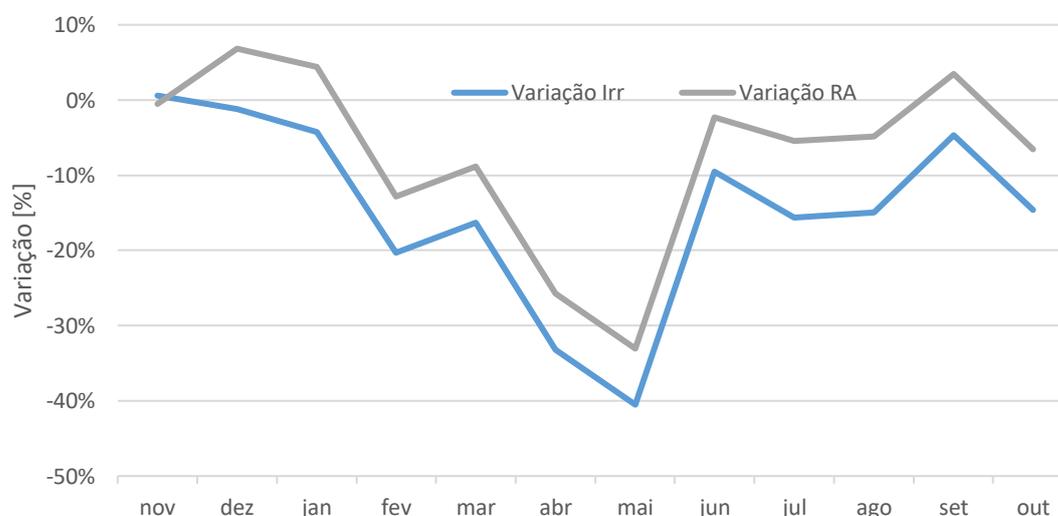
O rendimento do arranjo (R_A) dos dois anos e sua variação são mostrados na Figura 17.

Figura 17 – Rendimento do Arranjo (R_A) e Variação 2018 a 2019.

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A variação de rendimento do arranjo é significativa de um ano para outro, mas é proporcional à geração de energia CC, e esta à irradiação, a qual variou de um ano para outro, conforme Figura 18.

Os valores máximos de rendimento do arranjo foram observados nos meses de dezembro de 2018 e 2019, com valores de 153,4 kWh/kWp e 163,9 kWh/kWp, respectivamente. Já os menores valores se observaram nos meses de julho de 2018 e maio de 2019, com valores de 70,1 kWh/kWp e 61,5 kWh/kWp, respectivamente.

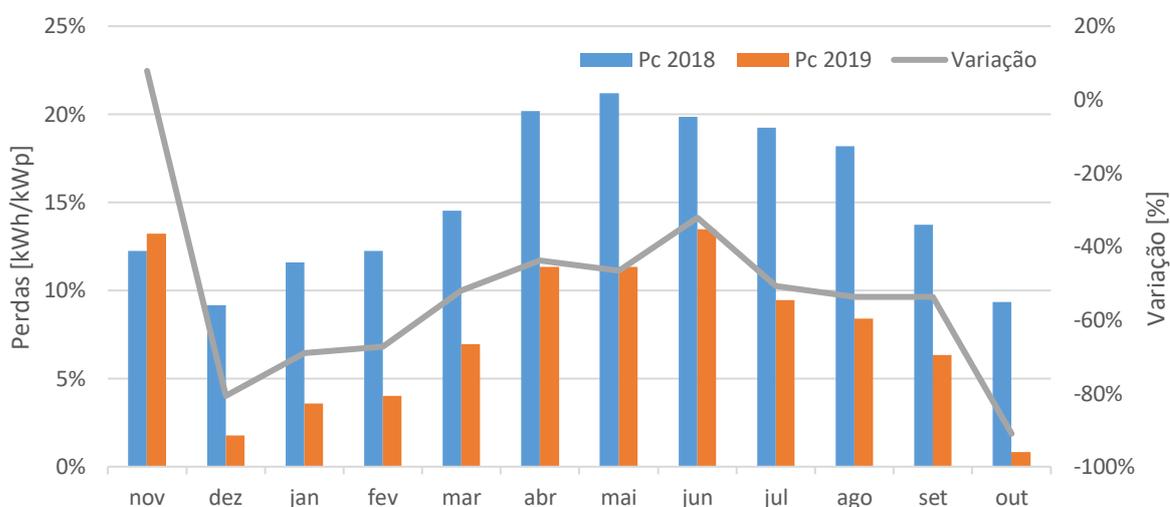
Figura 18 – Variações de Irradiação (Irr) e Rendimento do Arranjo (R_A).

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O rendimento do arranjo (R_A) apresentou valores maiores nos meses próximos ao verão, de novembro a março, devido a períodos mais longos de irradiação solar diária nesses meses.

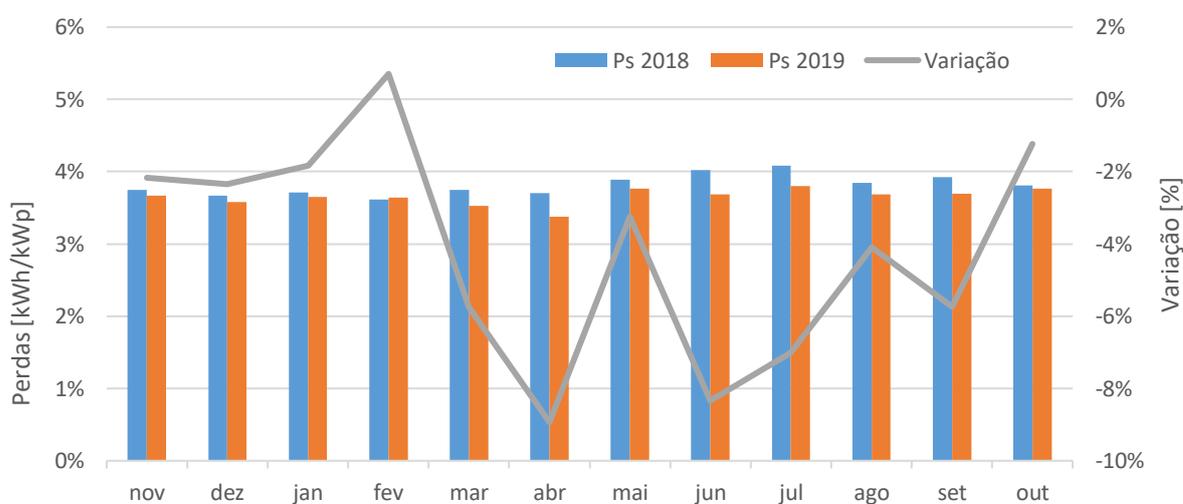
As perdas de captura (P_C) e a variação de um período para outro são apresentadas na Figura 19, enquanto as perdas de sistema (P_S) e sua variação são mostradas na Figura 20.

Figura 19 – Perdas de Captura (P_C) e Variação 2018 a 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 20 – Perdas de Sistema (P_S) e Variação 2018 a 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Enquanto as perdas de sistema apresentaram valor uniforme de aproximadamente 4 % em todo período de análise, as perdas de captura tiveram uma diminuição de um ano para outro, passando de uma média de 15,13 % para 7,57 %. Essa diminuição ocorreu devido à diminuição da irradiação solar de um ano para outro, pois menor irradiação causa menor aquecimento dos módulos, diminuindo as perdas por temperatura.

Em termos absolutos, as médias mensais das perdas de sistema foram de 4,20 kWh/kWp e 3,78 kWh/kWp. Já as perdas de captura foram de 18,99 kWh/kWp e 7,94 kWh/kWp.

4.2 ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS SUBSISTEMAS

Neste item são apresentadas as análises dos subsistemas, comparando-os dois a dois, em termos de FDI e de orientação azimutal.

4.2.1 Análise em Relação ao Dimensionamento – Subsistemas 1 e 2

Neste item são apresentadas as análises considerando-se o dimensionamento dos subsistemas. Foram tomados como referência para este caso o subsistema 1, sobredimensionado com FDI 1,12, e o subsistema 2, subdimensionado com FDI 0,76. Ambos os subsistemas possuem a mesma orientação azimutal, que é para o norte.

O rendimento final dos subsistemas 1 e 2 são mostrados na Figura 21.

O rendimento final do subsistema 2 foi ligeiramente inferior nos meses de verão, devido a seu subdimensionamento. Ao se tomar os rendimentos agrupados dos meses próximos ao verão do primeiro ano, novembro a fevereiro, os rendimentos finais foram de 561,4 kWh/kWp e 526,1 kWh/kWp para os sistemas 1 e 2, respectivamente. A diferença foi um rendimento final superior do subsistema 1 em aproximadamente 6,7 % nesse período. Já nos meses próximos ao inverno, entre os meses de maio e agosto, ocorreu o oposto, com rendimentos finais de 322,2 kWh/kWp e 328,4 kWh/kWp para os subsistemas 1 e 2. O valor superior agora foi do subsistema 2, em aproximadamente 1,9 %.

Figura 21 – Rendimento Final dos Subsistemas 1 e 2 (Rf_Inv 1 e Rf_Inv 2).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

No segundo ano os rendimentos finais próximos ao verão foram de 549,1 kWh/kWp e 529,9 kWh/kWp para os subsistemas 1 e 2, sendo o rendimento do subsistema 1 superior em 3,6 %. Já nos meses próximos ao inverno, os valores de rendimento final foram 288,7 kWh/kWp e 296,5 kWh/kWp, tendo o subsistema 2 rendimento final superior em 2,6 %.

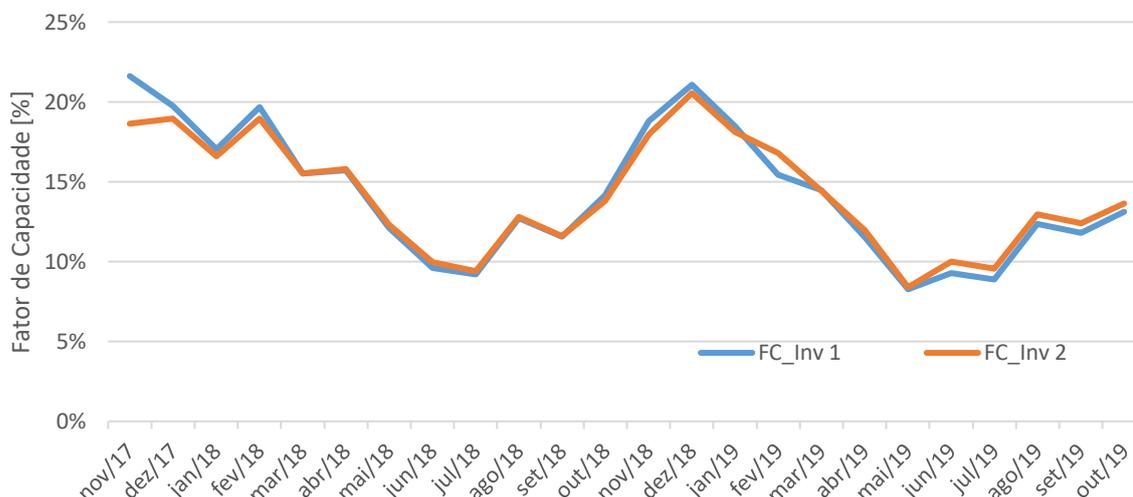
Nota-se que no segundo ano de análise o comportamento do rendimento foi similar, porém com valores inferiores aos do primeiro ano, e mais próximos entre si, devido à menor irradiação solar observada no segundo ano.

Para os indicadores a seguir: fator de capacidade, taxa de desempenho e eficiência global dos subsistemas, cujos valores são dados em percentual, as diferenças entre estes indicadores dos subsistemas analisados também são descritas percentualmente, e não em pontos percentuais. Isto é válido também para os resultados expostos na seção seguinte, que trata da análise de subsistemas com diferente orientação azimutal.

A Figura 22 apresenta o fator de capacidade dos subsistemas 1 e 2. De acordo com a Figura 22, o fator de capacidade do subsistema 1 nos meses próximos ao verão do primeiro ano, novembro a fevereiro, foi de 19,5 %, enquanto do subsistema 2 foi de 18,3 % nesse período, ficando este 6,7 % percentualmente menor. Já nos meses próximos ao inverno, entre os meses de maio e agosto, ocorreu o inverso, com o

subsistema 2 apresentando fator de capacidade de 11,1 % e o subsistema 1 de 10,9 %, sendo este 1,9 % percentualmente menor.

Figura 22 – Fator de Capacidade dos Subsistemas 1 e 2 (Fc_Inv 1 e Fc_Inv 2).



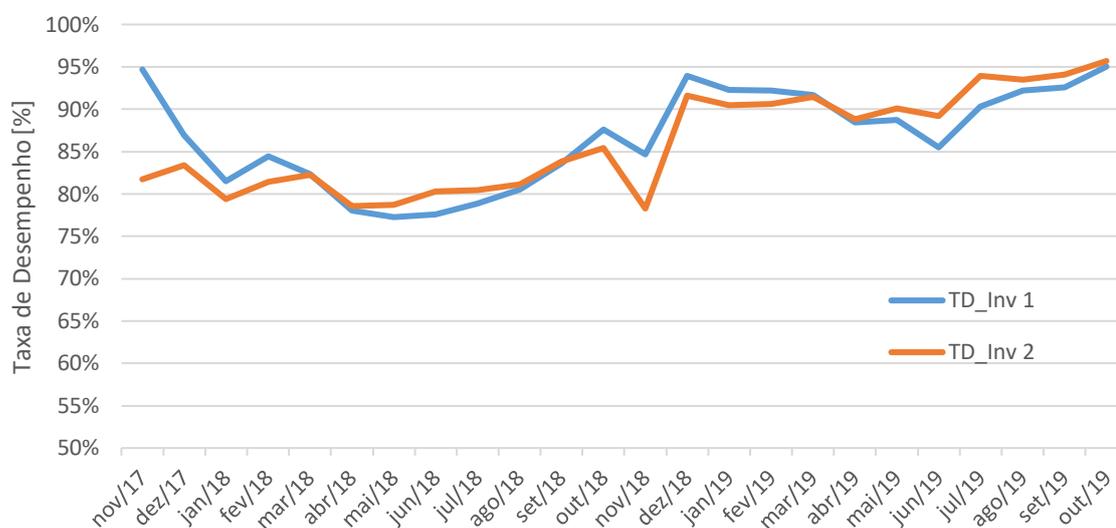
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

No segundo ano de análise, com a diminuição da irradiação e, por consequência, da energia gerada, o fator de capacidade do subsistema 2 nos meses próximos ao verão praticamente não mudou, ficando em 18,4 %, enquanto o do subsistema 1 reduziu para 18,5 %, resultando em diferença percentual entre ambos de 0,5 %. Nos meses próximos ao inverno o subsistema 2 teve fator de capacidade de 10,2 %, enquanto o subsistema 1 apresentou fator de capacidade de 9,7 %, com diferença percentual de 5,1 %.

A taxa de desempenho dos subsistemas 1 e 2 é apresentada na Figura 23. A taxa de desempenho apresenta comportamento similar aos dois índices anteriores, no decorrer do período de análise, havendo inversão de percentuais entre os dois subsistemas, em função dos períodos próximos ao verão e ao inverno, porém com diferenças mais significativas, em função da diferença no FDI dos subsistemas.

Observou-se que a taxa de desempenho do subsistema 1, de maior FDI, foi maior nos meses próximos ao verão, sendo sua média nesses quatro meses de 86,9 % e de 90,8 % no primeiro e segundo ano de análise, respectivamente. Para o subsistema 2 esses valores foram de 81,5 % e 87,7 %, sendo as diferenças de 6,6 % e 3,5 %.

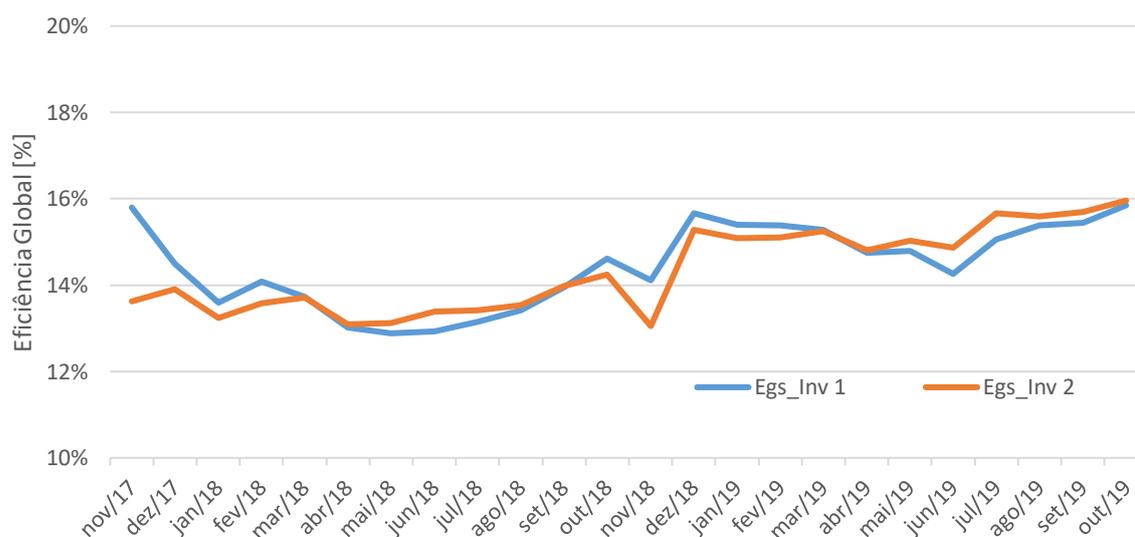
Figura 23 – Taxa de Desempenho dos Subsistemas 1 e 2 (TD_Inv 1 e TD_Inv 2).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Nos meses próximos ao inverno o subsistema 1 apresentou taxas de desempenho de 78,5 % e 89,2 %, enquanto o subsistema 2 teve taxas de 80,1 % e 91,7 %, sendo este superior em 2,0 % e 2,7 % nessa época do ano. Os percentuais de eficiência global dos subsistemas 1 e 2 são apresentados na Figura 24.

Figura 24 – Eficiência Global dos Subsistemas 1 e 2 (Egs_Inv 1 e Egs_Inv 2).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

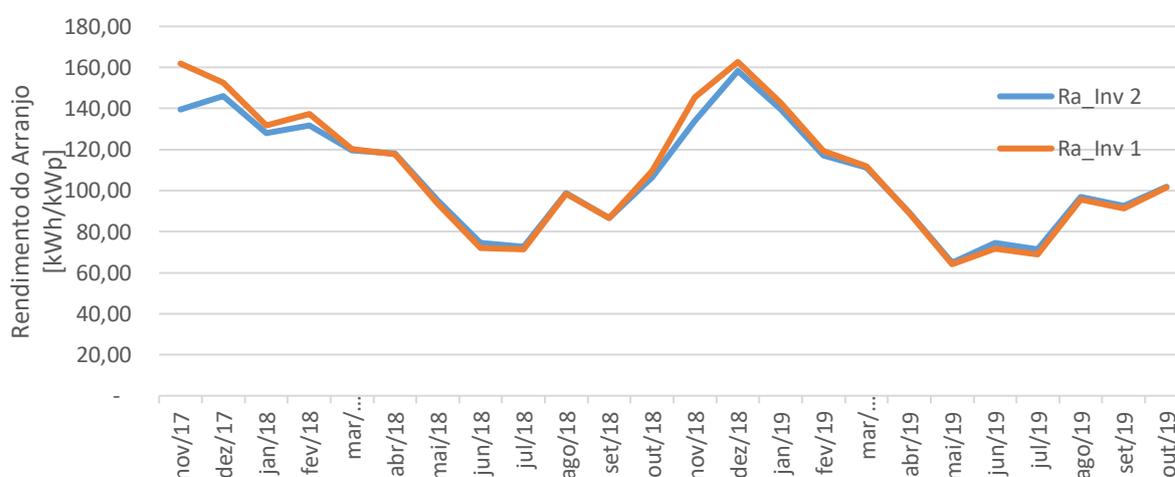
A eficiência global dos subsistemas, a exemplo da taxa de desempenho, também possui comportamento similar aos demais índices, com variações semelhantes ao se observar os períodos próximos ao inverno e verão.

No primeiro ano de análise, o subsistema 1 apresentou eficiências de 14,5 % e 13,1 %, nos meses próximos ao verão e ao inverno, respectivamente. Já no subsistema 2 esses valores foram de 13,6 % e 13,4 %. Nos meses próximos ao verão a eficiência do subsistema 1 foi maior em relação ao subsistema 2 em 6,6 %, enquanto no inverno esta foi menor em 2,0 %.

Já no segundo ano o subsistema 1 apresentou percentuais de 15,1 % e 14,9 %, enquanto no subsistema 2 os percentuais de eficiência foram 14,6 % e 15,3 %. O subsistema 1 foi mais eficiente em 3,5 % nos meses próximos ao verão e o 2 foi mais eficiente em 2,7 % nos meses próximos ao inverno.

O rendimento dos arranjos dos subsistemas 1 e 2 é mostrado na Figura 25.

Figura 25 – Rendimento dos Arranjos dos Subsistemas 1 e 2 (Ra_Inv 1 e Ra_Inv 2).



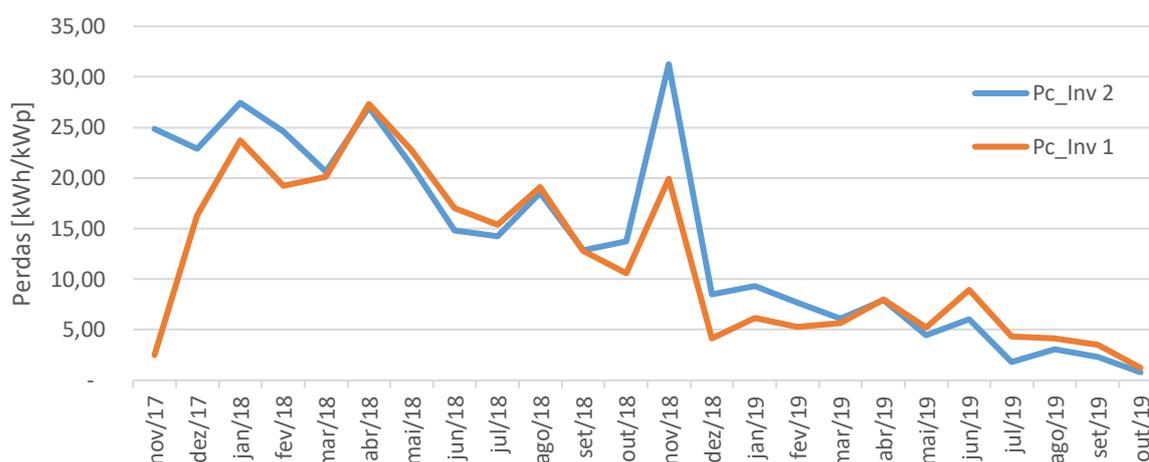
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Em relação ao rendimento dos arranjos, nota-se diferenças maiores nos meses próximos ao verão, de novembro a fevereiro. No primeiro ano o rendimento do arranjo do subsistema 1 foi de 583,5 kWh/kWp, enquanto o do subsistema 2 foi de 545,5 kWh/kWp, com diferença de 7,0 %. No segundo ano, devido à menor irradiação solar, a diferença diminuiu, e os rendimentos foram de 570,2 kWh/kWp e 549,0 kWh/kWp, com diferença de 3,9 %. Mais adiante, no item 4.2.3 – Análise para

Períodos Específicos, serão apresentados mais detalhes relacionados ao rendimento em função da irradiação.

Na Figura 26 são mostradas as perdas de captura dos subsistemas 1 e 2.

Figura 26 – Perdas de Captura dos Subsistemas 1 e 2 (Pc_Inv 1 e Pc_Inv 2).



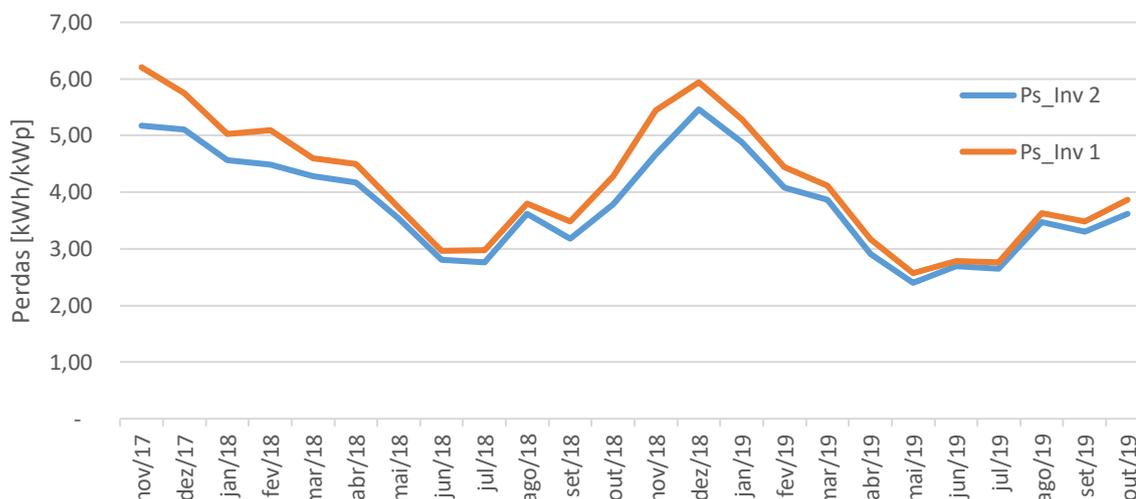
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O subsistema 2 apresentou perdas de captura maiores nos meses próximos ao verão, e menores nos meses próximos ao inverno. No primeiro ano as perdas desse subsistema foram de 99,8 kWh/kWp e 68,8 kWh/kWp, enquanto no subsistema 1 essas perdas foram de 61,8 kWh/kWp e 74,3 kWh/kWp. As diferenças de perdas entre os subsistemas 1 e 2 foram de 38,1 % a mais no verão e de 8,0 % a menos no inverno. No segundo ano de análise essas perdas foram de 35,5 kWh/kWp e 56,7 kWh/kWp, dos subsistemas 1 e 2, respectivamente, com percentual de 37,4 % de diferença. Já no inverno as perdas diminuíram mais no subsistema 2, tendo este perdas de captura de 15,4 kWh/kWp, enquanto que no subsistema 1 essas perdas foram de 22,7 kWh/kWp, ou seja, 47,5 % a mais que no subsistema 2.

Na Figura 27 são mostradas as perdas de sistema dos subsistemas 1 e 2. As perdas de sistema dos dois subsistemas apresentaram comportamento similar durante o período de análise, apenas diminuindo sua diferença nos meses próximos ao inverno. A maior diferença foi encontrada nos meses de novembro dos dois anos de análise. No primeiro ano essas perdas foram de 6,21 kWh/kWp e 5,17 kWh/kWp

nos subsistemas 1 e 2, respectivamente, com diferença de 20,0 %. Já no segundo ano as perdas foram de 5,44 kWh/kWp e 4,67 kWh/kWp, sendo a diferença de 16,6 %.

Figura 27 – Perdas de Sistema dos Subsistemas 1 e 2 (Ps_Inv 1 e Ps_Inv 2).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

As menores diferenças de perdas de sistema ocorreram no mês de agosto no primeiro ano e de junho no segundo. Os valores dessas perdas no primeiro ano foram de 3,80 kWh/kWp no subsistema 1 e de 3,61 kWh/kWp no subsistema 2, com diferença de 5,2 %. No segundo ano foram de 2,78 kWh/kWp e 2,69 kWh/kWp, para os subsistemas 1 e 2, respectivamente, com diferença de 3,3 %.

As perdas de captura térmica dos subsistemas 1 e 2 possuem os mesmos valores, já que este índice é calculado levando-se em conta o rendimento de referência e a temperatura média dos módulos, que possuem os mesmos valores para ambos os subsistemas.

4.2.2 Análise em Relação à Orientação Azimutal – Subsistemas 1 e 5

Nesta seção são apresentadas as análises considerando-se a orientação azimutal dos subsistemas. Para este caso foram tomados como referência os subsistemas 1, orientado ao norte, e o subsistema 5, que possui dois arranjos, um orientado ao leste e outro a oeste. Ambos os subsistemas possuem o mesmo fator de

dimensionamento de inversor, FDI, que é de 1,12. Na Figura 28 é mostrado o rendimento final dos subsistemas 1 e 5.

Figura 28 – Rendimento Final dos Subsistemas 1 e 5 (Rf_Inv 1 e Rf_Inv 5).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

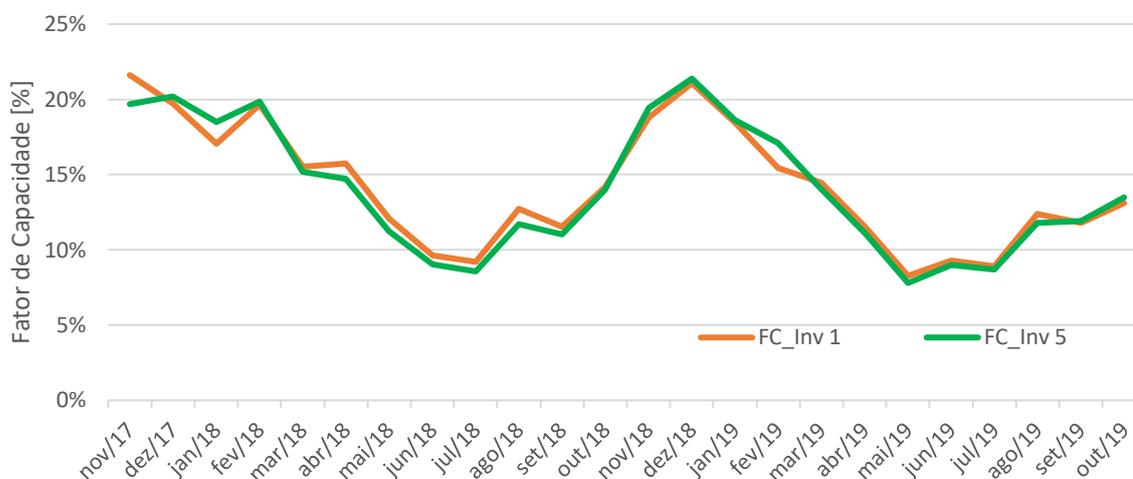
Ao se considerar o rendimento final de meses próximos ao verão e ao inverno, nota-se maior diferença entre os subsistemas no segundo caso. Nos subsistemas em análise os rendimentos no verão foram de 561,4 kWh/kWp e 563,0 kWh/kWp, e 549,1 kWh/kWp e 552,6 kWh/kWp, para os subsistemas 1 e 5, no primeiro e segundo ano, respectivamente. O subsistema 5 teve rendimento superior nas duas situações, porém de 0,3 % e 0,6 %.

Já nos meses próximos ao inverno, o rendimento dos subsistemas foi de 322,2 kWh/kWp e 299,4 kWh/kWp, e de 288,7 kWh/kWp e 270,2 kWh/kWp, para os subsistemas 1 e 5, no primeiro e segundo ano, respectivamente. Nessa situação o subsistema 1 apresentou rendimento maior nos dois anos, de 7,6 % e 6,9 %.

Notou-se que nos meses próximos ao inverno os rendimentos apresentaram diferenças maiores, isso devido ao melhor aproveitamento da irradiação solar pelo subsistema 1, posicionado com orientação ao norte. No verão a diferença foi mínima, mostrando que a orientação pouco influenciou, principalmente devido ao baixo ângulo de inclinação dos arranjos de módulos.

O fator de capacidade dos subsistemas 1 e 5 é apresentado na Figura 29.

Figura 29 – Fator de Capacidade dos Subsistemas 1 e 5 (Fc_Inv 1 e Fc_Inv 5).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

De acordo com a Figura 29, o fator de capacidade do subsistema 1 nos meses próximos ao verão do primeiro ano foi de 19,5 %, enquanto do subsistema 5 foi de 19,6 % nesse período, ficando este último 0,2 % maior. Já nos meses próximos ao inverno ocorreu o inverso, com o subsistema 1 apresentando fator de capacidade de 10,9 % e o subsistema 5 de 10,1 %, sendo este 7,6 % menor.

No segundo ano de análise o fator de capacidade do subsistema 5 nos meses próximos ao verão ficou em 19,1 %, enquanto o do subsistema 1 reduziu para 18,5 %, resultando em diferença entre ambos de 3,6 %. Nos meses próximos ao inverno o subsistema 5 teve fator de capacidade de 9,3 %, enquanto o subsistema 1 apresentou fator de capacidade de 9,7 %, com diferença de 4,1 %.

Na Figura 30 é apresentada a taxa de desempenho dos subsistemas 1 e 5.

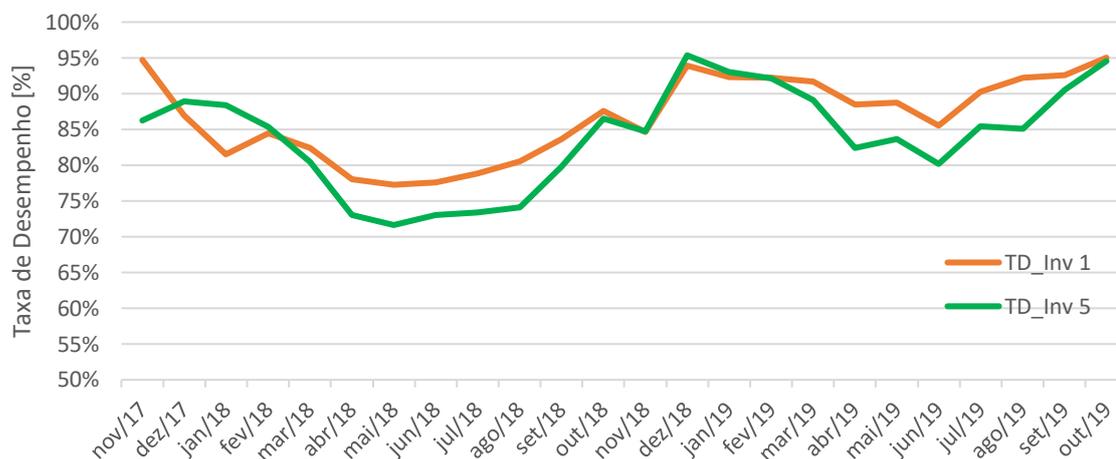
A taxa de desempenho dos subsistemas teve valor similar nos meses próximos ao verão. Porém, nos demais meses o subsistema 5 apresentou taxa de desempenho inferior ao subsistema 1, devido à orientação de seus arranjos ser leste-oeste.

Tomando-se os meses próximos ao verão, novembro a março, o subsistema 1 apresentou valores médios de 86,9 % e 90,8 %, no primeiro e segundo ano de análise, respectivamente, enquanto o subsistema 5 apresentou 87,2 % e 91,3 %, com diferenças de 0,4 % e 0,6 % entre as médias das taxas dos dois subsistemas.

Já nos meses próximos ao inverno, neste caso de abril a agosto, a média das taxas de desempenho dos subsistemas foram 78,4 % e 89,0 % para o subsistema 1

e 73,0 % e 83,3 % para o sistema 5, nos dois anos de análise, sendo os valores do subsistema 1 maiores em 7,4 % e 6,8 % nos dois anos, respectivamente.

Figura 30 – Taxa de Desempenho dos Subsistemas 1 e 5 (TD_Inv 1 e TD_Inv 5).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Os resultados observados mostram que a orientação azimutal influencia consideravelmente na taxa de desempenho, reduzindo seu valor quando os arranjos não estão posicionados na orientação correta, o norte, no caso do sul do Brasil.

O rendimento dos arranjos dos subsistemas 1 e 5 é mostrado na Figura 31.

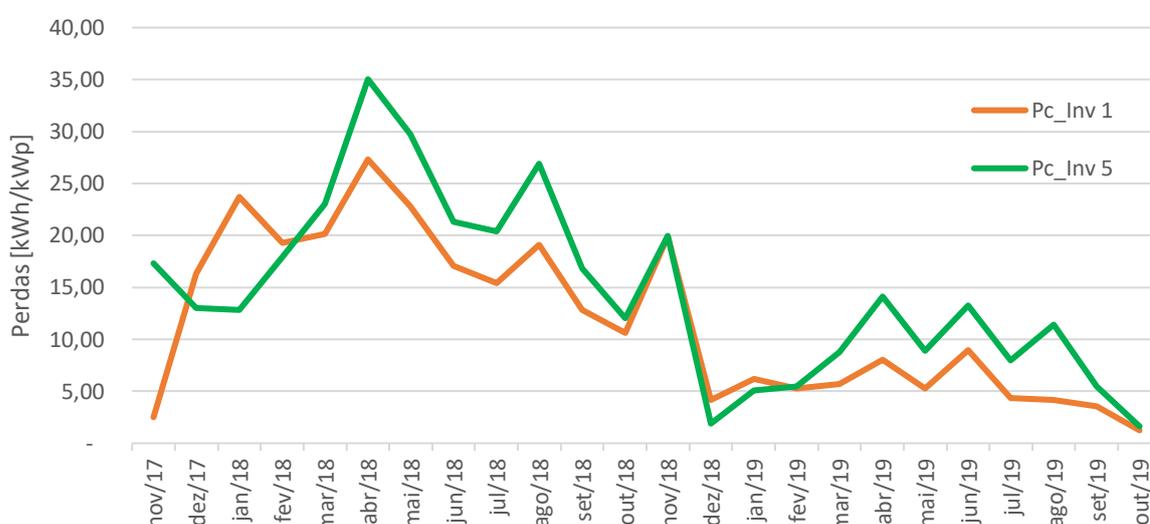
Figura 31 – Rendimento dos Arranjos dos Subsistemas 1 e 5 (Ra_Inv 1 e Ra_Inv 5).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Nesses mesmos períodos o subsistema 5 apresentou rendimento de arranjo de 311,7 kWh/kWp e 281,6 kWh/kWp, implicando em valores menores que o subsistema 1 de 7,7 % e 6,7 %, nos dois anos de análise, respectivamente. A diferença se justifica pela disposição dos arranjos do subsistema 5 serem a leste e a oeste, o que desfavorece o rendimento quando o ângulo zenital é maior, o que ocorre nos meses próximos ao inverno. Outro fator que afeta o rendimento são as perdas, e as perdas de captura dos subsistemas 1 e 5 são mostradas na Figura 32.

Figura 32 – Perdas de Captura dos Subsistemas 1 e 5 (Pc_Inv 1 e Pc_Inv 5).

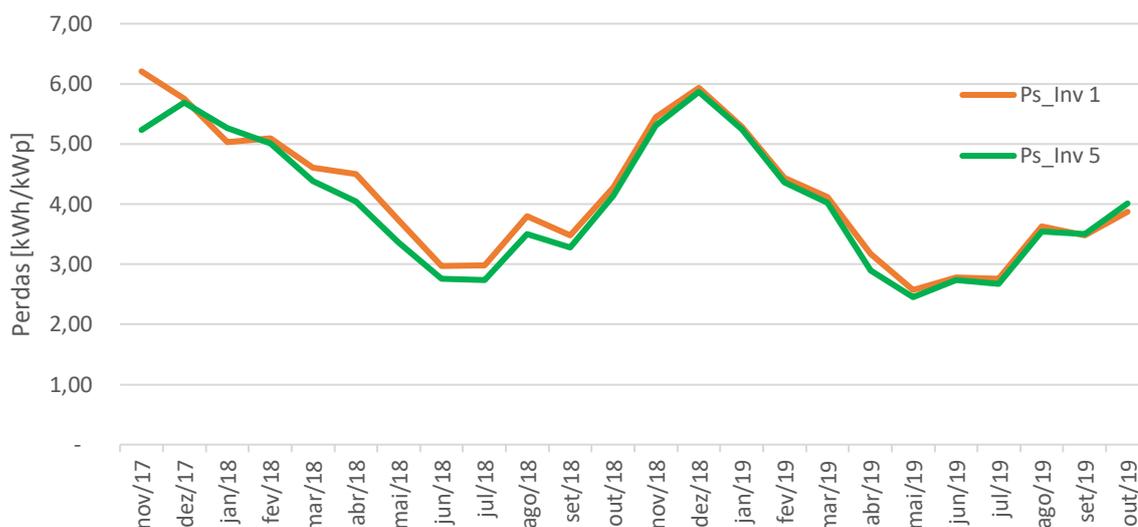


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

As perdas de captura foram maiores no subsistema 5 nos meses próximos ao inverno, entre abril e agosto, sendo estas de 133,3 kWh/kWp e de 55,7 kWh/kWp, no primeiro e segundo ano, respectivamente. Nos mesmos períodos o subsistema 1 apresentou perdas de captura de 101,6 kWh/kWp e 30,7 kWh/kWp, implicando em diferenças entre os dois subsistemas de 23,8 % e 44,9 %.

Nos meses próximos ao verão as diferenças foram menores, sendo que as perdas do subsistema 5 foram de 61,1 kWh/kWp e de 32,4 kWh/kWp, enquanto no subsistema 1 estas foram de 61,8 kWh/kWp e 35,5 kWh/kWp, no primeiro e segundo ano, respectivamente. Nessa época, em ambos os anos, o subsistema 1 apresentou perdas maiores, superiores em 1,1 % e de 9,7 % nos anos 1 e 2 de análise, respectivamente. Outro tipo de perda são as de sistema, e estas, dos subsistemas 1 e 5, são mostradas na Figura 33.

Figura 33 – Perdas de Sistema dos Subsistemas 1 e 5 (Ps_Inv 1 e Ps_Inv 5).



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

As perdas de sistema dos dois subsistemas apresentaram comportamento similar durante o período de análise, diferenciando-se em maior grau no primeiro ano de análise, em função da maior irradiação e, por consequência, maior geração de energia por parte dos subsistemas. As perdas oscilaram entre aproximadamente 2,5 kWh/kWp nos meses de maio e junho dos dois anos e aproximadamente 6,0 kWh/kWp no verão, para os dois subsistemas.

As perdas de captura térmica dos subsistemas 1 e 5 possuem os mesmos valores, já que este índice é calculado levando-se em conta o rendimento de referência e a temperatura média dos módulos, que possuem os mesmos valores para ambos os subsistemas.

4.2.3 Análise para Períodos Específicos – FDI e Orientação Azimutal

De modo a analisar o comportamento dos subsistemas em condições específicas, estabelecidas como dias típicos de inverno e verão, ambos de céu claro, foram realizadas avaliações de desempenho comparativa dos subsistemas 1, 2 e 5, conforme exposto a seguir.

Nas Figura 34 e Figura 35 são mostrados a potência dos subsistemas, a irradiância e a correlação dos subsistemas 1 e 2 nos dias típicos de verão, 03 de janeiro de 2018, e de inverno, 14 de julho de 2018.

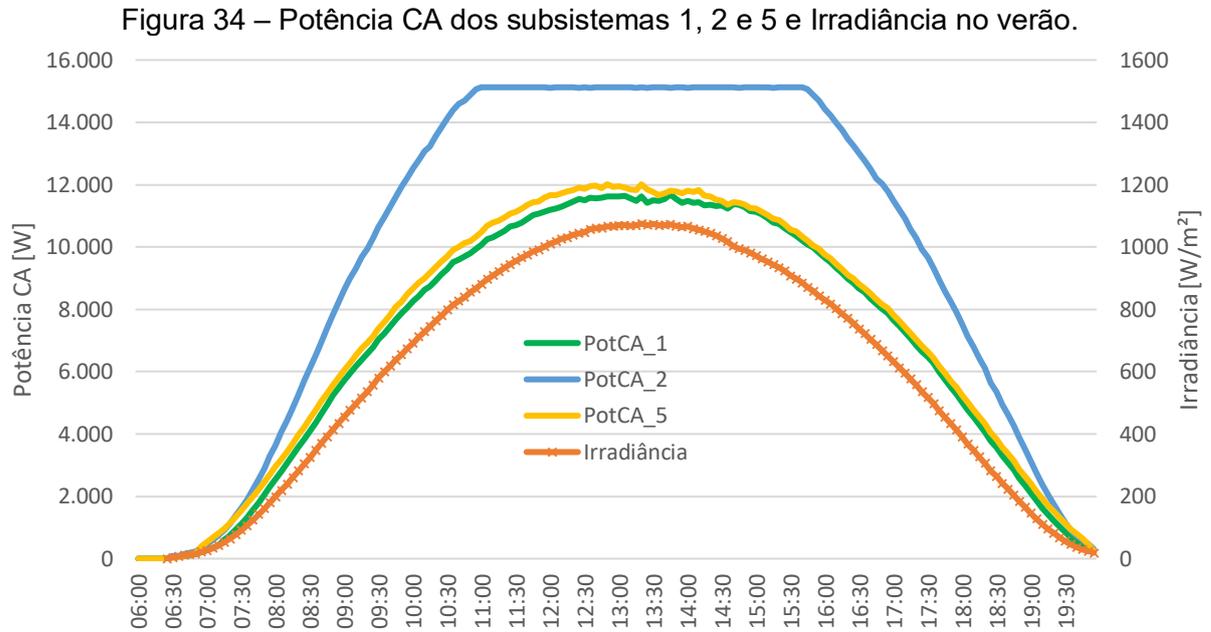
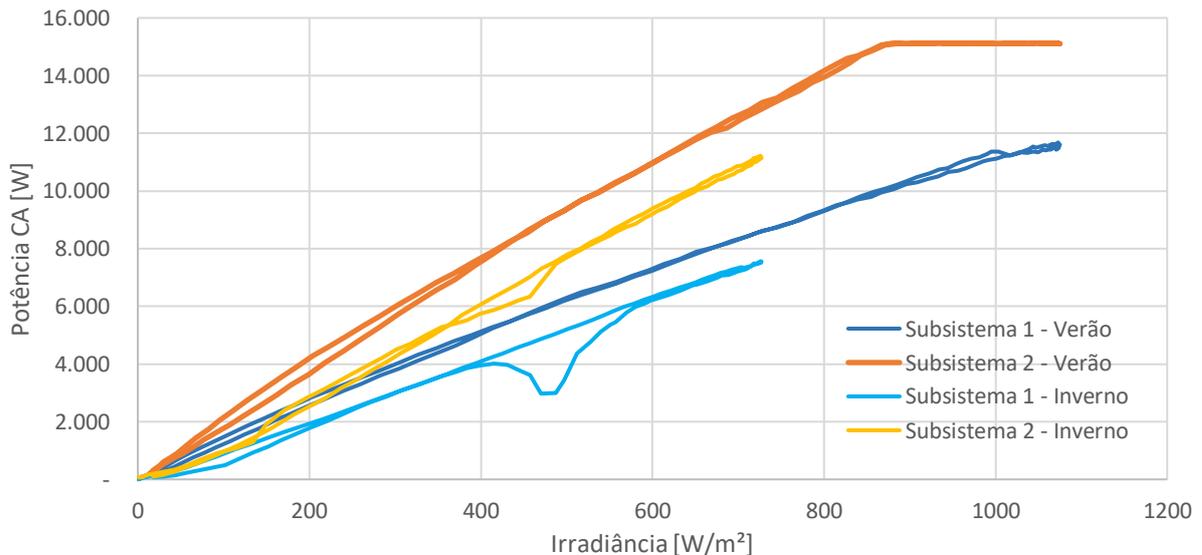


Figura 35 – Correlação entre Potência CA dos subsistemas 1 e 2 e Irradiância, no inverno e no verão.



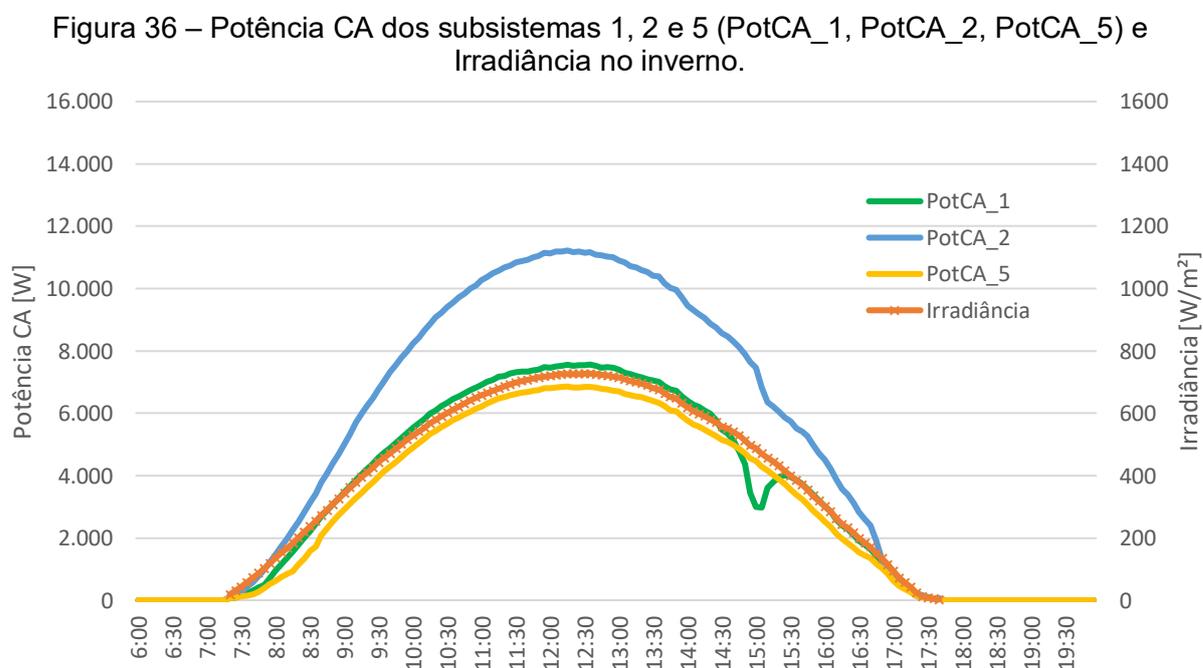
Analisando-se o dia típico de verão para os subsistemas 1 e 2, que possuem mesma orientação azimutal, porém FDIs distintos, de 1,12 e 0,76, respectivamente,

identificou-se que em função do subdimensionamento do inversor 2, neste atuaram dispositivos de proteção térmica e de sobrecarga, fazendo com que a curva de correlação fosse linear até aproximadamente 870 W/m², formando um platô para valores superiores a esse.

A Figura 34 mostra que, para valores de potência CA inferiores a 15.100 W, limite para que o inversor passe a "cortar" a potência, a equação da reta é: $y = 18,276x + 303,43$, com $R^2 = 0,997$. Extrapolando-se os valores de potência para os de irradiação tem-se que a energia gerada poderia ser maior em aproximadamente 17,6 %. Essa diferença ocorreu em função do subdimensionamento do inversor do subsistema 2.

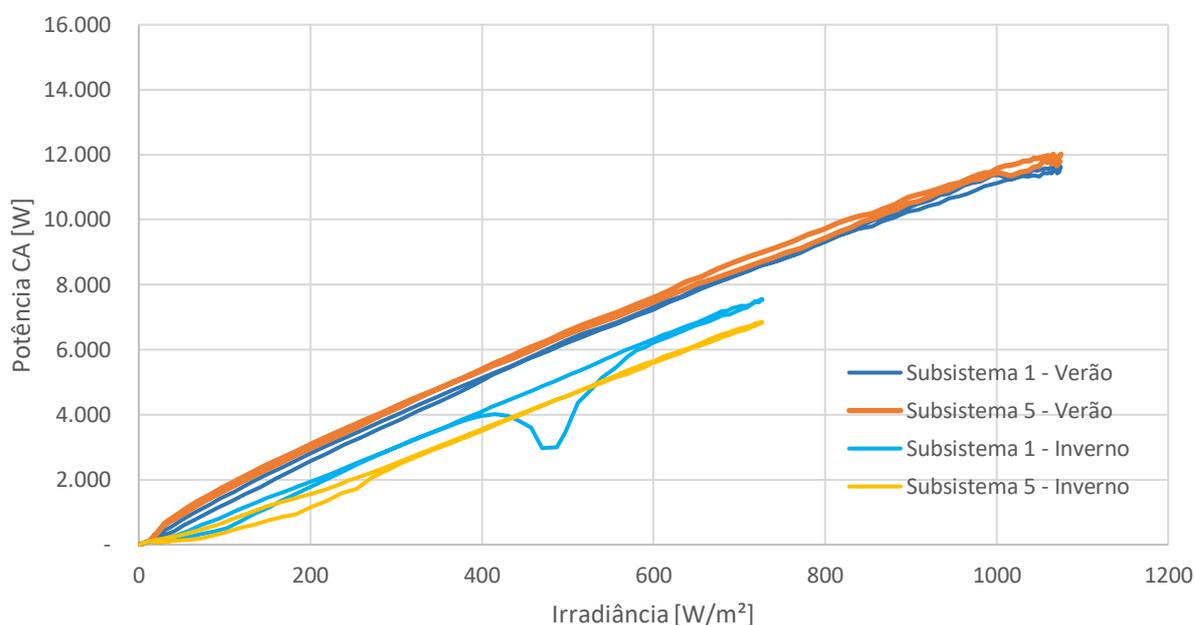
A partir da análise de um dia de inverno para esses dois subsistemas, identificou-se que não houve sobrecarga ou superaquecimento dos inversores, e a correlação entre irradiação e potência CA foi linear.

Na Figura 36 e Figura 37 também são mostrados a potência dos subsistemas, a irradiação e a correlação dos subsistemas 1 e 5 nos dias típicos de verão e de inverno.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 37 – Correlação entre Potência CA dos subsistemas 1 e 5 e Irradiância, no inverno e no verão.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A diferença de potência observada nos subsistemas 1 e 2 na Figura 35, entre os períodos da manhã e da tarde foi ocasionada por sombreamento nos arranjos desses subsistemas, no período vespertino, próximo às 15 horas. Essa ocorrência foi maior no subsistema 1 e esse efeito pode ser observado também nas Figuras 36 e 37.

Na amostragem de um dia se percebe que a potência no verão é maior no subsistema 5, enquanto no inverno ocorre o inverso, sendo a potência maior no subsistema 1, conforme Figura 34 e Figura 36. Ao se considerar pelo menos um mês inteiro do verão e do inverno, como janeiro e julho de 2018, os resultados apresentam a mesma característica. As quantidades de energia elétrica gerada nesses casos são mostradas na Tabela 6.

Tabela 6 – Energia elétrica gerada pelos subsistemas em diferentes períodos, em kWh.

Subsistemas	Períodos			
	Dia / Inverno	Dia / Verão	Mês / Inverno	Mês / Verão
Subsistema 1	29,67	54,99	919,85	1.704,69
Subsistema 5	27,62	59,62	856,22	1.848,10

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

4.3 ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA

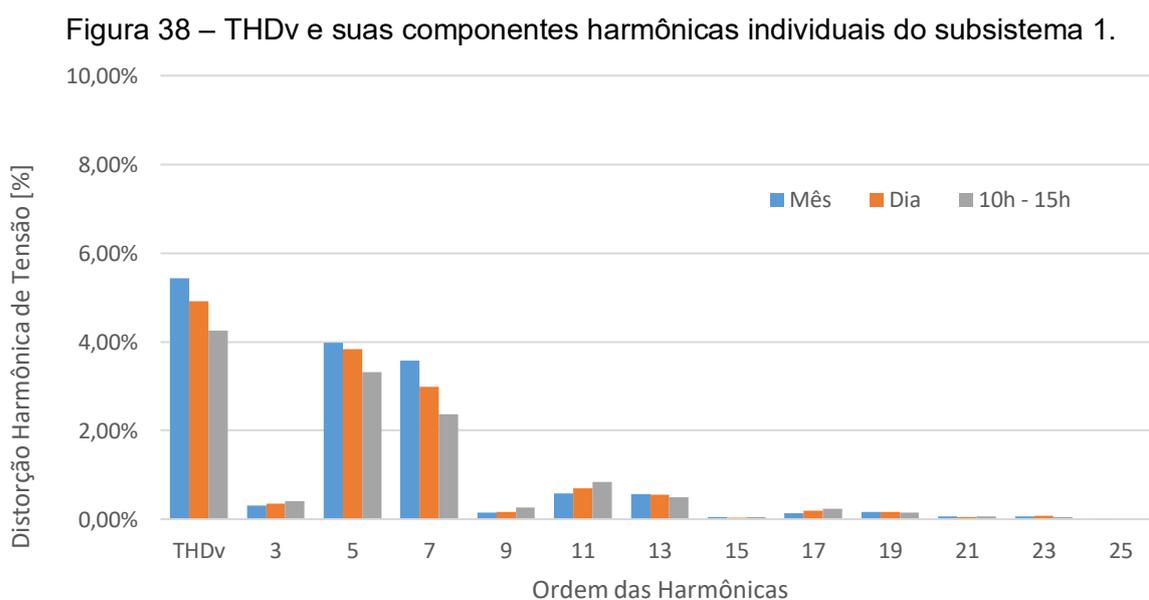
Nesta seção serão analisados os parâmetros de qualidade de energia distorção harmônica e fator de potência dos subsistemas 1, 2 e 5.

4.3.1 Análise da Distorção Harmônica

A análise das distorções harmônicas de tensão e de corrente foi realizada para os subsistemas 1, 2 e 5, e são apresentadas e discutidas na sequência.

Análise do Subsistema 1 com FDI 1,12

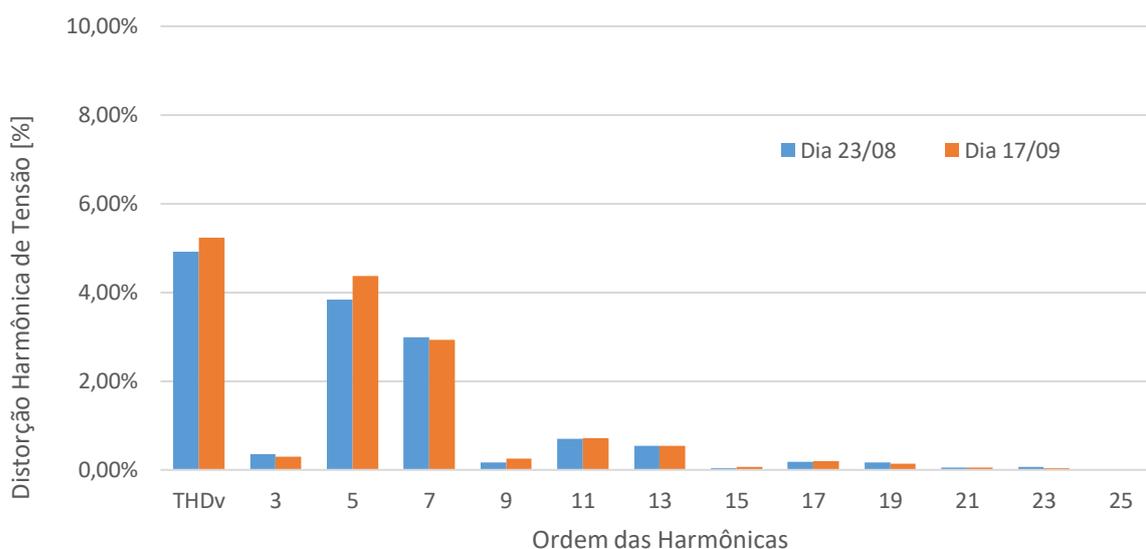
Na Figura 38 são mostradas as distorções harmônicas totais de tensão e suas componentes do subsistema 1. O gráfico dessa figura mostra as médias das distorções harmônicas de tensão no período compreendido entre 23/08/2019 e 22/09/2019, em um dia inteiro considerado de céu claro, dia 29/08/2019, e também nesse mesmo dia em no período de maior geração de energia elétrica, entre 10h e 15h. São mostradas as componentes de ordem ímpar devido às de ordem par não apresentarem valores significativos para análise.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Figura 39 apresenta as médias das distorções harmônicas totais de tensão (THDv) e suas componentes do subsistema 1 em duas situações, em um dia considerado de céu claro, dia 29/08/2019, e em um dia de céu encoberto, dia 17/09/2019.

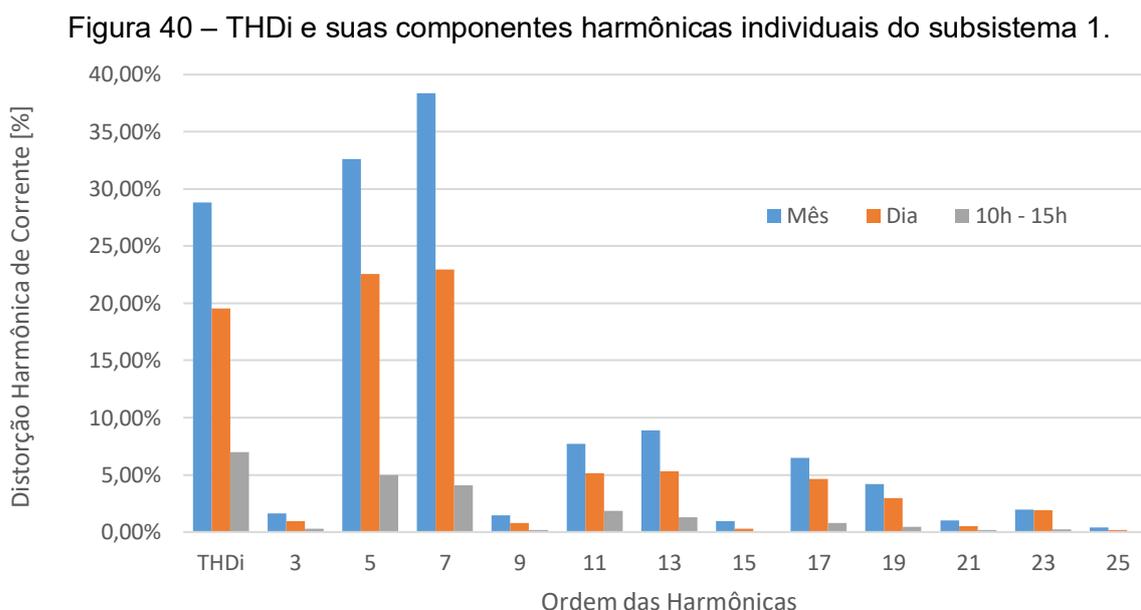
Figura 39 – THDv e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 1, em dias de céu claro e de céu encoberto.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

De acordo com as Figuras 38 e 39 percebe-se que as distorções de tensão apresentam percentuais mais elevados em períodos onde a geração de energia elétrica é menor, como os períodos do início da manhã e final da tarde, além daqueles com céu encoberto. Ao se observar os valores de distorção harmônica para o período do mês inteiro, que contempla os horários de pouca ou nenhuma geração de energia elétrica, nota-se valores mais elevados nas distorções. Se nota também que no período considerado ótimo para geração de energia elétrica, entre 10 h da manhã e 15 h da tarde, os valores de distorção harmônica são menores. Percebe-se também que as harmônicas de ordem 5 e 7 são as que apresentam maior influência na distorção total, similarmente ao relatado por Bogila et. al. (2019), por Elkholy (2019) e Vinayagam et. al. (2019). As distorções harmônicas de ordem 11 e 13 apresentam valores em torno de 0,7 % e 0,5 %, respectivamente. Já as de ordem 3, apresentam valores em torno de 0,35 %.

Semelhante à Figura 38, na Figura 40 são mostradas as distorções harmônicas totais de corrente (THDi) e suas componentes do subsistema 1, considerando os mesmos períodos, de um mês, de um dia, e de um intervalo de 5 horas.

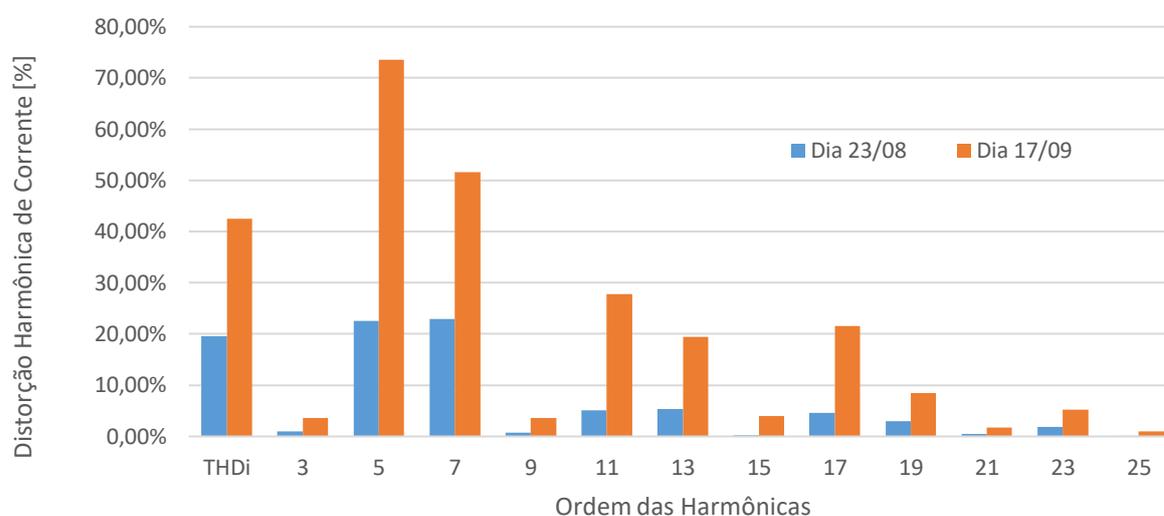


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Figura 41 apresenta as médias das distorções harmônicas de corrente totais e suas componentes do subsistema 1 em duas situações, em um dia considerado de céu claro, dia 29/08/2019, e em um dia de céu encoberto, dia 17/09/2019.

Conforme mostrado nas Figuras 40 e 41, as distorções harmônicas de corrente apresentam comportamento similar às distorções harmônicas de tensão, quando analisadas nos mesmos períodos. Porém, nota-se uma diminuição acentuada na distorção harmônica de corrente quando se analisa o período considerado de maior geração de energia elétrica, entre 10 h e 15 h. De modo similar à análise das distorções harmônicas de tensão, as distorções harmônicas de corrente de ordem 11 e 13 apresentam valores que influenciam na THDi, porém para esse caso há a influência também das distorções de ordem 17 e 19, em menor grau.

Figura 41 – THDi e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 1, em dias de céu claro e de céu encoberto.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

O período de um dia inteiro dito como de céu limpo, no qual estão os momentos de baixa ou pouca geração de energia elétrica, apresenta THDi de 19,5 %, enquanto no período mais propício a THDi é de 7,0 %. Os valores para esta e outras situações são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – THDv, THDi e suas principais componentes em um mês, um dia de céu limpo, e em um período de 5 h em um dia de céu limpo.

DH _{v,i}	Distorção Harmônica de Tensão (%)			Distorção Harmônica de Corrente (%)		
	Mês	Dia	10h-15h	Mês	Dia	10h-15h
THD	5,43	4,92	4,25	28,8	19,5	7,0
IHD ₃	0,30	0,35	0,41	1,63	0,97	0,28
IHD ₅	3,97	3,84	3,32	32,62	22,54	5,00
IHD ₇	3,57	2,99	2,37	38,38	22,96	4,08
IHD ₉	0,15	0,17	0,26	1,44	0,77	0,17
IHD ₁₁	0,59	0,69	0,84	7,74	5,12	1,84
IHD ₁₃	0,57	0,55	0,49	8,90	5,33	1,27
IHD ₁₅	0,05	0,03	0,05	0,96	0,29	0,06
IHD ₁₇	0,14	0,19	0,23	6,49	4,64	0,78
IHD ₁₉	0,16	0,17	0,15	4,22	2,98	0,47

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

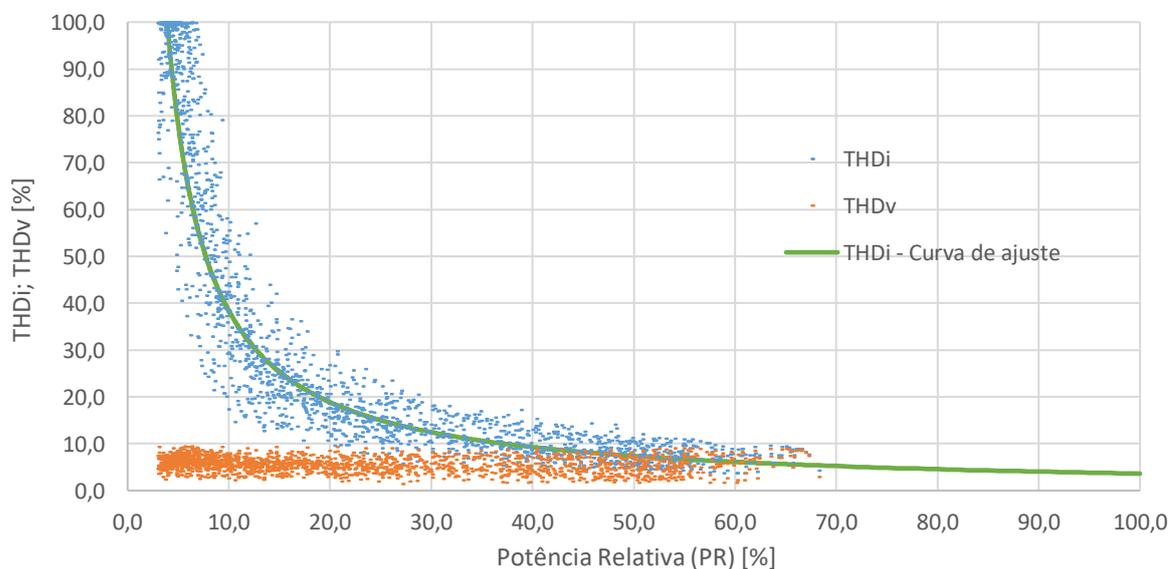
De acordo com a Tabela 7, fica evidente a influência das harmônicas de ordem 5 e 7 nas distorções harmônicas de tensão e de corrente, nos três períodos analisados. A THDv não ultrapassa o valor normativo, que é de 10 %, ficando entre

4,25 % e 5,43 %, o que denota boa qualidade da rede de alimentação do campus, à qual os subsistemas estão conectados. Ressalta-se que a THDv não tem influência significativa do sistema fotovoltaico, sendo uma consequência da qualidade de energia da própria rede. A THDi, por sua vez, é influenciada pela potência relativa ou potência instantânea de operação do sistema fotovoltaico.

Ainda conforme a Tabela 7, a THDi é de 7,0 % na condição mais favorável de geração de energia. As normativas preveem THDi menor que 5,0 %, mas em condições de potência relativa do subsistema de 100,0 % e de THDv menor que 2,5 %. Essa situação não ocorre, pois o subsistema apresentou potência relativa inferior a 70,0 % no período considerado, conforme Figura 42, e a rede elétrica já apresenta distorções independentemente do sistema fotovoltaico.

A Figura 42 mostra a correlação entre a distorção harmônica total de tensão e corrente, em relação à potência relativa para o subsistema 1, no período de 23/08/2019 a 22/09/2019.

Figura 42 – Correlação THDv; THDi e PR do subsistema 1, no período de 23/08/2019 a 22/09/2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

De acordo com a Figura 42, pode-se observar que, conforme a potência relativa aumenta, a THDi diminui, reforçando a forte relação que a THDi possui com a

irradiância solar e, conseqüentemente, com a potência instantânea do sistema fotovoltaico. A curva de ajuste da THDi para potências relativas maiores, não atingidas no período de análise, é a exponencial dada pela Equação 19:

$$THDi = 0,0363 \cdot P_R^{-1,024} \quad (19)$$

Onde:

THDi é a Distorção Harmônica Total de Corrente, em %;

PR é potência relativa do subsistema, em %.

O coeficiente de correlação da Equação 19 é de 0,9203.

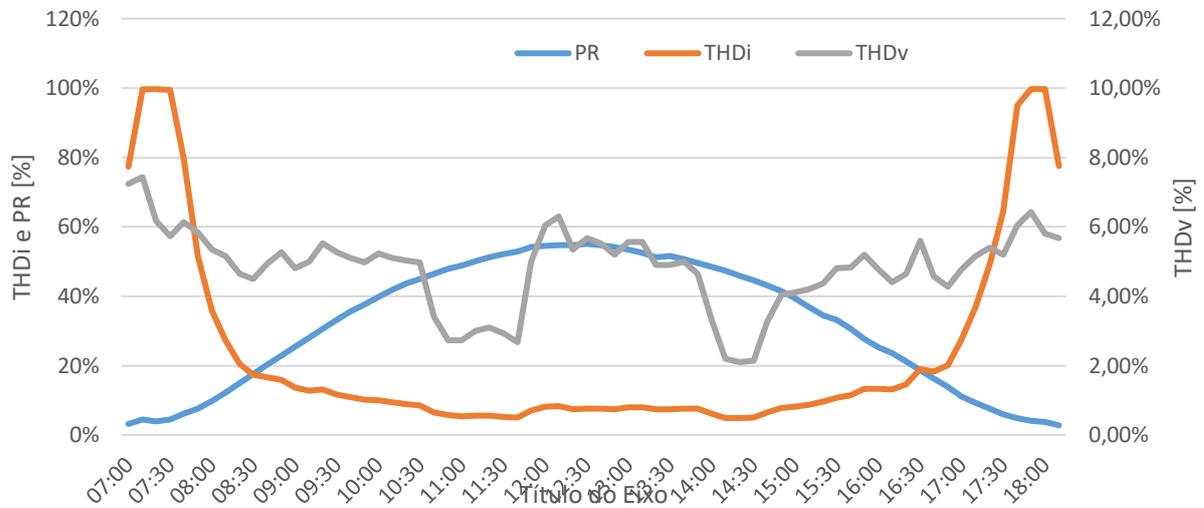
Com base nessa curva de ajuste, o valor da THDi para potência relativa de 100 % é de 3,63 %. Com isso constata-se que, para condições de carregamento maiores, o subsistema 1 atenderia as normativas em relação a THDi.

De acordo com o recomendado pelas normas da ABNT NBR 16149/2013 e 16150/2013, a THDi deve apresentar valores abaixo de 5 % para a medição realizada com 100 % de carregamento do inversor, ou seja, em potência nominal. No entanto, a rede de distribuição na qual o inversor está conectado deve possuir THDv menor que 2,5 %, para que ocorra mínima ou nenhuma interferência desse parâmetro na análise da THDi. Para o período de medição, a média do THDv foi de 5,43 %, com desvio padrão de 1,42 %. Porém, de acordo com a curva de ajuste, a THDi para potência relativa de 100 % estaria abaixo do valor máximo permitido pela norma e, caso a THDv diminua, a THDi diminui também, visto que são parâmetros dependentes.

Os comportamentos da THDv e THDi, e da potência relativa do subsistema 1 são apresentadas nas Figuras 43 e 44, que mostram informações de dias específicos, considerados de céu claro, dia 29/08/19, e de céu encoberto, dia 17/09/2019.

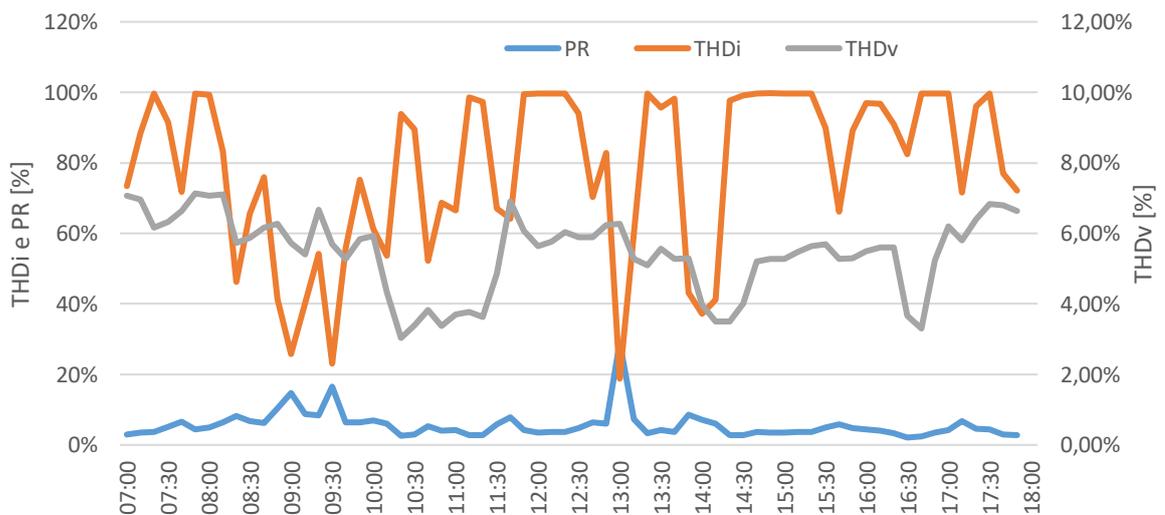
Em um dia de céu encoberto, quando a irradiância solar e por consequência a geração de energia elétrica não apresentam o comportamento gaussiano, nota-se que com a diminuição da potência relativa há um aumento da TDHi.

Figura 43 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 1 em dia de céu claro.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 44 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 1 em dia de céu encoberto.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

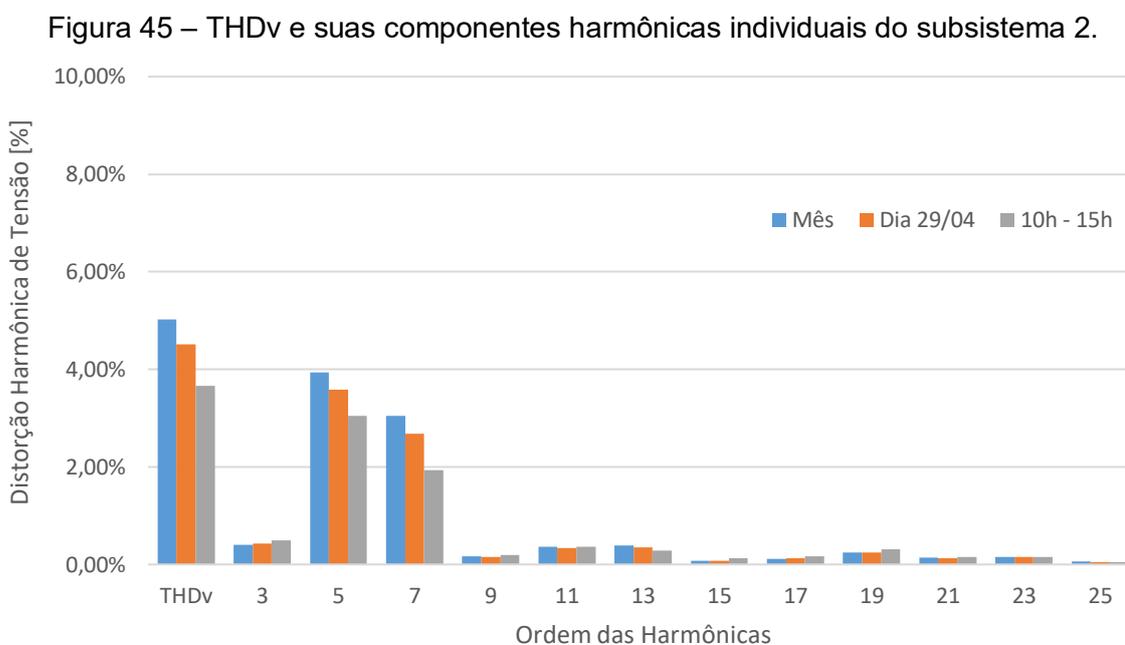
Pode ser observado também, no período próximo às 13 h, que, para um ligeiro aumento na potência relativa, há uma queda significativa na THDi. Nesse caso, às 13 h, a potência relativa atinge 29,0 %, enquanto a THDi chega a 18,8 %. Em potências relativas baixas a THDi apresenta valores mais elevados, já que é um parâmetro percentual, e nesses momentos a corrente que corresponde à frequência fundamental é baixa. Isso corrobora o observado nas Figuras 38 e 39, que mostram

que as distorções diminuem conforme as condições de geração de energia elétrica ficam melhores e a potência relativa aumenta.

Análise do Subsistema 2 com FDI 0,76

A análise do subsistema 2 foi realizada no período de 17/04/2019 a 17/05/2019 e nos dias 29/04/2019 e 13/05/2019, caracterizados como dia de céu claro e céu encoberto, respectivamente.

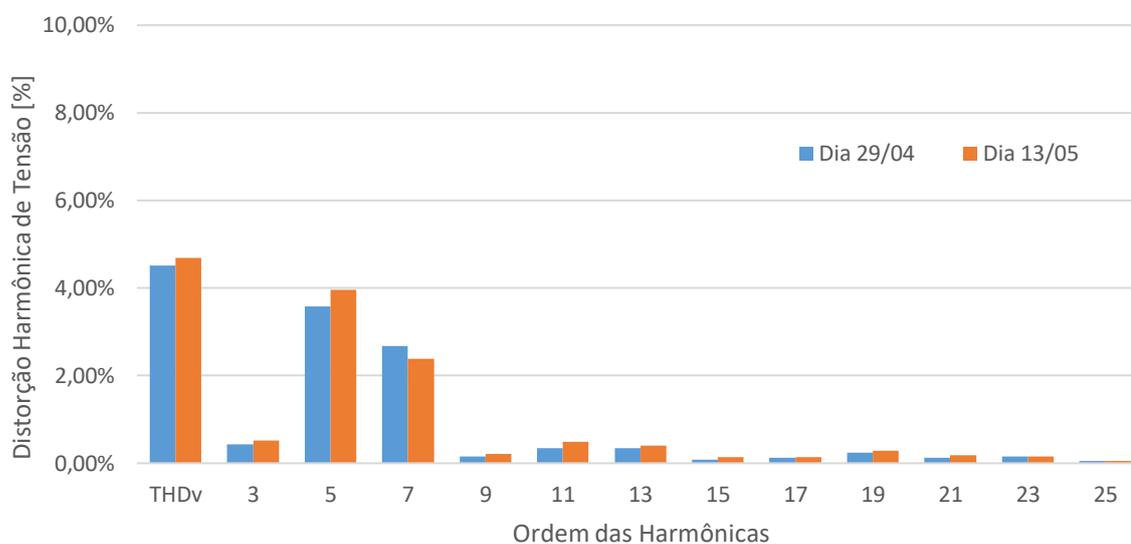
Na Figura 45 são mostradas as médias das distorções harmônicas totais de tensão e suas componentes no período de um mês, no dia 29/04/2019, e também nesse mesmo dia entre 10h e 15h.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Conforme apresentado nas Figuras 45 e 46, as distorções de tensão apresentam percentuais mais elevados quando as medições incluem períodos de pouca ou nenhuma geração de energia elétrica, como ocorre na análise do mês inteiro e de um dia inteiro, já que nessas análises são incluídos os períodos noturno, de início da manhã e final da tarde, e os momentos de céu encoberto, este último retratado na Figura 46.

Figura 46 – THDv e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 2, em dias de céu claro e de céu encoberto.



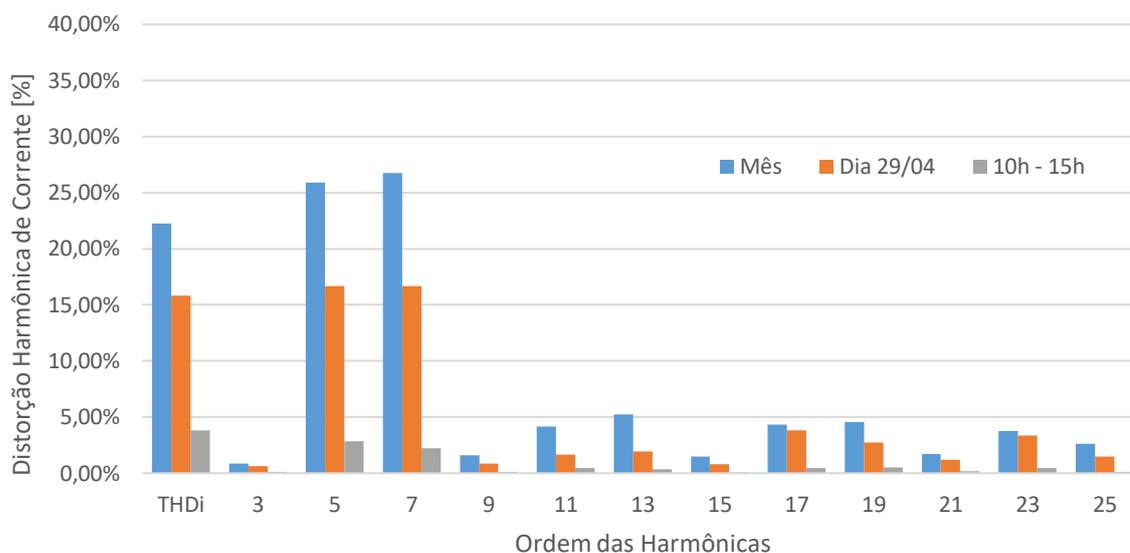
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Ao se observar um período menor, de horário restrito do dia considerado de melhor geração, nesse caso entre 10 h da manhã e 15 h da tarde, os valores de distorção são menores, devido ao maior carregamento do inversor. A influência maior nas distorções se dá pelas harmônicas de ordem 5 e 7. As harmônicas de ordem 3 apresentam valores similares nos três períodos diferentes de análise, embora menores, mas variando entre 0,41 % e 0,49 %. A constatação da presença de harmônicas de ordem 5 e 7 também foi identificado em estudos de Bogila et. al. (2019), por Elkholy (2019) e Vinayagam et. al. (2019). As distorções harmônicas de ordem 11 e 13 apresentam ambas valores em torno de 0,35 %.

De modo similar à Figura 45, na Figura 47 são mostradas as distorções harmônicas de corrente totais e suas componentes do inversor 2, considerando os mesmos períodos, de um mês, de um dia, e de um intervalo de 5 horas.

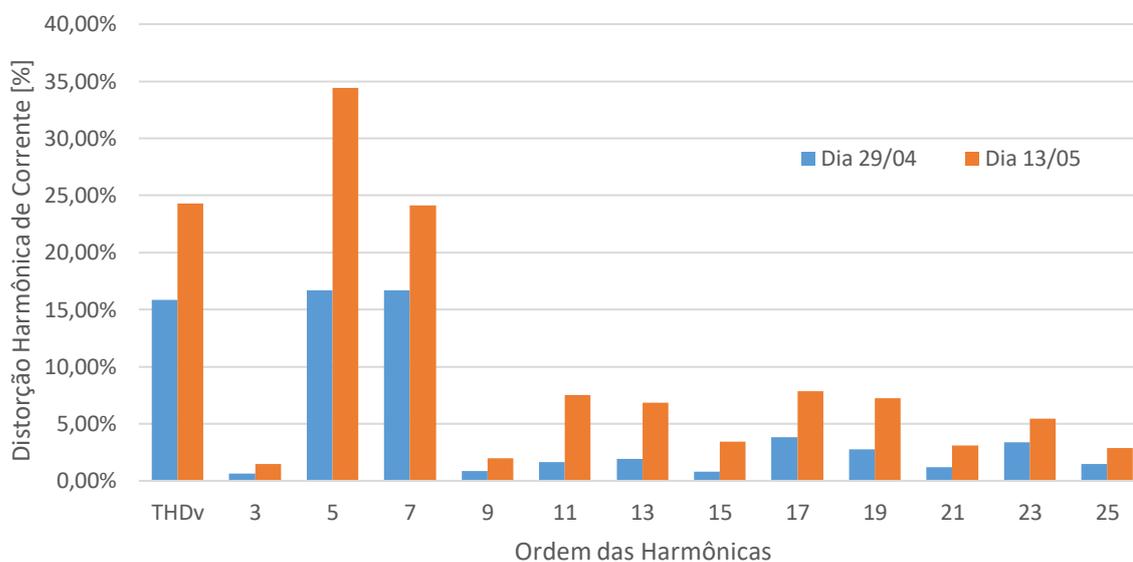
A Figura 48 apresenta as médias das distorções harmônicas de corrente totais e suas componentes do subsistema 2 em duas situações, em um dia considerado de céu claro, dia 29/04/2019, e em um dia de céu encoberto, dia 13/05/2019.

Figura 47 – THDi e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 2.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 48 – THDi e suas componentes harmônicas individuais do subsistema 2, em dias de céu claro e de céu encoberto.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

De acordo com o exposto nas Figuras 47 e 48, ocorre diminuição na distorção harmônica de corrente no período entre 10 h e 15 h, ao se comparar com as distorções de um dia ou mês inteiro.

Nota-se também que as distorções harmônicas de corrente ímpares, a partir da de ordem 5 até a de ordem 25 apresentam valores que influenciam na THDi, sendo a de ordem 3 a que exerce menor influência.

O período de um dia inteiro considerado de céu não encoberto, dia 29/04/2019, apresenta THDi de 22,25 %, enquanto no período mais propício a THDi é de 3,81 %. Os valores para esta e outras situações são apresentados na Tabela 8.

De acordo com a Tabela 8, nota-se a influência das harmônicas de ordem 5 e 7 nas distorções de tensão e de corrente, nos três períodos analisados. A THDv não ultrapassa o valor normativo, que é de 10 %, ficando entre 3,67 % e 5,03 %. Já a THDi, que deve ser menor que 5,0 %, não é ultrapassada somente quando se observa o período considerado de maior geração de energia elétrica. Isso porque, nesse período, o carregamento do inversor, ou sua potência relativa, ficou acima de 67,24 %, conforme exposto na Figura 49, e potências relativas maiores fazem com que a THDi seja mais baixa, como exposto na Figura 50.

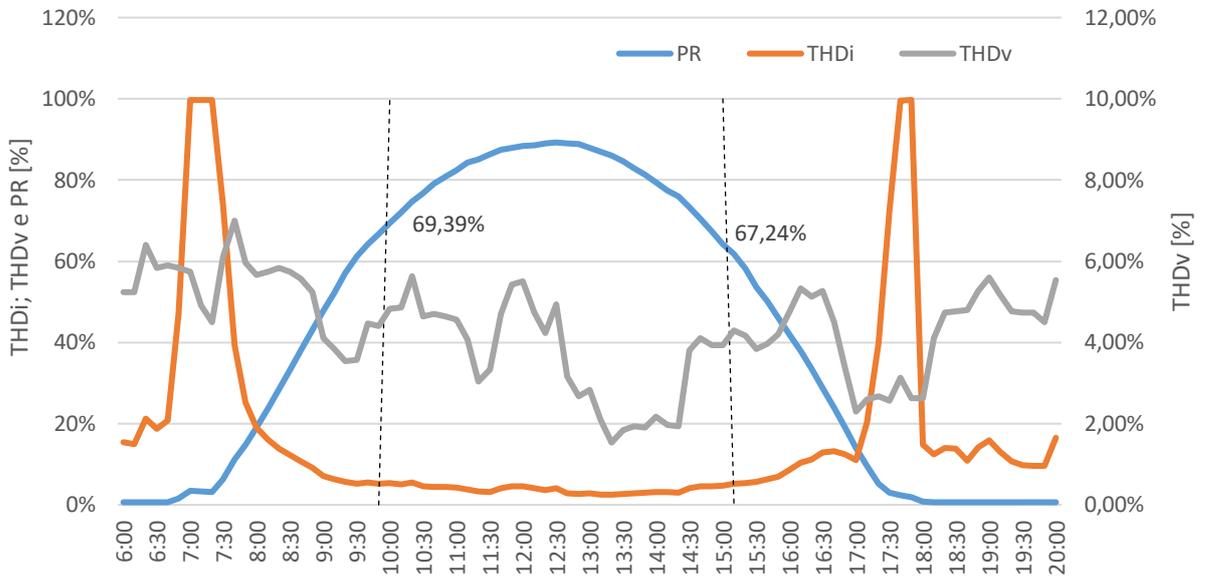
Tabela 8 – THDv, THDi e suas principais componentes em um mês, um dia, e em um período de 5 h.

DH _{v,i}	Distorção Harmônica de Tensão (%)			Distorção Harmônica de Corrente (%)		
	Mês	Dia	10h-15h	Mês	Dia	10h-15h
THD	5,03	4,51	3,67	22,25	15,84	3,81
IHD ₃	0,41	0,43	0,49	0,87	0,65	0,09
IHD ₅	3,93	3,58	3,04	25,90	16,68	2,86
IHD ₇	3,04	2,68	1,94	26,75	16,67	2,25
IHD ₉	0,16	0,15	0,19	1,63	0,85	0,10
IHD ₁₁	0,36	0,34	0,37	4,17	1,66	0,45
IHD ₁₃	0,39	0,35	0,28	5,26	1,93	0,34
IHD ₁₅	0,07	0,08	0,13	1,51	0,81	0,08
IHD ₁₇	0,12	0,12	0,17	4,35	3,83	0,44
IHD ₁₉	0,25	0,24	0,32	4,54	2,75	0,53
IHD ₂₁	0,14	0,13	0,16	1,70	1,20	0,20
IHD ₂₃	0,16	0,15	0,15	3,78	3,39	0,48
IHD ₂₅	0,07	0,05	0,05	2,64	1,47	0,13

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

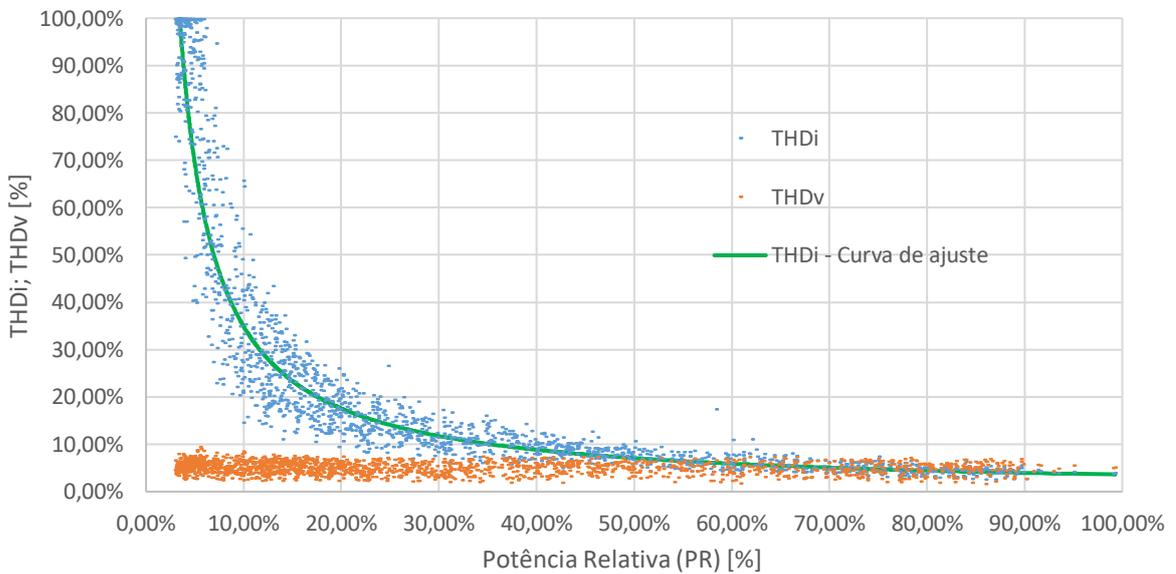
A Figura 49 mostra as curvas de THDi, THDv e potência relativa do subsistema 2 em dia de céu claro, dia 29/04/2019. Já a Figura 50 mostra a correlação entre a distorção harmônica total de tensão e corrente, em relação à potência relativa para o inversor 2, no período de 17/04/2019 a 17/05/2019.

Figura 49 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 2 no dia 29/04/19.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 50 – Correlação THDv; THDi e PR do subsistema 2, no período de 17/04/2019 a 17/05/2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

De acordo com a Figura 50, pode-se observar que, conforme a potência relativa aumenta, a THDi diminui, confirmando a relação inversa entre a THDi e o carregamento do inversor. A curva de ajuste da THDi para potências relativas maiores é uma exponencial, dada pela Equação 20:

$$THDi = 0,0357 \cdot P_R^{-0,99} \quad (20)$$

Onde:

THDi é a Distorção Harmônica Total de Corrente, em %;

P_R é potência relativa do subsistema, em %.

O coeficiente de correlação da Equação 20 é de 0,944.

Com base nessa curva de ajuste, o valor da THDi para potência relativa de 100 % é de 3,57 %. Com isso verifica-se que, a exemplo do subsistema 1, para condições de potência relativa mais altas, o subsistema 2 atende as normativas em relação a THDi.

Para o período de medição, a média do THDv foi de 5,03 %, com desvio padrão de 1,15 %. Porém, de acordo com a curva de ajuste, a THDi para potência relativa de 100 % estaria abaixo do valor máximo permitido pela norma e, caso a THDv diminua, a THDi diminui também, devido serem parâmetros dependentes.

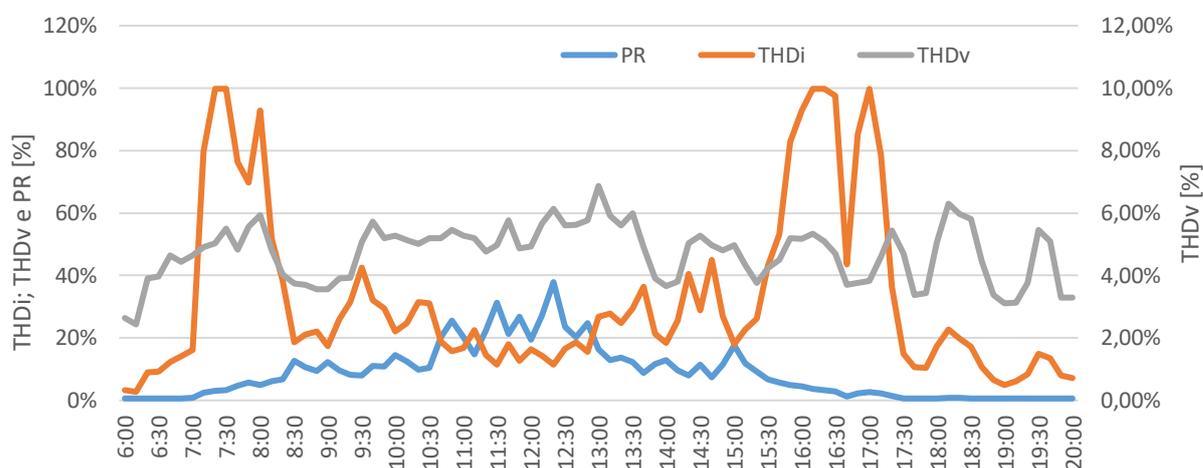
Os comportamentos da THDv e THDi, e da potência relativa do subsistema 2 para um dia caracterizado como de céu encoberto, dia 13/05/2019, são apresentadas na Figuras 51.

De acordo com o exposto na Figura 51, em um dia de céu encoberto, quando a irradiação solar e por consequência a geração não são uniformes, com a diminuição da potência relativa há um aumento da THDi. Pode ser observado no instante 12h20 que a potência relativa é de aproximadamente 38 %, enquanto a THDi cai a aproximadamente 11 %. Já no instante 16 h, para potência relativa em torno de 4,5 %, a THDi chega a aproximadamente 93 %.

A análise das THD de tensão e corrente do subsistema 2 também foi realizada no dia 04/03/2019, por esse dia ser bem caracterizado como céu claro e com a ocorrência de corte por limitação de potência do inversor. Esse ceifamento na potência se dá por atuação de dispositivos de proteção termoeletrônica do inversor, já que a potência entregue ao mesmo pelos seus arranjos fotovoltaicos ultrapassa sua potência nominal. Considerou-se então essa ocorrência relevante para a análise do

comportamento do inversor em relação aos parâmetros de distorções harmônicas de tensão e corrente e de potência relativa.

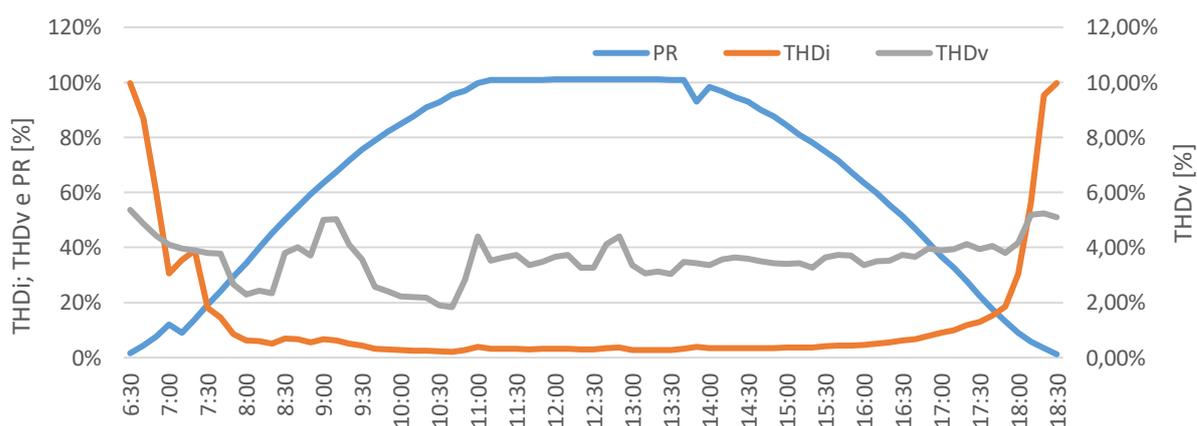
Figura 51 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do 2 no dia 13/05/19.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os comportamentos desses parâmetros do subsistema 2 são apresentadas na Figura 52, que é delimitado para potências relativas maiores de 1,0 %, sendo que o período de potência relativa máxima é observado no intervalo entre 11h10 e 13h40.

Figura 52 – THDi, THDv e Potência Relativa (PR) do subsistema 2 no dia 04/03/19.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

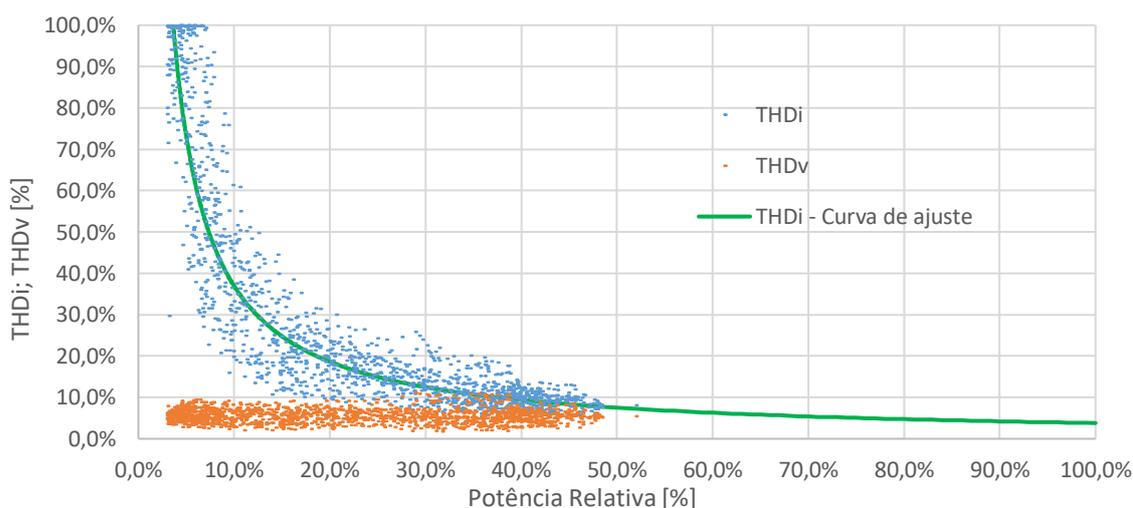
Conforme pode ser observado na Figura 52, mesmo quando ocorre o corte na geração de energia por parte do subsistema, as THD de tensão e corrente se mantêm em valores considerados adequados, com média de 3,1 % para a THDi e de 3,5 % para a THDv. Os valores desses parâmetros se mostram melhores do que os

verificados na análise de um mês inteiro, entre 17/04/19 e 17/05/19, cuja medição foi de 5,03 % para a THDv e estimado em 3,57 % para a THDi.

Análise do Subsistema 5 com FDI 1,12

A análise do subsistema 5 foi realizada no período de 14/06/2019 a 12/07/2019. Serão apresentadas nesse tópico as correlações entre THD de tensão e corrente com a potência relativa do subsistema, e a distribuição das harmônicas de corrente e tensão para o período de análise. Na Figura 53 são mostradas as THD de corrente e tensão, em relação à potência relativa para o subsistema 5, além da curva estimada para a THDi.

Figura 53 – Correlação THDv; THDi e PR do subsistema 5, no período de 14/06/2019 a 12/07/2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

De acordo com a Figura 53, nota-se que conforme a potência relativa aumenta a THDi diminui, confirmando a relação inversa entre a THDi e o carregamento do inversor.

A curva de ajuste da THDi para potências relativas maiores é uma exponencial, mostrada na Equação 21:

$$THDi = 0,038 \cdot P_R^{-0,988} \quad (21)$$

Onde:

THD_i é a Distorção Harmônica Total de Corrente, em %;

P_R é potência relativa do subsistema, em %.

O coeficiente de correlação da Equação 21 é de 0,888.

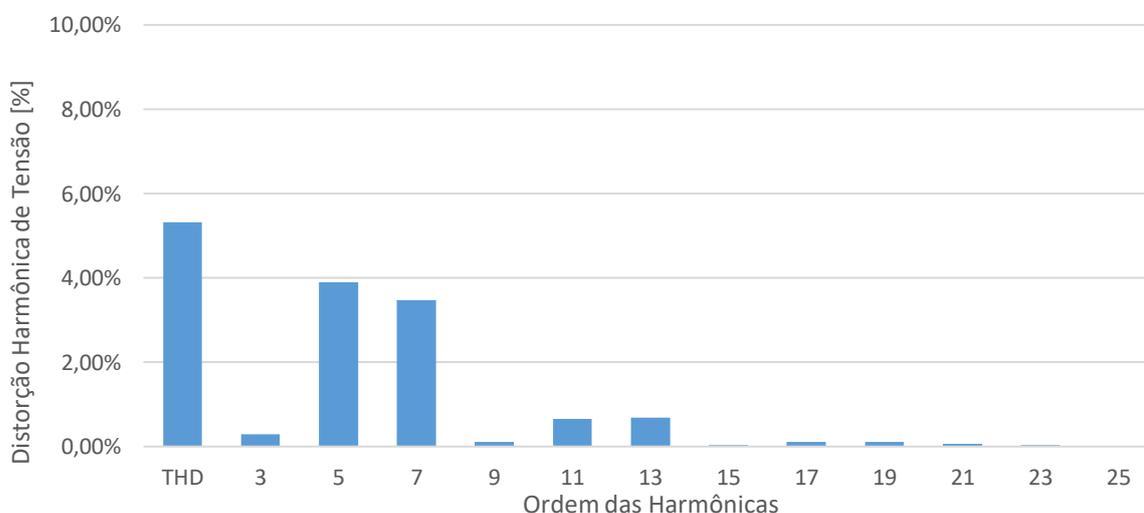
Com base nessa curva de ajuste, o valor da THD_i para potência relativa de 100 % é de 3,80 %. Com isso verifica-se que, a exemplo dos subsistemas 1 e 5, para condições de potência relativa mais altas, o subsistema 5 também atende as normativas em relação a THD_i .

Para o período de análise considerado, a média do THD_v foi de 5,31 %, com desvio padrão de 1,37 %. No entanto, de acordo com a curva de ajuste, a THD_i para carregamento total ($PR = 100$ %) estaria abaixo do valor máximo permitido pela norma e, caso a THD_v diminua, a THD_i diminuirá também, por serem parâmetros dependentes.

De acordo com a Figura 53 há comportamento similar deste subsistema com os demais analisados, porém este subsistema, neste período de análise, apresentou potências relativas menores que 50 %. Isto se deve a ser um período de inverno e à orientação de seus módulos ser leste e oeste.

Nas Figuras 54 e 55 são apresentados os dados de distorção harmônica de tensão e corrente do subsistema 5, relativos ao período de 14/06/2019 a 12/07/2019.

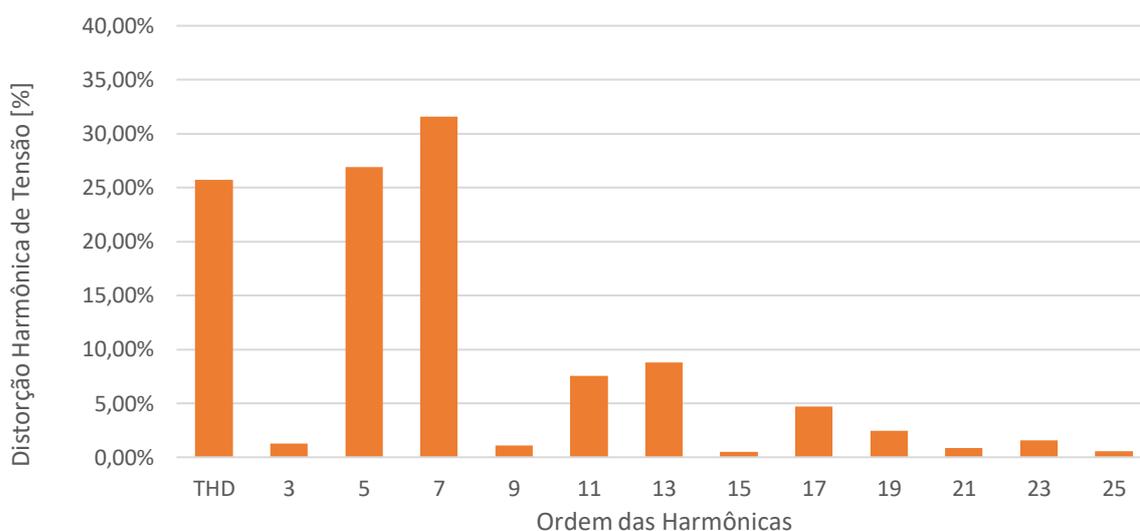
Figura 54 – THD_v e suas componentes do subsistema 5, no período de 14/06/2019 a 12/07/2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Conforme o gráfico da Figura 54, a influência maior na distorção harmônica de tensão se dá pelas harmônicas de ordem 5 e 7, com 3,90 % e 3,47 %, respectivamente. As harmônicas de ordem 11 e 13 também apresentam influência, porém de menor grau, ficando em torno de 0,6 %. Já a harmônica de ordem 3 apresenta valor de aproximadamente 0,3 %.

Figura 55 – THDi e suas componentes do subsistema 5, no período de 14/06/2019 a 12/07/2019.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Para o caso da distorção harmônica de corrente, percebe-se influência mais significativa das harmônicas de ordem 5 e 7, seguidas das de ordem 11 e 13. As harmônicas de ordem 17, 19 e 23 também exercem influência sobre a THDi, porém em menor grau.

A análise do subsistema 5 indica similaridade nos parâmetros avaliados com os outros dois analisados. Isto porque que todos os subsistemas contam com o mesmo tipo de inversor, diferindo o de número 5 apenas em termos de FDI, em relação ao subsistema 2, e em orientação, em relação ao subsistema 1. Como esses fatores não afetam os parâmetros analisados nesta seção, não são descritas aqui as mesmas análises dos anteriores. A partir da análise dos três subsistemas, em relação às distorções harmônicas de tensão e corrente, constatou-se que a THDv apresenta valores de acordo com as normativas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Em relação à THDi, esta apresentou valores elevados, principalmente em momentos de baixa geração de energia elétrica, quando a potência relativa dos subsistemas era baixa. Porém, em percentuais mais altos de potência relativa, como na potência nominal, onde as normativas são aplicadas, os valores de THDi apresentaram valores dentro dos parâmetros normativos. Em potências relativas baixas, os efeitos de THDi elevadas não são significativos, pois nesses momentos a corrente que corresponde à frequência fundamental é baixa.

Observou-se que as distorções harmônicas, tanto de corrente como de tensão, diminuem conforme as condições de geração ficam melhores e a potência relativa dos subsistemas aumenta.

A constatação de que as harmônicas de ordem 5 e 7 são as maiores influenciadoras na THDi dos três subsistemas corrobora o que foi identificado em estudos de Bogila et. al. (2019), por Elkholy (2019) e Vinayagam et. al. (2019).

4.3.2 Análise do Fator de Potência

A análise do fator de potência foi realizada separadamente nos subsistemas 2 e 5. O analisador de energia utilizado para registro dos dados deste estudo mede e registra simultaneamente a potência ativa, aparente, reativa, de distorção e o fator de potência do subsistema.

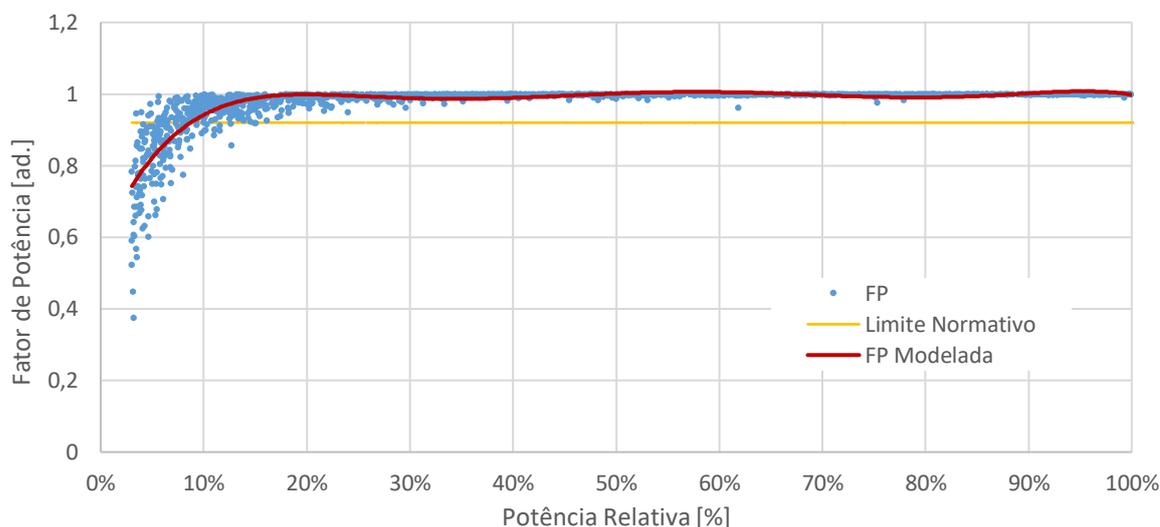
Para a análise do fator de potência do subsistema 2 foram utilizados dados do período de leitura compreendido entre 15/02 e 15/03/19. Na Figura 56 é mostrado o comportamento do fator de potência em função da potência relativa, ou nível de carregamento desse inversor.

O FP, a exemplo da THD, também é um parâmetro influenciado pela potência relativa do subsistema, e quanto menor for a potência relativa, menor será o FP, ou seja, a energia ativa é diminuída de acordo com a diminuição da potência relativa. Com isso, tem-se que, quanto mais próximo de sua potência nominal o subsistema operar, mais próximo da unidade será o FP e maior será a energia ativa proporcional injetada na rede.

De acordo com o exposto na Figura 56, o subsistema 2 chegou a operar com potência relativa de 100 % no período de análise do FP. Isto devido às medições terem

vido feitas em época próxima ao verão, e ao subsistema possuir FDI de 0,76, ou seja, o inversor é subdimensionado.

Figura 56 – Correlação FP e PR do subsistema 2, para o período de 15/02 a 15/03/19.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Ainda conforme o exposto na Figura 56, tem-se que o limite normativo do FP de 0,92 é atingido quando a potência relativa do subsistema fica acima de aproximadamente 10 %. Isso pode ser observado também na Tabela 9, que apresenta o fator de potência do subsistema 2 por faixa de potência.

Tabela 9 – Fator de potência do subsistema 2 nas potências relativas estabelecidas pelas ponderações europeia e californiana.

PR	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
FP	0,366	0,942	0,992	0,998	0,998	1,000	1,000

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A curva modelada do FP (FP Modelada) do subsistema 2, para potências relativas maiores que 3 %, é um polinômio de grau 6, dado pela Equação 22:

$$FP = -37,023 \cdot P_R^6 + 127,34 \cdot P_R^5 - 171,82 \cdot P_R^4 + 115,07 \cdot P_R^3 - 39,793 \cdot P_R^2 + 6,6588 \cdot P_R + 0,5747 \quad (22)$$

Onde:

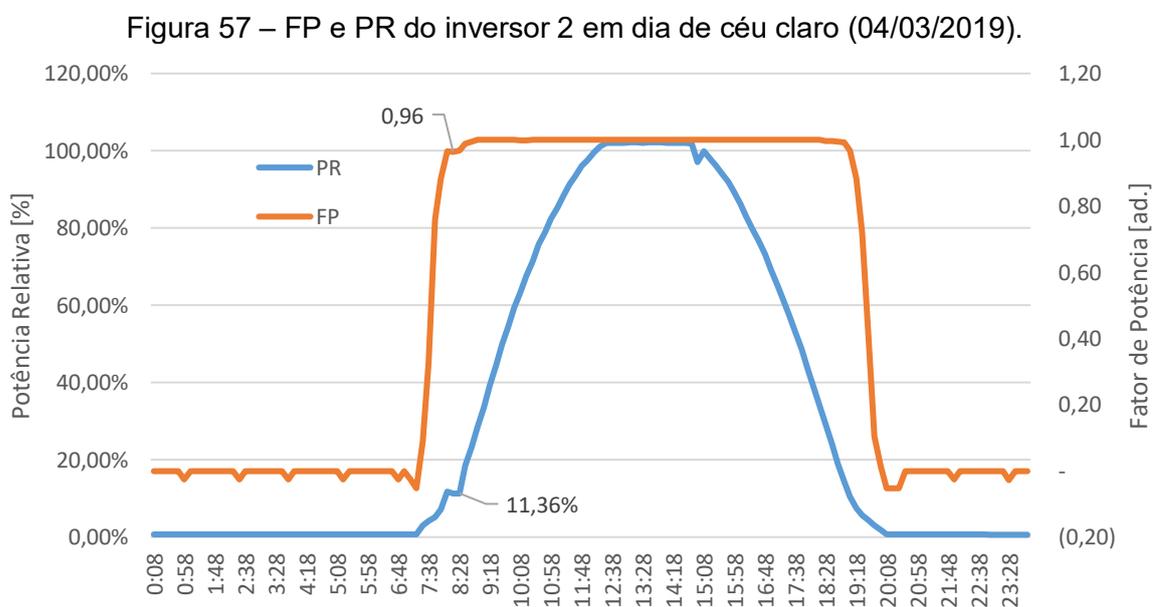
FP é o Fator de Potência, adimensional;

P_R é potência relativa do subsistema, em %.

O coeficiente de correlação da Equação 22 é de 0,7356.

Na Figura 57 são mostrados o FP e a potência relativa do subsistema 2 para um dia considerado de céu claro, o dia 04/03/2019. O FP foi determinado a partir das medições das potências ativa, aparente, reativa e de distorção, por isso há valores nulos dessa variável representados no gráfico, pois correspondem a períodos sem geração de energia elétrica.

De acordo com a Figura 57, nota-se a influência direta da potência relativa do subsistema 2 em relação ao fator de potência. Destaca-se o ponto do instante 8h18, em que a potência relativa é de 11,46 % e o FP é de 0,96. No intervalo entre 8h38 e 18h58 o FP é igual ou superior a 0,99. Os resultados mostrados na Figura 57 complementam o que foi exposto na Figura 56, de que o FP tem forte relação com a potência relativa, aumentando com o incremento desta.

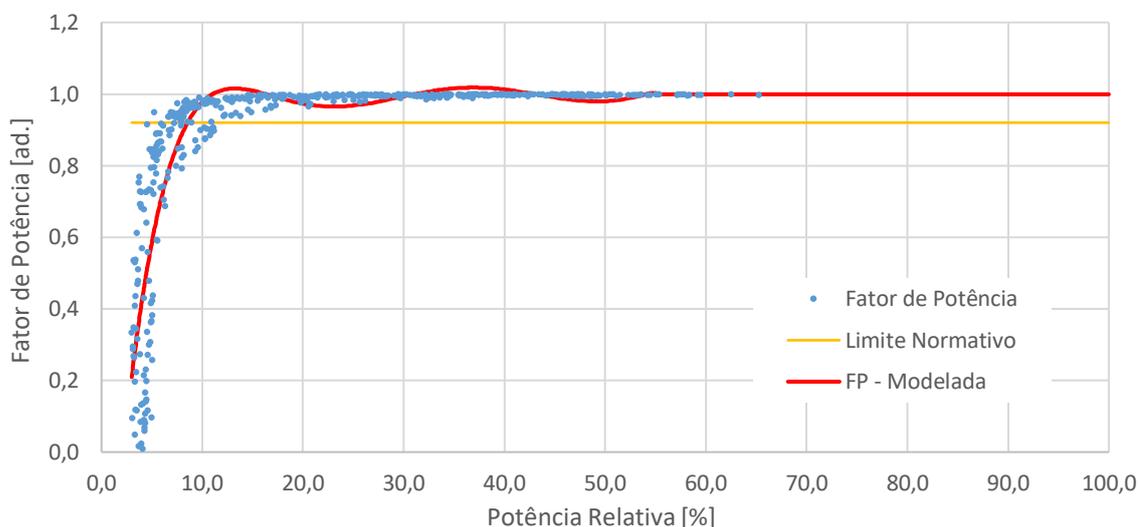


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A análise do fator de potência do subsistema 5 foi realizada com base em dados coletados com o analisador de energia entre 15/08 e 23/08/19. Na Figura 58

são mostrados o comportamento do fator de potência em função da potência relativa, além da curva do FP modelada em função dos dados das outras duas variáveis.

Figura 58 – Correlação FP e PR do subsistema 5, para o período de 15/08 a 23/08/19.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Conforme o exposto na Figura 58, a maior potência relativa do subsistema 5 no período de análise foi de 65,3 %. Este percentual se justifica pelas medições terem sido feitas no período próximo ao final do inverno, e ao fato de o subsistema ser superdimensionado, com FDI igual a 1,12.

Porém, nota-se que, a partir de potências relativas acima de aproximadamente 8,5 %, o FP assume valores compatíveis com as normas pertinentes, ou seja, fica acima de 0,92. Na Tabela 10 são apresentados os fatores de potência do subsistema 5 por faixas de potência definidas pelas ponderações europeia e californiana.

Tabela 10 – Fator de potência do subsistema 5 nas potências relativas estabelecidas pelas ponderações europeia e californiana.

PR	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
FP	0,589	0,942	0,992	0,998	0,998	0,999	0,999

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A curva modelada do FP (FP Modelada) do subsistema 5, para potências relativas entre 3 % e 55 %, é um polinômio de grau 6, dado pela Equação 23, e para PR entre 55 % e 100 % o valor do FP é 0,999.

$$FP = -2127 \cdot P_R^6 + 4658,2 \cdot P_R^5 - 4020,8 \cdot P_R^4 + 1773,3 \cdot P_R^3 - 388,79 \cdot P_R^2 + 42,478 \cdot P_R - 0,7586 \quad (23)$$

Onde:

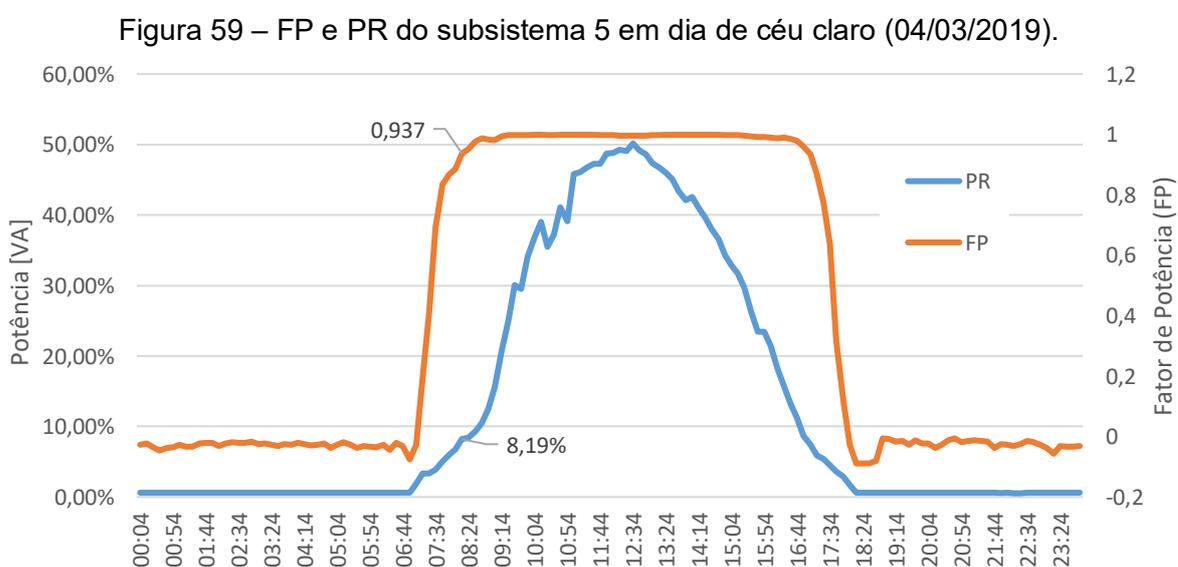
FP é o Fator de Potência, adimensional;

P_R é potência relativa do subsistema, em %.

O coeficiente de correlação da Equação 23 é de 0,7681.

A Figura 59 mostra o FP e a potência relativa do subsistema 5 para um dia considerado de céu claro dentro do período de medições, o dia 16/08/2019.

Conforme mostrado na Figura 59, há uma influência direta da potência relativa em relação ao fator de potência. Tomando-se o ponto do instante 8h14, em que a potência relativa é de 8,19 %, tem-se que o FP é de 0,937, ou seja, já é superior ao previsto em normativas. Se observa também que no intervalo entre 9h14 e 16h24 o FP é igual ou superior a 0,99. Esses resultados complementam o que foi exposto na Figura 58, da relação que há entre o FP e a potência relativa, que quando esta última aumenta, o FP aumenta também.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Nos dois subsistemas analisados, observou-se que há variação do fator de potência em função da potência relativa para o intervalo desta entre 0,0 % e 20,0 %, sendo que, para a faixa entre 20,0 % e 100,0 % da potência relativa, o valor do fator de potência é praticamente constante e igual à unidade.

5 CONCLUSÃO

Esta dissertação analisou aspectos relacionados a desempenho energético e qualidade de energia elétrica de um sistema fotovoltaico conectado à rede no campus do IFSC de Criciúma, Santa Catarina.

O sistema possui 229 módulos fotovoltaicos, que perfazem um total de 73,28 kWp, além de 5 inversores *Fronius Symo 15.0-3-M*, de 15 kW cada. A CELESC é a concessionária que atende esta unidade consumidora. O sistema de microgeração é subdividido em 5 subsistemas, com diferentes FDI e distintas orientações azimutais. As análises foram realizadas considerando o sistema completo para alguns fatores relacionados a desempenho, e individualmente para outros e para o aspecto da qualidade de energia.

Os dados referentes ao desempenho dos subsistemas foram adquiridos via sistema online do fabricante dos inversores, o qual permite extrair planilhas com dados de irradiância medido no plano dos subsistemas 1 e 2, temperatura ambiente e dos módulos, correntes e tensões CC e CA, e energia gerada. Já para a obtenção de dados relacionados à qualidade de energia foi utilizado o analisador de energia *Fluke 1735*, o qual foi conectado nas saídas dos inversores, individualmente e em intervalos de uma semana a um mês. Com o analisador se obtiveram dados de tensão, corrente, potência ativa, reativa, aparente e de distorção, fator de potência e componentes harmônicas em intervalos de 5 minutos. Os dados coletados foram exportados para planilhas e organizados e tabulados com o aplicativo Microsoft Excel.

Os resultados das análises mostram que o rendimento final diário médio diminuiu de um ano para outro, devido principalmente à diminuição da irradiação solar, sendo que essa diminuição também ocorre pela degradação do sistema. Essa variação ocorre normalmente de um ano para outro, já que as condições climáticas sempre irão mudar, ou seja, se espera que um ano nunca seja igual a outro.

Os valores máximos de rendimento final se obtiveram nos meses de dezembro dos dois anos de análise e, como estes foram os meses de maior irradiação solar, se confirma a forte relação da geração com a irradiação solar.

De modo distinto, a taxa de desempenho apresentou melhoria com a diminuição da irradiação solar, em função dessa diminuição ocasionar também a redução das perdas de captura. As menores perdas propiciaram um melhor

aproveitamento da irradiação solar disponível, fazendo então com que a taxa de desempenho do sistema aumentasse.

A diminuição da irradiação solar gerou também a diminuição do fator de capacidade do sistema, visto que esse é um índice que retrata a disponibilidade do recurso solar. Se observou a influência direta desse efeito em pelo menos um mês chuvoso e de céu encoberto, quando a geração de energia elétrica diminuiu para aproximadamente 8,0 %, sendo que os valores médios anuais foram de aproximadamente 14,7 % e 13,7 % nos dois anos de análise, respectivamente.

A diminuição na irradiação solar de um ano para outro ocasionou uma redução de aproximadamente 6,4 % na geração de energia. No primeiro ano as maiores variações ocorreram entre os meses de verão e inverno, sendo que no segundo ocorreram entre verão e o mês de maio, devido este apresentar condição climática desfavorável. Os valores médios de geração de energia nos dois anos foram de 7.830 kWh e 7.330 kWh, respectivamente.

Enquanto as perdas de sistema apresentaram valor uniforme de aproximadamente 4 % em todo período de análise, as perdas de captura tiveram uma diminuição de um ano para outro, passando de uma média de 15,1 % para 7,6 %. Essa diminuição ocorreu devido à diminuição da irradiação solar de um ano para outro, pois menor irradiação causa menor aquecimento dos módulos, diminuindo as perdas por temperatura.

As perdas de captura térmica seguem as mudanças sazonais da temperatura ambiente, sendo maiores no verão. Foi observado os efeitos de uma alta temperatura ambiente nas perdas de energia de captura durante os meses de verão, nos dois anos de análise. Isso corrobora dados experimentais de outros autores citados na revisão bibliográfica.

Os subsistemas 1 e 2 possuem a mesma orientação azimutal, porém o FDI do subsistema 1 é de 1,12, enquanto o FDI do subsistema 2 é de 0,76. O subsistema de FDI menor apresentou rendimento final inferior ao de FDI maior nos meses próximos ao verão, e superior nos meses de inverno. Nos meses próximos ao verão, devido à maior incidência de irradiação solar, a geração de energia por vezes é ceifada

(Figura 34), devido a atuação de dispositivos de proteção do inversor, fazendo com que seu rendimento diminua.

Outro fator que afeta os índices de rendimento final, taxa de desempenho e eficiência global do subsistema subdimensionado são as perdas de captura (Figura 26), maiores no subsistema 2 em relação ao subsistema 1 nos meses próximos ao verão, e menor nos meses próximos ao inverno. Essas perdas são influenciadas pelo excesso de temperatura dos módulos causado pela irradiação solar, já que esta é maior nos meses de verão.

A diminuição da irradiação de um ano para outro fez com que as perdas de captura também diminuíssem para ambos os subsistemas. Essa diminuição das perdas fez com que os índices de taxa de desempenho e eficiência global aumentassem de um ano para outro (Figuras 23 e 24).

O fator de capacidade dos subsistemas não varia significativamente entre um e outro, porém apresentam diminuições acentuadas nos meses próximos ao inverno (Figura 22). Isso porque esse índice é dependente do rendimento final, que por sua vez depende da energia gerada, que diminui nos meses citados por conta da diminuição da irradiação solar.

Os resultados das medições também indicaram que a correlação entre potência gerada e irradiância foi linear para o sistema com valor de FDI mais alto. Para o subsistema de FDI menor, a correlação apresentou não linearidade em altas irradiâncias, devido à atuação de dispositivos limitadores de potência e de proteção contra efeitos térmicos danosos ao inversor.

Os subsistemas 1 e 5 possuem o mesmo FDI, porém seus arranjos fotovoltaicos são posicionados com orientações azimutais distintas.

A orientação do subsistema 1, ao norte, favoreceu seu rendimento final nos meses próximos ao inverno (Figura 28). Nos meses próximos ao verão a diferença de rendimento entre os subsistemas não foi significativa, devido à inclinação dos mesmos ser de apenas 10 °.

O melhor posicionamento dos arranjos do subsistema 1 propiciou melhor fator de capacidade nos meses próximos ao inverno, em relação ao subsistema 5, que possui arranjos orientados a leste e a oeste (Figura 29).

O índice mais impactado pela diferença de orientação azimutal foi a taxa de desempenho, principalmente nos meses próximos ao inverno, sendo bem superior esse índice no subsistema 1 (Figura 30).

As perdas de captura foram sempre maiores no subsistema 5, de orientação leste-oeste, exceto nos meses próximos ao verão, quando apresentam valores similares entre si. Já as perdas de sistema não apresentaram diferenças significativas, apenas ligeiramente superiores às do subsistema 1 nos meses próximos ao inverno.

Os valores da THDv nos pontos de conexão dos subsistemas, medidos em períodos diferentes, mostraram valores próximos a 5,4 %, 5,0 % e 5,5 %, dos subsistemas 1, 2 e 5, respectivamente, sendo os desvios padrão de 1,42 %, 1,15 % e 1,37 %. Isso mostra que a rede de distribuição não apresenta oscilação significativa.

Em relação à THDi, constatou-se a forte relação que esta possui com a potência relativa do inversor, que por sua vez é fortemente vinculada à irradiação solar. Ficou evidente que, quanto menor for a potência relativa, maior será o valor da THDi. Com a modelagem das curvas de correlação entre THDi e potência relativa, e fazendo a extrapolação para valores próximos ao carregamento máximo do inversor, chegou-se a valores em torno de 3,6 %, o que está dentro das normativas para qualidade de energia. A análise dos dados dos subsistemas 1, 2 e 5 permitiu identificar que as harmônicas individuais de maior influência na THDi são as de ordem 5 e 7, sendo a de ordem 5 ligeiramente superior. O aparecimento de determinadas harmônicas está ligado a características construtivas dos inversores.

A geração de energia elétrica por parte dos sistemas fotovoltaicos depende fortemente da irradiação solar, a qual possibilita a maior ou menor geração de energia ativa. Alterações de intensidade nessa energia alteram o fator de potência, vista este ser uma relação entre as potências ativa e aparente. Se observou o comportamento do fator de potência em relação à variação das potências ativa e aparente, identificando-se que este varia de acordo a potência relativa dos subsistemas. Com o aumento da potência relativa, o fator de potência dos subsistemas se aproximava da unidade, e diminuía com o decréscimo dessa relação.

Ao se considerar que foram feitas as análises em um sistema fotovoltaico em operação e suscetível a intempéries e eventos como flutuação de variáveis, conclui-

se que o sistema fornece energia elétrica de qualidade, de acordo com as normativas vigentes.

Por fim, ressalta-se que os presentes resultados e conclusões são válidos apenas para sistemas similares e que empregam o mesmo tipo de inversor, e não podem ser estendidos a outros modelos ou marcas de inversores sem análise prévia de seu comportamento.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões de trabalhos futuros colocam-se os seguintes:

- Análise de desempenho do sistema considerando a degradação e sujidade dos módulos fotovoltaicos;
- Estudos para desenvolvimento de filtros para mitigar as distorções, avaliando sua viabilidade para momentos de pouca geração de energia;
- Expandir o período de análise de desempenho para este sistema, visto que os dados continuam sendo monitorados e registrados;
- Modelar e reconfigurar os subsistemas visando otimização de desempenho.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 687**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 794 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Brasília: ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA**. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIslmMiOjR9>>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD**. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjVlLTllMjltN2E5MzBkN2ZIMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIslmMiOjR9>>.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013a.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade**. Rio de Janeiro: 2013.
- BAO, H.; YING, S.; SCHWARZ, H. Harmonic impact of decentralized photovoltaic

systems and limitation of photovoltaic capacity in low voltage grid. **2014 14th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2014 - Conference Proceedings**, v. 1, n. 1, p. 1–4, 2014.

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**, p. 10, abr. 2018.

BENDA, D. et al. PV Cell Orientation Angles Optimization for a Base Station Equipped with Several PV Cells. **IEEE Transactions on Green Communications and Networking**, v. 4, n. 1, p. 194–208, 2020.

BLOCK, P. A. B. et al. Power quality analyses of a large scale photovoltaic system. **IREC 2014 - 5th International Renewable Energy Congress**, 2014.

BOGILA, A.; PINTO, J. R.; FRANCHI, T. P. Análise Harmônica Nos Inversores Fotovoltaicos De Uma Microgeração Fotovoltaica. **Energia solar e eólica**, v. 2, p. 103–119, 2019.

BRACCO, S. et al. Smart microgrid monitoring: Evaluation of key performance indicators for a PV plant connected to a LV microgrid. **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings**, v. 2018- Janua, p. 1–6, 2018.

BRAUN, P. et al. A integração dos sistemas solares fotovoltaicos em seis aeroportos brasileiros utilizando diferentes tecnologias de células solares. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 1, n. 1, p. 12–22, 2016.

BURGER, B.; RÜTHER, 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.

CHANG, Y. P. Optimal the tilt angles for photovoltaic modules using PSO method with nonlinear time-varying evolution. **Energy**, v. 35, n. 5, p. 1954–1963, 2010.

COLQUE, J. C. et al. Application of three-phase grid-tied PV system for the electrical grid power factor improved with filtering function. **Proceedings of the 2019 IEEE 26th International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing, INTERCON 2019**, p. 3–6, 2019.

COSTA, H. J. S. DA. **Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Fortaleza. Universidade Federal do

Ceará, 2010.

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. Rio de Janeiro.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. Distorção harmônica: causas, efeitos, soluções e normas. In: UNICAMP (Ed.). **Avaliação da qualidade da energia elétrica**. Campinas: UNICAMP, 2017. p. 1–49.

DESCHAMPS, E. M.; RÜTHER, R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 179, n. September 2018, p. 106–118, 2019.

DIAS, M. V. X. **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Itajubá. Universidade Federal de Itajubá, 2005.

ELKHOLY, A. Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 183, n. June 2018, p. 315–326, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2020: Relatório síntese, ano base 2019**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, EPE. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020: ano base 2019**. Brasília: EPE. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2021: Relatório Síntese, ano base 2020**. Brasília: EPE. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>

EPAGRI. **Centro de Informações de Recursos Ambientais e de Hidrometeorologia de Santa Catarina**. Disponível em: <<https://ciram.epagri.sc.gov.br/agroconnect/>>. Acesso em: 20 fev. 2021.

FALCÃO, M. C. **Análise do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição na qualidade da energia de uma smart city**. Ilha Solteira. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira, 2015.

FARANADIA, A. H.; OMAR, A. M.; NOOR, S. Z. M. Power Quality Assessment of Grid

Connected Photovoltaic System on Power Factor. **2018 110th AEIT International Annual Conference, AEIT 2018**, 2018.

FARANDA, R. S. et al. The optimum PV plant for a given solar DC/AC converter. **Energies**, v. 8, n. 6, p. 4853–4870, 2015.

GEERT DE CLERCQ. **Europe's first solar panel recycling plant opens in France**. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-solarrecycling/europes-first-solar-panel-recycling-plant-opens-in-france-idUSKBN1JL28Z>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

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

GOPINATHAN, K. K. Optimization Of Tilt Angle Of Solar Collectors For Maximum Irradiation On Sloping Surfaces. **International Journal of Solar Energy**, v. 10, n. 1–2, p. 51–61, 2011.

HICKS, C.; BAGHZOUZ, Y.; HADDAD, S. Power quality of residential PV system under low solar irradiance and off-grid operation. **Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP**, v. 2018- May, p. 1–5, 2018.

INSTITUTO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA – INEP. **Harmônicas em sistemas industriais de baixa tensão**. Departamento de Engenharia Elétrica – Centro Tecnológico. Florianópolis: INEP, 2011.

KACIRA, M. et al. Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. **Renewable Energy**, v. 29, n. 8, p. 1265–1275, 2004.

KHATIB, T. et al. On the effectiveness of optimally sizing an inverter in a grid-connected photovoltaic power system. **2017 14th International Conference on Smart Cities: Improving Quality of Life Using ICT and IoT, HONET-ICT 2017**, v. 2017- Janua, p. 48–52, 2017.

KRENZINGER, A.; ZILLES, R. **Fotovoltaica en Brasil: Potencial, Mercado y Políticas Públicas**. Vigo, Galícia, EspanhaXV Congresso Ibérico y X Congresso Iberoamericano de Energia Solar, , 2012.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. São Paulo. Universidade de São Paulo, 2006.

MALVONI, M. et al. Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate. **Energy Conversion and Management**, 2017.

MARKOVIC, M. L.; CIRIC, R. M. Efficiency analysis of grid-connected photovoltaic power plants. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 3, n. 3, p. 269–277, 2017.

MENDON, G. et al. Análise Do Fator De Dimensionamento Do Inversor Para. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, p. 8, 2016.

MENDONÇA, A. K. D. S.; BORNIA, A. C. Oportunidades para a difusão da energia eólica e solar em sistemas isolados no Brasil: barreiras e facilidades evidenciados na literatura. **MIX Sustentável**, v. 5, n. 3, p. 81–92, 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília: MME.

MOREIRA, H. L.; BASTOS, A. M.; SANTOS, R. B. Análise comparativa da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e eólicos para microgeração de energia elétrica. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, p. 10, abr. 2018.

NASCIMENTO, M. A. P. DO. **Avaliação de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico numa rede elétrica**. Lisboa. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.

NECAIBIA, A. et al. Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria. **Energy Conversion and Management**, v. 171, n. March, p. 778–786, 2018.

OLIVEIRA, L. G. M. et al. Assessment of Harmonic Distortion in small grid-connected photovoltaic systems. **Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP**, v. 2016- Decem, p. 810–816, 2016.

PAIVA, G. M. et al. Analysis of inverter sizing ratio for PV systems considering local climate data in central Brazil. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 11, p. 1364–1370, 2017.

PUFAL, R. A. **Modelagem de cargas não lineares e rede de energia elétrica para simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Porto Alegre. Dissertação (Mestrado) – PROMEC – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012.

RAGHOEBARSING, A.; KALPOE, A. Performance and economic analysis of a 27 kW

grid-connected photovoltaic system in Suriname. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 12, p. 1545–1554, 2017.

RAMLÍ, M. A. M. et al. Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in Saudi Arabia. **Renewable Energy**, v. 75, p. 489–495, 2015.

RAMPINELLI, G. A. et al. **Ensaio de inversores para conexão à rede: fator de potência e distorção harmônica**. Florianópolis. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES, 2008.

RAMPINELLI, G. A. et al. Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: 20 Telhados Solares em Porto Alegre. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. V, n. 2, p. 109–118, 2014.

RAMPINELLI, G. A. et al. Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 133–141, 2015.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. Estudo da qualidade da energia elétrica injetada à rede por inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. **Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 15, n. January 2011, p. 9, 2011.

RODRIGO, P. M. **Improving the profitability of grid-connected photovoltaic systems by sizing optimization**. 2017 IEEE Mexican Humanitarian Technology Conference, MHTC 2017. **Anais**. 2017

RODRIGO, P. M.; VELÁZQUEZ, R.; FERNÁNDEZ, E. F. DC/AC conversion efficiency of grid-connected photovoltaic inverters in central Mexico. **Solar Energy**, v. 139, p. 650–665, 2016.

ROJAS-HERNANDEZ, I. Fixed photovoltaic system optimization: Azimuth, inclination and pitch case study at Liberia. **2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention, CONCAPAN 2016**, 2016.

SÁ, V. DE S. **Estudo de Viabilidade de Utilização de Sistema de Geração Fotovoltaica Conectado à Rede no Brasil**. Ouro Preto. Universidade Federal de Ouro Preto, 2016.

SANGIORGIO, S. et al. Investigation of optimum monthly tilt angles for photovoltaic panels in Tripoli through solar radiation measurement. **2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2015 - Conference Proceedings**, p. 565–569, 2015.

SASSINE, E. Optimal solar panels positioning for Beirut. **IREC 2016 - 7th**

International Renewable Energy Congress, 2016.

SCARABELOT, L. T. **Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho termoenergético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída**.

Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Florianópolis: UFSC, 2020.

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, n. April, p. 470–477, 2018.

SILVA, E. L. DA; MENEZES, E. M. **Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação**. 4. ed. Florianópolis: UFSC, 2005. v. 3

SILVA, L. C. E. DA. **Efeitos das distorções harmônicas (tensões e correntes) e desequilíbrios (tensões) em medidores eletrônicos trifásicos de energia elétrica ativa**. Ilha Solteira. Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira, 2008.

SINGH, S.; KUMAR, R.; VIJAY, V. **Performance analysis of 58 kW grid-connected roof-top solar PV system**. 2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON). **Anais**. Delhi: IEEE, dez. 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7117738/>>

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. **Why reactive power is important**. Disponível em: <<https://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/sma-shifts-the-phase.html>>.

Acesso em: 3 dez. 2019.

SOUZA, M. E. M. DE. **Inserção de microgeração distribuída nas redes de baixa tensão: implantação de telhados solares – estudo de caso real**. Belo Horizonte. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2014.

TOMALSQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2016.

VÄISÄNEN, J. et al. Optimal sizing ratio of a solar PV inverter for minimizing the levelized cost of electricity in Finnish irradiation conditions. **Solar Energy**, v. 185, n. January, p. 350–362, 2019.

VINAYAGAM, A. et al. Harmonics assessment and mitigation in a photovoltaic integrated network. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 20, p. 100264,

2019.

WANG, H. X. et al. Optimum inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems based on energetic and economic considerations. **Renewable Energy**, v. 118, p. 709–717, 2018.

WOYTE, A. et al. **Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T13-03** International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. Brussels: IEA-PVPS.

ZOMER, C. D. **Megawatt Solar: Geração Solar Fotovoltaica Integrada a uma Edificação Inserida em Meio Urbano e Conectada à Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado). Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.