



**ESTUDO DE VIABILIDADE
TÉCNICO-ECONÔMICA DA USINA
FOTOVOLTAICA DA FACULDADE DE
TECNOLOGIA NA UNIVERSIDADE DE
BRASÍLIA**

JOÃO PAULO CARNEIRO RODRIGUES

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA
DA USINA FOTOVOLTAICA DA FACULDADE DE
TECNOLOGIA NA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

JOÃO PAULO CARNEIRO RODRIGUES

ORIENTADOR: FERNANDO CARDOSO MELO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGEE.DM-803/23
BRASÍLIA-DF: MAIO - 2023

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Estudo de Viabilidade Técnico-econômica da Usina Fotovoltaica da
Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília

João Paulo Carneiro Rodrigues

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:

Fernando Cardoso Melo, DSc (Universidade de Brasília)
(Orientador)

Arthur Costa de Souza, DSc (Universidade Federal de Itajubá)
(Examinador Externo)

Francis Arody Moreno Vásquez, DSc (Universidade de Brasília)
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 26 de maio de 2023.

FICHA CATALOGRÁFICA

CARNEIRO RODRIGUES, JOÃO PAULO

Estudo de Viabilidade Técnico-econômica da Usina Fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília. [Brasília/DF] 2023.

xv, 181p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado, 2023).

Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|-------------------------|----------------------------------|
| 1. Energia Solar | 2. Simulação Computacional |
| 3. Monitoramento Remoto | 4. Qualidade de Energia Elétrica |
| 5. Manutenção | |

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CARNEIRO RODRIGUES, JOÃO PAULO (2023). Estudo de Viabilidade Técnico-econômica da Usina Fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília. Dissertação de Mestrado, Publicação PPGEE.DM-803/23, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 181p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: João Paulo Carneiro Rodrigues

TÍTULO: Estudo de Viabilidade Técnico-econômica da Usina Fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília.

GRAU: Mestre ANO: 2023

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Dissertação de Mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

João Paulo Carneiro Rodrigues

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

Faculdade de Tecnologia - FT

Departamento de Engenharia Elétrica(ENE)

Brasília - DF CEP 70919-970

Dedico este trabalho à minha família, fonte de inspiração e apoio em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

A Deus, fonte inesgotável de justiça e paz.

À minha esposa, Ana Carollina, pelo amor inefável que inspira e dá forças diariamente.

Ao meu filho, Mateus, que do céu me dá a luz guia do caminho.

Aos meus pais, Fátima e Juarez, e à minha irmã, Fernanda, pelo contínuo suporte e pela criação que me concederam.

Aos sogros, Sidney e Francy, aos cunhados, Thiago e Cleyber, por se tornarem família e peças fundamentais na minha caminhada.

Aos sobrinhos, exemplos de alegria e pureza. Aos amigos, fontes de cumplicidade e descontração.

Ao professor e orientador, Fernando Cardoso Melo, pelos valorosos ensinamentos e pelo compartilhamento do conhecimento científico.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE e à Universidade de Brasília - UnB, pela oportunidade ímpar concedida a mim, de obter aprofundamento científico em relevante área do conhecimento.

RESUMO

Atualmente, impõe-se preocupante cenário global a respeito do meio ambiente, haja vista que, antes tidos como infinitos ou abundantes, os recursos disponibilizados por ele estão cada vez mais escassos. Nesta seara, ganham destaque os sistemas fotovoltaicos, capazes de produzir energia elétrica a partir do sol, fonte renovável e sustentável de energia.

Neste contexto, encontra-se este trabalho acadêmico, de forma a contribuir com a sociedade, ao se realizar a análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico instalado em instituição pública de ensino superior, em consonância com os índices utilizados pela literatura atual, bem como em comparação com outros sistemas similares. Trata-se de sistema inaugurado em 2019, composto por 450 módulos fotovoltaicos, com potência nominal de 150kWp, instalado na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília.

Em acréscimo, é realizada uma simulação computacional desta usina, por meio do *software System Advisor Model – SAM*, a fim de se verificar o desempenho teórico do sistema e compará-lo com o desempenho real aferido, avaliando-se discrepâncias sob a ótica da análise de fontes de danos e perdas, seja por externalidades, seja por outras questões técnicas. Ademais, avaliam-se, ainda, os parâmetros de qualidade de energia elétrica apresentados por esse sistema, medidos *in loco*, à luz dos requisitos estabelecidos pelos normativos vigentes.

Por derradeiro, considerando as variáveis técnicas e econômicas que norteiam a área de energia solar fotovoltaica, é proposto Plano de Manutenção, Operação e Controle – PMOC, a ser aplicado a estes sistemas, de forma a se colaborar com rotinas de manutenção preditiva e preventiva que permitam a previsão e a identificação de falhas, em tempo adequado para a devida atuação tempestiva.

Palavras-chave: Energia Solar, Manutenção, Monitoramento Remoto, Qualidade de Energia Elétrica, Simulação Computacional.

ABSTRACT

Currently, there is a worrying global scenario regarding the environment, because, previously considered infinite, the available resources are increasingly scarce. In this area, photovoltaic systems stand out, capable of producing electrical energy from the sun, a renewable and sustainable source of energy.

In this context, this academic work is found, in order to contribute to today's society, by carrying out a technical-economic analysis of a photovoltaic system installed in a public institution of education, in line with the indices used in the current literature, as well as comparing it with other similar systems. It is a system inaugurated in 2019, consisting of 450 photovoltaic modules, with a nominal power of 150kWp, installed at the Faculty of Technology of the University of Brasília.

In addition, a computational simulation of this plant is carried out, using the System Advisor Model - SAM software, in order to verify the theoretical performance of the system, and compare it with the actual performance measured, evaluating discrepancies from the perspective of the analysis of sources of damage and loss, whether due to externalities or other technical issues. In addition, the parameters of quality of electric energy presented by this system, measured in the place of the installation, in accordance with the requirements established by the current regulations.

Lastly, considering the technical and economic variables that guide the area of photovoltaic solar energy, a Maintenance, Operation and Control Plan is proposed, to be applied to these systems, in order to collaborate with predictive and preventive maintenance routines that allow the prediction and identification of failures in adequate time for due action.

Keywords: Computer Simulation, Electric Power Quality, Maintenance, Remote Monitoring, Solar Energy.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de figuras	v
Lista de tabelas	xi
Lista de símbolos	xiii
Glossário	xv
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Da capacidade de energia fotovoltaica mundial	2
1.2 Do sistema fotovoltaico no Brasil	4
1.3 Dos objetivos do trabalho	8
1.4 Da motivação e contribuição do trabalho	10
1.5 Contribuição do Trabalho e Publicação	11
1.6 Da estrutura do trabalho	12
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica e Normativa	13
2.1 Da regulação do sistema elétrico brasileiro	13
2.2 Da regulamentação técnica dos sistemas fotovoltaicos no Brasil	17
2.3 Dos indicadores técnicos	20
2.4 Da análise dos dados de qualidade da energia elétrica	24
2.4.1 Variações de tensão em regime permanente	25
2.4.2 Fator de potência	26
2.4.3 Distorções harmônicas	27
2.4.4 Desequilíbrio de tensão	28
2.4.5 Flutuação de tensão	29
2.4.6 Variação de frequência	30
2.4.7 Variação de tensão de curta duração - VTCD	30
2.5 Da modelagem de células fotovoltaicas	30

2.5.1	Modelo ideal	30
2.5.2	Modelo com resistência em série	33
2.5.3	Modelo com resistência em paralelo	34
2.5.4	Modelo com dois diodos	34
2.6	Dos índices econômicos	35
2.6.1	Custo nivelado de energia - CNE	35
2.6.2	<i>Payback</i>	37
2.6.3	Vida útil e tempo médio entre falhas	37
2.7	Considerações Finais	38
Capítulo 3 – Estudo de Caso		39
3.1	Do objeto do estudo de caso	39
3.1.1	Dos módulos fotovoltaicos	41
3.1.2	Da Unidade de Condicionamento de Potência - UCP	42
3.1.3	Do dimensionamento dos subsistemas da UFV	45
3.1.4	Do arranjo fotovoltaico utilizado	48
3.2	Das Usinas Fotovoltaicas instaladas em outras Instituições Públicas de Ensino no Brasil	52
3.2.1	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas - IFAM	52
3.2.2	Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA/RN	53
3.2.3	Instituto Federal de Minas Gerais - IFMG	53
3.2.4	Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC	53
3.3	Considerações Finais	55
Capítulo 4 – Metodologia do Trabalho		56
4.1	Do <i>software</i> de simulação	57
4.1.1	Da modelagem da UFV no <i>SAM</i>	57
4.2	Do sistema de monitoramento remoto	66
4.3	Da modelagem computacional do módulo fotovoltaico	67
4.4	Da modelagem do sistema para estudo de sombreamento	69
4.5	Da obtenção dos dados de qualidade da energia elétrica	72
4.6	Considerações Finais	75
Capítulo 5 – Aspectos Técnico-Econômicos		76
5.1	Das externalidades	76
5.2	Das fontes de falhas e danos	77
5.2.1	Das sujidades	77

5.2.2	Das perdas por <i>clipping</i>	81
5.2.3	Das perdas por <i>mismatch</i>	81
5.2.4	Do seguimento do ponto máximo de potência - SPMP	82
5.3	Do tempo de garantia e o tempo médio entre falhas	83
5.4	Do plano de manutenção, operação e controle - PMOC	83
5.4.1	Análise termográfica por infravermelho	86
5.4.2	Limpeza periódica	88
5.4.3	Inspeção visual	89
5.4.4	Avaliação da curva I-V	91
5.4.5	Medidas de grandezas elétricas	92
5.4.6	Das rotinas do PMOC	93
5.5	Aspectos sobre o retorno de investimento	96
5.6	Considerações Finais	97
Capítulo 6 – Análise dos Dados e Resultados		99
6.1	Dos resultados de desempenho	99
6.1.1	Contextualização	99
6.1.2	Do perfil da carga da Faculdade de Tecnologia - FT/UnB	99
6.1.3	Dos resultados do ano de 2022	102
6.1.4	Dos resultados do ano de 2021	108
6.1.5	Da análise dos índices de mérito	110
6.1.6	Da geração de créditos de carbono equivalentes	113
6.2	Do estudo de sombreamento	114
6.2.1	Dos resultados obtidos pelo <i>software SAM</i>	114
6.2.2	Das medidas corretivas externas	118
6.2.3	Dos resultados obtidos pelo Archicad [®]	120
6.2.3.1	Do estudo de sombreamento entre fileiras	126
6.3	Dos resultados da análise de qualidade da energia elétrica	129
6.3.1	Tensão elétrica	129
6.3.2	Corrente elétrica	132
6.3.3	Potência elétrica	132
6.3.4	Conteúdo harmônico	136
6.3.5	Fator de potência	143
6.4	Considerações Finais	146
Capítulo 7 – Discussões e Conclusão		147
7.1	Dos resultados de desempenho	147

7.2	Do dimensionamento da UCP	148
7.3	Do posicionamento dos módulos fotovoltaicos	148
7.4	Da manutenção	149
7.5	Dos dados de qualidade da energia elétrica	150
7.6	Das propostas de trabalhos futuros	150
Referências		152

LISTA DE FIGURAS

1.1	Capacidade instalada global de energia fotovoltaica (REN21, 2022).	2
1.2	Custos relativos aos sistemas fotovoltaicos comerciais até 2050.	3
1.3	Recurso solar mundial em 2023.	4
1.4	Capacidade instalada global de energia fotovoltaica por país e região (REN21, 2022).	5
1.5	Capacidade instalada no SIN em 2022 e 2026 (ONS, 2022).	6
1.6	Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031.	7
1.7	Proporção da população com acesso à energia elétrica em 2019.	8
2.1	Faixas de tensão em relação à de referência.	25
2.2	Circuito equivalente do modelo ideal.	31
2.3	Circuito equivalente do modelo com resistência em série.	33
2.4	Circuito equivalente do modelo com resistência em paralelo.	34
2.5	Circuito equivalente do modelo com dois diodos.	35
3.1	Imagem de satélite da Faculdade de Tecnologia - FT/UnB.	39
3.2	UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB.	40
3.3	Dimensões do módulo CS6U-335P, em milímetros.	41
3.4	Curvas I-V do módulo CS6U-335P.	42
3.5	Diagrama de ligação de diodos de desvio em módulos FV.	43
3.6	Detalhes dos módulos fotovoltaicos instalados na FT-UnB.	43
3.7	Detalhes da UCP - ABB/FIMER TRIO-TM 50.0.	44

3.8	Distribuição dos módulos FV por MPPT - FT/UnB (Subsistemas 2 e 3)	46
3.9	Distribuição dos módulos FV por MPPT - FT/UnB (Subsistema 1)	47
3.10	Quadros Elétricos em CA de conexão dos subsistemas da UFV.	48
3.11	Diagrama unifilar da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistemas 2 e 3)	49
3.12	Diagrama unifilar da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistema 1)	50
3.13	Esquema de conexão das séries FV da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistema 1)	51
3.14	Esquema de conexão das séries FV da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistemas 2 e 3)	51
3.15	Esquema de conexão das séries FV da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistema 2)	52
3.16	Distribuição dos sistemas em estudo no Brasil.	54
4.1	Fluxograma da metodologia adotada.	56
4.2	Interface do <i>software SAM</i>	58
4.3	Dados climatológicos do <i>software SAM</i>	59
4.4	Dados anuais de irradiância Global (GHI) e Direta (DNI) do <i>software SAM</i> . . .	59
4.5	Dados do módulo Canadian Solar Inc. CS6U-335P no <i>software SAM</i>	60
4.6	Curvas I-V do módulo FV no <i>software SAM</i>	60
4.7	Dados do inversor no <i>software SAM</i>	61
4.8	Curva de eficiência do inversor no <i>software SAM</i>	62
4.9	Dados geométricos do sistema no <i>software SAM</i>	63
4.10	Modelo tridimensional do subsistema 2 no <i>SAM</i>	64
4.11	Modelo tridimensional do subsistema 3 no <i>SAM</i>	65
4.12	Interface do sistema de monitoramento remoto.	66

4.13	Curvas I-V e P-V obtidas por meio de modelagem no Matlab [®] , com irradiância uniforme de $1.000W/m^2$	68
4.14	Curvas I-V e P-V obtidas por meio de modelagem no Matlab [®] , com irradiância de $1.000W/m^2$ em 2/3 do módulo e de $500W/m^2$ no restante.	68
4.15	Curvas I-V e P-V obtidas por meio de modelagem no Matlab [®] , com irradiância de $1.000W/m^2$ em 1/3 do módulo, de $500W/m^2$ em 1/3 e de $200W/m^2$ no restante.	69
4.16	Projeto elaborado no Archicad [®] para estudo solar.	71
4.17	Projeto elaborado no Archicad [®] para estudo solar (3D).	71
4.18	Posicionamento dos módulos no projeto elaborado no Archicad [®]	72
4.19	Interface do Archicad [®] para a inserção de dados dos módulos FV.	73
4.20	Analisador de qualidade de energia elétrica.	73
4.21	Diagrama Elétrico para a realização de ensaio.	74
4.22	Instalação do analisador de energia nos quadros de interface da UFV-FT/UnB.	75
5.1	Fotografia de árvore gerando sombreamento com os galhos se estendendo pelas instalações e conexões do módulo fotovoltaico.	77
5.2	Chuva Acumulada Mensal em 2022, Brasília-DF.	79
5.3	Chuva Acumulada Mensal em 09/2022, Brasília-DF.	79
5.4	Chuva Acumulada Mensal em 10/2022, Brasília-DF.	80
5.5	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 09/2022.	80
5.6	Regra de Siiter.	84
5.7	Aparelho para análise termográfica por <i>IR</i>	86
5.8	Padrão Térmico de Infravermelho.	87
5.9	Exemplo de identificação de degradação pela análise com <i>IR</i>	87
5.10	Exemplo de identificação de degradação pela análise com <i>IR</i> por meio de <i>drone</i>	88
5.11	Exemplo de tratores utilizados para a limpeza dos módulos FV.	89

5.12	Caixa de terminais com os diodos de desvio de determinado módulo fotovoltaico, inclusive com a ilustração dos conectores MC4.	90
5.13	Variações na forma da curva I-V.	91
6.1	Perfil de geração na entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB. . . .	100
6.2	Perfil da curva de Potência Ativa nas fases da entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB.	100
6.3	Perfil da curva de Potência Ativa nas fases da entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB nos dias 08 e 09/10/2020.	101
6.4	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022.	102
6.5	Produção Energética da UFV - FT/UnB via simulação no <i>SAM</i>	104
6.6	Potência de Saída da UFV - FT/UnB em 2022, por UCP.	104
6.7	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, UCP 1.	105
6.8	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, UCP 2.	106
6.9	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, UCP 3.	106
6.10	Produção Energética do Subsistema com 126 Módulos (<i>SAM</i>).	107
6.11	Produção Energética do Subsistema com 162 Módulos (<i>SAM</i>).	107
6.12	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021 e 2022, por UCP.	108
6.13	Produção Energética Diária da UFV - FT/UnB em 2021, UCPs 2 e 3.	109
6.14	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021, UCP 2.	110
6.15	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021, UCP 3.	110
6.16	Estudo de sombreamento para o subsistema 3 (<i>SAM</i>).	114
6.17	Dados de Tensão nos 3 <i>MPPTs</i> do subsistema 3.	115
6.18	Dados de Corrente nos 3 <i>MPPTs</i> do subsistema 3.	116
6.19	Dados de Potência nos 3 <i>MPPTs</i> do subsistema 3.	117
6.20	Produção Energética do subsistema 2 (<i>SAM</i>).	117
6.21	Produção Energética do subsistema 3 (<i>SAM</i>).	118

6.22	Resultados obtidos, referentes ao lado CC dos conversores, pelo sistema de monitoramento após a poda de árvores.	119
6.23	Estudo solar no solstício de verão (tarde).	122
6.24	Estudo solar no solstício de verão (manhã).	122
6.25	Estudo solar no solstício de inverno (tarde).	123
6.26	Estudo solar no solstício de inverno (manhã).	123
6.27	Estudo solar no equinócio de outono (tarde).	124
6.28	Estudo solar no equinócio de outono (manhã).	124
6.29	Estudo solar no equinócio de primavera (tarde).	125
6.30	Estudo solar no equinócio de primavera (manhã).	125
6.31	Estudo solar de distanciamento entre módulos no solstício de verão.	126
6.32	Estudo solar de distanciamento entre módulos no solstício de inverno.	127
6.33	Estudo solar de distanciamento entre módulos com aumento do espaçamento em 15 cm	127
6.34	Estudo solar de distanciamento entre módulos com aumento do espaçamento em 30 cm	128
6.35	Tensões nas fases - Subsistema 1.	130
6.36	Tensões nas fases - Subsistema 2.	131
6.37	Tensões nas fases - Subsistema 3.	131
6.38	Corrente elétrica nas fases - Subsistema 1.	132
6.39	Corrente elétrica nas fases - Subsistema 2.	133
6.40	Corrente elétrica nas fases - Subsistema 3.	133
6.41	Potências aparente, ativa e reativa totais - Subsistema 1.	134
6.42	Potências aparente, ativa e reativa totais - Subsistema 2.	134
6.43	Potências aparente, ativa e reativa totais - Subsistema 3.	135
6.44	Potência reativa total - Subsistema 1.	135

6.45	Potência reativa total - Subsistema 2.	136
6.46	Potência reativa total - Subsistema 3.	136
6.47	Componentes harmônicas de tensão - Subsistema 1.	137
6.48	Componentes harmônicas de tensão - Subsistema 2.	137
6.49	Componentes harmônicas de tensão - Subsistema 3.	138
6.50	Componentes harmônicas de corrente - Subsistema 1.	138
6.51	Componentes harmônicas de corrente - Subsistema 2.	139
6.52	Componentes harmônicas de corrente - Subsistema 3.	139
6.53	Distorção harmônica total de tensão - Subsistema 1.	140
6.54	Distorção harmônica total de tensão - Subsistema 2.	140
6.55	Distorção harmônica total de tensão - Subsistema 3.	141
6.56	Distorção harmônica total de corrente - Subsistema 1.	141
6.57	Distorção harmônica total de corrente - Subsistema 2.	142
6.58	Distorção harmônica total de corrente - Subsistema 3.	142
6.59	Perfil da curva de fator de potência nas fases da entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB.	144
6.60	Fator de potência total - Subsistema 1.	145
6.61	Fator de potência total - Subsistema 2.	145
6.62	Fator de potência total - Subsistema 3.	146

LISTA DE TABELAS

2.1	Lista das normas em estudo na área de sistemas fotovoltaicos	21
3.1	Dados Técnicos da UCP - UFV-FT/UnB.	45
3.2	Resumo dos dados de desempenho dos sistemas em análise.	55
4.1	Dados de perdas do sistema no <i>software SAM</i>	63
5.1	Subsistemas integrantes do PMOC	93
5.2	Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Semanal	94
5.3	Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Mensal	94
5.4	Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Bimestral	95
5.5	Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Semestral	95
5.6	Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Anual	96
6.1	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, por UCP.	108
6.2	Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021, por UCP (2 e 3).	109
6.3	Produtividade Energética da UFV - FT/UnB em 2021 por UCP.	112
6.4	Produtividade Energética da UFV - FT/UnB em 2022 por UCP.	112
6.5	Rendimento Global da UFV - FT/UnB em 2021 por UCP.	112
6.6	Rendimento Global da UFV - FT/UnB em 2022 por UCP.	112
6.7	Comparativo de desempenho com outros sistemas.	113
6.8	Redução das emissões de carbono em 2022.	113
6.9	Produção Energética dos subsistemas 2 e 3 com sombreamento.	118

6.10 Graus de sombreamento em estudo.	120
6.11 Estudo de sombreamento tridimensional para o subsistema 1.	121
6.12 Estudo de sombreamento tridimensional para o subsistema 2.	121
6.13 Estudo de sombreamento tridimensional para o subsistema 3.	121
6.14 Faixas de classificação de tensões de fase de regime permanente.	130

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère
G_{ref}	Irradiância em condições padrão
I_{mp}	Corrente de máxima potência (A)
I_{sc}	Corrente de curto-circuito (A)
Hz	Hertz
J	Joule
kA	Quiloampère
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt Ampère
kvar	Quilovolt-Ampère reativo
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
m	Metro
MWh	Megawatt-hora
P_{mp}	Potência máxima de pico
R\$	Real
V	Volt
V_{mp}	Tensão de máxima potência (V)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto (V)

Y_f	Produtividade do sistema
Y_r	Rendimento de referência
%	Porcentagem

GLOSSÁRIO

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BIM</i>	<i>Building Information Modeling</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
<i>CEC</i>	<i>California Energy Commission</i>
CNE	Custo Nivelado de Energia
CTP	Condições de Teste Padrão
ER	Energia injetada na rede
FC	Fator de Capacidade
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
<i>LCOE</i>	<i>Levelized Cost of Electricity</i> - Custo Nivelado de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking</i> - Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> - Laboratório Nacional de Energias Alternativas dos Estados Unidos da América
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PMOC	Plano de Manutenção, Operação e Controle

<i>PR</i>	<i>Performance Ratio</i> ou Desempenho Global
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
<i>SAM</i>	<i>System Advisor Model</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIGE	Sistema de Gestão Energética
SIN	Sistema Interligado Nacional
VPL	Valor Presente Líquido
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
UC	Unidade Consumidora
UCP	Unidades de Condicionamento de Potência
UFV	Usina Fotovoltaica

INTRODUÇÃO

Desde 1839, quando Edmond Becquerel descobriu o efeito fotoelétrico, com importante marco em 1921, há pouco mais de 100 anos, quando Albert Einstein recebeu o Prêmio Nobel em Física pelo trabalho a respeito do mesmo efeito, o mundo científico continuou em constante progresso e, por consequência, notável desenvolvimento tecnológico nesta área foi percebido pelo planeta Terra.

Inicialmente estimulado pelos setores de telecomunicações e aeroespaciais, por ser o Sol uma fonte de energia capaz de estar presente em localidades remotas, atualmente o setor de energia fotovoltaica está presente em residências e em instituições públicas, por exemplo, de forma a auxiliar o crescimento econômico sustentável, e garantir o atingimento de um dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável que fazem parte da chamada “Agenda 2030”, pacto global assinado por ocasião da Cúpula das Nações Unidas em 2015, pelos 193 países membros. Nesta toada, cita-se o objetivo n° 7, dos dezessete firmados, deste acordo mundial, que é garantir acesso à energia barata, confiável, sustentável e renovável para todos.

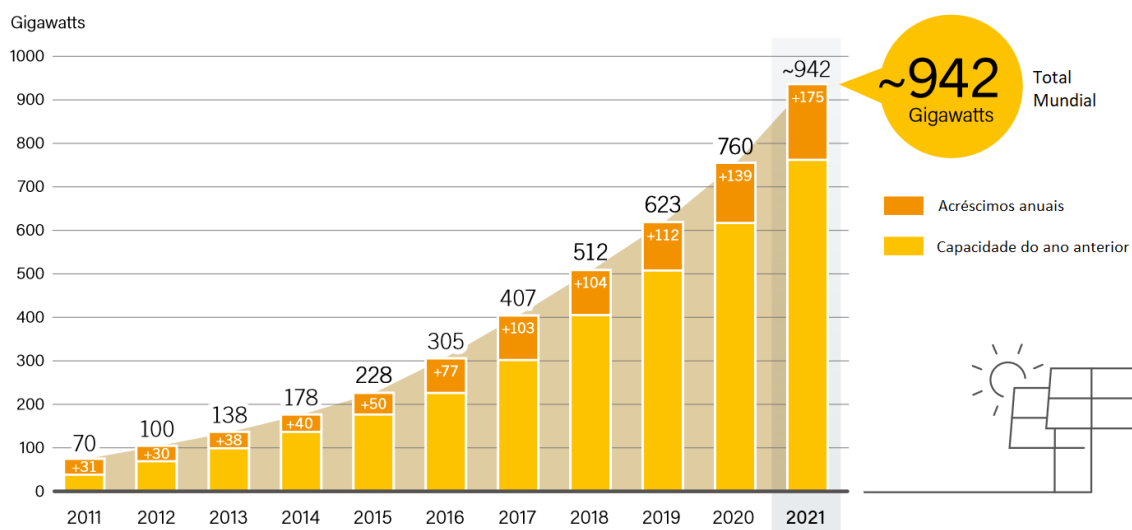
Diante do exposto, este trabalho busca colaborar com a comunidade científica no desenvolvimento desta importante área do conhecimento e, assim, auxiliar o desenvolvimento sustentável, de forma a garantir que a sociedade tenha acesso à energia fotovoltaica em desempenho adequado às necessidades globais, e alinhado às boas práticas da Engenharia.

Para tanto, este Capítulo apresentará contextualização a respeito da evolução da energia fotovoltaica no mundo e no Brasil, bem como os objetivos, motivações e contribuição do trabalho e, por fim, a estrutura dos capítulos que serão desenvolvidos no presente trabalho.

1.1 DA CAPACIDADE DE ENERGIA FOTOVOLTAICA MUNDIAL

A capacidade instalada de energia renovável no mundo cresce a cada ano, conforme relatório mais recente do *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century - REN21*. Na Figura 1.1, obtida do citado relatório, pode-se observar a forte tendência de crescimento, em ritmo exponencial, da capacidade instalada de energia fotovoltaica anualmente, atingindo o total de cerca de 942 GW em 2021 (REN21, 2022).

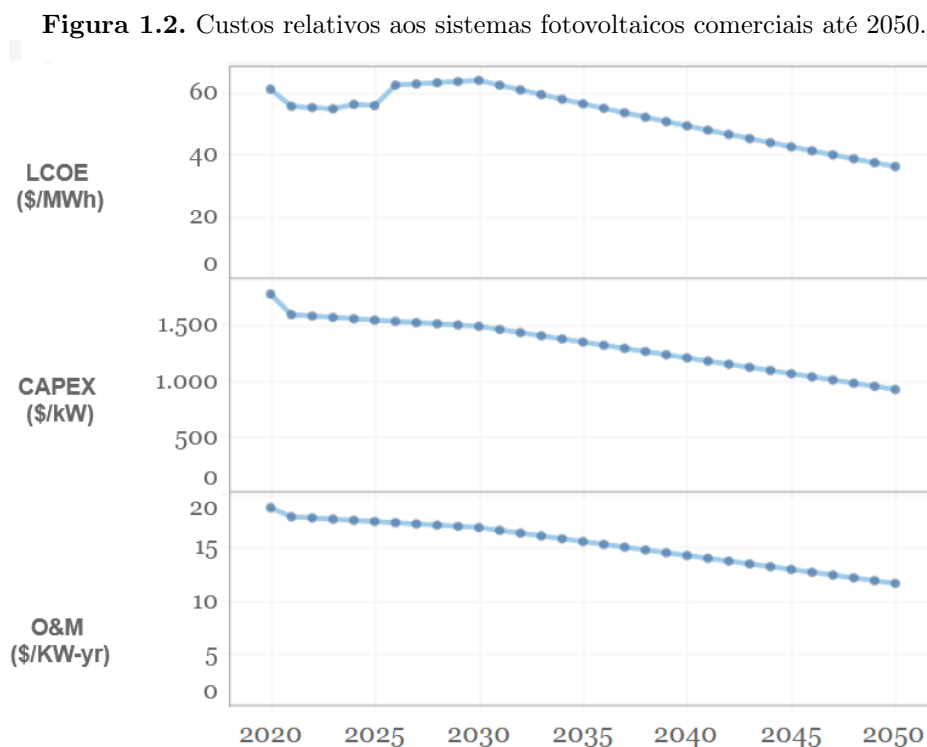
Figura 1.1. Capacidade instalada global de energia fotovoltaica (REN21, 2022).



Fonte: (REN21, 2022).

Diante da grande preocupação com os impactos da geração de energia elétrica no meio ambiente, a energia solar fotovoltaica ganha importante destaque no cenário mundial, uma vez que se utiliza a luz proveniente do sol para a conversão em eletricidade, em um processo livre da emissão de poluentes e de gases de efeito estufa.

Ademais, vale destacar que o custo de fabricação, comercialização, instalação, manutenção e operação de sistemas fotovoltaicos comerciais está em tendência de queda até 2050, conforme NREL/ATB (2023) que apresenta a evolução das despesas relacionadas ao custo nivelado de energia - CNE (ou *LCOE - levelized cost of electricity*), despesas de capitais (ou *CAPEX - Capital Expenditure*) e com operação e manutenção destes sistemas (ou O&M), nos termos das curvas exibidas na Figura 1.2, o que permite maior acessibilidade a este tipo de geração de energia elétrica.



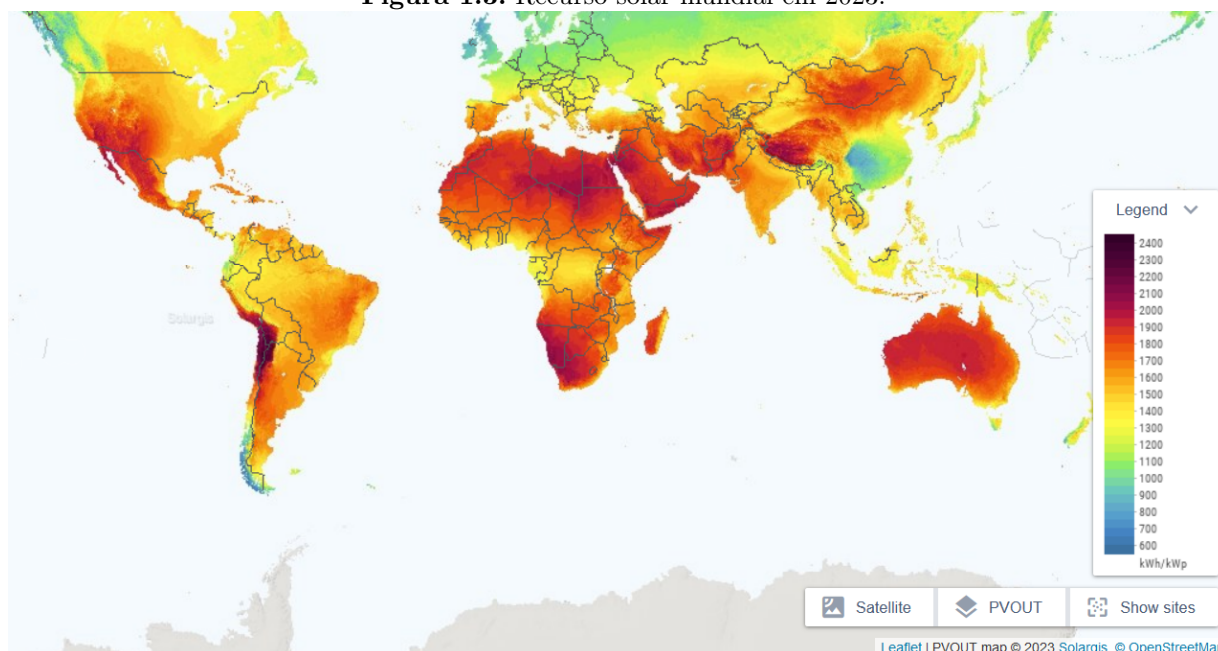
Fonte: (NREL/ATB, 2023).

Por outro lado, ainda se verifica a baixa representatividade deste tipo de energia renovável na matriz energética nacional, atualmente com 3,6% da capacidade total do sistema brasileiro (ONS, 2022).

A irradiação solar anual no Brasil é consideravelmente superior em comparação à maioria dos países da Europa. Em contrapartida, naquele continente, há maior utilização de usinas fotovoltaicas que no Brasil, conforme potencial solar mundial extraído do *Global Solar Atlas*, apresentado na Figura 1.3, mapa eletrônico que fornece informações sobre o potencial solar de cada região do mundo, no intuito de se realizarem estudos a respeito do Recurso Solar (ATLAS, 2023).

Destaca-se, ainda, que, segundo a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, além dos consideráveis níveis de irradiação (energia) e irradiância (potência), o Brasil possui grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares (EPE, 2012).

Na Figura 1.4, apresenta-se a distribuição da capacidade instalada de energia fotovoltaica por países de diversas regiões do mundo, verificando-se a concentração de mais de 50% da

Figura 1.3. Recurso solar mundial em 2023.

Fonte: (ATLAS, 2023).

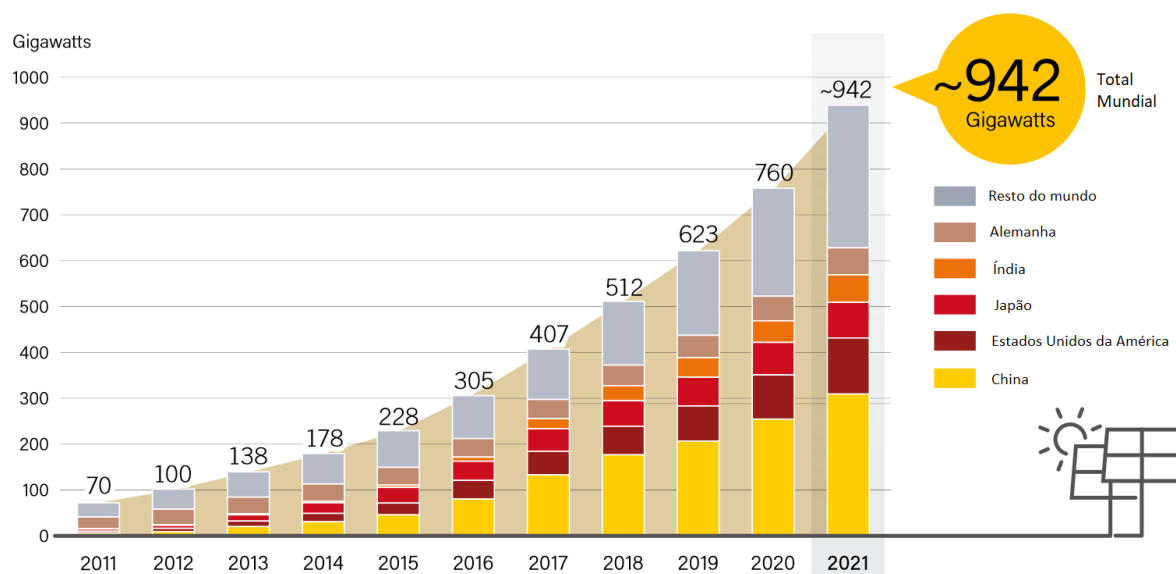
capacidade instalada global na China, Estados Unidos da América e países da União Europeia.

O crescente aumento do uso destas fontes de energia renovável traz preocupações técnicas a respeito da aplicação prática delas (STECANELLA *et al.*, 2020; STECANELLA, 2020), de forma que seja possível utilizá-las de maneira adequada, oferecendo energia elétrica em qualidade e quantidade suficientes e favoráveis ao sistema elétrico, com a necessidade de superação dos desafios inerentes à característica da própria fonte.

No caso da energia fotovoltaica, podem ser citadas as variações das condições climáticas (chuva e nebulosidade, por exemplo) e as interferências de objetos externos (árvores e edificações, por exemplo), as quais influenciam temporária ou permanentemente a produção energética. E, neste sentido, o sistema elétrico deve estar preparado para absorver com segurança as variações de potência e demanda, e assim receber de maneira tecnicamente adequada a crescente inserção de fontes renováveis.

1.2 DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO BRASIL

O sistema de geração de energia elétrica brasileiro é do tipo hidro-termo-eólico de grande porte. As usinas hidrelétricas, distribuídas por dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes

Figura 1.4. Capacidade instalada global de energia fotovoltaica por país e região (REN21, 2022).

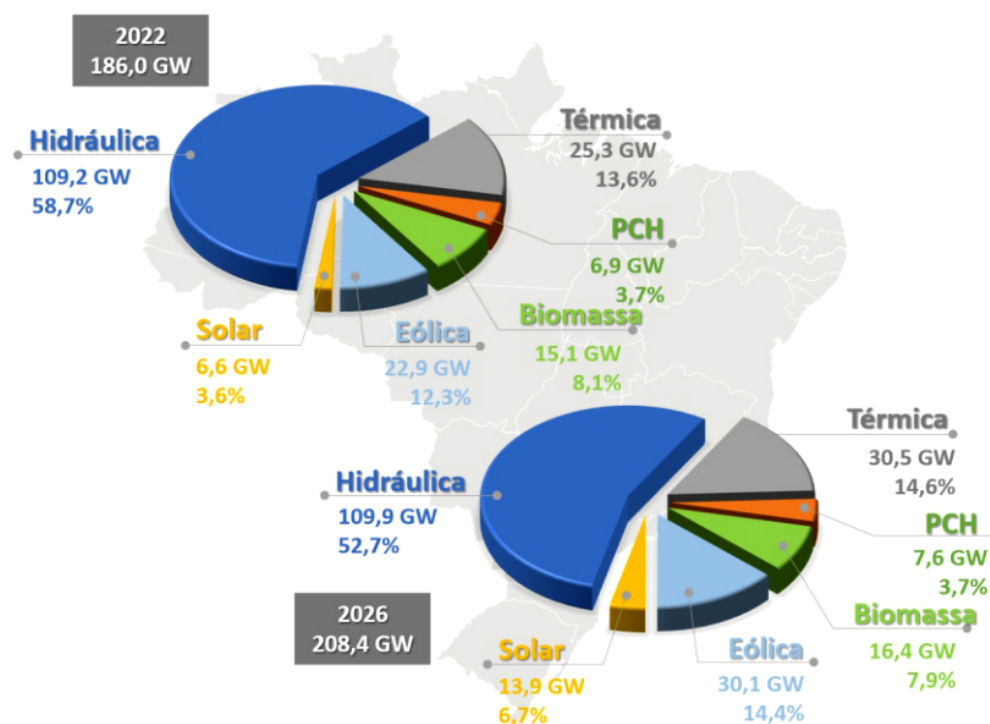
Fonte: (REN21, 2022).

regiões do país, representam cerca de 58,7% da produção energética nacional, com o total de 109.200 MW de capacidade instalada em 2022. As termelétricas (gás e gás natural liquefeito - GNL) e nucleares representam cerca de 25,3% da geração, ao passo que as eólicas, 12,3% (ONS, 2022).

O Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme Resolução Normativa n° 622/2014 – ANEEL (ANEEL, 2014): conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

O Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico tem como objetivo avaliar o desempenho do SIN no horizonte de cinco anos, para que a operação futura seja realizada com níveis de segurança adequados, em consonância com os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede, que são as regras propostas pelo ONS para as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do SIN.

Ademais, no PAR/PEL, ciclo 2023-2027, avalia-se o expressivo crescimento de mais de 100% para a energia fotovoltaica no Brasil, no horizonte 2023-2027, a qual, em conjunto com o sistema eólico, totalizará 44 GW (ONS, 2022).

Figura 1.5. Capacidade instalada no SIN em 2022 e 2026 (ONS, 2022).

Fonte: (ONS, 2022)

Ainda acerca da previsão de expansão do setor de energia solar fotovoltaica, pode-se citar o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Tal estudo prevê o cenário de projeção da Micro e Mini Geração Distribuída com penetração de aproximadamente 37 GW de potência instalada. E a tecnologia solar fotovoltaica representa cerca de 93% de toda essa expansão.

E nesta seara, encontram-se várias instituições públicas federais brasileiras, vide estudos de Moraes (2018), que recebem periodicamente diversos incentivos e subsídios para instalarem usinas fotovoltaicas em suas edificações, tais como a Universidade de Brasília – UnB, a qual realizou a instalação de diversas usinas em edificações próprias nos últimos anos. Entre os sistemas instalados, encontra-se o da Faculdade de Tecnologia – FT, que é o objeto de análise do presente estudo.

E, de acordo com o Informativo nº 51, de 06/01/2023, da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR, foram realizados mais de R\$ 121,6 bilhões em novos investimentos; mais de 720 mil novos empregos gerados; mais de R\$ 38,2 bilhões em arrecadação de

Figura 1.6. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031.

Fonte: (MME/EPE, 2022)

tributos; e mais de 33,4 milhões de toneladas de CO_2 evitadas (ABSOLAR, 2023).

Ainda, podem ser citados os seguintes dados a respeito deste mercado: na data de publicação deste informativo, há 1.576.954 sistemas solares conectados à rede e 2.039.496 unidades consumidoras recebendo créditos pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ABSOLAR, 2023). Conforme dados constantemente atualizados e divulgados pela ANEEL, a respeito da relação de empreendimento dos micro e minigeradores distribuídos, abrangidos pela Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2023a), aos 27/03/2023, havia 1.804.113 sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

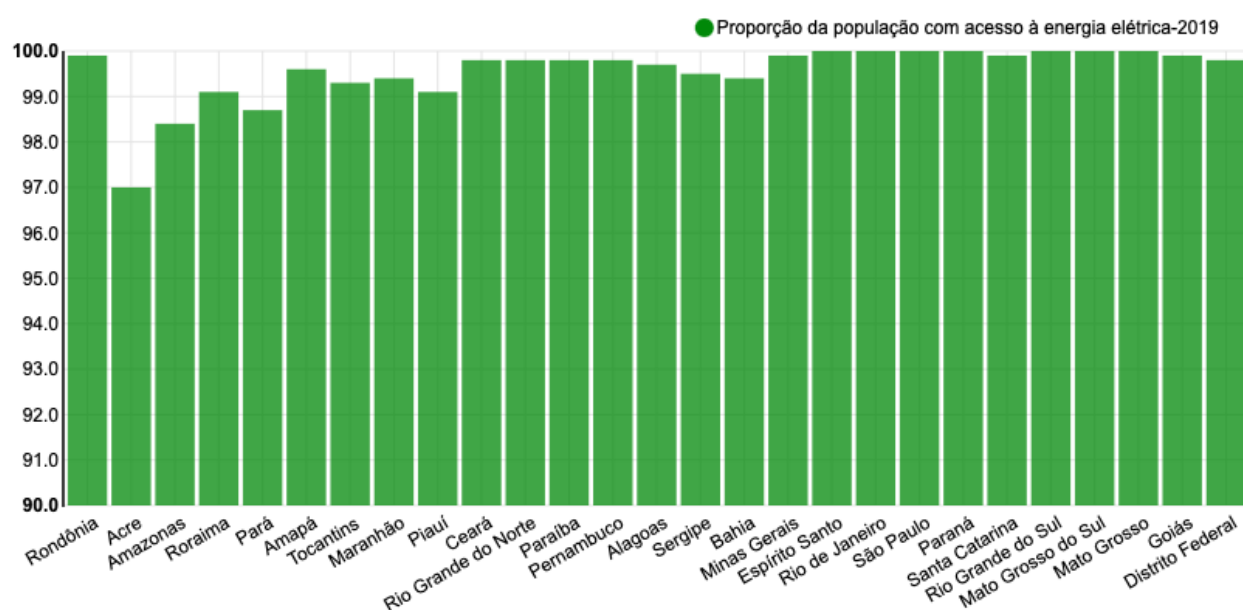
Com isso, percebe-se o expressivo aumento da representatividade do sistema fotovoltaico na matriz energética nacional, em que pese o potencial deste crescimento ser ainda maior. Ademais, diante do cenário de consolidação desta solução técnica, do maior apoio financeiro em geral, seja governamental, seja privado, bem como a movimentação coordenada em busca de segurança jurídica para a atuação deste mercado como um todo, vislumbram-se condições favoráveis à maximização da utilização do potencial de crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Por outro lado, surgem outras questões importantes a serem destacadas. Para que o de-

envolvimento de uma sociedade seja sustentável em todas as suas esferas, é necessário que o acesso à energia elétrica seja garantido.

E, no cenário nacional, esta questão precisa ser resolvida urgentemente. De acordo com dados do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, muitos Estados do Brasil possuem ainda considerável percentual da população sem acesso à energia elétrica, não obstante o elevado potencial de irradiação solar para a produção de energia solar fotovoltaica (IPEA, 2023).

Figura 1.7. Proporção da população com acesso à energia elétrica em 2019.



Fonte: (IPEA, 2023).

1.3 DOS OBJETIVOS DO TRABALHO

Diante dos cenários mundial e nacional apresentados, este trabalho tem como objetivo abordar a qualidade da energia elétrica no processamento eletrônico de energias renováveis em sistemas fotovoltaicos, por meio da análise dos impactos de falhas e danos do sistema na qualidade da energia elétrica a ser injetada por um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR), além de versar sobre o diagnóstico e tratamento de danos e falhas nos blocos gerador e de condicionamento de potência de sistemas fotovoltaicos.

Abaixo, apresentam-se listados os objetivos específicos, com base no objeto geral apresen-

tado acima:

1. rastreio dos requisitos básicos de qualidade para o fornecimento de energia elétrica de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR);
2. identificação dos principais danos e falhas em bloco gerador de sistemas fotovoltaicos;
3. identificação dos principais danos e falhas em bloco de condicionamento de potência de sistemas fotovoltaicos;
4. identificação dos principais meios de diagnóstico e tratamento de danos e falhas identificados nos itens 2 e 3 em sistemas fotovoltaicos, no intuito de se determinar uma rotina padrão de manutenção preditiva e preventiva a ser executada com vistas à manutenção do atendimento dos requisitos básicos de qualidade listados no item 1 destes objetivos específicos;
5. avaliação dos impactos dos principais danos e falhas identificados nos itens 2 e 3 na qualidade do fornecimento de energia elétrica do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) sob estudo;
6. realização de revisão normativa sobre o assunto, com o levantamento das principais normas técnicas e da legislação correlata;
7. análise dos índices de desempenho técnicos e econômicos da usina fotovoltaica da FT-UnB, por meio da obtenção dos dados disponibilizados por meio de sistema de monitoramento remoto instalado nas Unidades de Condicionamento de Potência - UCP do sistema, bem como por meio de dados obtidos a partir da instalação de analisador específico de qualidade de energia elétrica;
8. análise de outros sistemas fotovoltaicos instalados, principalmente, em outras instituições públicas de ensino, de modo a se realizar uma análise comparativa e crítica dos índices de desempenho técnicos e econômicos;
9. modelagem computacional volumétrica e tridimensional do sistema fotovoltaico sob estudo, no intuito de se avaliar os impactos de externalidades no desempenho da usina;

10. abordagem conclusiva sobre procedimentos específicos, seja de monitoramento, processamento eletrônico ou rotinas técnicas de manutenção preditiva e preventiva em sistemas fotovoltaicos, seja de delimitação de requisitos de fabricação, instalação, operação e medição dos sistemas, com vistas à garantia da qualidade de energia elétrica a ser injetada na rede elétrica da concessionária, ou ainda, no Sistema Integrado Nacional – SIN.

1.4 DA MOTIVAÇÃO E CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

O sistema fotovoltaico é composto por: bloco gerador, bloco de condicionamento de potência e, em alguns casos, bloco de armazenamento, para os sistemas que têm elementos acumuladores de energia e que podem operar ilhados da rede elétrica. O bloco gerador é composto, entre outros elementos, pelos módulos fotovoltaicos, que, por sua vez, possuem células fotovoltaicas.

Os módulos produzem energia elétrica em corrente contínua. Por isso, torna-se necessária a utilização de inversores, que compõem o bloco de condicionamento de potência e fornecem energia elétrica em corrente alternada a partir da conversão de energia elétrica em corrente contínua.

O inversor para sistemas fotovoltaicos precisa apresentar alguns atributos para manter a qualidade da energia elétrica em níveis aceitáveis, tais como: alta eficiência de conversão; forma de onda senoidal pura, com baixo conteúdo harmônico; baixa emissão de interferência eletromagnética, entre outros (PINHO; GALDINO, 2014).

Ademais, diversos tipos de danos e/ou falhas, seja no bloco gerador, seja no bloco de condicionamento de potência, devem ter seus impactos mensurados na qualidade de energia elétrica a ser gerada para o ponto de acoplamento comum, em que estão as cargas, a rede e a geração.

Os sistemas fotovoltaicos, por estarem expostos às intempéries, estão sujeitos a danos e falhas devido às variações das condições de operação do sistema, porquanto influências climáticas externas impactam diretamente no grau de eficiência dos módulos fotovoltaicos, como as incidências de chuvas, ventos, sombreamentos temporários e parciais além da própria redução de eficiência ao longo do tempo dos módulos fotovoltaicos.

Também, o depósito de sujidades sobre as superfícies dos módulos pode ocasionar o surgimento de pontos quentes, os quais podem provocar danos permanentes nos módulos e ensejar

sua substituição. Contudo, para que sejam evitados tais problemas, existem os diodos de *bypass* nas caixas de junções dos módulos.

Por conseguinte, é necessário assegurar que haja a qualidade e a confiabilidade desejadas para o atendimento ao consumidor de energia elétrica. Esses atributos estão intimamente ligados ao processamento eletrônico de energias renováveis, os quais devem ser otimizados com técnicas eficientes de controle e operação, a fim de que a energia elétrica produzida possa ser tratada, nos seus níveis de tensão e corrente adequados, e distribuída com níveis adequados de qualidade.

Assim, tais sistemas devem ser objeto de constante análise de desempenho, com o intuito de se avaliar se os parâmetros de geração estão dentro de patamares esperados para condições específicas de operação. É válido destacar que sistemas fotovoltaicos eficientes, que apresentem índices ótimos de desempenho, colaboram com mais ênfase para a descarbonização da matriz elétrica, um dos pilares da transição energética, cenário mundial que se impõe para o pleno desenvolvimento sustentável (REIS, 2023).

Por fim, o monitoramento constante da operação do sistema, como por meio da análise da curva I-V, avaliações termográficas, medições de grandezas elétricas no inversor, entre outras rotinas de manutenção preditiva e preventiva, pode evitar a ocorrência de danos irreversíveis ao sistema fotovoltaico, assim como assegurar a confiabilidade e segurança do sistema, mantendo-se a qualidade da energia elétrica a ser injetada por um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR).

Da mesma forma, estudos têm sido conduzidos no intuito de se avaliar novas tecnologias que possam ser aplicadas, com vistas à maximização do aproveitamento do recurso solar, tais como: módulos bifaciais e rastreador de dois eixos (ZWIRTES; WANDERLEY, 2022).

1.5 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO E PUBLICAÇÃO

Pode ser citado, também, como contribuição deste trabalho, a seguinte produção técnica realizada durante o período do Mestrado Acadêmico, com publicação e apresentação no IX Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, evento ocorrido de 23 a 27 de maio de 2022, em Florianópolis/SC:

RODRIGUES, João P. C., MELO, Fernando C., 2022. Análise de desempenho da Usina Fotovoltaica – UFV instalada na Faculdade de Tecnologia – FT da Universidade de Brasília – UnB. IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, Florianópolis/SC.

1.6 DA ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho tem a sua estrutura dividida em 7 (sete) capítulos, sendo os próximos divididos conforme a seguir:

1. O Capítulo 2 trata da revisão bibliográfica e normativa, com breve histórico das normas aplicáveis, nacionais e internacionais, bem como análise dos trabalhos recentes a respeito de usinas fotovoltaicas instaladas em instituições federais;
2. O Capítulo 3 versa sobre o estudo de caso do presente estudo, com o detalhamento da usina fotovoltaica que é o objeto de análise do presente trabalho;
3. O Capítulo 4, por sua vez, traz a metodologia aplicada na análise da usina fotovoltaica, tomando-se por base tanto os aspectos práticos de campo, quanto os computacionais;
4. O Capítulo 5 versa sobre questões econômicas, com base em seus respectivos indicadores, envolvidas com a instalação da usina fotovoltaica, seja para a avaliação do retorno do investimento realizado, seja para a operação, manutenção e controle do sistema;
5. O Capítulo 6 apresenta os dados e resultados obtidos por meio de medidas realizadas no sistema e pelas simulações computacionais específicas;
6. O Capítulo 7, por fim, trata sobre as conclusões e discussões finais a respeito dos estudos e análises explanadas no decorrer do presente trabalho, além de propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E NORMATIVA

Diante do crescimento exponencial da quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados ao redor do mundo, verifica-se a premente necessidade de estabelecer critérios e requisitos técnicos e normativos, os quais devem ter por intuito a padronização e controle de procedimentos relacionados à fabricação, montagem, comercialização, instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos e de todos os componentes relacionados.

Assim, esta seção apresenta breve revisão bibliográfica e normativa a respeito do tema supramencionado, bem como introduz as principais normas nacionais e internacionais aplicáveis. Também, são apresentados os modelos básicos matemáticos desenvolvidos para a representação dos módulos fotovoltaicos, além dos índices econômicos mais utilizados para a avaliação dos investimentos realizados para a instalação desses sistemas.

2.1 DA REGULAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

A operação do sistema elétrico brasileiro é feita, de forma centralizada, pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, órgão criado em 26 de agosto de 1998 pela Lei nº 9.648, alterada pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004. Trata-se de pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos.

Desde então, tal órgão coordena e controla as instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Já a ANEEL é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída pela Lei nº 9.427/1996, regulamentada pelo Decreto nº 2.335/1997. Entre as suas atribuições, destaca-se a de regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Nesta seara, a ANEEL editou a Resolução n° 482/2012 em 17 de abril de 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como a respeito do sistema de compensação de energia elétrica.

Considerada um marco regulatório nacional para a geração distribuída, essa Resolução Normativa permitiu, por exemplo, a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede da concessionária, com a conseqüente redução dos custos dos consumidores com a tarifação de energia elétrica, por meio do sistema de compensação de energia elétrica.

Em 2015, foi editada a Resolução n° 687/2015, de 24 de novembro de 2015, que alterou a Resolução anterior, supramencionada, de forma a prover certas melhorias na regulamentação pretérita, tais como:

1. Possibilidade de implementação de novas modalidades para a geração distribuída, como o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;
2. Geração compartilhada, que permitiu a união de consumidores na geração de energia, dentro da mesma área de concessão ou permissão, conforme regulamentação específica;
3. Autoconsumo remoto, que permitiu o uso do sistema de compensação de energia elétrica para consumidores que possuem unidades consumidoras de mesma titularidade em locais distintos da(s) unidade(s) geradora(s);
4. Aumento no prazo para uso dos créditos energéticos;
5. Redução no prazo para a aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária;
6. Alteração nos níveis de potência para a definição de micro e minigeração distribuída.

Em 2019, foi apresentado na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei n° 5829, que foi objeto de importantes debates em ambas as Casas do Legislativo federal e tinha por fim a criação de um marco legal para a geração distribuída no Brasil, de forma a prover um mercado forte, competitivo e equilibrado, bem como garantir segurança jurídica por meio de um regramento nacional para o setor elétrico.

Superados os trâmites legais, o supracitado projeto de lei foi convertido na Lei n° 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

Em suma, a Lei supra (LEI, 2022) traz inovações e possibilidades, como a de comercialização dos créditos excedentes com as distribuidoras, a existência de SCEE com armazenamento, a contratação de serviços ancilares, entre outros. Como avanço fiscalizatório e sancionatório, pode ser citada a vedação da comercialização de pareceres de acesso.

O marco normativo supramencionado também trouxe consolidação a respeito de definições nesta área de geração distribuída, tais como as transcritas a seguir:

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

[...]

XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XII - microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento;

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica

por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

[...]

Ademais, a respeito das questões tarifárias, este marco legal trouxe alterações quanto às cobranças no SCEE. Como exemplo, a tarifa de energia para um consumidor do grupo B (unidades consumidoras da baixa tensão, por exemplo) é composta pela Tarifa de Energia - TE, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, contribuição de Iluminação Pública, adicional de bandeira tarifária, entre outros.

No tocante à TUSD, há a componente chamada de "Fio B", que se refere aos custos de utilização da rede de distribuição da concessionária. E, com a aplicação das novas regras trazidas pelo marco legal da Geração Distribuída - GD, de maneira gradual e escalonada, a componente do Fio B deixará de ser compensada pelo SCEE, de forma a equilibrar os custos e benefícios da geração distribuída relativos ao consumidor e à concessionária.

E, recentemente foi editada, pela ANEEL, no intuito de regulamentar a Lei nº 14.300/2022, a Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, a qual aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Para tanto, diversos normativos anteriores foram revogados, como as Resoluções Normativas nº 482, 517, 687 e 786, ao passo que houve a alteração das Resoluções Normativas nº 920, 956, 1000 e 1009.

Ressalta-se, ainda, nesta regulamentação, a definição a respeito do faturamento de unidades consumidoras do SCEE. Tem-se que o valor mínimo a ser pago à concessionária continua sendo o do custo de disponibilidade, após as devidas compensações, independentemente das cobranças referentes ao "Fio B".

E, caso o valor do "Fio B" supere o do custo de disponibilidade, será cobrado apenas o valor relativo ao "Fio B". Por outro lado, se este for menor que o do custo de disponibilidade, será cobrada uma parcela complementar, de forma que a cobrança final seja igual ao do custo de disponibilidade (ANEEL, 2023b).

2.2 DA REGULAMENTAÇÃO TÉCNICA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL

Verificou-se que houve notável evolução na regulamentação da geração distribuída no Brasil, desde a edição de Resoluções Normativas pela agência reguladora responsável (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015; ANEEL, 2021b; ANEEL, 2021a), até o sancionamento e publicação de lei federal sobre o assunto, de forma a consolidar as diretrizes do setor elétrico para estes sistemas, bem como trazer previsibilidade e segurança jurídica para a atuação dos entes envolvidos: empresas, clientes, fornecedores, entre outros.

Da mesma forma, houve considerável evolução das respectivas normas técnicas aplicáveis, tanto do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO, quanto da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT (ABNT, 2019; ABNT, 2014; ABNT, 2020c; ABNT, 2020b; ABNT, 2013a; ABNT, 2012; ABNT, 2022; ABNT, 2020a; ABNT, 2013b; ABNT, 2004a; ABNT, 2004b).

Por exemplo, o Programa Brasileiro de Etiquetagem para Equipamentos de Sistemas Fotovoltaicos (PBE-FV) sofreu recente atualização. A Portaria Inmetro nº 140/2022 definiu o aperfeiçoamento do regulamento técnico para equipamentos de geração, condicionamento e armazenamentos de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos. Esta atualização teve por intuito definir requisitos de segurança elétrica, estabilidade da rede, qualidade de energia, desempenho energético e compatibilidade eletromagnética para os equipamentos. Tais requisitos são essenciais para se garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e à rede de distribuição (INMETRO, 2022).

Ademais, cita-se a recente edição da norma ABNT NBR 16.690/2019, que estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, incluindo disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e

equipotencialização do arranjo fotovoltaico.

Por acréscimo, a citada norma técnica (ABNT, 2019) consolidou definições e terminologias a serem utilizadas nesta área de sistemas fotovoltaicos, tais como:

1. Arranjo fotovoltaico: conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte. Um arranjo fotovoltaico não inclui sua fundação, aparato de rastreamento, controle térmico e outros elementos similares;
2. Célula fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica;
3. Módulo fotovoltaico: unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica;
4. Série fotovoltaica: circuito no qual módulos fotovoltaicos são conectados em série, com o intuito de gerar a tensão de saída desejada de um arranjo fotovoltaico;
5. Subarranjo fotovoltaico: parte de um arranjo fotovoltaico que pode ser considerada uma unidade;

Também, a sobredita norma traz notáveis avanços para a regulamentação nacional na área de elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos, visando a uniformização dos métodos de elaboração de projetos, bem como de difusão dos requisitos essenciais, de forma a garantir a segurança e o desempenho destes sistemas.

Diante da ampliação do mercado de energia solar no Brasil, haja vista a visão de investimento recebida por esta área após a criação do sistema de compensação energética, e também por questões de difusão e operacionalização de incentivos de projetos sustentáveis, verifica-se o crescimento, também, de profissionais e empresas que elaboram projetos para a comercialização de sistemas fotovoltaicos.

Nesta seara, verifica-se a premente necessidade de regulamentação deste setor, haja vista que, no caso de ausência normativa, não são seguidos requisitos mínimos de qualidade de projeto, e há sérios riscos de segurança a pessoas e instalações, bem como torna-se dificultoso

garantir o desempenho de determinado sistema por um lapso temporal específico, posto que o desempenho de determinado sistema elétrico está atrelado ao seguimento de boas práticas da Engenharia, bem como ao fiel cumprimento dos aspectos normativos e de regulamentação para a fabricação, comercialização, elaboração de projetos e instalação de sistemas elétricos.

Neste contexto, em 2014, entrou em vigor a norma técnica ABNT NBR 16274/2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Esta norma tem por foco, inclusive, o detalhamento dos procedimentos mínimos necessários para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede após o início de sua operação, bem como ensaios de verificação inicial e periódica do sistema, como, por exemplo:

1. ensaio do(s) circuito(s) c.a. seguindo os requisitos da IEC 60364-6/2016;
2. continuidade da ligação à terra e/ou dos condutores de ligação equipotencial;
3. ensaio de polaridade;
4. ensaio da(s) caixa(s) de junção;
5. ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional);
6. ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s);
7. ensaios funcionais;
8. ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) c.c.

Destaca-se, ainda, que o referido normativo traz o rol de informações mínimas de operação e manutenção destes sistemas (LOPES, 2022), tema de grande importância, atualmente, haja vista o aumento exponencial de instalações, as quais necessitam da respectiva manutenção periódica, no intuito de que o sistema instalado mantenha os índices de desempenho desejáveis, bem como os requisitos mínimos para a segurança.

Abaixo, apresenta-se o rol de informações mínimas a serem informadas sobre a operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica:

1. os procedimentos para verificar o funcionamento correto do sistema;

2. uma lista do que deve ser feito em caso de uma falha do sistema;
3. os procedimentos de desligamento de emergência;
4. recomendações de manutenção e limpeza;
5. considerações para futuras construções relacionadas com o arranjo fotovoltaico (por exemplo, obras no telhado);
6. documentação de garantia dos módulos fotovoltaicos e inversores - incluir data de início da garantia e período da garantia;
7. documentação de quaisquer garantias referentes à obra e/ou à resistência à intempéries.

Por fim, é apresentada a Tabela 2.1 com a lista resumida das normas em estudo e relacionadas à área de sistemas fotovoltaicos.

2.3 DOS INDICADORES TÉCNICOS

A literatura na área de sistemas fotovoltaicos tem recorrido a diversos indicadores técnicos, também conhecidos como índices de mérito, para analisar o desempenho de determinado sistema fotovoltaico (MELO, 2014).

Também com esta preocupação, a norma ABNT NBR 16.274/2014 traz a metodologia para o cálculo da projeção de desempenho global (PR) anual.

Segue transcrita a metodologia proposta:

"Deve-se calcular a energia injetada na rede ao longo de um ano típico ($E_{R,ano}$) conforme o procedimento descrito no Anexo G, e utilizando séries históricas de irradiância e temperatura ambiente obtidas de um banco de dados confiável. O desempenho global (PR) anual deve ser calculado a partir da Equação 2.1."

$$PR = \frac{E_{R,ano}}{P_N} \cdot \frac{G_{STC}}{H} \quad (2.1)$$

Em que:

Tabela 2.1. Lista das normas em estudo na área de sistemas fotovoltaicos

Norma	Descrição
ABNT NBR IEC 62116	Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
ABNT NBR 16149	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
ABNT NBR 16150	Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade.
ABNT NBR 16274	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
ABNT NBR 16690	Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto.
ABNT NBR 10899	Energia solar fotovoltaica — Terminologia.
ABNT NBR 16612	Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura - Requisitos de desempenho.
ABNT NBR 16767	Elementos e baterias estacionárias para aplicação em sistemas fotovoltaicos não conectados à rede elétrica de energia (off-grid) - Requisitos gerais e métodos de ensaio
ABNT NBR 16819	Instalações elétricas de baixa tensão - Eficiência energética.
ABNT NBR IEC 61643-32	Dispositivos de proteção contra surtos de baixa tensão - Parte 32: DPS conectado no lado corrente contínua das instalações fotovoltaicas - Princípios de seleção e aplicação.
ABNT NBR 5410	Instalações elétricas de baixa tensão.
ABNT NBR 5419	Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas.
Norma Regulamentadora n° 10	Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade.
Norma Regulamentadora n° 35	Trabalho em altura.
Portaria n° 140/2022 - INMETRO	Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.

Fonte: Autoria própria.

P_N é a potência nominal do sistema fotovoltaico;

G_{STC} é a irradiância nas condições-padrão de ensaio (igual a $1.000W/m^2$);

H é a irradiância anual total no plano dos arranjos fotovoltaicos.

Ressalta-se que o valor de H deve ser obtido pela integração dos valores de irradiância utilizados para o cálculo de $E_{R,ano}$.

Ademais, conforme Morais (2018), há outros indicadores para a realização de avaliação de produtividade energética. A produtividade do sistema, Y_f , é a relação entre a energia gerada pelo sistema em determinado período e a potência nominal do sistema, conforme Equação 2.2.

$$Y_f = \frac{E}{P_0} \quad (2.2)$$

Em que:

E é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico;

P_0 é a potência nominal do sistema fotovoltaico.

O rendimento global, ou *Performance Ratio*, expresso em valores percentuais, é definido como a razão entre o desempenho real do sistema e o máximo teórico para um determinado período de análise (dia, mês ou ano, por exemplo). Para este cálculo, deve ser realizada a correção da irradiância disponível no plano dos módulos fotovoltaicos em relação à irradiância padrão, de $1kW/m^2$. Então, o rendimento global pode ser obtido pela expressão apresentada na Equação 2.3.

$$PR = \frac{Y_f}{\frac{H_t}{G_{ref}}} \quad (2.3)$$

Em que:

Y_f é a produtividade do sistema fotovoltaico;

H_t é a energia produzida com a irradiância disponível no plano do módulo fotovoltaico, em kWh/m²;

G_{ref} é a irradiância em condições padrões, de $1kW/m^2$.

A relação apresentada no denominador da Equação 2.3 é também conhecida como Rendimento de Referência, ou *Reference Yield*, conforme explicitado na Equação 2.4.

$$Y_r = \frac{H_t}{G_{ref}} \quad (2.4)$$

Em que:

H_t é a energia produzida com a irradiância disponível no plano do módulo fotovoltaico, em kWh/m²;

G_{ref} é a irradiância em condições padrões, no plano horizontal (GNI), de $1kW/m^2$.

Por acréscimo, pode ser citado, ainda, outro índice de mérito, que é o Fator de Capacidade (FC), o qual mede o nível de atividade de uma usina em determinado período, conforme Equação 2.5.

$$FC(\%) = \frac{E}{P_0 \cdot T} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

Em que:

E é a energia efetivamente produzida pelo sistema fotovoltaico;

P_0 é a potência nominal do sistema fotovoltaico;

T é o período de produção energética na capacidade nominal.

Por fim, cita-se, ainda, a taxa de desempenho, índice definido na norma IEC-61724/2021 - *Photovoltaic system performance*, que representa a razão entre a energia anual líquida do sistema em estudo e a energia máxima deste sistema, conforme Equação 2.6.

$$TD = \frac{E_a}{G_{PoA} \cdot \eta} \quad (2.6)$$

Em que:

E_a é a energia anual líquida CA (kWh) no primeiro ano de operação do sistema;

G_{PoA} é a irradiância total anual PoA - *Plane of Array* nominal;

η é a eficiência para as condições de teste padrão (CTP).

2.4 DA ANÁLISE DOS DADOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Quando se trata sobre a aferição dos parâmetros de qualidade de energia elétrica, tem-se como normativo principal a Resolução Normativa ANEEL n^o 956/2021, que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2021a).

Em especial, tem-se o Módulo 8 do PRODIST, que trata da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Este módulo é dividido em quatro seções, listadas a seguir:

1. Seção 8.1: Qualidade do produto;
2. Seção 8.2: Qualidade do serviço;
3. Seção 8.3: Qualidade comercial;
4. Seção 8.4: Qualidade do trabalho.

Neste trabalho, tem-se como um dos focos avaliar a qualidade do produto, que é a energia elétrica produzida por determinado sistema fotovoltaico, por meio da caracterização dos fenômenos que afetam a onda da tensão gerada. Abaixo, listam-se os parâmetros previstos pelo normativo citado, em regime permanente, ressaltando-se que para o objeto em estudo serão analisados apenas os itens 2, 3 e 4:

1. variações de tensão em regime permanente;
2. fator de potência;
3. harmônicos;
4. desequilíbrio de tensão;

5. flutuação de tensão; e
6. variação de frequência.

O referido normativo também prevê a avaliação das variações de tensão de curta duração – VTCD, como fenômenos de regime transitório, conforme ANEEL (2021a).

2.4.1 Variações de tensão em regime permanente

Por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, verifica-se a conformidade de tensão em regime permanente pela comparação com níveis de tensão referenciais, caracterizados como adequados, precários e críticos, conforme Figura 2.1.

Figura 2.1. Faixas de tensão em relação à de referência.



Fonte: Módulo 8 - PRODIST, 2022.

O intervalo de cor verde representa a faixa adequada de tensão, ao passo que o intervalo de cor amarela, a precária. E, por fim, o de cor vermelha, a crítica. E, os valores que caracterizam a variação para cada limite inferior e/ou superior são apresentados no Anexo 8.A do Módulo 8 do PRODIST.

O supramencionado normativo cita o procedimento de medição dos dados a serem avaliados, conforme a seguir:

26.2. Para a composição dos indicadores individuais deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, equivalente a 168 horas, salvo as que eventualmente sejam expurgadas (...)

2.4.2 Fator de potência

O fator de potência deve ser calculado a partir dos valores de potência ou energia registrados, conforme Equações 2.7 e 2.8.

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.7)$$

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + EQ^2}} \quad (2.8)$$

Em que:

fp é o fator de potência;

P é a potência ativa;

Q é a potência reativa;

EA é a energia ativa;

EQ é a energia reativa.

Sobre o valor referencial para o fator de potência, tem-se o intervalo compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo, ou 1,00 e 0,92 capacitivo, para unidade consumidora do Grupo A ou ponto de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV.

2.4.3 Distorções harmônicas

Primeiramente, traz-se a definição de distorção harmônica como a medida da distorção nas formas de onda das tensões e correntes em comparação com a forma de onda senoidal da frequência fundamental, geralmente de $60Hz$.

Entre os diversos indicadores de distorção harmônica, citam-se os de distorção harmônica individual de tensão de ordem específica, vide Equação 2.9, e a distorção harmônica total de tensão, conforme Equação 2.10.

$$DIT_h = \frac{V_h}{V_1} \quad (2.9)$$

Em que:

DIT_h é a distorção harmônica individual de tensão de ordem h

V_h é a tensão harmônica de ordem h ;

h é a ordem harmônica individual;

V_1 é a tensão fundamental medida.

$$DTT = \sqrt{\frac{\sum_2^{h_{max}} V_h^2}{V_1^2}} \quad (2.10)$$

Em que:

DTT é a distorção harmônica total de tensão;

h representa todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} ;

h_{max} é a ordem harmônica máxima, conforme classe do equipamento de medição utilizado;

V_h é a tensão harmônica de ordem h ;

V_1 é a tensão fundamental medida.

Por fim, sobre o valor referencial para a distorção harmônica total de tensão, sendo os valores máximos a serem observados, a seguir apresenta-se a correlação para cada nível de tensão nominal de fornecimento no sistema de distribuição:

1. Menor que $2,3kV$: 10,0%;
2. Entre $2,3kV$ e $69kV$: 8,0%;
3. Entre $69kV$ e $230kV$: 5,0%.

Outra medida que pode ser calculada a partir dos valores de distorção harmônica total de tensão (DTT) e corrente (DTI), a qual segue o mesmo equacionamento apresentado para o primeiro caso, é a do fator de potência distorcido, o qual obtém um valor para o fator de potência que leva em consideração os efeitos de distorção harmônica, conforme Equação 2.11.

$$f_{p_{distorcido}} = \frac{1}{\sqrt{1 + DTI^2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + DTT^2}} \quad (2.11)$$

2.4.4 Desequilíbrio de tensão

Para este fenômeno, medem-se as diferenças nas amplitudes e nas defasagens elétricas de 120° entre as tensões de fase nas fases de um sistema trifásico.

Há diversas metodologias para o cálculo do indicador de fator de desequilíbrio de tensão, estabelecidas por algumas instituições, organizações, fabricantes e similares, tais como as seguintes fontes: NEMA, IEEE, CIGRÈ e IEC.

Então, o Fator de Desequilíbrio para cada metodologia pode ser calculado por meio do equacionamento abaixo:

$$FD\%_{IEC} = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100\% \quad (2.12)$$

Em que:

V_- é o módulo da tensão de sequência negativa;

V_+ é o módulo da tensão de sequência positiva.

E,

$$FD\%_{CIGRE} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.13)$$

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)^2} \quad (2.14)$$

Também,

$$FD\%_{IEEE} = \frac{3 \cdot (V_{max} - V_{min})}{V_a + V_b + V_c} \cdot 100\% \quad (2.15)$$

Em que:

V_{max} é o maior valor entre os módulos das tensões de fase;

V_{min} é o menor valor entre os módulos das tensões de fase.

Por fim, também, tem-se que:

$$FD\%_{NEMA} = \frac{\Delta V}{V_{medio}} \cdot 100\% \quad (2.16)$$

Em que:

ΔV é o máximo desvio das tensões em relação ao valor médio;

V_{medio} é a média aritmética dos módulos das tensões trifásicas de linha.

2.4.5 Flutuação de tensão

Para o fenômeno de flutuação, mede-se a variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficazes ou de pico da tensão instantânea.

Por exemplo, este fenômeno provoca o efeito de cintilação luminosa nos consumidores. Há procedimentos específicos a serem adotados para a obtenção dos parâmetros de flutuação de tensão na Norma IEC (*International Electrotechnical Commission*): IEC 61000-4-15 - *Flicker-meter – Functional and Design Specifications*.

2.4.6 Variação de frequência

De maneira simplificada, a frequência de operação dos subsistemas integrantes do sistema elétrico como um todo: geração, transmissão, distribuição e consumo deve operar dentro dos limites de frequência situados entre $59,9Hz$ e $60,1Hz$.

Ademais, devem ser previstos mecanismos que promovam a retomada das faixas de operação normal para a frequência, em decorrência de situações que ensejam variações bruscas em relação aos valores referenciais.

2.4.7 Variação de tensão de curta duração - VTCD

Este fenômeno diz respeito a desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos, classificado em Variação Momentânea de Tensão e Variação Temporária de Tensão, a depender da duração da variação e da amplitude da tensão em relação à tensão de referência.

2.5 DA MODELAGEM DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

De forma a se obter dados mais realistas para o projeto e estudo de sistemas fotovoltaicos, foram realizadas iniciativas relacionadas à modelagem das células fotovoltaicas, considerada como junção p-n com características não lineares.

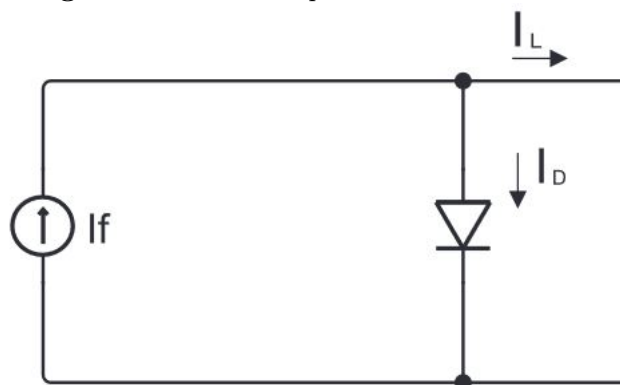
Há considerável diversidade de modelos criados para a avaliação matemática da resposta das células fotovoltaicas. Nesta seção, serão apresentados 4 modelos mais utilizados pela literatura para esta modelagem.

2.5.1 Modelo ideal

Sendo o modelo mais difundido pela literatura, trata-se do modelo mais simples, representado apenas por conexão em paralelo de uma fonte de corrente e um diodo, conforme circuito equivalente apresentado na Figura 2.2.

Isso porque a forma de onda da curva I-V de determinada célula fotovoltaica, que, em simples aproximação, possui determinada faixa de tensão que produz certo nível de corrente elétrica quase constante, se assemelha a de um diodo, que permite a condução de corrente para apenas determinada polaridade/tensão imposta nos terminais deste dispositivo.

Figura 2.2. Circuito equivalente do modelo ideal.



Fonte: (HERINGER, 2016)

Sabe-se que a corrente no diodo é dada pela expressão apresentada na Equação 2.17.

$$I_d = I_0 \cdot [e^{\frac{qV}{nmkT}} - 1] \quad (2.17)$$

Em que:

I_d é a corrente no diodo;

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A);

q é a carga elementar do elétron ($1,609 \cdot 10^{-19} C$);

k é a constante de Boltzmann ($1,380 \cdot 10^{-23} J/K$);

T é a temperatura do módulo (K);

n é o número de células em série que constituem o módulo fotovoltaico;

m é o fator de idealidade do diodo (adimensional).

Concebe-se, ainda, que a corrente fotogerada varia em função da corrente de curto-circuito, a qual depende das condições climáticas, conforme Equação 2.18.

$$I_{sc} = \frac{G_m}{G_{ref}} \cdot [I_{scr} - \alpha(T - T_r)] \quad (2.18)$$

Em que:

I_{sc} é a corrente de curto-circuito (A);

G_m é a irradiância do módulo (W/m^2);

G_{ref} é a irradiância de referência ($1.000W/m^2$);

I_{scr} é a corrente de curto-circuito em condição padrão de teste (A);

T é a temperatura do módulo (K);

T_r é a temperatura de referência ($278K$);

α é o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito.

E, pela Lei dos Nós, tem-se a Equação 2.19 para o circuito equivalente do modelo ideal.

$$I_L = I_f - I_d \quad (2.19)$$

Em que:

I_L é a corrente fotogerada (A);

I_f é a corrente da fonte (A).

Para esse modelo, é necessário que sejam obtidos, por meio de estimativas matemáticas, a corrente de saturação e o fator de idealidade do diodo.

O fator de idealidade, em consonância com a teoria dos semicondutores cristalinos, tem valor compreendido entre 1 e 2. Pode-se obter este fator de acordo com a Equação empírica 2.20.

$$n = 2,8 - 2,3 \cdot \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (2.20)$$

Em que:

n é o fator de idealidade;

I_{MPP} é a corrente de máxima potência (A);

V_{MPP} é a tensão de máxima potência (V);

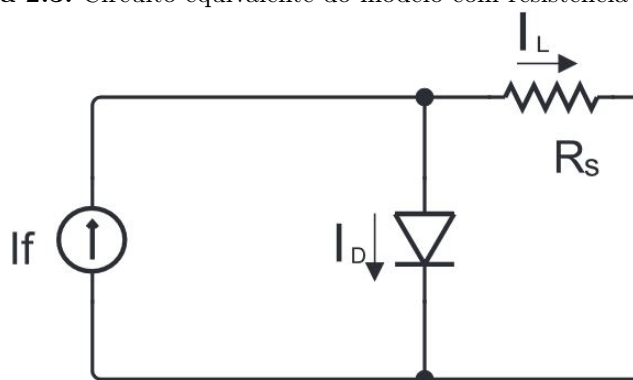
I_{SC} é a corrente de curto-circuito (A);

V_{OC} é a tensão de circuito aberto (V).

2.5.2 Modelo com resistência em série

Para representar as perdas ôhmicas nos contatos metálicos dos módulos fotovoltaicos, tem-se o circuito equivalente apresentado na Figura 2.3. Sabe-se que essa resistência também pode variar com a temperatura.

Figura 2.3. Circuito equivalente do modelo com resistência em série.



Fonte: (HERINGER, 2016)

De maneira similar ao realizado para o modelo ideal, utiliza-se da Equação 2.21, que descreve a corrente fotogerada de saída do módulo.

$$I_L = I_f - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q(V + I_L R_s)}{nmkT}} - 1 \right] \quad (2.21)$$

Em que:

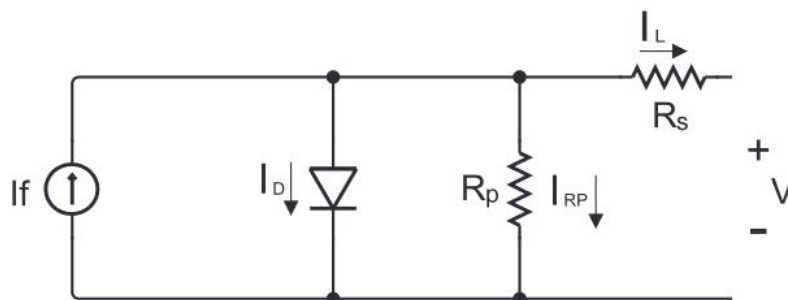
I_L é a corrente fotogerada (A);

R_s é a resistência série (Ω).

2.5.3 Modelo com resistência em paralelo

Ademais, como um dos modelos mais conhecidos, apresenta-se a inserção de resistência em paralelo ao modelo anterior, de forma a considerar as correntes parasitas e de fuga do módulo fotovoltaico - FV (SILVA, 2018), conforme circuito equivalente apresentado na Figura 2.4.

Figura 2.4. Circuito equivalente do modelo com resistência em paralelo.



Fonte: (HERINGER, 2016)

E, da mesma forma como anteriormente, há o equacionamento descrito na Equação 2.22, que descreve a corrente fotogerada de saída do módulo.

$$I_L = I_f - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q(V + I_L R_s)}{nmkT}} - 1 \right] - \frac{V + I_L R_s}{R_p} \quad (2.22)$$

Em que:

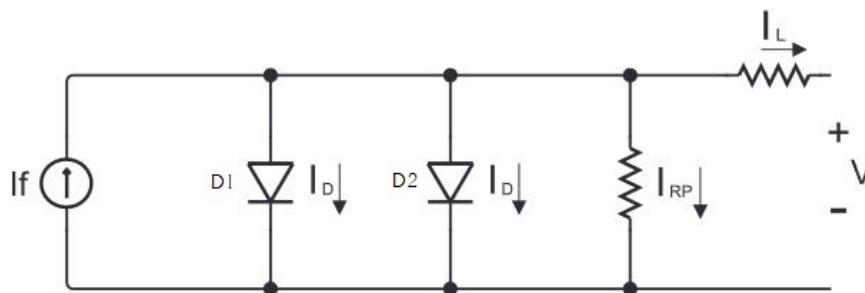
I_L é a corrente fotogerada (A);

R_p é a resistência paralela inserida no modelo (Ω).

2.5.4 Modelo com dois diodos

O modelo mais completo para a representação do módulo fotovoltaico, é o que se apresenta agora, com dois diodos, quais sejam, o de difusão (D1) e o de recombinação (D2), conforme circuito equivalente de que trata a Figura 2.5.

Por derradeiro, traz-se o equacionamento descrito na Equação 2.23, que descreve a corrente fotogerada de saída do módulo.

Figura 2.5. Circuito equivalente do modelo com dois diodos.

Fonte: (HERINGER, 2016)

$$I_L = I_f - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q(V+I_L R_s)}{nmkT}} - 1 \right] - I_{02} \cdot \left[e^{\frac{q(V+I_L R_s)}{nm2kT}} - 1 \right] - \frac{V + I_L R_s}{R_p} \quad (2.23)$$

Em que:

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo de difusão (A);

m é o fator de idealidade do diodo de difusão;

I_{02} é a corrente de saturação reversa do diodo de recombinação (A);

$m2$ é o fator de idealidade do diodo de recombinação.

2.6 DOS ÍNDICES ECONÔMICOS

2.6.1 Custo nivelado de energia - CNE

Também conhecido como *LCOE - levelized cost of electricity*, expresso em $R\$/kWh$, avalia a proporção entre o custo total de determinado sistema fotovoltaico e a energia total produzida ao longo da vida útil, conforme Equação 2.24.

$$LCOE = \frac{FCR.TCC + FOC}{AEP} + VOC \quad (2.24)$$

Onde:

FCR é a taxa de cobrança fixa, ou a receita por montante de investimento necessário para cobrir o custo do investimento;

TCC é o custo de capital (R\$) ou custos de capital instalado;

FOC é o custo operacional anual fixo (R\$);

AEP é a produção anual de eletricidade (kWh);

VOC é o custo operacional variável (R\$/kWh) ou custos de operação e manutenção por unidade de produção anual de eletricidade.

O índice $LCOE$ também pode ser calculado sob a ótica do $CAPEX$ e do $OPEX$. O $CAPEX$, do inglês: *Capital Expenditure*, ou Despesas de Capitais, refere-se aos investimentos associados à instalação de certo sistema.

Já o $OPEX$, do inglês: *Operational Expenditure*, ou Despesas Operacionais, diz respeito aos custos associados à operação e manutenção de determinado sistema durante o ciclo da vida útil.

Então, pode-se obter o índice $LCOE$ de maneira alternativa, conforme apresentado na Equação 2.25.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{E_t} \quad (2.25)$$

Em que:

$CAPEX$: *Capital Expenditure*, ou Despesas de Capitais;

$OPEX$: *Operational Expenditure*, ou Despesas Operacionais;

E_t é a energia gerada, em kWh, durante toda a vida útil do sistema.

Ressalta-se que o resultado obtido para o índice $LCOE$ traduz o custo para cada kWh gerado por determinado sistema fotovoltaico.

Desta feita, intenta-se que este índice seja o menor possível e, assim, pretende-se reduzir os custos de $CAPEX$ e $OPEX$ e/ou aumentar a capacidade de geração de energia ao longo da vida útil do sistema.

2.6.2 *Payback*

Após a realização de determinado investimento, espera-se que seja gerado lucro e/ou rendimento, de forma que, em certo período de tempo, haja o retorno do investimento realizado, chamado de *payback*.

Por exemplo, para os sistemas fotovoltaicos, é realizado um investimento inicial com a aquisição e instalação dos módulos FV, bem como toda a infraestrutura necessária à plena operação da usina. E, durante a vida útil do sistema, será aferido desconto na fatura de energia elétrica, por exemplo, bem como a concessão de outros benefícios diretos e indiretos.

Com isso, após o período do retorno de investimento, ou *payback*, o seu custo total será pago por meio dos lucros, rendimentos e/ou benefícios aferidos.

2.6.3 Vida útil e tempo médio entre falhas

Usualmente, tem-se convencionado que a vida útil de determinado sistema fotovoltaico é de 25 anos, período que se revela suficiente para que o sistema garanta alto desempenho: acima de 80%, por exemplo.

Sabe-se que esta vida útil dependerá de diversos fatores, desde o atingimento dos requisitos básicos e normativos de fabricação, projeto e instalação do sistema, até o seguimento de procedimentos de manutenção e controle durante a sua operação.

Também, o referido lapso temporal está diretamente ligado ao Tempo Médio Entre Falhas - TMEF, ou *Mean Time Between Failures - MTBF* de determinados equipamentos ou dispositivos que compõem os sistemas FV, tais como: módulos FV, caixas de junção e inversores (capacitores, indutores, entre outros).

Conforme Sangwongwanich (2017), com o aumento do subdimensionamento de inversores, há a redução do período de vida útil desses dispositivos. Com isso, sobrevém importante destaque para a determinação do fator de dimensionamento do inversor, além de outros fatores que devem ser levados em consideração nesta escolha, como perdas por *clipping*, entre outros.

Ademais, de acordo com Formica *et al.* (2017), há grande preocupação com o impacto das falhas em inversores no retorno de investimento, haja vista serem os equipamentos menos

confiáveis durante a vida útil do sistema como um todo. Em acréscimo, no citado estudo, foi observado que 53% da distribuição das falhas em determinada planta fotovoltaica se refere ao inversor, o que corrobora as preocupações com o seu adequado funcionamento.

Diante disso, é verificado que a maioria das garantias de inversores é menor que 15 anos. Há alguns microinversores de novos fabricantes que possuem tempo de garantia de 25 anos, mas que ainda tenham custo de implementação maior que o dos inversores convencionais (MELO *et al.*, 2020). Com a evolução tecnológica, espera-se que o custo inicial de instalação dos inversores seja menor, e que o tempo de garantia seja de 25 anos, em consonância com a garantia aferida para os outros itens do sistema: módulos e demais equipamentos de montagem.

Tem-se verificado empenho da comunidade científica a respeito da evolução tecnológica nos inversores, com o estudo de diferentes técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência, bem como o uso de diferentes dispositivos para a confecção desses equipamentos (MELO, 2017; SOUSA *et al.*, 2022; VICTORIO; MELO, 2022).

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por último, além do citado empenho da comunidade científica no desenvolvimento tecnológico na área de sistemas fotovoltaicos, verifica-se, ao longo desta seção, também a disposição dos órgãos de fiscalização e controle, bem como dos parlamentares, na elaboração de atos normativos para a devida regulamentação deste ramo do setor elétrico, de modo que sua atuação se dê também no cenário da segurança técnico-jurídica.

Nos últimos 10 anos, foram milhares de artigos científicos, dezenas de normas técnicas, leis, resoluções normativas, entre outros dispositivos que visam contribuir com o adequado crescimento e atuação desta área de sistemas fotovoltaicos.

3.1 DO OBJETO DO ESTUDO DE CASO

O objeto do presente estudo de caso é a Usina Fotovoltaica - UFV instalada na Faculdade de Tecnologia – FT, localizada no Campus Universitário Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília – UnB, conforme imagem de satélite (Latitude: 15°45'48"S e Longitude: 47°52'20"O) apresentada na Figura 3.1.

Figura 3.1. Imagem de satélite da Faculdade de Tecnologia - FT/UnB.



Fonte: *Google Earth*[®], 2023.

O sistema foi desenvolvido e instalado por meio de projeto prioritário de eficiência energética e estratégico de P&D (Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Ensino Superior), iniciativa esta publicada na Chamada ANEEL n° 001/2016.

Para este projeto, a Universidade de Brasília utilizou a abordagem de investigação em

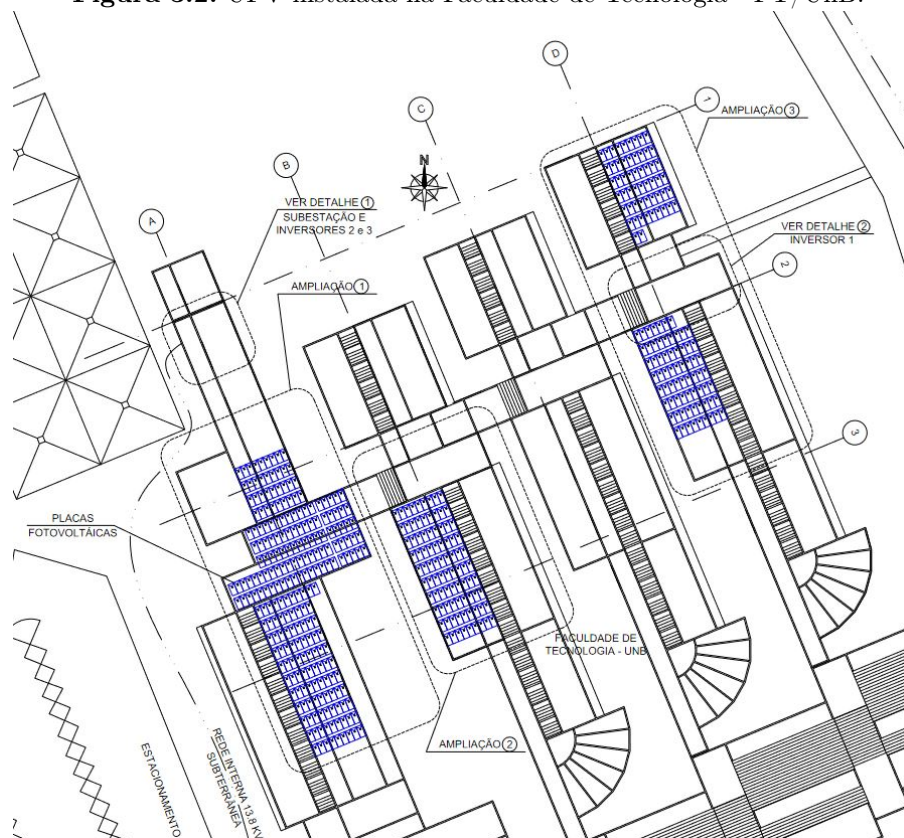
assuntos associados à conservação e uso da energia, à sustentabilidade de sistemas e inovações tecnológicas, à geração e transmissão de energia elétrica, à qualidade da energia, entre outros (ANEEL, 2017).

A prestação dos serviços de fornecimento de equipamentos e elaboração de projeto executivo de montagem, comissionamento e avaliação de desempenho de sistema de geração fotovoltaica foi contratada por meio do Edital da Tomada de Preços n° 001/2019 – FINATEC, tendo sido o sistema devidamente instalado no segundo semestre de 2019.

Ademais, esta configuração elétrica do sistema fotovoltaico pode ser também apresentada por meio do projeto *as-built* elaborado pela empresa instaladora, o qual foi submetido à aprovação da concessionária de energia elétrica, com o fim de se obter a autorização e parecer de acesso para a conexão ao sistema de distribuição.

A Figura 3.2 apresenta o projeto de instalação dos módulos fotovoltaicos na cobertura da edificação que abriga a Faculdade de Tecnologia da UnB, distribuição que corresponde à imagem de satélite supra.

Figura 3.2. UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB.



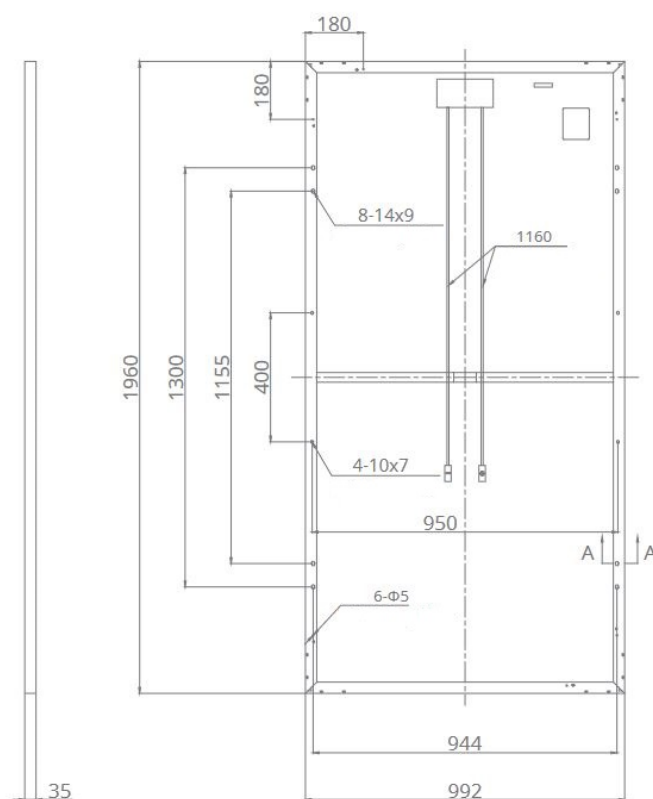
Fonte: Projeto *as-built* da empresa instaladora, 2019.

A Usina Fotovoltaica da FT é composta por 450 módulos fotovoltaicos (FV) de potência nominal de 335Wp cada, e de 3 (três) UCP trifásicos de potência nominal de 50kVA cada. Os módulos FV são do fabricante Canadian Solar, modelo CS6U-335P, e o UCP utilizado é do fabricante ABB/FIMER, modelo TRIO-TM 50.0.

3.1.1 Dos módulos fotovoltaicos

A Figura 3.3 apresenta as dimensões do módulo fotovoltaico utilizado na instalação do sistema em epígrafe. Estas dimensões foram utilizadas no projeto de locação dos módulos na cobertura da Faculdade de Tecnologia - FT, tendo sido considerada uma distância de 50cm entre os módulos.

Figura 3.3. Dimensões do módulo CS6U-335P, em milímetros.

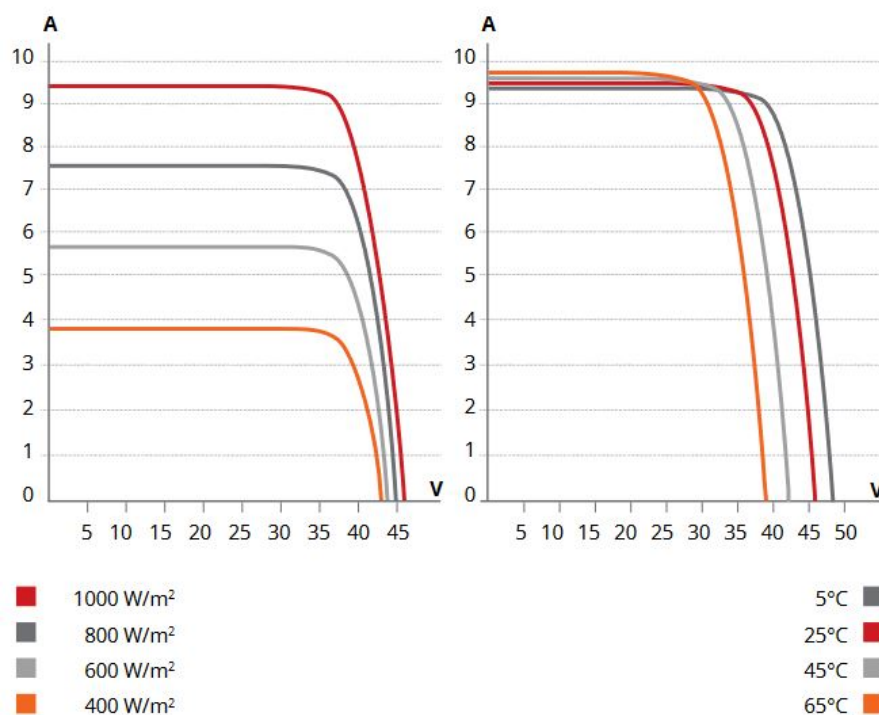


Fonte: (SOLAR, Canadá, 2018).

A título de complementação, a Figura 3.4 apresenta as curvas I-V do módulo fotovoltaico supramencionado. Como esperado, verifica-se considerável redução da corrente de curto-circuito com a redução da irradiância, bem como o aumento da tensão de circuito aberto com a redução

da temperatura.

Figura 3.4. Curvas I-V do módulo CS6U-335P.



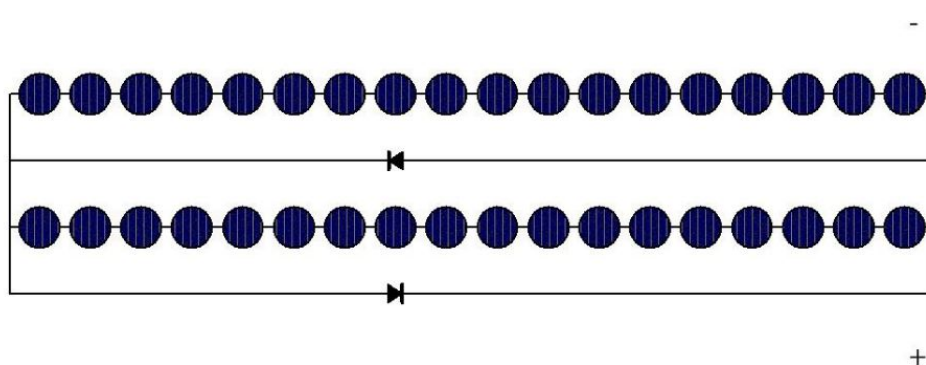
Fonte: *Datasheet* CS6U-335P, Canadian Solar.

Na referida instalação, foram utilizados apenas módulos fotovoltaicos de mesmo modelo, de forma que fossem evitados problemas de descasamento, ou *mismatch*, para melhorar o desempenho do arranjo fotovoltaico.

Ademais, de acordo com o *Datasheet* do módulo FV CS6U-335P, há 3 diodos de desvio, os quais têm por função desviar a corrente elétrica indesejada e evitar pontos quentes no módulo FV. E, como há 72 células fotovoltaicas, a instalação de cada diodo é realizada a cada 24 células em série, conforme esquema de ligação apresentado na Figura 3.5, que expõe um esquema ilustrativo de ligação de 36 células fotovoltaicas com 2 diodos de desvio.

3.1.2 Da Unidade de Condicionamento de Potência - UCP

O sistema fotovoltaico, em geral, é composto por bloco gerador e bloco de condicionamento de potência. Por seu turno, o bloco gerador é composto, entre outros elementos, pelos módulos fotovoltaicos, que possuem células fotovoltaicas.

Figura 3.5. Diagrama de ligação de diodos de desvio em módulos FV.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).



(a) Módulos FV



(b) Módulos FV



(c) Módulos FV

Figura 3.6. Detalhes dos módulos fotovoltaicos instalados na FT-UnB.

Os módulos produzem energia elétrica em corrente contínua. Por isso, torna-se necessária a utilização de Unidade de Condicionamento de Potência (UCP), nos termos da norma ABNT NBR 16.690/2019, a qual compõe o bloco de condicionamento de potência e fornece energia elétrica em corrente alternada a partir de energia elétrica em corrente contínua.

Os equipamentos eletrônicos de potência mais comuns que atuam como Unidade de Condicionamento de Potência em sistemas fotovoltaicos são os inversores, os quais são *multistrings*. A Figura 3.7 apresenta 6 imagens retiradas de uma das unidades de condicionamento de potência - UCP, inversor FIMER TRIO-TM 50.0, de potência nominal de $50kW$, bem como os seus detalhes internos, como da saída em corrente alternada e as conexões internas das entradas dos arranjos FV.



(a) Entrada dos arranjos FV



(b) Vista geral da UCP



(c) Vista geral da entrada dos arranjos FV e saída em CA



(d) Detalhes da saída em CA



(e) Conexões internas de entrada



(f) Parte de corrente contínua

Figura 3.7. Detalhes da UCP - ABB/FIMER TRIO-TM 50.0.

A Tabela 3.1 apresenta os principais dados técnicos da Unidade de Condicionamento de Potência - UCP utilizada para os 3 subsistemas da UFV-FT/UnB, conforme informações técnicas disponibilizadas pelo fabricante (ABB, Itália, 2018).

Tabela 3.1. Dados Técnicos da UCP - UFV-FT/UnB.

Características e Dados Técnicos	TRIO-TM-50.0-400
Tensão máxima absoluta de entrada	1000 V
Tensão <i>start-up</i> de entrada	420...700 V (420 V <i>default</i>)
Tensão nominal de entrada CC	610 Vdc
Potência nominal de entrada CC	52000 W
Número de MPPT independentes	3
Potência de entrada máxima por MPPT	17500 W
Faixa de tensão CC para cada MPPT	480-800 Vdc
Corrente CC máxima de entrada para cada MPPT	36 A
Potência nominal de saída CA	50000 W
Potência aparente máxima de saída CA	50000 VA
Tensão CA nominal de saída	400 V
Faixa de tensão CA de saída	320...480 V
Corrente CA máxima de saída	77 A
Contribuição para corrente de curto-circuito	92 A
Frequência nominal de operação	50 Hz / 60 Hz
Faixa de frequência de saída	47...53 Hz / 57...63 Hz
Fator de potência nominal e intervalo de configuração	> 0,995, 0...1 indutivo/capacitivo com Smax
Distorção harmônica total de corrente	< 3%
Proteção de sobrecorrente máxima externa	100 A
Eficiência máxima	98,3%
Faixa de temperatura ambiente	-25...+60°C
Pressão típica de emissão de ruído	75 dB(A) @ 1 m
Classificação de proteção ambiental	IP 65 (IP 54 para a seção de resfriamento)
Dimensão	725mm x 1491mm x 315mm
Peso	95 kg (total)
Nível de isolamento	Sem transformador

Fonte: (ABB, Itália, 2018).

3.1.3 Do dimensionamento dos subsistemas da UFV

A supracitada Usina Fotovoltaica - UFV de 150kWp é subdividida em 3 subsistemas, cada um com a respectiva UCP de potência nominal de 50kVA. O primeiro subsistema possui 126 módulos FV, localiza-se sobre a cobertura do Departamento de Engenharia Elétrica - ENE, ao passo que os demais possuem 162 módulos FV cada um.

Cada UCP/inversor possui 3 (três) *MPPTs* (*maximum power point tracking*), ou seja, três sistemas de rastreamento de máxima potência. Em cada *MPPT*, foram conectadas 3 séries fotovoltaicas de 18 módulos cada, para os subsistemas 2 e 3. Com isso, obtém-se a configuração de 54 módulos por *MPPT*. E, para o subsistema 1, foram conectadas 3 séries fotovoltaicas de 14 módulos cada.

Esta subdivisão em subsistemas é apresentada nas Figuras 3.8 e 3.9, a partir de imagens de satélite e em consonância ao esquema de ligação ilustrado no projeto *as-built* desta instalação.

Figura 3.8. Distribuição dos módulos FV por MPPT - FT/UnB (Subsistemas 2 e 3)



Fonte: *Google Earth*[®] e autoria própria, 2023.

Os subsistemas 2 e 3 estão com as mesas instaladas em locais próximos, com os respectivos módulos instalados e orientados com o mesmo direcionamento e a mesma inclinação.

Pela distribuição realizada, duas UCPs foram dimensionadas com sobrecarregamento, e uma UCP com subcarregamento. Para melhor explicar esta situação, cabe aduzir que, ao se dimensionar uma UCP, verifica-se, como uma das premissas, o Fator de Dimensionamento do Inversor - FDI, conforme Equação 3.1.

Figura 3.9. Distribuição dos módulos FV por MPPT - FT/UnB (Subsistema 1)

Fonte: *Google Earth*® e autoria própria, 2023.

$$FDI_{UCP} = \frac{P_{o,UCP}}{P_{FV}} \quad (3.1)$$

Em que:

$P_{o,UCP}$ é a potência máxima de saída da UCP;

P_{FV} é a potência dos módulos fotovoltaicos.

Com isso, caso o FDI seja um valor abaixo da unidade, significa que a potência de pico instalada de módulos fotovoltaicos supera a capacidade máxima da UCP. Caso contrário, significa que a UCP trabalha sobredimensionada.

Diante do exposto, verifica-se que dois subsistemas possuem FDI de 0,92; um subsistema, 1,18. Conforme *datasheet* da UCP em estudo, com base na potência máxima de entrada de cada MPPT, o sobredimensionamento aceitável é de 5% além da potência nominal.

A Figura 3.10 apresenta os quadros elétricos que fazem a interface entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica da concessionária. Estes quadros elétricos são dotados de Transformadores

de Corrente - TCs, medidores de energia, dispositivos de proteção, entre outros. A partir destes quadros elétricos, derivam-se circuitos para conexões diretas a outros quadros de distribuição da Faculdade de Tecnologia.

O quadro elétrico apresentado na Figura 3.10(a) faz a interface do subsistema 1, instalado sobre o Departamento de Engenharia Elétrica da FT. Por outro lado, o quadro elétrico apresentado na Figura 3.10(b) está localizado no interior da subestação da FT e faz a interface dos subsistemas 2 e 3 da respectiva Usina Fotovoltaica - UFV.

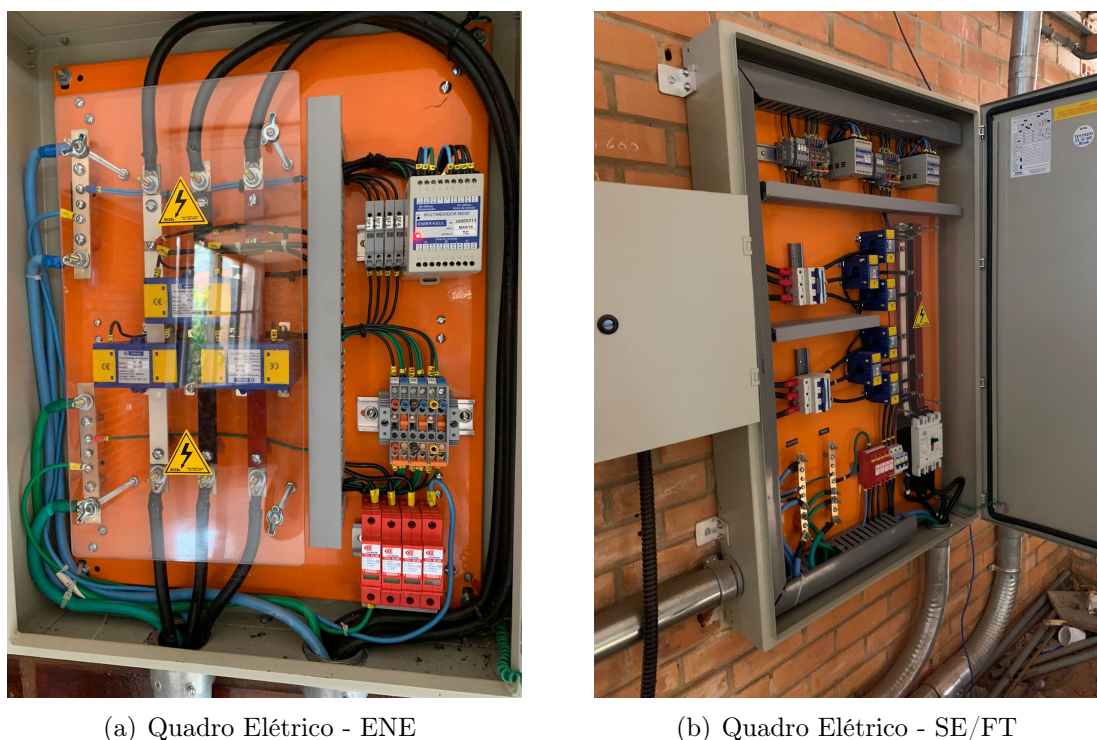


Figura 3.10. Quadros Elétricos em CA de conexão dos subsistemas da UFV.

Também, é possível verificar que o subsistema 3 sofre considerável interferência de sombreamento parcial devido à presença de indivíduos arbóreos em locais contíguos às edificações que compõem a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília.

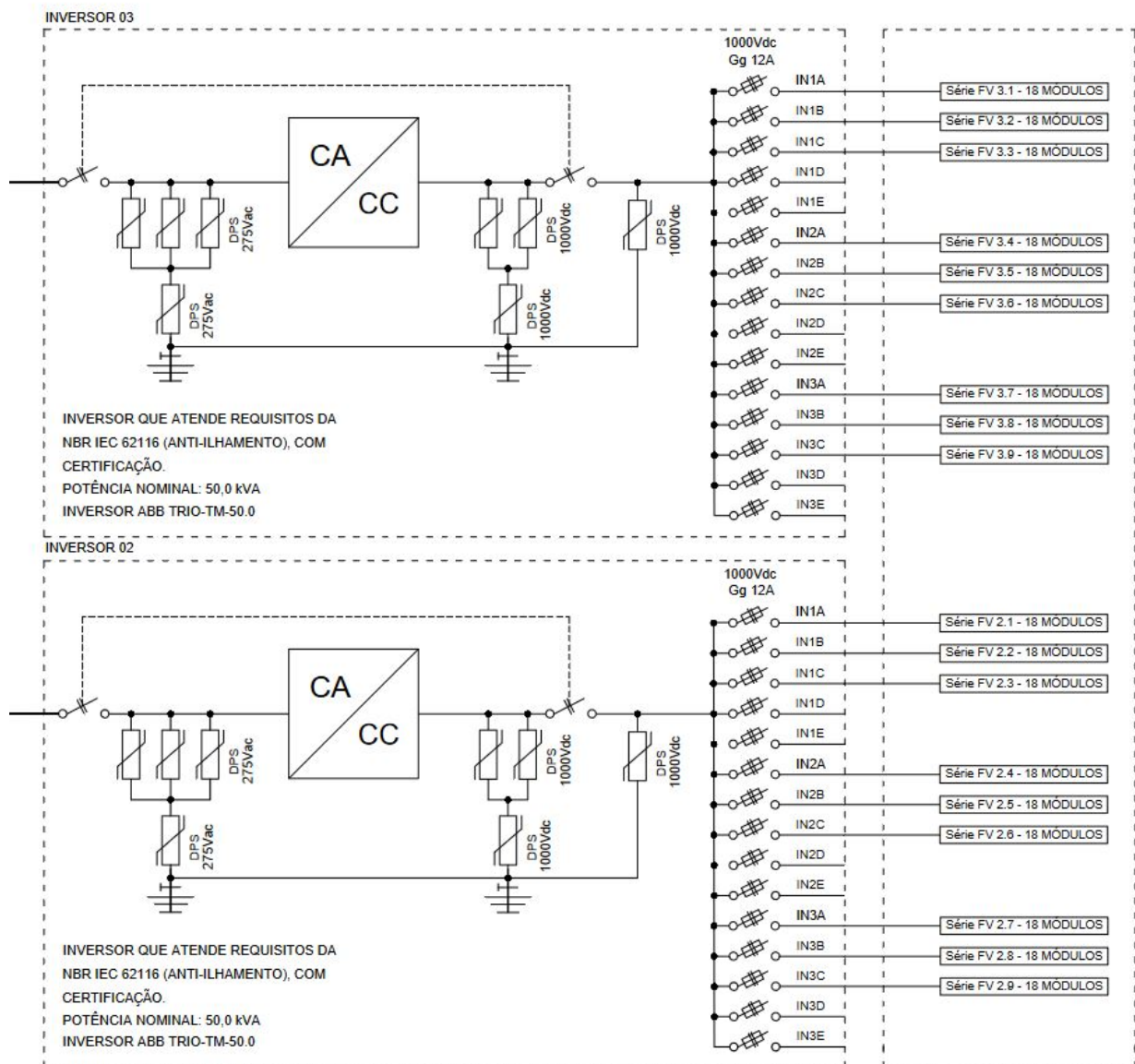
3.1.4 Do arranjo fotovoltaico utilizado

As Figuras 3.11 e 3.12 representam os diagramas unifilares que apresentam as distribuições do arranjo fotovoltaico dos subsistemas que compõem o sistema FV da FT. É possível constatar a quantidade de módulos por série para cada entrada de cada *MPPT* dos inversores utilizados.

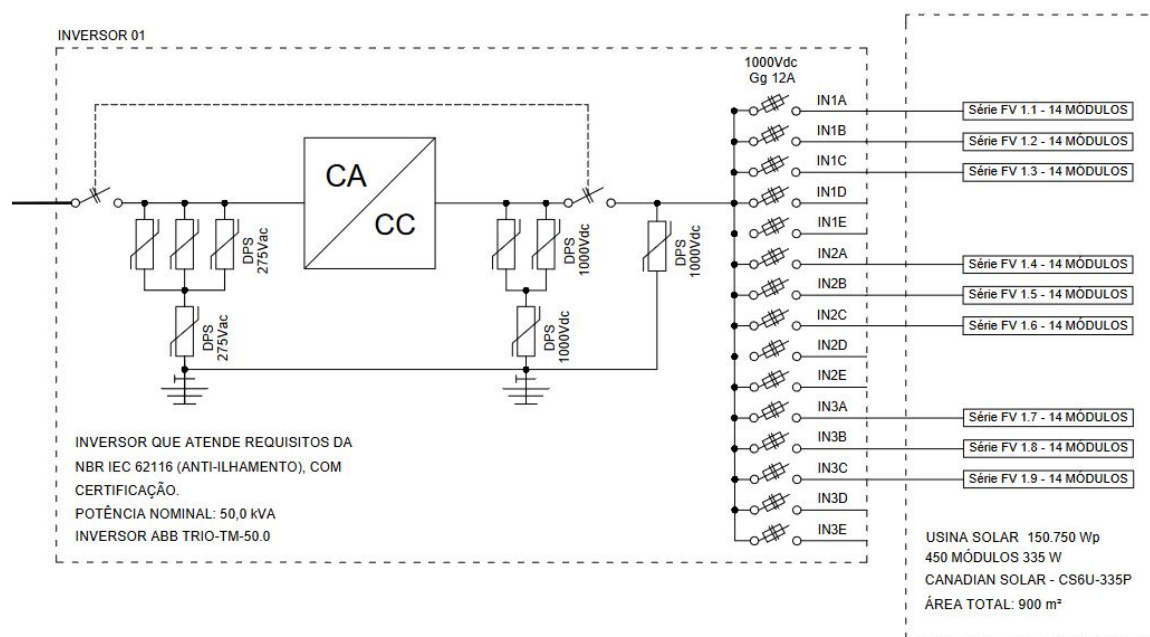
Os subsistemas 2 e 3 utilizam séries fotovoltaicas de 18 módulos em série para cada entrada, das três disponíveis, de cada *MPPT*. Já o subsistema 1 utiliza séries fotovoltaicas com 14 módulos, na mesma distribuição citada.

Também, pode-se verificar a adequação relacionada aos requisitos de projeto estabelecidos na norma ABNT NBR 16690/2019, haja vista a utilização de configuração série-paralelo. Diante disso, buscou-se garantir a mesma quantidade de módulos FV na mesma série fotovoltaica, de forma a manter tensões de circuito aberto semelhantes e evitar a circulação de correntes entre séries FV.

Figura 3.11. Diagrama unifilar da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistemas 2 e 3)



Fonte: Projeto *as-built* da empresa instaladora, 2019.

Figura 3.12. Diagrama unifilar da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistema 1)

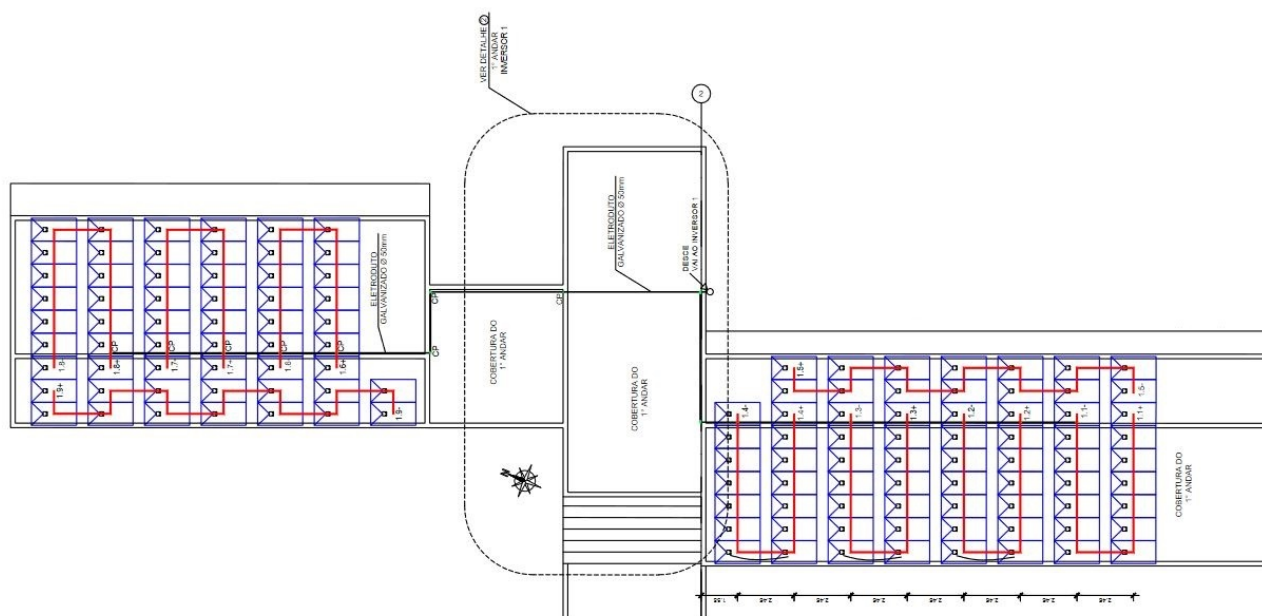
Fonte: Projeto *as-built* da empresa instaladora, 2019.

Por acréscimo, as Figuras 3.13, 3.14 e 3.15 são reproduzidas do projeto *as-built* elaborado pela empresa instaladora do sistema fotovoltaico em questão, e apresentam as sequências de ligações dos módulos fotovoltaicos para cada série do arranjo proposto.

Ressalta-se, ainda, que o projeto e a instalação previram a utilização de cabos de potência específicos para instalações fotovoltaicas, conforme estabelecido na norma ABNT NBR 16612/2020. De forma a melhor elucidar os requisitos normativos a respeito desses cabos, apresenta-se, a seguir, rol de requisitos meramente exemplificativos:

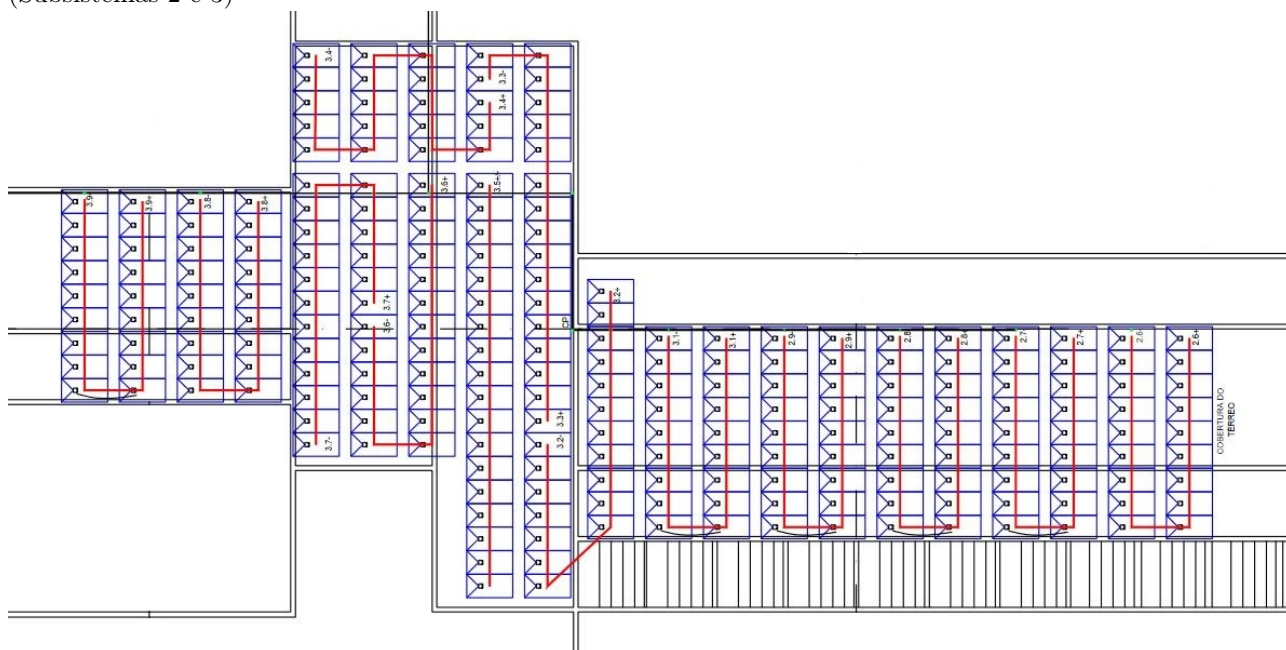
1. Cabos previstos para serem instalados entre a célula FV e os terminais de corrente contínua do inversor fotovoltaico - UCP;
2. Os cabos devem operar em temperatura ambiente de -15°C até 90°C ;
3. A tensão máxima do cabo é de $1,8\text{kV}$ em corrente contínua;
4. O cabo deve ser de cobre estanhado e têmpera mole, e estar em conformidade com a ABNT NBR NM 280 na classe 5 de encordoamento; e
5. As cores padronizadas para a cobertura são: preta, vermelha, verde e verde com listra amarela.

Figura 3.13. Esquema de conexão das séries FV da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistema 1)



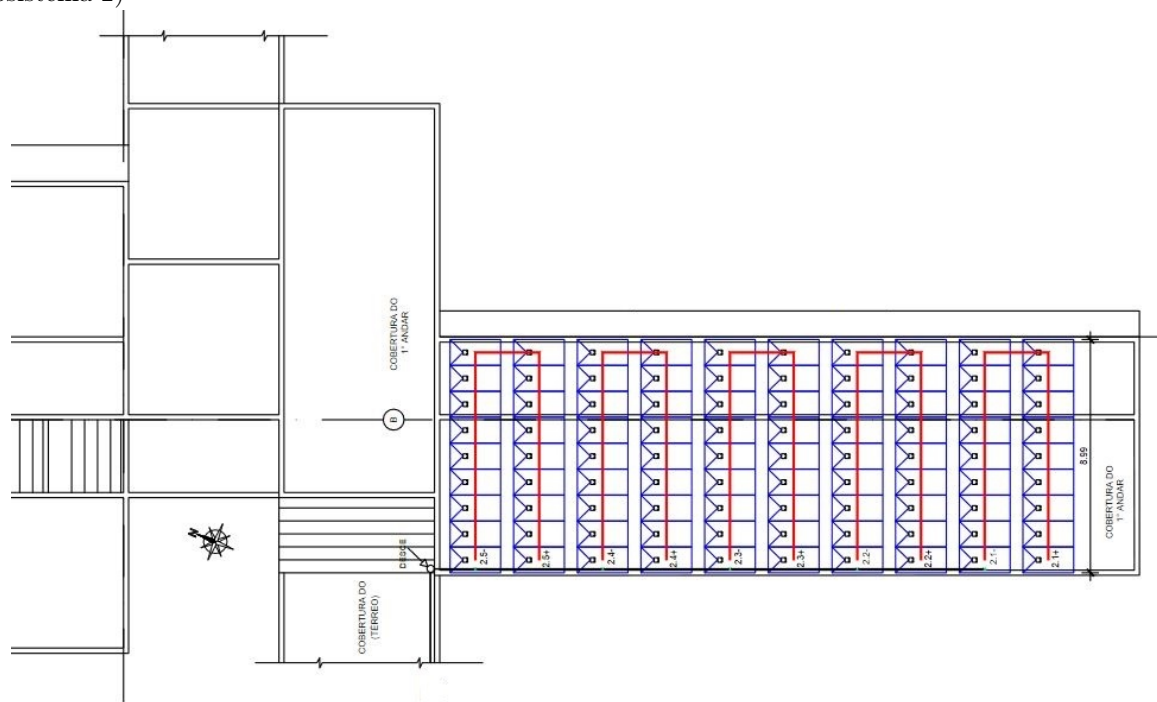
Fonte: Projeto *as-built* da empresa instaladora, 2019.

Figura 3.14. Esquema de conexão das séries FV da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistemas 2 e 3)



Fonte: Projeto *as-built* da empresa instaladora, 2019.

Figura 3.15. Esquema de conexão das séries FV da UFV instalada na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB (Subsistema 2)



Fonte: Projeto *as-built* da empresa instaladora, 2019.

3.2 DAS USINAS FOTOVOLTAICAS INSTALADAS EM OUTRAS INSTITUIÇÕES PÚBLICAS DE ENSINO NO BRASIL

De forma a se avaliar o desempenho da usina fotovoltaica - UFV da Faculdade de Tecnologia - FT da Universidade de Brasília - UnB, sob a ótica de se comparar com o desempenho de outros sistemas, avaliaram-se os desempenhos de algumas usinas instaladas em outras Universidades Federais de Ensino, as quais são apresentadas na presente seção.

3.2.1 Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas - IFAM

O primeiro sistema fotovoltaico avaliado foi o do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas - IFAM, localizado no Campus Manaus Centro - CMC, coordenadas geográficas de 60,01°O e 3,13°S (ROMANELI, 2022).

Instalado em 2020, abrange uma potência total de $44kWp$, módulos fotovoltaicos de $330Wp$, marca OSDA, modelo ODA330-36-P, e 2 Unidades de Condicionamento de Potência - UCPs,

quais sejam: inversores da marca RENOVIKI, de $20kW$ cada.

Para o primeiro ano de funcionamento deste sistema, foi aferida a produtividade de $1.254,34 kWh/kWp$, com *performance ratio* (*PR*) de $80,29\%$ e fator de capacidade de $14,32\%$.

3.2.2 Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA/RN

Outro sistema avaliado foi a Usina Fotovoltaica - UFV instalada na Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, em Mossoró-RN, coordenadas geográficas de $05^{\circ}02'03''S$ e $37^{\circ}34'16''O$ (SOBRINHO, 2017).

Aquele sistema é composto por 580 módulos fotovoltaicos, marca Canadian Solar, modelo CS6P-260P-SD, de potência de $260Wp$ cada, além de 10 Unidades de Condicionamento de Potência - UCPs: inversores trifásicos, modelo Ginlong Solis-15K. A potência total do sistema é de $150,8kWp$.

A partir dos dados obtidos em abril de 2017, o índice de produtividade mensal foi de $150,50kWh/kWp$, com eficiência média diária de $13,88\%$, conforme Sobrinho (2017).

3.2.3 Instituto Federal de Minas Gerais - IFMG

Em acréscimo, também foi realizada a avaliação da Usina Fotovoltaica - UFV instalada no Instituto Federal de Minas Gerais - IFMG - Campus Avançado Ipatinga (SOUSA, 2021).

Trata-se de sistema composto por 132 módulos FV, de modelo RSM144-6-340P, de $340Wp$ cada, além de 2 UCPs: inversores de modelo Reno-20k com 2 MPPTs, potência de $20kW$ cada. A potência total do sistema é de $44,88kWp$.

Por meio de dados coletados em 2020, foi aferido *performance ratio* (*PR*) máximo de $92,54\%$ em outubro, e mínimo de $70,74\%$ em agosto, conforme Sousa (2021).

3.2.4 Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC

O último sistema avaliado foi a Usina Fotovoltaica - UFV instalada no Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC, na cidade de Criciúma, coordenadas geográficas de $28,40^{\circ}S$ e $49,19^{\circ}O$,

composta por 229 módulos fotovoltaicos, modelo CS6K do fabricante Canadian Solar, com potência nominal de $320W_p$ cada, 5 UCPs: inversores de modelo Symo 15.0-3-M do fabricante Fronius, com potências nominais de $15kW$. A potência total do sistema é de $73,28kW_p$ (ROSSO, 2022).

Em 2018, 2019 e 2020, foi aferido *performance ratio* (PR) médio de 89,06% para o subsistema 1 e de 90,08% para o subsistema 2, conforme Rosso (2022).

Por último, buscou-se diversificar as regiões do Brasil, como forma de obter diferentes níveis de temperatura e irradiação ao longo do ano, tendo em vista as dimensões continentais de nosso país, conforme distribuição apresentada na Figura 3.16.

Figura 3.16. Distribuição dos sistemas em estudo no Brasil.



Fonte: *Google Earth*® e autoria própria, 2023.

Então, a Tabela 3.2 explicita o resumo das características técnicas dos sistemas supramencionados.

Tabela 3.2. Resumo dos dados de desempenho dos sistemas em análise.

Instituição	Potência (kWp)	Dado de Desempenho
IFAM	44	$PR = 80,29\%$
UFERSA/RN	150,8	Índice de Produtividade = $1.806kWh/kWp$
IFMG	44,88	PR entre 92,54% e 70,74%
IFSC	73,28	PR entre 89,06% e 90,08%

Fonte: Autoria própria.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste Capítulo, foi explicitado o objeto em estudo, bem como seus principais componentes e respectivas características técnicas, tais como: os módulos fotovoltaicos, as Unidades de Condicionamento de Potência - UCP e os quadros elétricos de interface.

Também, foram qualificados os sistemas fotovoltaicos de outras instituições públicas de ensino no Brasil, os quais terão os respectivos desempenhos comparados com o do sistema da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília.

METODOLOGIA DO TRABALHO

Neste capítulo, pretende-se apresentar a metodologia adotada para este trabalho. Para tanto, apresenta-se a Figura 4.1, que ilustra o sequenciamento de atividades e objetivos principais deste estudo. Destaca-se que o início das atividades se dá pela escolha do sistema em estudo, conforme visto no Capítulo 3.

Figura 4.1. Fluxograma da metodologia adotada.



Fonte: Autoria própria.

Já os Capítulos sequenciais apresentam os resultados, discussões e conclusões a respeito dos dados e informações obtidos em consonância com os métodos descritos no presente Capítulo, que aborda sobre os *softwares* utilizados para a realização das respectivas simulações computacionais, bem como os equipamentos de medição disponibilizados para a devida instalação nos quadros elétricos escolhidos.

4.1 DO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO

O *software* utilizado para a simulação computacional dos sistemas escolhidos para análise foi o *System Advisor Model - SAM*, o qual é um *software* gratuito para a elaboração de modelagem tecno-econômica que facilita a tomada de decisões para profissionais do setor de energia renovável.

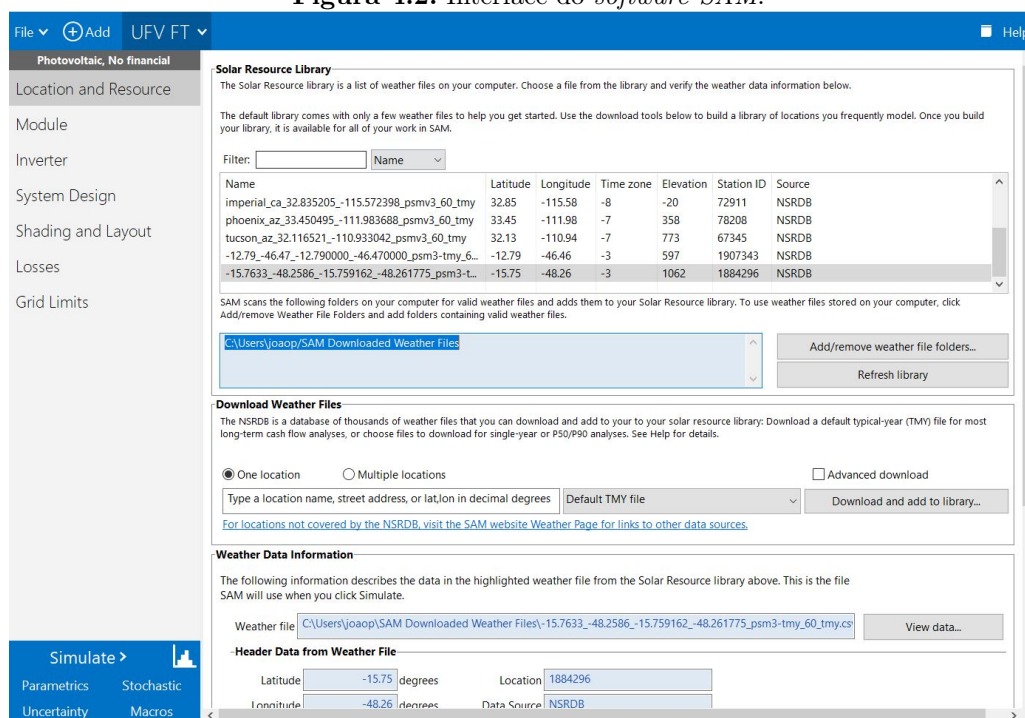
Esse *software* foi desenvolvido pelo *NREL*, que é o laboratório de energia renovável dos Estados Unidos da América, o qual faz parte do departamento de energia dos EUA (BLAIR *et al.*, 2017).

A primeira versão deste *software* foi lançada em 2007, com foco apenas em energia solar. Foram lançadas novas versões a cada ano. E, em 2010, o *software* passou a se chamar *System Advisor Model - SAM*, com foco em mais fontes renováveis de energia. A partir de 2013, o *NREL* passou a lançar apenas uma versão por ano, com atualizações periódicas.

Trata-se de *software* completo e gratuito, e por isso é bastante difundido entre os profissionais da área. Com a utilização do *SAM*, pode-se modelar diversos tipos de sistemas de energia renovável. Ademais, podem também ser utilizados sistemas e modelos financeiros para se avaliar índices econômicos e de investimento.

4.1.1 Da modelagem da UFV no *SAM*

Nesta seção, serão apresentados, resumidamente, os passos de inserção de dados no *SAM* para a devida modelagem dos subsistemas que compõem a UFV-FT/UnB. Ressalta-se que foi utilizada a atualização mais recente disponível à época da realização deste trabalho, qual seja: 2022.11.21.

Figura 4.2. Interface do *software* SAM.

Fonte: Autoria própria.

Primeiramente, foi selecionado o modelo para a simulação, nos seguintes passos: *Photovoltaic > Detailed PV Model > No Financial Model*. E, após a seleção do modelo, a primeira informação inserida foi a referência geográfica, por meio das coordenadas (Latitude: 15°45'48"S e Longitude: 47°52'20"O). Com tais referências, o *SAM* traz o recurso solar necessário para os cálculos de produção energética, entre outros.

As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam as informações de irradiância Global (GHI) e Direta (DNI), a qual se refere à parcela que atinge diretamente a superfície do módulo, além dos dados climatológicos retirados do banco de dados do *software* SAM.

Após, foram inseridas as informações dos módulos FV instalados. No banco de dados disponibilizado pelo *SAM* para a atualização mais recente, não foi encontrado o módulo utilizado, qual seja: *Canadian Solar Inc. CS6U-335P*. E, a Figura 4.5 apresenta as informações inseridas manualmente, com base na respectiva folha de dados disponível, a respeito do módulo utilizado, para que o *SAM* utilizasse os dados e calculasse os parâmetros específicos do módulo.

A Figura 4.6 explicita as curvas I-V do módulo FV utilizado no sistema, conforme informações no *SAM*, para cada nível de irradiância, vide legenda do gráfico.

Figura 4.3. Dados climatológicos do *software* SAM.

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

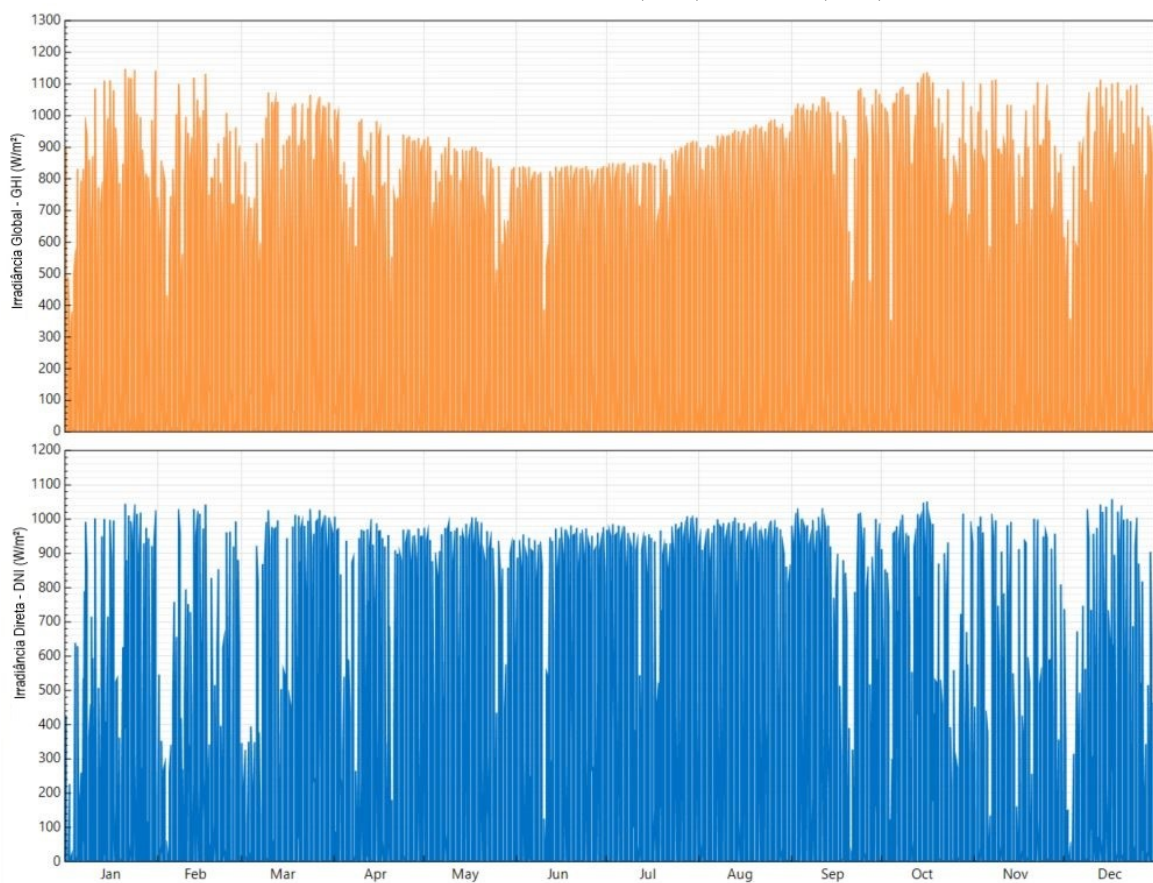
-Header Data from Weather File-

Latitude	<input type="text" value="-15.75"/> degrees	Location	<input type="text" value="1884296"/>
Longitude	<input type="text" value="-48.26"/> degrees	Data Source	<input type="text" value="NSRDB"/>
Time zone	<input type="text" value="GMT -3"/>	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	<input type="text" value="1062"/> m		
Time step	<input type="text" value="60"/> minutes		

-Annual Averages Calculated from Weather File Data-

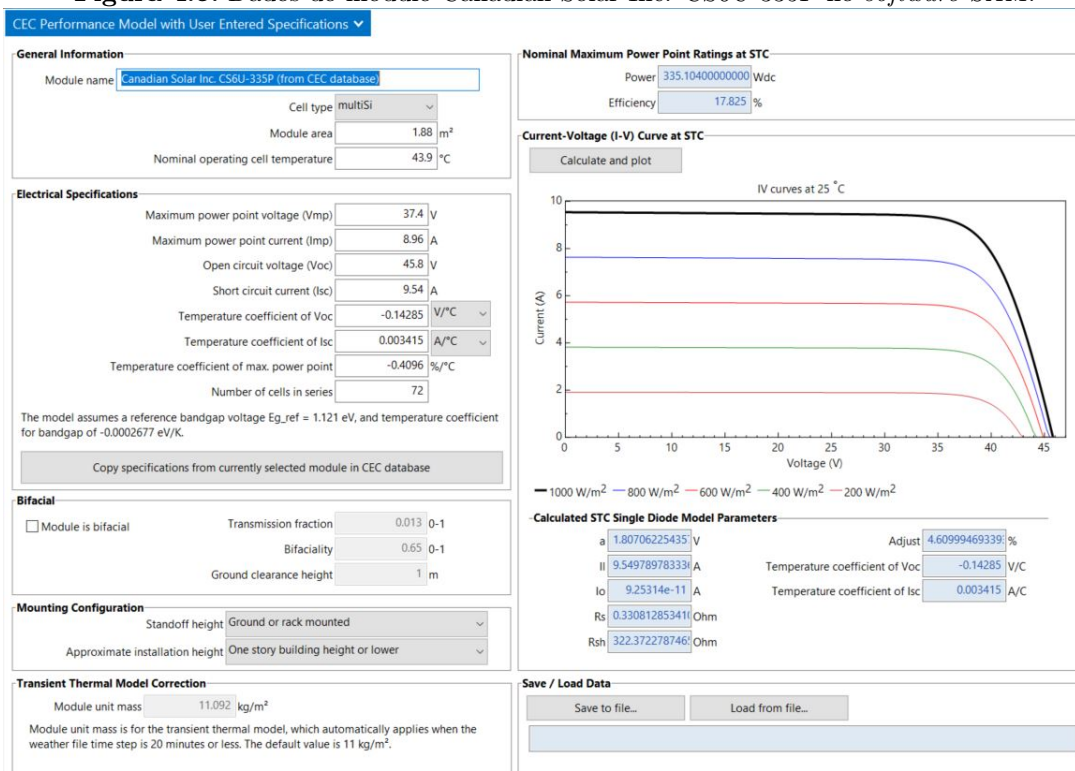
Global horizontal	<input type="text" value="5.69"/> kWh/m ² /day	-Optional Data-	
Direct normal (beam)	<input type="text" value="5.68"/> kWh/m ² /day	Maximum snow depth	<input type="text" value="NaN"/> cm
Diffuse horizontal	<input type="text" value="2.02"/> kWh/m ² /day	Annual albedo	<input type="text" value="0.174"/>
Average temperature	<input type="text" value="21.1"/> °C		
Average wind speed	<input type="text" value="2.1"/> m/s	*NaN indicates missing data.	

Fonte: Autoria própria.

Figura 4.4. Dados anuais de irradiância Global (GHI) e Direta (DNI) do *software* SAM.

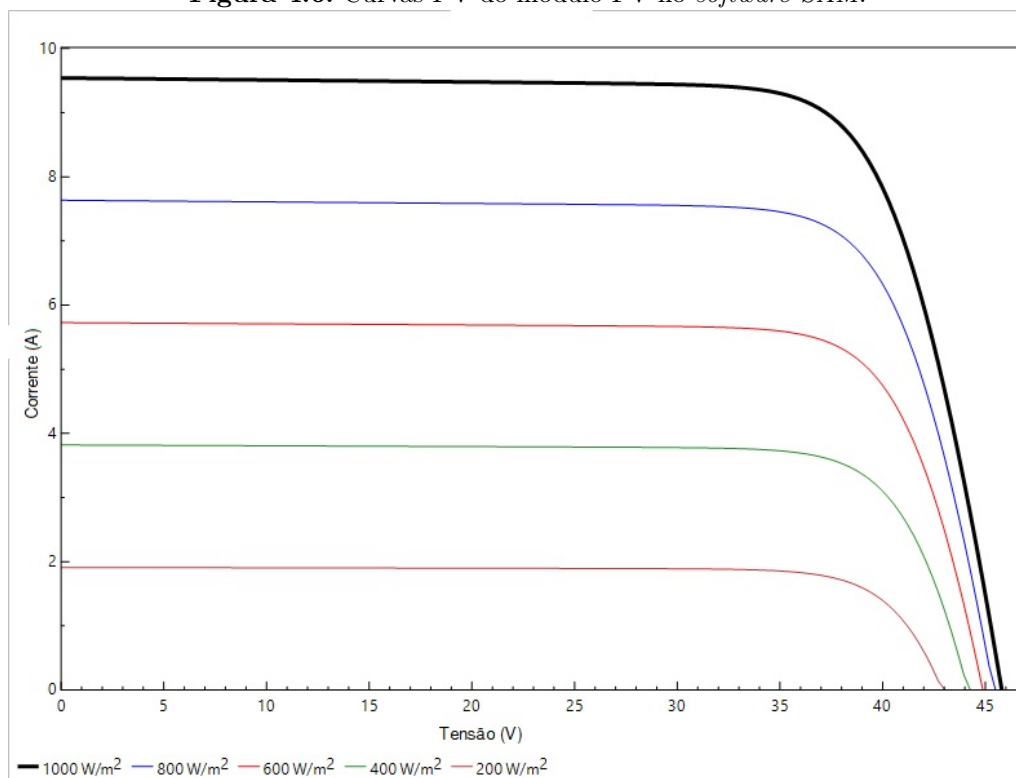
Fonte: Autoria própria.

Figura 4.5. Dados do módulo Canadian Solar Inc. CS6U-335P no *software* SAM.



Fonte: Autoria própria.

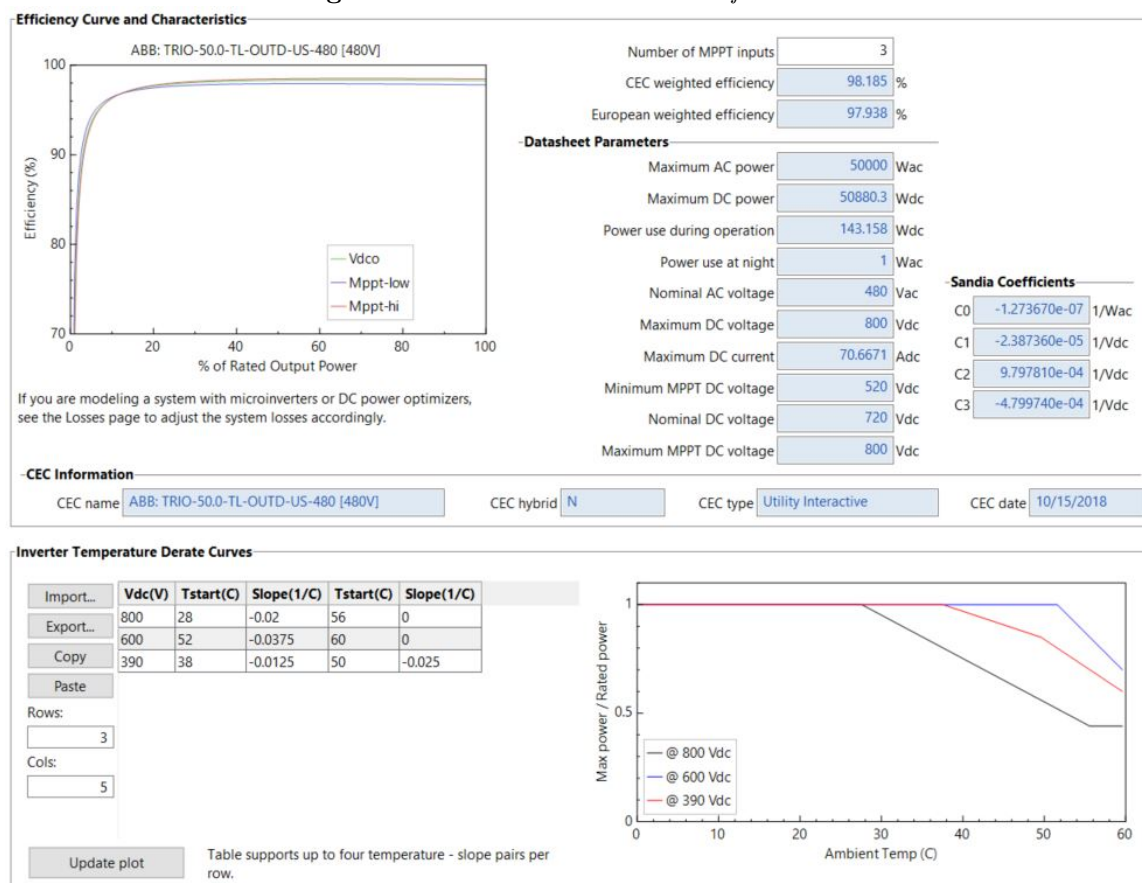
Figura 4.6. Curvas I-V do módulo FV no *software* SAM.



Fonte: Autoria própria.

Ademais, foi encontrado no banco de dados do *SAM* o inversor utilizado no sistema, qual seja: ABB – TRIO-50.0 TL-OUTD-US-480. A Figura 4.7 apresenta, inclusive, as informações obtidas no *software* para as principais características e dados técnicos do inversor.

Figura 4.7. Dados do inversor no *software SAM*.

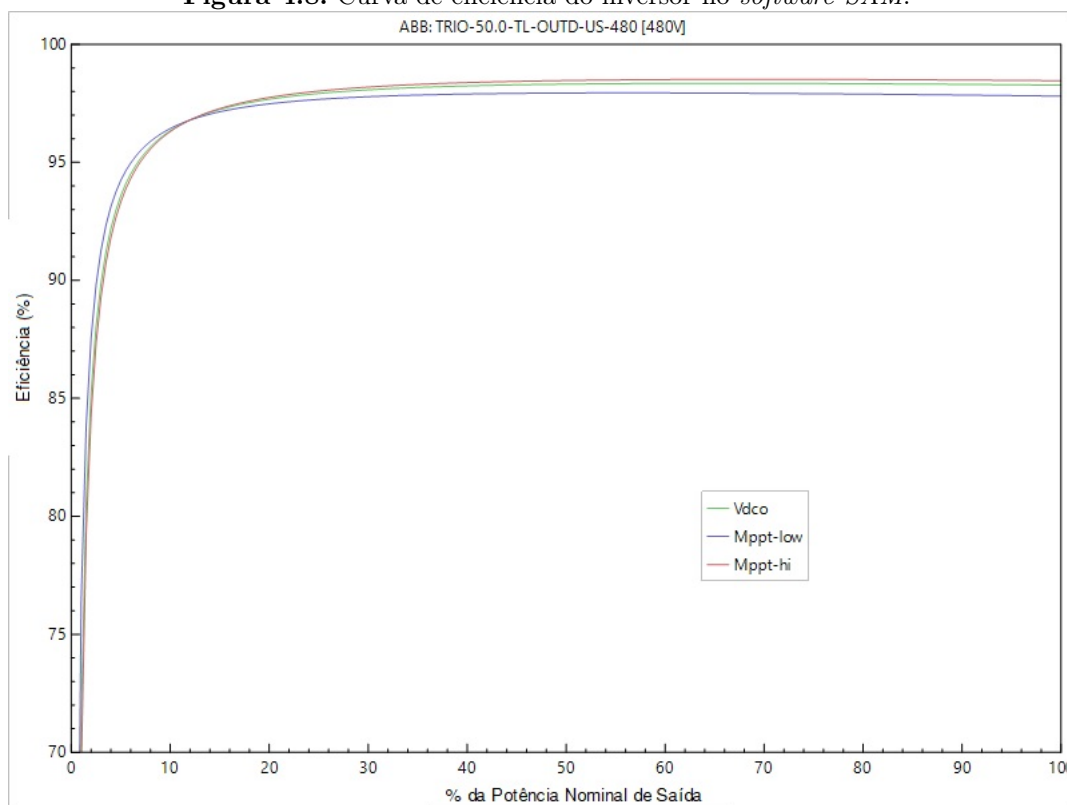


Fonte: Autoria própria.

A Figura 4.8 explicita a curva de eficiência do inversor, conforme dados do *SAM*. A eficiência *CEC* adotada é de 98,185%, e a europeia, 97,938%.

Outrossim, na aba *System Design* da modelagem do sistema no *SAM*, foram incluídas as informações da configuração física do sistema. Como na aba de seleção do inversor foram inseridas 3 entradas de *MPPT*, na aba de configuração dos arranjos e subarranjos do sistema, foi necessário configurar 3 subarranjos (ou *subarrays*).

O ângulo (*tilt*), com relação ao plano horizontal, selecionado foi de 15°, ao passo que o desvio azimutal é de 338°. Ressalta-se que o desvio azimutal se refere ao ângulo que a projeção do sol faz com a direção norte.

Figura 4.8. Curva de eficiência do inversor no *software SAM*.

Fonte: Autoria própria.

Também, foram inseridas outras informações relacionadas à instalação dos módulos, conforme apresentado na Figura 4.9. Vale ressaltar que foi necessário realizar um ajuste no quantitativo de módulos por série fotovoltaica e no de séries fotovoltaica em paralelo em cada *MPPT*, a fim de que se respeitassem os limites do *SAM* de tensões de máxima potência, V_{mp} , mínimo e máximo de cada *MPPT*, e, dessa forma, representar o que há de fato instalado na usina.

Quanto à aba relativa às perdas, a Tabela 4.1 apresenta os dados percentuais de perdas inseridos para o sistema, tanto de irradiação, quanto perdas do lado CA e CC.

E, no intuito de se realizar a análise de desempenho desses sistemas fotovoltaicos, foi necessário elaborar, na aba *Shading and Layout*, o desenho do modelo de cada subsistema a fim de se obter estimativas mais assertivas relacionadas ao sombreamento parcial gerado pela presença de indivíduos arbóreos em locais contíguos às edificações que compõem a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília.

Utilizou-se, então, a opção de dimensionamento tridimensional do *SAM*, conforme Figuras 4.10 e 4.11 relativas aos subsistemas 2 e 3, respectivamente.

Figura 4.9. Dados geométricos do sistema no *software* SAM.

AC Sizing		Sizing Summary	
Number of inverters	<input type="text" value="1"/>	Nameplate DC capacity	<input type="text" value="54.287"/> kWdc
DC to AC ratio	<input type="text" value="1.09"/>	Total AC capacity	<input type="text" value="50.000"/> kWac
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.		Total inverter DC capacity	<input type="text" value="50.880"/> kWdc
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration		Number of modules	<input type="text" value="162"/>
		Number of strings	<input type="text" value="11"/>
		Total module area	<input type="text" value="304.560"/> m ²

DC Sizing and Configuration				
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
-Electrical Configuration-				
Set subarrays for multiple MPPT	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="15"/>	<input type="text" value="16"/>	<input type="text" value="14"/>	
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="4"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="5"/>	
Number of modules in subarray	<input type="text" value="60"/>	<input type="text" value="32"/>	<input type="text" value="70"/>	
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="687.0"/>	<input type="text" value="732.8"/>	<input type="text" value="641.2"/>	
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="561.0"/>	<input type="text" value="598.4"/>	<input type="text" value="523.6"/>	
-Tracking & Orientation-				
Inverter MPPT input for subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="3"/>	
	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	
	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	
	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	
	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	
Tilt (deg)	<input type="text" value="15"/>	<input type="text" value="15"/>	<input type="text" value="15"/>	
Azimuth (deg)	<input type="text" value="338"/>	<input type="text" value="338"/>	<input type="text" value="338"/>	
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	

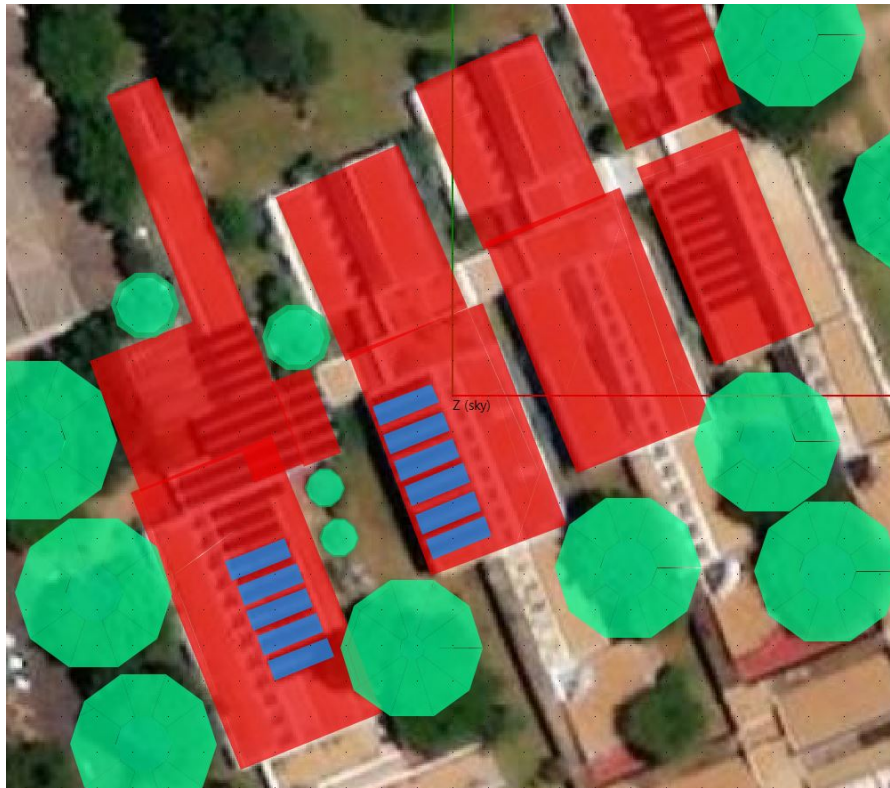
Fonte: Autoria própria.

Tabela 4.1. Dados de perdas do sistema no *software* SAM.

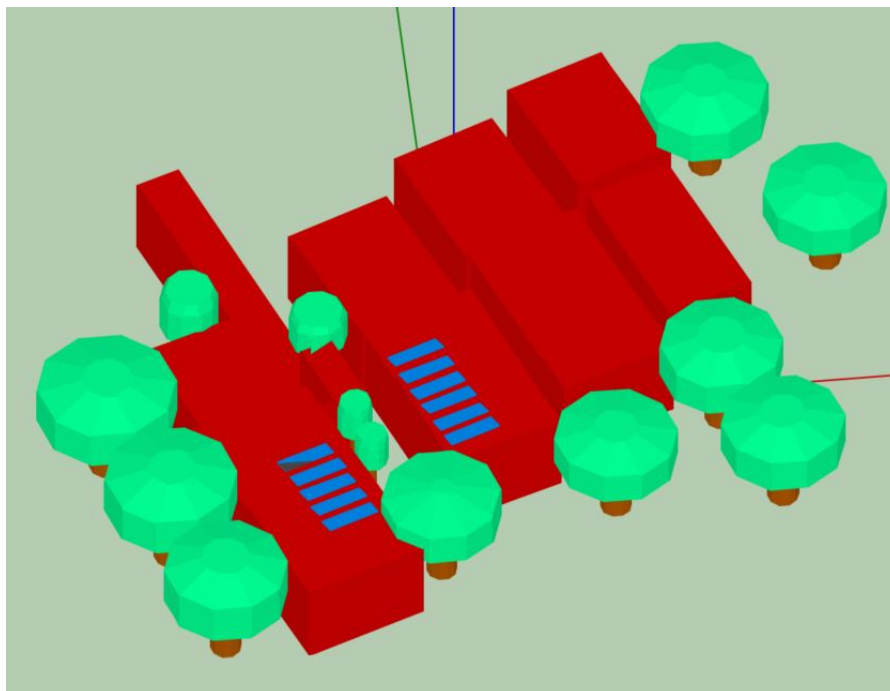
Perdas	Percentual (%)
Perda média anual de sujidade	5
Perda por <i>mismatch</i> dos módulos	2
Perdas nos diodos e conexões	0,5
Perda no cabo CC	2
Perda no cabo CA	1

Fonte: Autoria própria.

Figura 4.10. Modelo tridimensional do subsistema 2 no *SAM*.



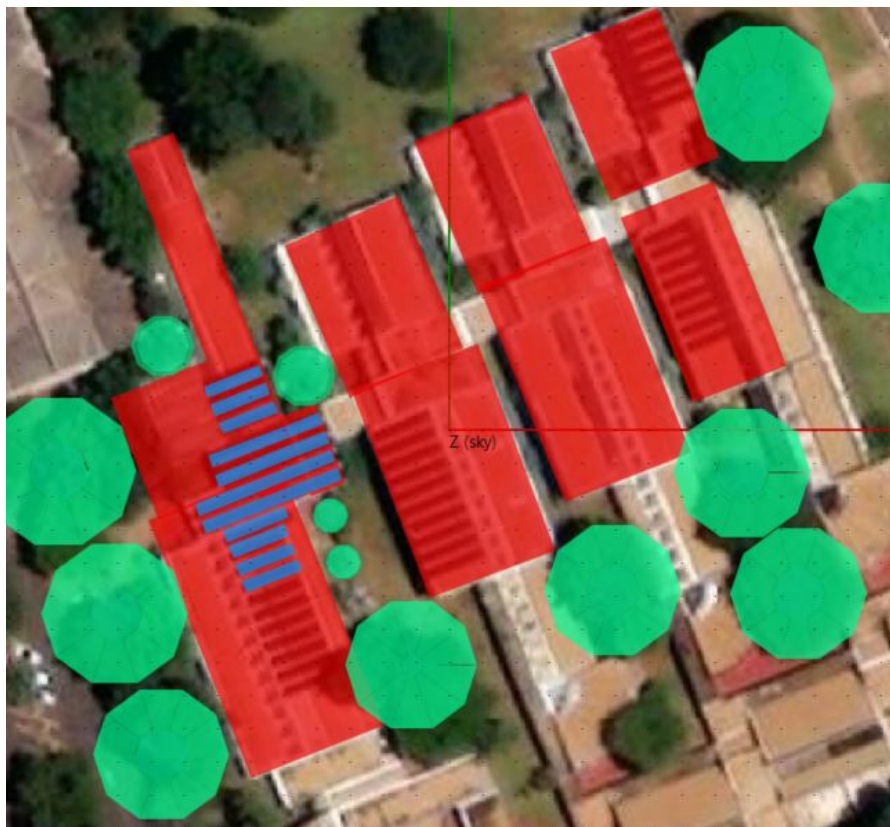
(a) Vista superior do modelo tridimensional



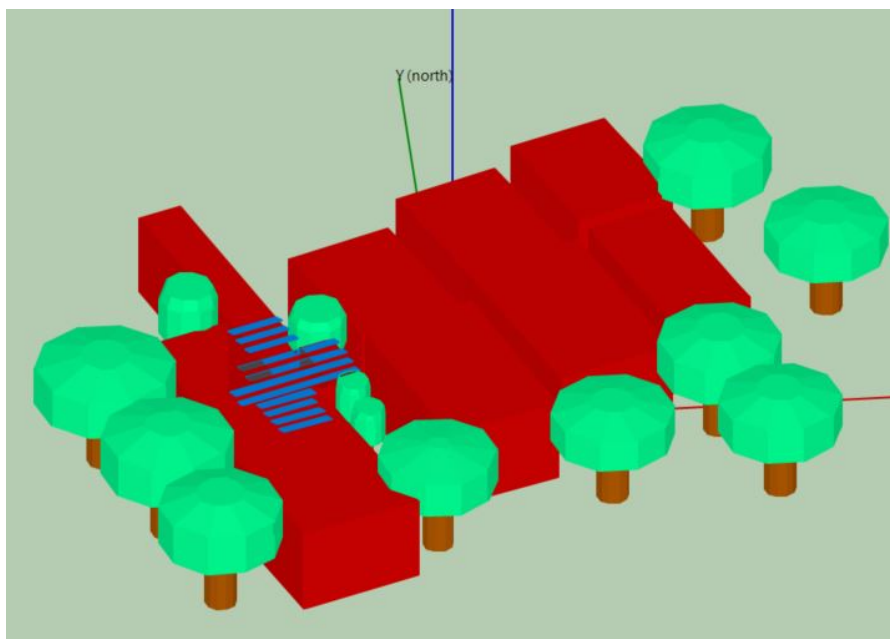
(b) Vista geral do modelo tridimensional

Fonte: Autoria própria.

Figura 4.11. Modelo tridimensional do subsistema 3 no *SAM*.



(a) Vista superior do modelo tridimensional



(b) Vista geral do modelo tridimensional

Fonte: Autoria própria.

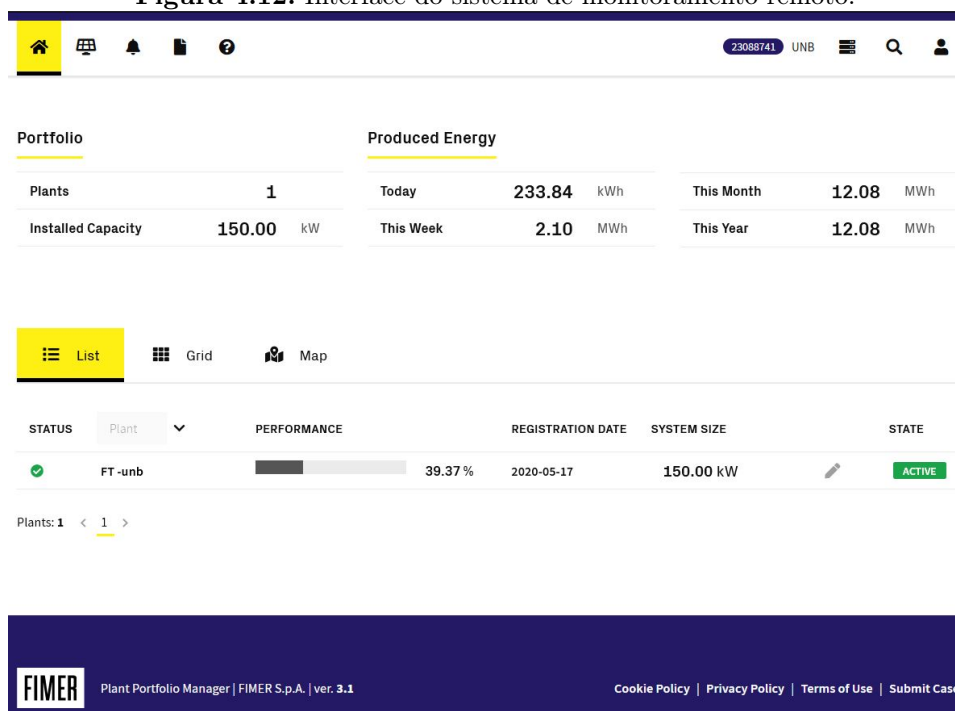
Verificaram-se as limitações de ordem projetual dessa ferramenta de modelagem tridimensional no *SAM*, fato que ensejou a necessidade da utilização de outra ferramenta de projeto, mais adequada à tal finalidade, conforme seções subsequentes.

E, os dados obtidos com esse modelo tridimensional serão apresentados nos próximos capítulos deste trabalho.

4.2 DO SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO

No intuito de se comparar os resultados obtidos por meio da simulação computacional no software *SAM*, obtiveram-se os dados reais de geração dos sistemas por meio do sistema de monitoramento instalado nos sistemas, qual seja: *Aurora Vision® - Plant Management Platform*.

Figura 4.12. Interface do sistema de monitoramento remoto.



Fonte: *Datalogger FIMER.*

Esse sistema de monitoramento remoto não necessita de *loggers* externos adicionais, porquanto seus dados dos dispositivos da ABB/FIMER são disponibilizados em nuvem. A Figura 4.12 apresenta a interface gráfica desse sistema de monitoramento.

Cada Unidade de Condicionamento de Potência - UCP possui conexão dedicada com a

internet para a disponibilização dos dados na plataforma específica.

Os dados obtidos deste sistema de monitoramento remoto foram exportados em formato CSV, e assim utilizados no *software* Matlab[®] para o devido tratamento, análise e geração dos respectivos gráficos.

4.3 DA MODELAGEM COMPUTACIONAL DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Utilizou-se do modelo de módulo fotovoltaico disponível no Simulink/Matlab[®] para a modelagem do módulo do fabricante Canadian Solar, modelo CS6U-335P, utilizado no projeto do objeto de estudo deste trabalho.

Com isso, para o estudo do impacto do efeito do sombreamento parcial na eficiência deste módulo fotovoltaico, foram realizadas variações na irradiância, de forma a se obter as curvas I-V e P-V, ou seja, corrente x tensão e potência x tensão, com vistas às análises do caso em estudo.

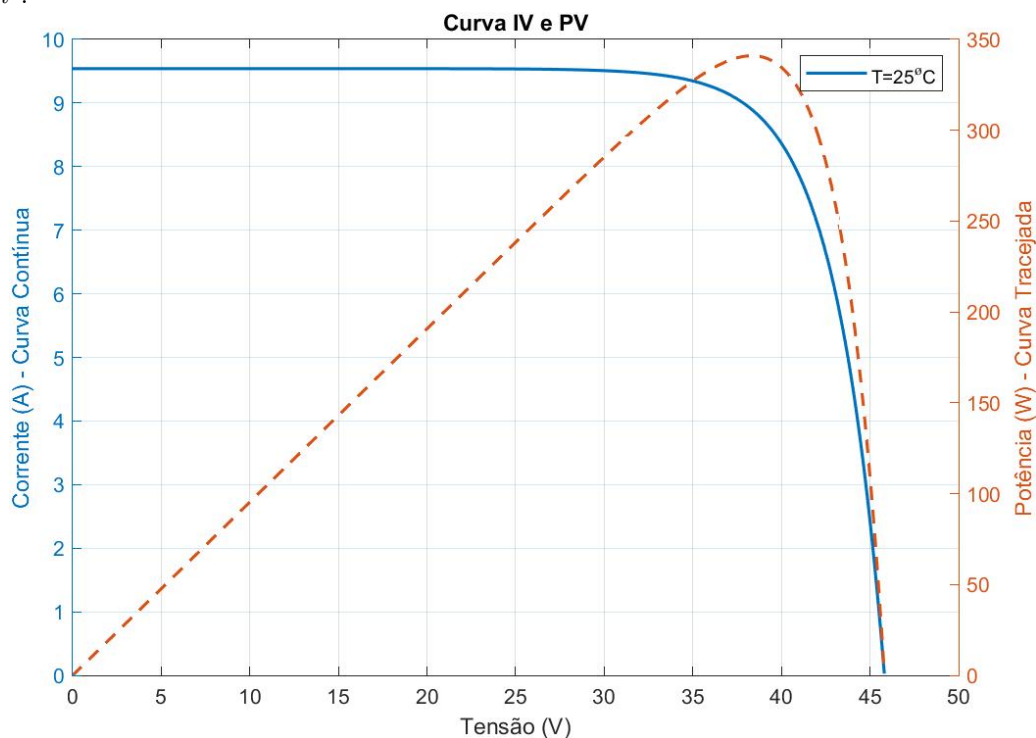
Pode-se perceber, conforme apresentado nas Figuras 4.13, 4.14 e 4.15, que a variação da irradiância sobre o módulo fotovoltaico, a qual pode ser originada pela ocorrência de sombreamentos parciais, provoca níveis distintos de corrente elétrica na curva I-V e, por consequência, picos variados de potência na curva P-V, devido à condução dos diodos de desvio.

Foram utilizados os seguintes casos de variação de irradiância, mantendo-se a temperatura constante, de $25^{\circ}C$:

1. Irradiância uniforme de $1.000W/m^2$;
2. Irradiância de $1.000W/m^2$ em $2/3$ do módulo e de $500W/m^2$ no restante;
3. Irradiância de $1.000W/m^2$ em $1/3$ do módulo, de $500W/m^2$ em $1/3$ e de $200W/m^2$ no restante.

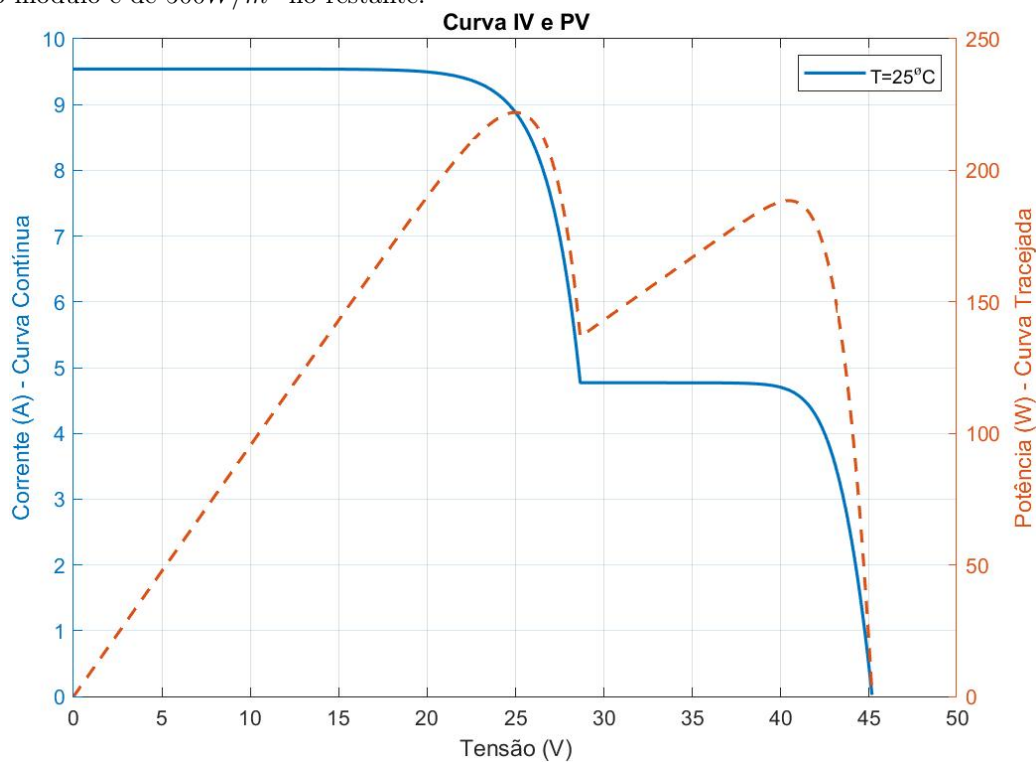
Verifica-se que a existência dos pontos locais de máxima de potência variam de acordo com o padrão do sombreamento observado. Assim, deve-se observar a forma do sombreamento que se apresenta sobre os módulos, de maneira que seja programado o sistema de seguimento do ponto de máxima potência da forma mais adequada.

Figura 4.13. Curvas I-V e P-V obtidas por meio de modelagem no Matlab[®], com irradiância uniforme de $1.000W/m^2$.



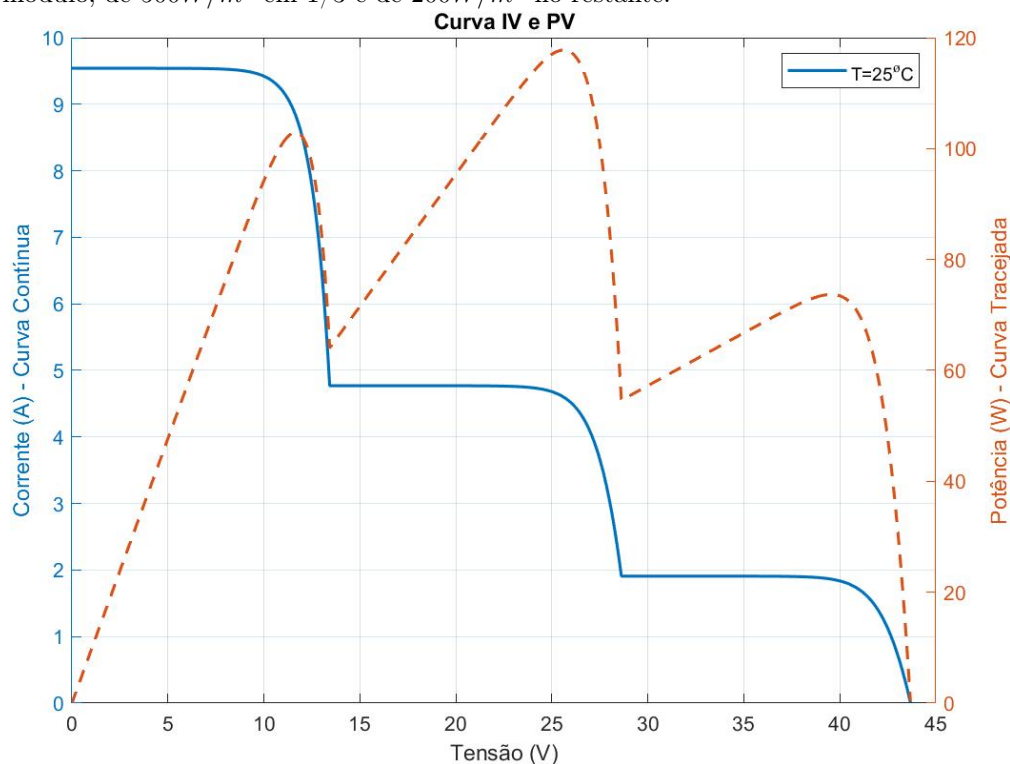
Fonte: Autoria própria.

Figura 4.14. Curvas I-V e P-V obtidas por meio de modelagem no Matlab[®], com irradiância de $1.000W/m^2$ em 2/3 do módulo e de $500W/m^2$ no restante.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.15. Curvas I-V e P-V obtidas por meio de modelagem no Matlab[®], com irradiância de $1.000W/m^2$ em 1/3 do módulo, de $500W/m^2$ em 1/3 e de $200W/m^2$ no restante.



Fonte: Autoria própria.

4.4 DA MODELAGEM DO SISTEMA PARA ESTUDO DE SOMBREAMENTO

A partir dos dados do projeto arquitetônico da edificação, bem como das medidas e dos levantamentos feitos no local, foi elaborado projeto em *software* específico para a realização de estudo solar e comparação com o modelo tridimensional utilizado no *SAM*.

Foi utilizado o *software* Archicad[®] para a modelagem tridimensional do sistema e a realização dos estudos de sombreamento e posicionamento dos módulos fotovoltaicos. Trata-se de *software BIM*, acrônimo da expressão em inglês *Building Information Modeling* que significa, numa tradução livre: “Modelagem de Informações Construtivas, ou da Construção”.

Esse tipo de modelagem representa o estado da arte na tecnologia de elaboração de projetos de arquitetura e engenharia, e engloba o conjunto de procedimentos, atividades, técnicas, entre outros, adotados durante o processo de concepção e desenvolvimento de projetos de construções por meio da modelagem tridimensional dos diversos elementos construtivos que compõem a edificação, agregando ainda, aos mesmos, informações diversas.

Também, permite, a partir do modelo tridimensional, produzir com inigualável eficiência e precisão: desenhos técnicos, relatórios, maquetes eletrônicas, listas, extração de quantitativos, entre outros; além de possibilitar com maior rapidez e facilidade: alterações e compatibilizações das soluções construtivas das diversas disciplinas que integram um projeto executivo de engenharia e arquitetura. E mais: serve como salutar instrumento auxiliar de ações de controle de obras públicas, entre muitas outras benesses.

O Decreto n° 9.983/2019 definiu a Estratégia Nacional para disseminação do processo *BIM* no país (DECRETO, 2019), e o Decreto n° 10.306/2020 estabeleceu a utilização do *BIM* na execução direta ou indireta de obras e serviços de engenharia realizada pelos órgãos e pelas entidades da administração pública federal (DECRETO, 2020), estipulando datas marco para início do uso obrigatório do *BIM* no país. E, mais recentemente, a Lei Federal n° 14.133/2021 - Nova Lei de Licitações e Contratos Administrativos, estabelece o uso preferencial do *BIM* nas obras públicas (LEI, 2021) se não vejamos:

§3º Nas licitações de obras e serviços de engenharia e arquitetura, sempre que adequada ao objeto da licitação, será preferencialmente adotada a Modelagem da Informação da Construção (*Building Information Modeling*) ou tecnologias e processos integrados similares ou mais avançados que venham a substituí-la.

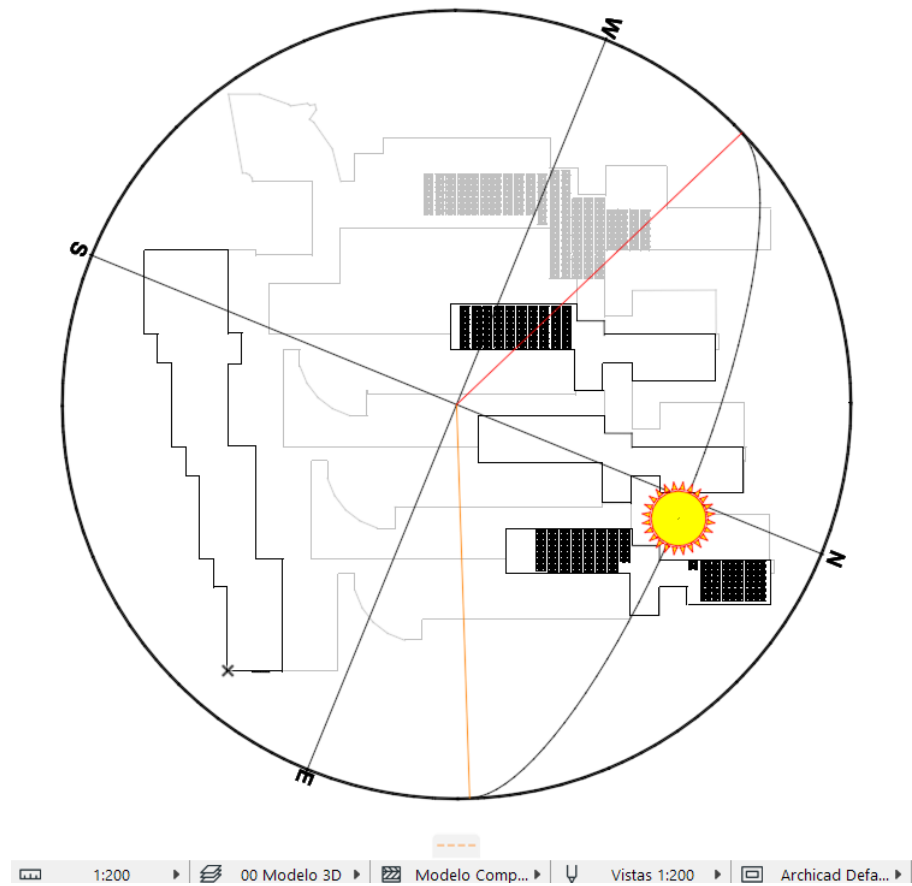
Com isso, e diante das limitações arquitetônicas e de modelagem tridimensional no *SAM*, optou-se por utilizar o *software* Archicad® para tal finalidade. Esse método também foi utilizado por Azevedo (2018), que realizou a análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico com a modelagem tridimensional elaborada por *software* específico de projeto.

E, em se tratando de *software BIM*, com o uso do Archicad®, opera-se no estado da arte de elaboração de projetos de engenharia e arquitetura, com a possibilidade da realização dos estudos de sombreamento da forma mais adequada.

O projeto elaborado no *software* Archicad® está ilustrado na Figura 4.16, em planta baixa, a partir de levantamento do arquivo digital disponibilizado pela própria Universidade de Brasília, e de medições realizadas no local.

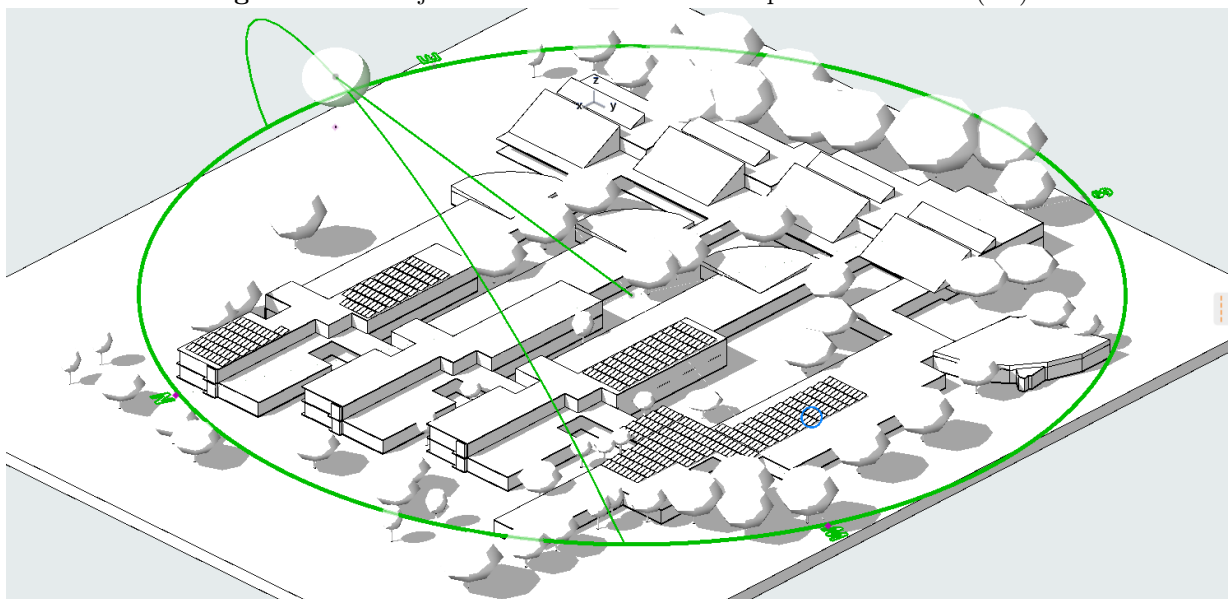
É possível observar na Figura 4.17 que se trata de modelagem volumétrica, inclusive com a locação dos indivíduos arbóreos da região, no intuito de se verificar o efeito dos sombreamentos.

Figura 4.16. Projeto elaborado no Archicad® para estudo solar.



Fonte: Autoria própria.

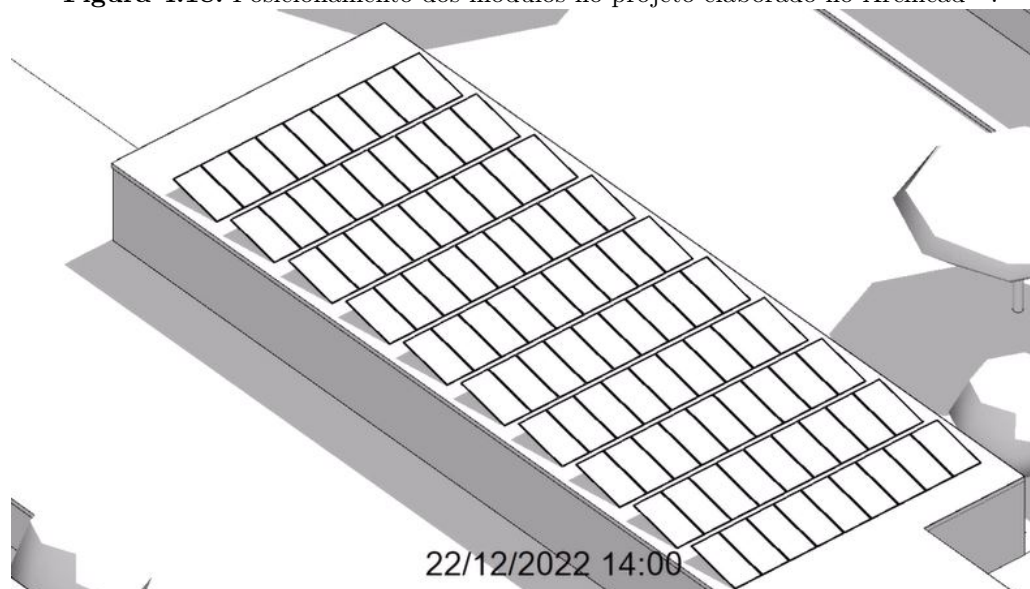
Figura 4.17. Projeto elaborado no Archicad® para estudo solar (3D).



Fonte: Autoria própria.

Por meio de ferramentas do próprio *software*, foi possível dimensionar e posicionar os módulos fotovoltaicos na cobertura da edificação, na direção e inclinação conforme executados no local. Na Figura 4.18, observa-se o posicionamento destes módulos.

Figura 4.18. Posicionamento dos módulos no projeto elaborado no Archicad®.



Fonte: Autoria própria.

E, por meio da Figura 4.19, é possível avaliar os dados geométricos dos módulos fotovoltaicos a serem inseridos no *software*, como dimensões e inclinação.

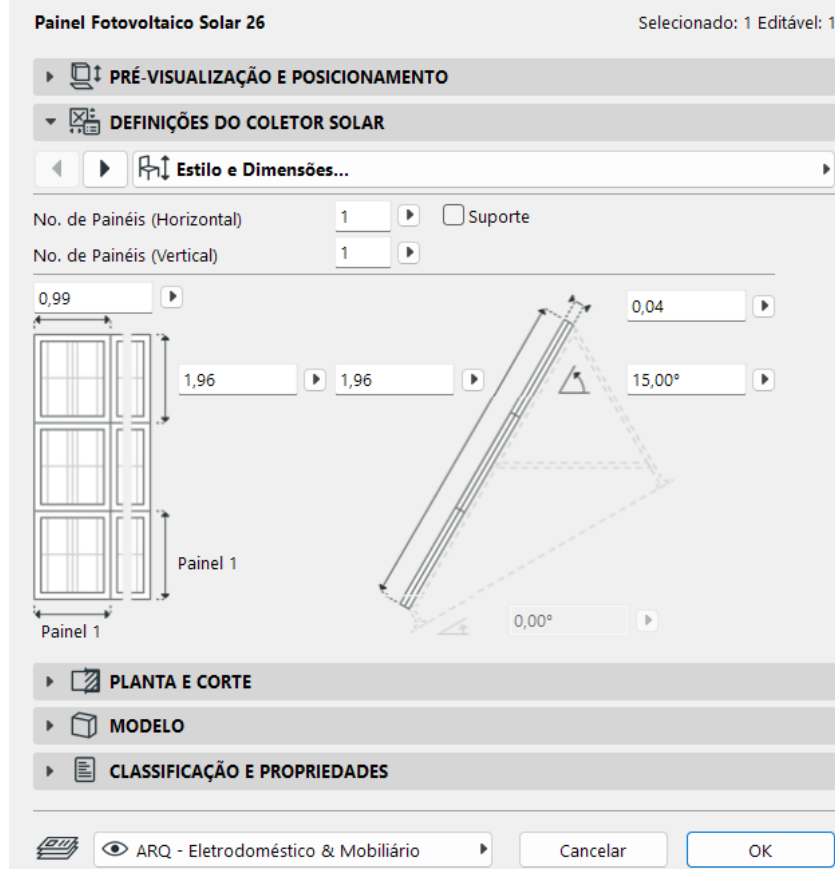
Ressalta-se que, por meio deste nível de modelagem, é factível a realização de estudos de sombreamento com relação ao distanciamento desses elementos. Ou seja, pode-se obter o distanciamento ótimo entre as fileiras de módulos, de modo que um módulo não gere sombreamento no da fileira seguinte.

4.5 DA OBTENÇÃO DOS DADOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Por meio da utilização de analisador de energia elétrica Minipa ET-5050, foi possível obter os dados de qualidade de energia elétrica, conforme metodologia apresentada nesta seção, para cada um dos subsistemas que compõem a usina em análise.

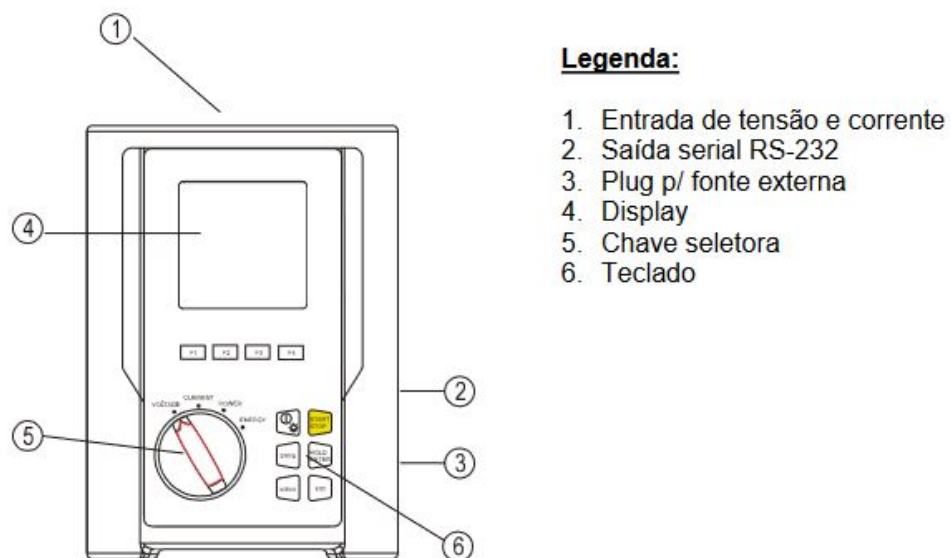
Primeiramente, exorta-se que foi utilizado o analisador de qualidade de energia elétrica Minipa ET-5050, vide Figura 4.20.

Figura 4.19. Interface do Archicad® para a inserção de dados dos módulos FV.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.20. Analisador de qualidade de energia elétrica.

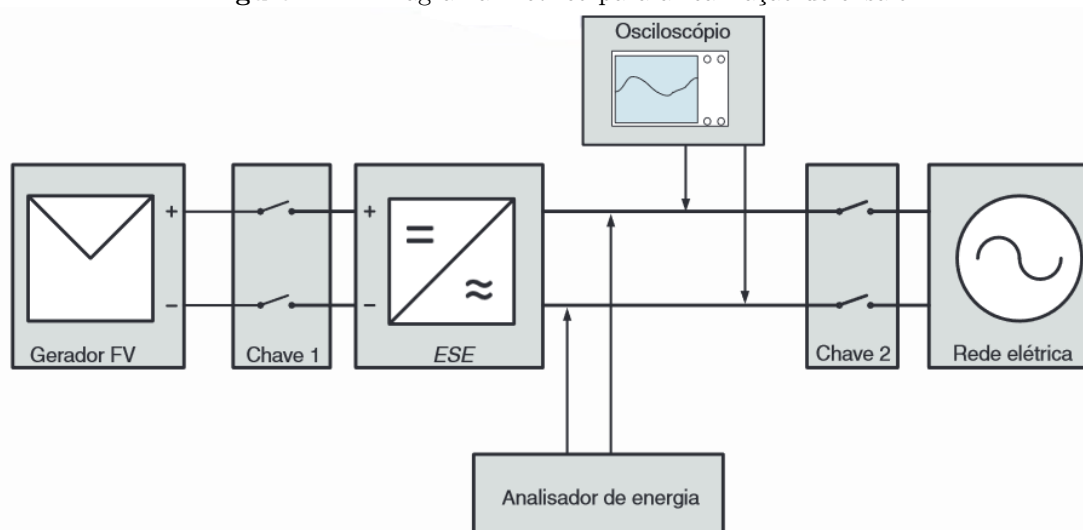


Fonte: (MINIPA, 2002).

Trata-se de equipamento portátil, capaz de realizar a medição em regime permanente das principais grandezas elétricas relacionadas com a análise de qualidade de energia elétrica, especialmente no que se refere à análise de conformidade, tais como: harmônicas, desequilíbrio de tensão, corrente elétrica de cada fase e do neutro, fator de potência, entre outras.

Ainda, rememora-se o diagrama elétrico de ensaio, apresentado na Figura 4.21, em que a sigla ESE significa "equipamento sob ensaio", nos termos exigidos pelo normativo (ABNT, 2013b). O instrumento de medição é situado no quadro elétrico que faz a interface entre a Unidade de Condicionamento de Potência - UCP e a rede elétrica da Faculdade de Tecnologia - FT. Cumpre esclarecer que a Chave 1 está embutida na UCP (chave seccionadora), a Chave 2 é o disjuntor geral do quadro no lado CA, e o analisador de energia também faz a função de osciloscópio.

Figura 4.21. Diagrama Elétrico para a realização de ensaio.



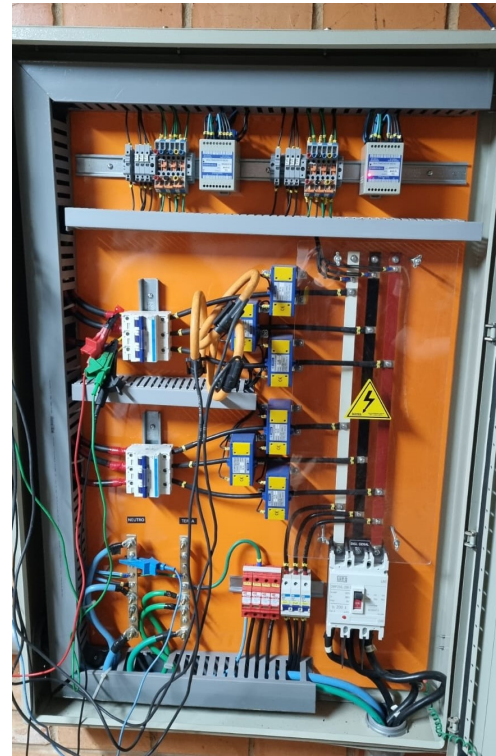
Fonte: (ABNT, 2013b).

Para o subsistema 1, localizado sobre a cobertura da edificação do Departamento de Engenharia Elétrica da FT/UnB, o analisador realizou medições de apenas um dia, haja vista a existência de restrições de ordem operacional para a instalação do equipamento por mais tempo. A Figura 4.22 ilustra a instalação do respectivo analisador de energia nos quadros de interface dos subsistemas 1, 2 e 3.

O mesmo procedimento de coleta de dados por um dia completo foi utilizado para o subsistema 2. E, para o subsistema 3, foi possível a obtenção de dados por 7 dias consecutivos,



(a) Instalação do analisador de energia no quadro de interface do subsistema 1



(b) Instalação do analisador de energia no quadro de interface dos subsistemas 2 e 3

Figura 4.22. Instalação do analisador de energia nos quadros de interface da UFV-FT/UnB.

com intervalos de tempo de 15 minutos, tendo em vista que a Unidade de Condicionamento de Potência - UCP deste subsistema está localizada no interior da subestação da FT, assim como o quadro de interface das UCP 2 e 3, local este com acesso controlado que permite a instalação deste equipamento pelo período adequado de obtenção dos dados de qualidade de energia.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste Capítulo, foi possível explicitar os métodos utilizados neste trabalho, como os *softwares* aplicados para as respectivas simulações computacionais, bem como os equipamentos de medição disponibilizados para a devida instalação nos quadros elétricos escolhidos.

Os resultados obtidos na coleta dos dados de qualidade de energia elétrica, bem como as discussões a respeito destes dados, serão apresentados nos Capítulos seguintes.

ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS

5.1 DAS EXTERNALIDADES

Em geral, as Usinas Fotovoltaicas estão instaladas em ambientes abertos, de forma a receber a irradiação solar com a maior eficiência possível. Assim, verifica-se que as coberturas, telhados e lajes das edificações são locais apropriados à instalação dos módulos fotovoltaicos por dois motivos principais: aproveita-se a área de cobertura, geralmente subutilizada em edificações; e, colocam-se os módulos em local elevado e privilegiado para a recepção da irradiação solar.

Por outro lado, fatores externos devem ser levados em conta para a instalação e posicionamento dos módulos fotovoltaicos, tais como: presença de vigas invertidas na cobertura, edificações mais altas ao redor e árvores na região, por exemplo. Ou seja, devem ser avaliados elementos que possam gerar sombreamento sobre os módulos instalados, o que dificulta sobremaneira a geração de energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos.

A Figura 5.1 apresenta indivíduo arbóreo localizado muito próximo de módulos fotovoltaicos da UFV da Faculdade de Tecnologia - FT, de tal modo que galhos se estendem sobre as faces, superior e inferior, e conexões dos módulos. Destaca-se que após a constatação desse fato, houve a devida poda do indivíduo arbóreo.

Ademais, é válido exortar que não somente os indivíduos arbóreos são os causadores de sombreamentos, mas também edificações contíguas, que venham a ser construídas durante a operação do sistema.

Conforme Cambambi *et al.* (2022), de acordo com o padrão com que o sombreamento se manifesta sobre os módulos FV, deve-se avaliar os pontos críticos de operação do sistema e, assim, otimizar técnicas de rastreamento de pontos de máxima potência, de forma a minimizar os efeitos do sombreamento no desempenho global do sistema.

Diante do exposto, tais fatores devem ser avaliados e evidencia-se necessária atuação da equipe de operação e manutenção responsável por determinados sistemas fotovoltaicos, pois esses fatos prejudicam a operação do sistema e podem gerar danos irreversíveis a elementos do respectivo sistema.



(a) Foto 1



(b) Foto 2

Figura 5.1. Fotografia de árvore gerando sombreamento com os galhos se estendendo pelas instalações e conexões do módulo fotovoltaico.

5.2 DAS FONTES DE FALHAS E DANOS

5.2.1 Das sujidades

Os módulos fotovoltaicos perdem eficiência quando há o depósito de sujidades na face superior do módulo, ou nas duas faces para os módulos bifaciais, os quais produzem energia elétrica pelas duas faces.

A depender do tipo de sujidade, pode haver maior ou menor percentual de perdas, que ocorrem pela não absorção completa dos raios solares, haja vista o bloqueio físico dos raios solares realizado pelas partículas depositadas sobre os módulos (SOUZA *et al.*, 2022).

Essas sujidades podem variar desde pequenas partículas de poeira até dejetos de animais

voadores e, devido à variação do tamanho, podem contribuir mais ou menos como fontes de perdas para o sistema fotovoltaico. Por acréscimo, vale ressaltar que o depósito de sujidades pode criar pontos quentes (ou *hot-spots*), os quais podem gerar danos irreversíveis aos módulos; todavia, tais danos são evitados com a instalação dos diodos de desvio (*bypass*).

Diante disso, verifica-se a imperiosidade de se manter a limpeza dos módulos fotovoltaicos, para que subsista a eficiência desejada para a produção energética.

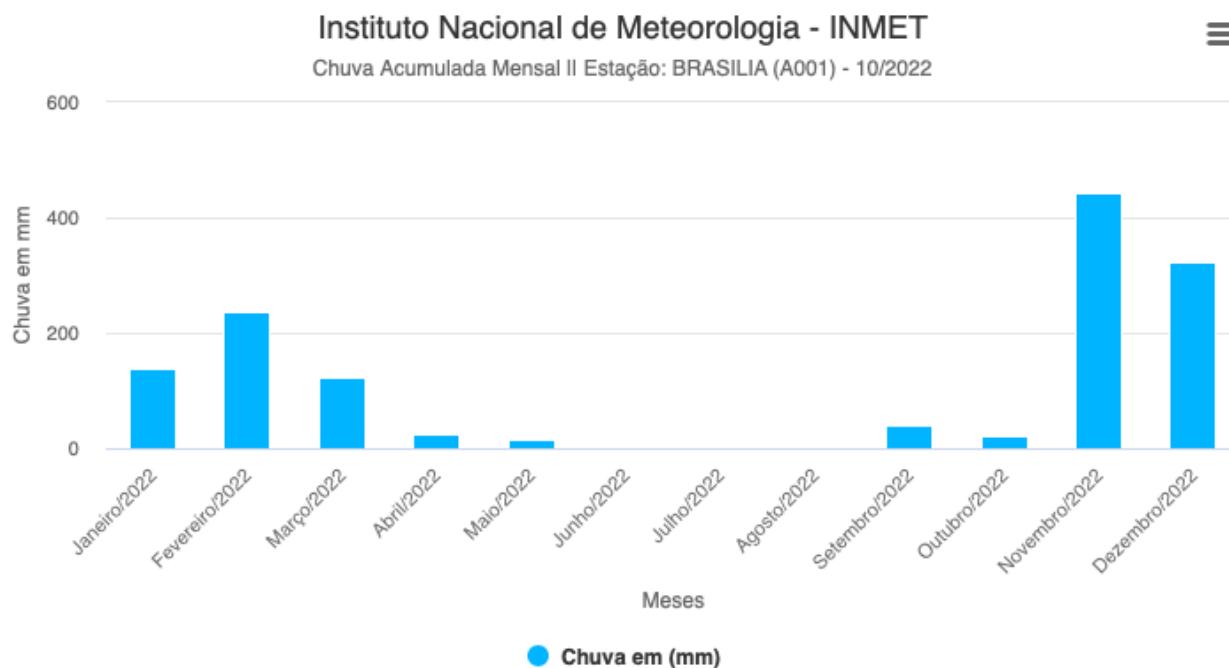
A inspeção visual periódica é uma rotina muito importante, necessária à verificação do estado de limpeza dos módulos. Por outro lado, também torna-se imprescindível a criação de rotina de limpeza. É sabido que as chuvas são consideradas como fontes de autolimpeza dos módulos. E que a eficácia desse tipo de limpeza depende diretamente da inclinação dos módulos, do tipo de sujidade (tamanho de partícula, entre outros) que está depositada sobre o módulo, bem como da direção e velocidade do vento na região (ZHAO, 2021).

E, também há de se considerar a variação de períodos de estiagem no local de instalação do sistema. Por exemplo, em Brasília, verifica-se longo período de seca, geralmente dos meses de maio a setembro. Então, haverá maior tendência para o acúmulo de partículas de poeira, caso não se estabeleça uma rotina de manutenção periódica para a realização da limpeza frequente dos módulos.

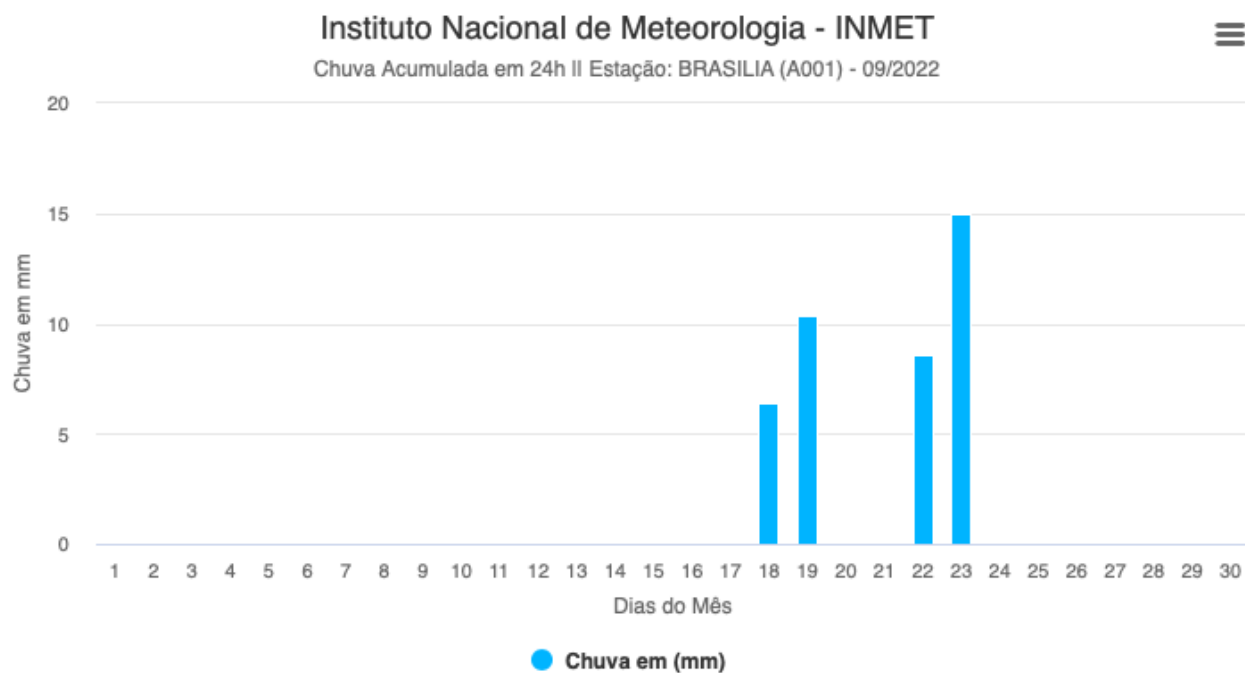
Como exemplo, apresenta-se o caso da Usina Fotovoltaica - UFV da Faculdade de Tecnologia - FT da Universidade de Brasília - UnB, que é o objeto de estudo deste trabalho. A partir do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET de precipitações acumuladas mensalmente no ano de 2022, da Estação BRASÍLIA - A001 (Latitude: -15,789444, Longitude: -47,925833, Altitude: 1160,96m), conforme Figura 5.2, verifica-se que após o período clássico de estiagem, as chuvas retornaram no mês de setembro/2022.

Na Figura 5.3, constata-se que o retorno das precipitações em Brasília foi na data de 19/09/2022. E houve chuva apenas em 4 (quatro) dias naquele mês de setembro: 18, 19, 22 e 23/09/2022.

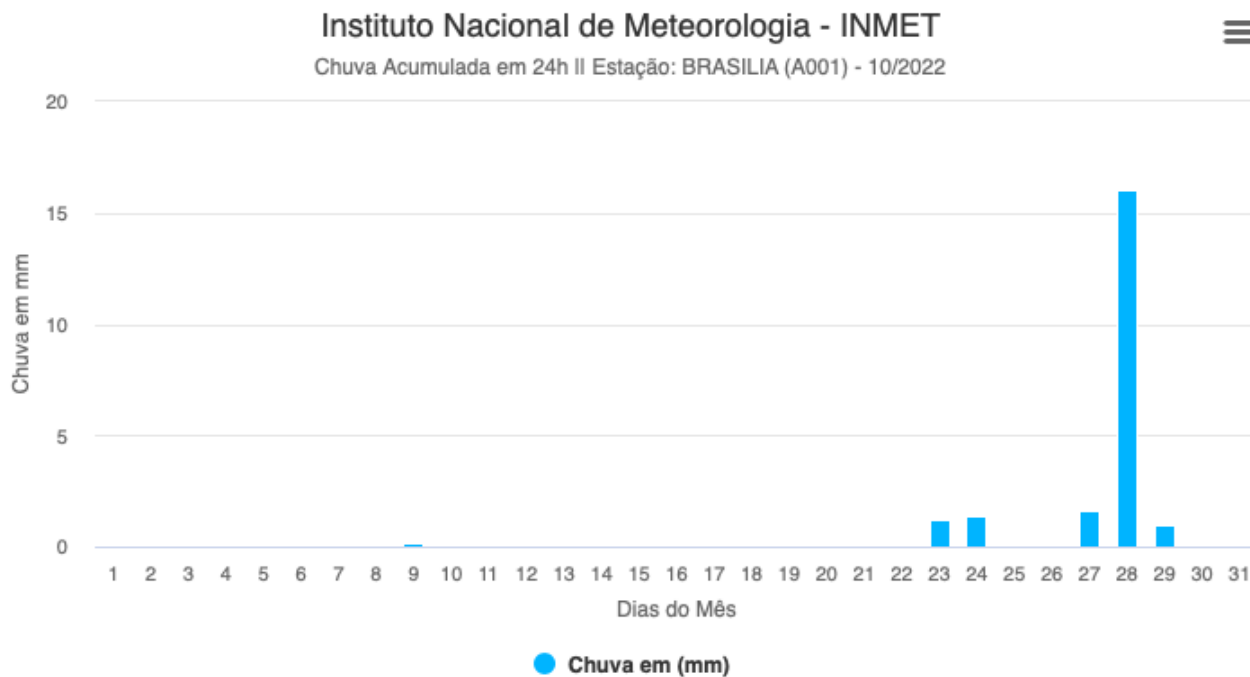
Já em outubro/2022, houve período considerável de estiagem na primeira quinzena do mês, com retorno das chuvas na última quinzena, em apenas 5 (cinco) dias, quais sejam: 23, 24, 27, 28 e 29/10/2022.

Figura 5.2. Chuva Acumulada Mensal em 2022, Brasília-DF.

Fonte: INMET, 2023.

Figura 5.3. Chuva Acumulada Mensal em 09/2022, Brasília-DF.

Fonte: INMET, 2023.

Figura 5.4. Chuva Acumulada Mensal em 10/2022, Brasília-DF.

Fonte: INMET, 2023.

Figura 5.5. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 09/2022.

Fonte: Aurora Vision, 2022.

5.2.2 Das perdas por *clipping*

Conforme já citado neste trabalho, ao se dimensionar uma UCP, verifica-se, como uma das premissas, a razão entre a potência máxima de saída do equipamento e a potência dos módulos fotovoltaicos, conforme Equação 5.1.

$$FDI_{UCP} = \frac{P_{o,UCP}}{P_{FV}} \quad (5.1)$$

Em que:

FDI_{UCP} é o Fator de Dimensionamento do Inversor/UCP;

$P_{o,UCP}$ é a potência máxima de saída da UCP;

P_{FV} é a potência dos módulos fotovoltaicos.

Com isso, caso o FDI seja um valor abaixo da unidade, significa que a potência de pico instalada de módulos fotovoltaicos supera a capacidade máxima da UCP. Caso contrário, significa que a UCP trabalha com excedente de potência disponível.

Os sistemas sobrecarregados sujeitam-se mais a perdas por *clipping*, que se refere ao ceifamento da curva de potência quando a máxima potência de saída é ultrapassada. Neste caso, o sistema não tem capacidade de geração maior, mesmo com irradiância disponível para geração em maior escala.

5.2.3 Das perdas por *mismatch*

Conforme já citado, deve-se observar que as células e os módulos fotovoltaicos sejam de mesmas características físicas e elétricas, de forma a se evitar incompatibilidades entre as características elétricas, o efeito denominado descasamento ou *mismatch*.

Dito efeito consiste na limitação do desempenho conjunto pelas células de menor fotocorrente, reduzindo a eficiência global do módulo fotovoltaico.

No caso de declive mais acentuado, a Figura 5.13 apresenta o caso possível de descasamento entre correntes de curto-circuito, por exemplo. Vale destacar que esse descasamento pode ser

devido tanto às características intrínsecas dos módulos (diferenças construtivas, entre outras), quanto a fatores externos, tais como: danos, sujidade, sombreamento, entre outros.

5.2.4 Do seguimento do ponto máximo de potência - SPMP

Conforme ABNT (2013b), o seguimento do ponto máximo de potência - SPMP, ou *Maximum Power Point Tracking - MPPT*, é a estratégia de controle utilizada para maximizar a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em função das condições de operação.

E, conforme verificado nas Figuras 4.13, 4.14 e 4.15 do capítulo anterior, a variação da irradiância sobre o módulo fotovoltaico provoca picos variados de potência na curva P-V. Com isso, para lidar com as complexidades e buscar técnicas de controle eficientes, observa-se na literatura grande esforço para desenvolver novas técnicas de controle para os circuitos conversores, indo da implementação de algoritmos genéricos a sistemas baseados em inteligência artificial.

Nesse sentido, os inversores, além da função de conversão CC/CA, possuem a tarefa de fazer com que a saída do sistema se encontre em um ponto de geração ótimo e máxima eficiência. Constitui necessidade imperiosa que a técnica do rastreamento do máximo ponto de potência seja adequada e se adapte às diversas variáveis inerentes à operação do sistema, como a variação dos pontos de acordo com as condições climáticas. Nesta senda, justifica-se a grande busca por algoritmos capazes de tornar mais eficiente tal rastreamento, a fim de que o inversor opere com a confiabilidade desejada, sem que ele opere em falsos pontos de máxima potência, ou máximos locais, assim como ocorre em sombreamentos parciais em módulos fotovoltaicos.

Pode-se citar dois métodos de rastreamento do ponto de máxima potência:

1. Método indireto: utiliza o sinal de referência para estimar o ponto de máxima potência (tensão fixa, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito);
2. Método direto: utiliza medições em tempo real da corrente e da tensão na entrada do inversor (P&O, condutância incremental, por exemplo).

As Unidades de Condicionamento de Potência - UCP da UFV da FT-UnB são dotadas de *MPPT Scan*, conforme ABB (Itália, 2018), funcionalidade em que é permitida a definição de intervalos de rastreamento do ponto de máxima potência.

5.3 DO TEMPO DE GARANTIA E O TEMPO MÉDIO ENTRE FALHAS

Comumente, ao se tratar de sistemas fotovoltaicos, convencionou-se dizer que a vida útil do sistema é de 25 anos. E esse lapso temporal tem sido utilizado de maneira irrestrita, especialmente para se estimular nos clientes e potenciais compradores expectativas de lucratividades com possível investimento em sistema de geração distribuída, para criação de sistema de compensação energética, economizando-se, assim, com a fatura de energia elétrica.

Por outro lado, vale destacar que esse sistema que se pretende adquirir é composto por diversos componentes, como já explanado neste trabalho. Um dos dispositivos mais importantes é a Unidade de Condicionamento de Potência, que na maioria dos casos é o inversor (ABNT, 2019).

O citado equipamento é composto por diversos componentes elétricos e eletrônicos e dispositivos semicondutores, que possuem vida útil menor que os 25 anos supramencionados, como os capacitores eletrolíticos. Uma falha em algum desses dispositivos, como os capacitores, implica a paralisação do inversor, e até que se realize a devida substituição do dispositivo, o sistema não injetará a energia produzida na rede de distribuição.

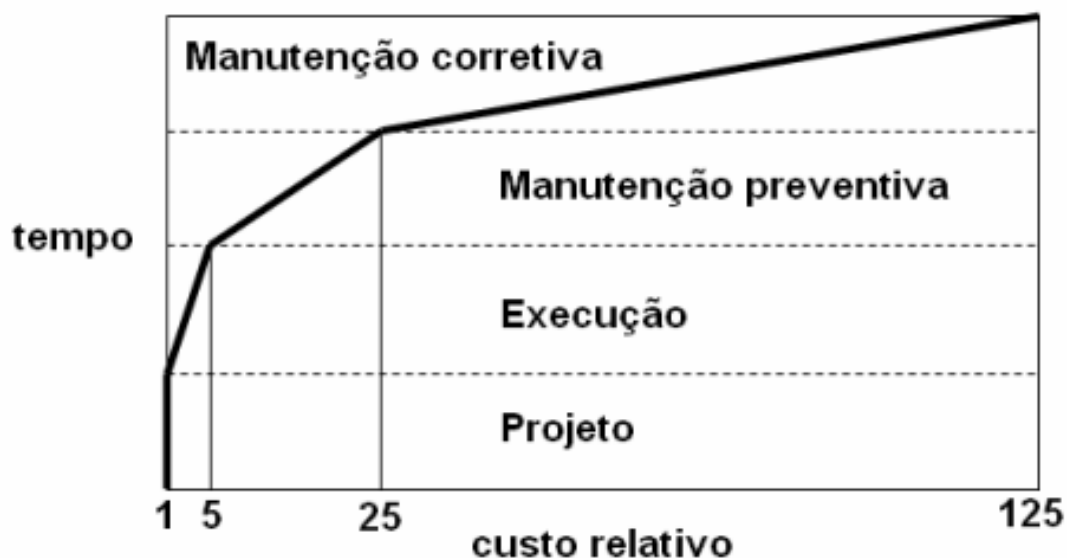
Por conseguinte, percebe-se a essencialidade da disponibilidade dos diversos dispositivos eletrônicos para a produção energética de maneira contínua, de forma a se manter o período estimado de investimento. Qualquer período de desligamento das unidades de condicionamento de potência significa tempo perdido de geração energética, e implica perdas monetárias no investimento realizado.

5.4 DO PLANO DE MANUTENÇÃO, OPERAÇÃO E CONTROLE - PMOC

Conforme apresentado até então, exige-se que os dispositivos e elementos integrantes do sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição tenham elevada disponibilidade, de maneira que sejam mantidos os índices de geração energética e o prazo esperado para o investimento realizado por algum cliente, por exemplo.

Nesta seara, constata-se a premente necessidade de estabelecer eficientes rotinas de manutenção preditiva, preventiva e corretiva, no intuito de se reduzir e evitar a ocorrência de falhas,

Figura 5.6. Regra de Sitter.



Fonte: Sitter, 1984.

por meio de testes, medições, inspeções e demais serviços inerentes à natureza dos serviços técnicos de engenharia e manutenção. Destaca-se que tais serviços devem ser executados por profissionais devidamente habilitados e qualificados.

Importa, ainda, ressaltar o versado pela Lei de Sitter, ou "Regra dos 5", em que é definido que, com o decorrer do tempo, os custos de manutenção corretiva são 5 (cinco) vezes mais onerosos que os de manutenção preventiva.

Assim, torna-se necessário, sob a ótica da otimização de recursos, focar em rotinas de manutenção preventiva, as quais, muitas das vezes, são executadas sem a interrupção dos sistemas e permitem a obtenção de diagnósticos preventivos a respeito de determinado sistema, de maneira que sejam evitados danos e falhas que impactem em maior escala os níveis esperados de geração de energia elétrica.

Porém, ressalta-se que as rotinas de manutenção preventiva devem ser estabelecidas de acordo com critérios técnicos bem definidos, em respeito às recomendações dos fabricantes e às boas práticas da Engenharia, por meio de métodos de estudo e ensaios já consolidados pela comunidade científica.

A norma ABNT NBR 16.274/2014 é bem sucinta quando trata de rotina de manutenção periódica, conforme já versado neste trabalho, porém a recomendação é clara e objetiva na

seção referente aos relatórios de verificação do sistema, na qual é prevista a elaboração de um relatório para verificações periódicas, no qual deve ser incluída uma lista de todas as falhas e recomendações para reparos ou melhorias (como a atualização do sistema para atender a normas mais atualizadas).

Esta preocupação com as rotinas de manutenção periódicas de sistemas integrantes de edificações não é novidade. Como exemplo, podem ser citados os sistemas de climatização, os quais, por impactarem em questões relacionadas à saúde coletiva, ensejaram a exigência por meio da Lei Federal nº 13.589/2018, de 4 de janeiro de 2018, que dispõe sobre a manutenção de instalações e equipamentos de sistemas de climatização de ambientes.

Esse normativo exige a disposição de Plano de Manutenção, Operação e Controle – PMOC dos sistemas de climatização para os edifícios de uso público e coletivo que possuem ambientes de ar interior climatizado artificialmente.

Ademais, exorta-se para duas Normas Regulamentadoras - NRs - Ministério do Trabalho e Previdência, as quais são disposições complementares do Capítulo V (Da Segurança e da Medicina do Trabalho) do Título II da Consolidação das Leis do Trabalho - CLT, conforme Lei nº 6.514, de 22 de dezembro de 1977 (LEI, 1977).

Primeiramente, cita-se a NR-10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade, a qual deve ser objeto de amplo conhecimento para os profissionais que trabalhem com sistemas fotovoltaicos, haja vista tratar-se de normativo que estabelece requisitos mínimos de atuação para a garantia da segurança no trabalho (NR, 2004).

E, também, ganha-se destaque para o conhecimento a respeito da NR-35 - Trabalho em altura, tendo em vista que grande parte dos sistemas fotovoltaicos são instalados sobre os telhados das edificações. Abaixo, transcreve-se trecho desse normativo, a fim de que seja verificada a sua aplicabilidade na área de sistemas fotovoltaicos (NR, 2012):

35.1.1 Esta Norma estabelece os requisitos mínimos e as medidas de proteção para o trabalho em altura, envolvendo o planejamento, a organização e a execução, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores envolvidos direta ou indiretamente com esta atividade.

35.1.2 Considera-se trabalho em altura toda atividade executada acima de 2,00 m

(dois metros) do nível inferior, onde haja risco de queda.

5.4.1 Análise termográfica por infravermelho

Um dos métodos utilizados na inspeção do sistema fotovoltaico, que também integra os procedimentos de comissionamento de sistemas fotovoltaicos, com vistas à aplicação das técnicas de manutenção preditiva e preventiva, é a análise termográfica por infravermelho (ou *infrared* - *IR*). Esta técnica faz a medição da radiação emitida pela superfície de qualquer corpo no comprimento de onda do infravermelho, por meio do aparelho ilustrado na Figura 5.7.

Figura 5.7. Aparelho para análise termográfica por *IR*.



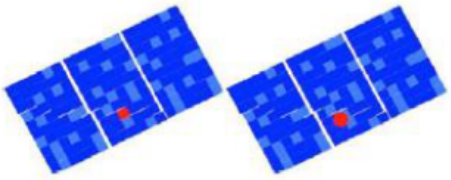



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 5.8 apresenta o ábaco de identificação de padrões térmicos por infravermelho, com o intuito de facilitar a análise termográfica dos módulos fotovoltaicos.

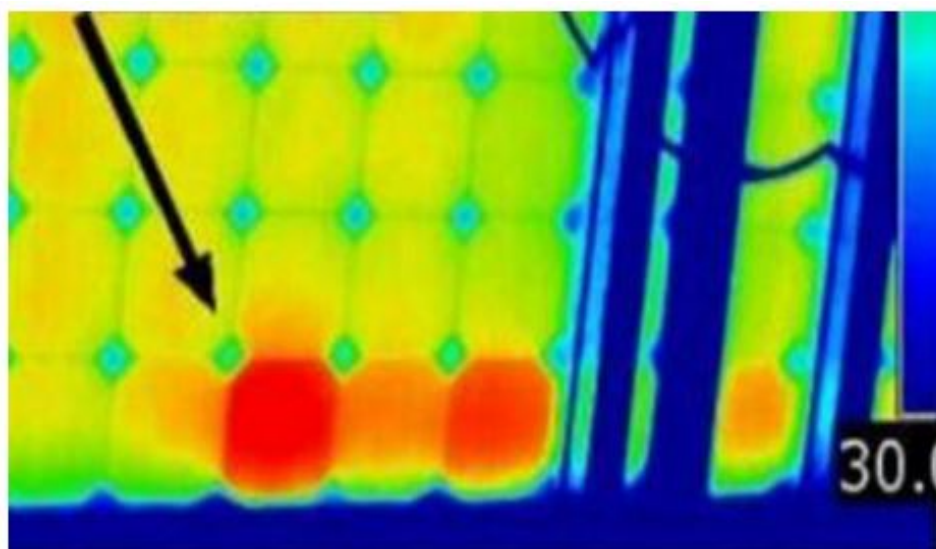
Desta feita, a partir dos dados obtidos da análise termográfica por infravermelho, é possível identificar grande parte dos defeitos que se apresentam nos sistemas fotovoltaicos, haja vista que a maioria dos defeitos implica as alterações nas temperaturas das células, o que pode ser identificado por este método apresentado.

As Figuras 5.9 e 5.10 apresentam exemplos de resultados de identificação de degradações e possíveis problemas pela análise termográfica com infravermelho.

Figura 5.8. Padrão Térmico de Infravermelho.

Tipo de falta	Padrão Térmico IR
<p>Células curto-circuitadas Sombreamento parcial</p>	
<p>Degradação induzida por potencial - PID</p>	
<p>Série fotovoltaica em circuito aberto Diodo de <i>bypass</i> com defeito Curto-circuito interno</p>	
<p>Módulo em circuito aberto Falha na conexão do sistema</p>	

Fonte: VATH, 2016 (adaptado) e (SILVA, 2018).

Figura 5.9. Exemplo de identificação de degradação pela análise com *IR*.

Fonte: (RELANCIO; RECUERO, 2010).

Figura 5.10. Exemplo de identificação de degradação pela análise com *IR* por meio de *drone*.



Fonte: (NAICKER, 2018; LOPES, 2022).

Para sistemas fotovoltaicos compostos por muitos módulos, uma técnica muito eficiente é a utilização de *drone* com câmera termográfica acoplada, o que torna a análise requerida mais facilitada (LOPES, 2022).

Outro defeito identificado pela análise termográfica é a degradação induzida por potencial. Trata-se de degradação induzida pela luz, por diferentes causas, implicando a redução da eficiência das células fotovoltaicas. Geralmente, é percebido por curta duração, apenas nos primeiros minutos de exposição das células à luz.

De acordo com estudos recentes, as células de filmes finos de silício amorfo são as mais afetadas por essa degradação, devido ao efeito de Staebler-Wrosnki (VILLALVA, 2021).

5.4.2 Limpeza periódica

Ante o exposto, verifica-se que as sujidades representam importantes fontes de perdas e danos aos sistemas fotovoltaicos.

Cuidados específicos devem ser adotados nos procedimentos de limpeza dos módulos, com o fim de evitar que o vidro de cobertura dos módulos sejam arranhados por partículas abrasivas, o que pode ensejar, em casos mais graves, a substituição do módulo danificado, com geração de custos extras e impacto no retorno do investimento.

Deve ser evitado, por conseguinte, o uso de sabão e joias, dando-se preferência à água com a

utilização de flanela ou outro material macio. Também, não se deve pisar as faces dos módulos, como forma de evitar fissuras em sua cobertura.

Ainda com relação aos procedimentos de limpeza dos módulos, impõe-se que seja ela realizada no início da manhã ou no fim da tarde, de maneira a impedir que o vidro seja danificado com possível choque térmico (PINHO; GALDINO, 2014; FOLTZ, 2021).

Destaca-se, aqui, que técnicas são desenvolvidas com o objetivo de automatizar a limpeza dos módulos FV, ou que pelo menos facilitem os procedimentos usuais, conforme Naicker (2018) que apresenta a utilização de tratores para a execução da limpeza dos módulos (Figura 5.11).

Figura 5.11. Exemplo de tratores utilizados para a limpeza dos módulos FV.



Fonte: (NAICKER, 2018).

De toda sorte, é obrigatório respeitar os requisitos estabelecidos pela NR 35 - Trabalho em altura, haja vista que a limpeza, no caso dos módulos FV instalados sobre telhados, constitui atividade em altura.

5.4.3 Inspeção visual

Outro procedimento simples e importante para a manutenção periódica dos sistemas fotovoltaicos é a inspeção visual, que consiste na observação pormenorizada do estado de conservação de todo o sistema.

Primeiramente, a respeito dos módulos FV, deve ser observado o estado de limpeza e conservação de sua superfície, observando se há sujeira, resíduo ou avaria. Também, devem ser checadas a caixa de junção e a caixa de terminais, geralmente localizadas na parte posterior do módulo, a fim de se comprovar a integridade das conexões e estado de conservação do invólucro.

Ressalta-se que, conforme ABNT (2020a), a caixa de junção (Figura 5.12) é o invólucro no qual subarranjos fotovoltaicos, séries fotovoltaicas ou módulos fotovoltaicos são conectados em paralelo, e que pode alojar dispositivos de proteção e/ou manobra.

Por seu turno, a caixa de terminais é o invólucro no qual estão montados os diodos de desvio entre conjuntos de células do módulo fotovoltaico.

Figura 5.12. Caixa de terminais com os diodos de desvio de determinado módulo fotovoltaico, inclusive com a ilustração dos conectores MC4.



Fonte: (TALIULE, 2020).

A estrutura metálica de apoio dos módulos também é um elemento importante, que deve ser avaliada quanto aos seguintes aspectos: integridade, apertos de parafusos, estados de oxidação, condição do apoio à superfície, sujidades depositadas sobre a estrutura, entre outros.

Adverta-se que falhas nessa estrutura podem gerar graves danos e prejuízos tanto a pessoas, quanto a subsistemas integrantes da edificação, tais como: telhados, impermeabilizações, platibandas, entre outros.

Ademais, deve-se constatar se os cabos que conectam as séries fotovoltaicas estão devidamente conectados e bem dispostos; e, da mesma forma, se os eletrodutos que por ventura

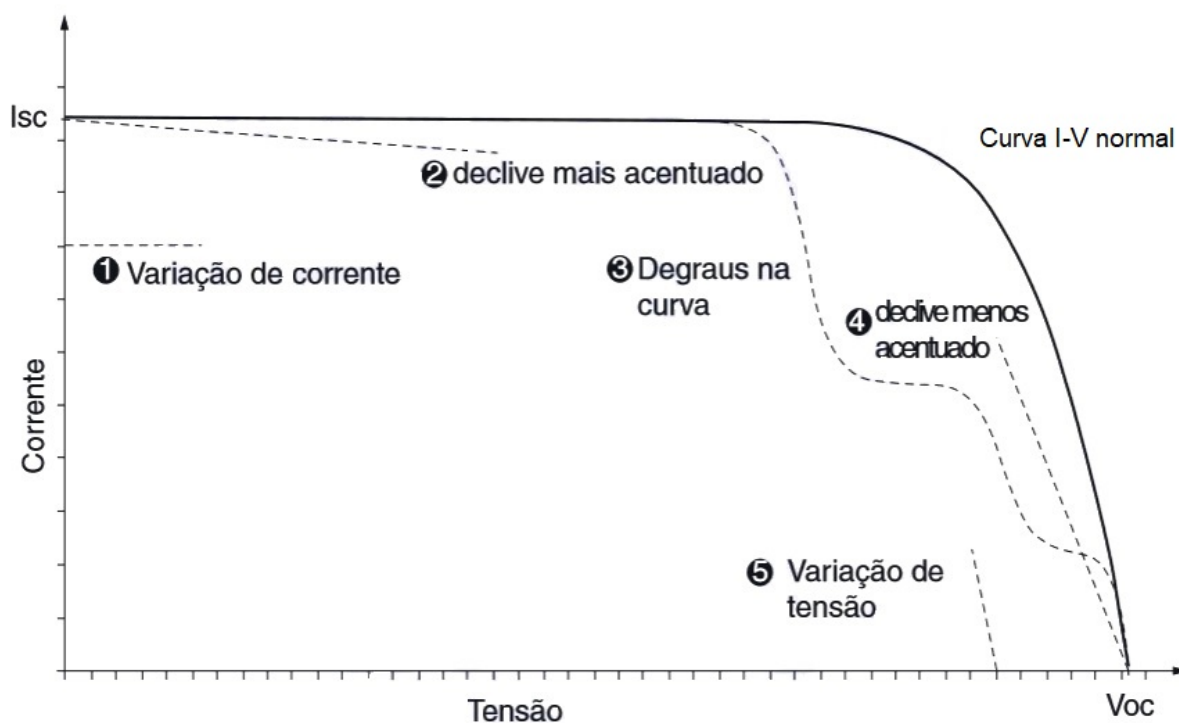
estejam protegendo e conduzindo o cabeamento citado, estão íntegros e devidamente fixados.

5.4.4 Avaliação da curva I-V

Ademais, há outro procedimento cediço na área de sistemas fotovoltaicos, que é a caracterização da curva I-V dos módulos, séries e arranjos, e visa avaliar a forma da curva obtida e, assim, elaborar diagnósticos a respeito do funcionamento do sistema.

A norma técnica ABNT NBR 16274/2014 - Anexo C traz um guia de análise da curva I-V, conforme apresentado na Figura 5.13.

Figura 5.13. Variações na forma da curva I-V.



Fonte: NBR 16274, 2014.

Abaixo, apresenta-se breve resumo do diagnóstico sugerido para cada variação indicada no roteiro da sobredita norma técnica:

1. Variação de corrente: arranjo fotovoltaico sujo ou obstruído, módulos FV degradados, dados dos módulos FV ou do número de séries FV em paralelo fornecidos incorretamente,

problema de calibração ou de medição do sensor de irradiância, sensor de irradiância não montado no plano fotovoltaico, entre outros;

2. Declive mais acentuado: caminhos de corrente elétrica (*shunt*) nas células fotovoltaicas e/ou descasamento da corrente de curto-circuito dos módulos;
3. Degraus na curva: o arranjo fotovoltaico ou módulo parcialmente sombreado, célula/módulo fotovoltaico danificado(a) e/ou diodo de *bypass* curto-circuitado;
4. Declive menos acentuado: danos ou falhas no cabeamento do arranjo fotovoltaico (ou cabos insuficientemente dimensionados), falhas nas interconexões dos módulos ou arranjos fotovoltaicos (conexões ruins) e/ou aumento da resistência série do módulo;
5. Variação de tensão: número errado de módulos na série fotovoltaica, temperatura de célula diferente da utilizada no modelo (a depender, também, das condições climáticas), sombreamento significativo e uniforme em toda a célula/módulo/série fotovoltaica e/ou diodo de *bypass* totalmente em condução/curto-circuito.

Porém, o considerável custo para a aquisição de equipamento traçador de curva I-V dificulta o seu uso em rotinas de manutenção periódica por pequenas empresas.

5.4.5 Medidas de grandezas elétricas

Em complemento às rotinas de manutenção apresentadas, podem ser realizadas medições de parâmetros e grandezas elétricas do sistema, tais como: a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito. Os valores obtidos devem ser comparados com os valores teóricos esperados, com o fim de identificar possíveis fontes de danos ou falhas.

Para tanto, alguns cuidados devem ser tomados quando da realização dessas medições, para não se chegar a conclusões precipitadas a respeito delas. Para a medição da tensão de circuito aberto, deve-se verificar a temperatura do módulo com termômetro infravermelho, para que se faça a respectiva correção do valor de tensão, haja vista a considerável influência da temperatura na tensão de circuito aberto do módulo FV (ABNT, 2014; LOPES, 2022).

E, no caso da corrente de curto-circuito, deve-se verificar a irradiância medida no plano

do módulo, haja vista a forte influência do valor de irradiância na corrente de curto-circuito apresentada na curva I-V do módulo.

5.4.6 Das rotinas do PMOC

Primeiramente, considera-se a Tabela 5.1, que apresenta os subsistemas integrantes do Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC proposto.

Tabela 5.1. Subsistemas integrantes do PMOC

Subsistemas
Módulos FV
Conector
Condutor
Caixas de junção e de terminais
Estrutura de fixação
Unidade de Condicionamento de Potência
Quadro Elétrico
Banco de baterias
SPDA

Fonte: Autoria própria.

Diante do exposto até então, e conforme rotinas detalhadas neste trabalho, propõe-se o Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC apresentado nas Tabelas 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 para os sistemas fotovoltaicos em geral, conforme periodicidades definidas para cada conjunto de rotinas, quais sejam: Semanal, Mensal, Bimestral, Semestral e Anual.

As periodicidades foram definidas em consonância com as boas práticas adotadas na área de manutenção de sistemas elétricos e fotovoltaicos.

Ressalta-se que a periodicidade de limpeza dos módulos, por exemplo, pode variar para cada região de instalação de determinado sistema, a depender das condições climáticas daquele local, tendo em vista que a água da chuva pode facilitar a autolimpeza dos módulos. Por outro lado, regiões com grande incidência de poeira e pouca chuva podem ensejar limpezas mais recorrentes.

Tabela 5.2. Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Semanal

Descrição	Periodicidade	Subsistema
Inspecionar visualmente o funcionamento da UCP: geração e alertas	Semanal	UCP
Realizar acompanhamento da geração do sistema FV por meio de sistema de monitoramento da UCP ou sistema supervisorio específico	Semanal	UCP

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5.3. Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Mensal

Descrição	Periodicidade	Subsistema
Realizar acompanhamento da geração do sistema FV por meio de medições periódicas da concessionária (quando SFCR)	Mensal	UCP
Avaliar externalidades que impactem no desempenho do sistema: novos subsistemas em telhados, novas edificações, necessidades de podas em árvores	Mensal	Externo
Inspecionar visualmente estado geral dos módulos fotovoltaicos: danos nos vidros e estado de limpeza	Mensal	Módulo FV
Inspecionar visualmente estado geral de isolamento dos conectores	Mensal	Conector
Inspecionar visualmente estado geral de isolamento e integridade das caixas de junção e de terminais	Mensal	Caixas
Inspecionar visualmente estado geral de isolamento e organização dos condutores	Mensal	Condutor
Inspecionar visualmente estado geral da estrutura de fixação dos módulos	Mensal	Estrutura de fixação
Inspecionar visualmente estado geral da Unidade de Condicionamento de Potência - UCP	Mensal	UCP
Inspecionar visualmente estado geral do Quadro Elétrico	Mensal	Quadro Elétrico
Inspecionar visualmente estado geral do Banco de Baterias	Mensal	Banco de baterias

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5.4. Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Bimestral

Descrição	Periodicidade	Subsistema
Realizar limpeza dos módulos FV, especialmente quando da falta de chuvas e/ou excesso de partículas suspensas e sujidade no local. Observação: ressalta-se que a periodicidade de limpeza pode variar para cada região de instalação de determinado sistema, a depender das condições climáticas daquele local	Bimestral	Módulos FV

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5.5. Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Semestral

Descrição	Periodicidade	Subsistema
Realizar análise termográfica por <i>IR</i> em todos os subsistemas, em busca de pontos quentes, os quais podem indicar possíveis falhas em conexões que criem pontos de aquecimento	Semestral	Todos
Realizar limpeza da UCP e seus dispositivos (ventilador, etc)	Semestral	UCP
Realizar medições e reapertos em conectores	Semestral	Conector
Realizar limpeza, medições e reapertos gerais no Quadro Elétrico	Semestral	Quadro Elétrico
Realizar limpeza, medições e reapertos gerais nas caixas de junção e de terminais	Semestral	Caixas
Realizar limpeza e reapertos em estrutura de fixação, com a eliminação e o tratamento de possíveis sinais de oxidação	Semestral	Estrutura de fixação
Realizar limpeza, medições e reapertos gerais no Banco de Baterias	Semestral	Banco de Baterias
Realizar reorganização na disposição dos cabos CC, conforme a necessidade	Semestral	Condutores
Realizar inspeção e verificações gerais no sistema de proteção contra descargas atmosféricas, com a respectiva emissão de laudo, conforme normativos vigentes	Semestral	SPDA

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5.6. Plano de Manutenção e Operação e Controle - PMOC: Anual

Descrição	Periodicidade	Subsistema
Realizar avaliação da curva I-V do sistema fotovoltaico	Anual	Módulos FV
Realizar avaliação do comportamento estrutural do meio em que está instalado o sistema fotovoltaico: telhado, laje, etc	Anual	Estrutura de fixação

Fonte: Autoria própria.

5.5 ASPECTOS SOBRE O RETORNO DE INVESTIMENTO

Conforme Tomada de Preços n° 001/2019, conduzida pela Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos - FINATEC, a empresa que realizou a instalação da Usina Fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia - FT na UnB foi classificada e habilitada no respectivo certame com a proposta no valor de R\$ 556.385,17 (quinhentos e cinquenta e seis mil trezentos e oitenta e cinco reais e dezessete centavos).

Visando à avaliação dos aspectos econômicos do objeto de estudo deste trabalho, rememore-se a Chamada ANEEL n° 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior, na qual foi enviada proposta para a implantação de projeto piloto de eficiência energética na Universidade de Brasília.

Com a implementação de medidas de economia de energia elétrica (instalação de lâmpadas LED e substituição de aparelhos de ar-condicionado), além da instalação da minigeração fotovoltaica, esperava-se que a Faculdade de Tecnologia - FT tivesse redução de consumo de energia elétrica de 909,94 MWh/ano, bem como a redução da demanda no horário de ponta de 306,93 kW.

Avaliou-se, assim, a relação custo-benefício (RCB) da proposta, e verificou-se a viabilidade do projeto. Consta, afinal, que a energia anual economizada esperada era de 228,00 MWh/ano.

Adicione-se que esse sistema proporcionou o benefício anual total de R\$ 78.641,76 (setenta e oito mil seiscentos e quarenta e um reais e setenta e seis centavos). Sabe-se que, conforme Souza (2006), a fórmula para o cálculo do *payback* simples é dada pela expressão apresentada na Equação 5.2.

$$\textit{Payback/Simples} = \frac{\textit{Investimento}}{\textit{Ganho}} \quad (5.2)$$

Então, para o investimento realizado por meio do valor praticado na Tomada de Preços n° 001/2019 - FINATEC, bem como para o benefício anual esperado para este sistema, obtém-se que o *payback* desse projeto é de 7,07 anos, valor compatível com o que é praticado no mercado fotovoltaico atualmente.

Acrescenta-se, ainda, a respeito da possibilidade de cálculo do retorno de investimento sob a óptica do *payback* descontado; também conforme Souza (2006), esse índice pode ser considerado como uma forma aperfeiçoada do *payback* simples, em que se consideram descontos no fluxo de caixa com a aplicação de uma taxa mínima atrativa.

A Equação 5.3 traduz, de maneira simplificada, essa metodologia.

$$\textit{Payback/Descontado} = \frac{\textit{Investimento}}{\textit{Ganho} - \textit{Descontos}} \quad (5.3)$$

Porém, como não há dados mais detalhados a respeito do investimento realizado, especialmente no que se refere às taxas de desconto no fluxo de caixa, não é possível estimar o valor do *payback* descontado para o caso em estudo, mas pode-se afirmar que se trata de valor superior ao do *payback* simples, de 7,07 anos.

Nesse aspecto, ressalta-se que, com a entrada em vigor da Lei n° 14.300/2022, devem ser realizados novos estudos de retorno do investimento para as novas instalações, haja vista as novas condições de negócios impostas pela nova regulamentação. Também, constitui necessidade imperiosa a análise do retorno do investimento por meio de índices que melhor se adaptem ao caso concreto em estudo.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ressalta-se que foi possível versar sobre questões técnico-econômicas, especialmente os procedimentos e as rotinas de manutenção preditiva, preventiva e corretiva que compõem o Plano de Manutenção, Operação e Controle - PMOC dos sistemas fotovoltaicos.

Adicione-se, por fim, que foram identificadas diversas fontes de falhas e danos que afetam o

desempenho e a vida útil desses sistemas. E, conhecidas essas fontes, foram propostas medidas que colaboram para evitar a ocorrência de falhas e danos.

ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS

6.1 DOS RESULTADOS DE DESEMPENHO

6.1.1 Contextualização

Inicialmente, vale elucidar que a partir da instalação da Usina Fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia - FT da Universidade de Brasília - UnB, no último trimestre de 2019, somente em maio/2020 foram obtidos os primeiros dados pelo sistema de monitoramento remoto das Unidades de Condicionamento de Potência - UCP.

Nesse contexto, devido a problemas de conectividade, o subsistema 1 ficou sem conexão à *internet*, razão pela qual não enviou os dados de geração desde agosto/2020 até outubro/2021; entretanto, ao fim desse período, o problema foi solucionado e foram obtidos os dados para a análise de desempenho do sistema.

Cabe ressaltar, portanto, que neste trabalho é feita a avaliação do desempenho dos subsistemas 2 e 3 para os anos de 2021 e 2022, e do subsistema 1 para 2022, devido à questão supra dos dados, haja vista que para este, há dados em 2022, e para aqueles, também em 2021.

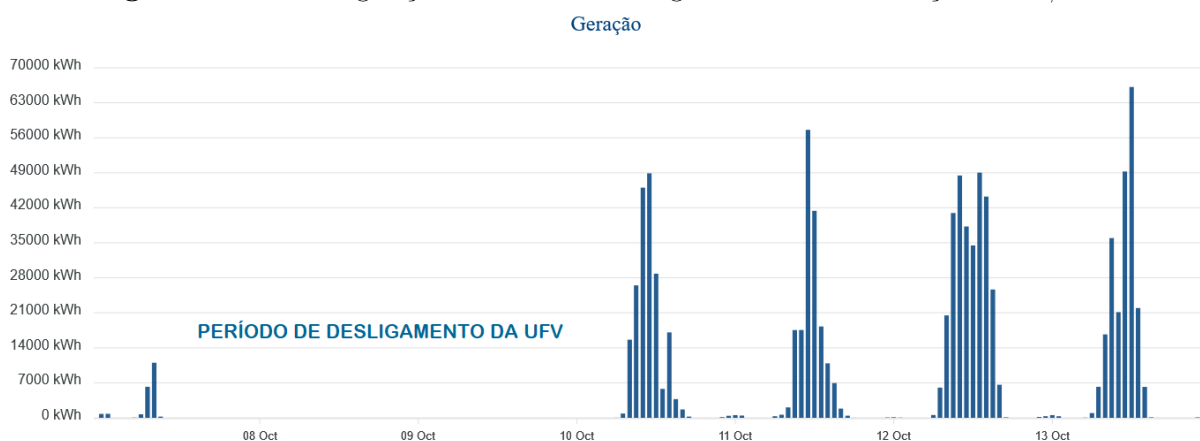
6.1.2 Do perfil da carga da Faculdade de Tecnologia - FT/UnB

Após a instalação da Usina Fotovoltaica na Faculdade de Tecnologia - FT/UnB, foi instalado um medidor, modelo MD30, número de série 30000247, fabricante Embrasul, na entrada de energia elétrica da subestação daquela edificação, considerado como o ponto de acoplamento comum. O medidor funcionou durante o ano de 2020 e parte de 2021, até apresentar defeito e necessitar de substituição.

No período de 07/10/2020 a 10/10/2020, foram realizados experimentos, mediante o desli-

gamento da Usina Fotovoltaica - UFV-FT/UnB, conforme dados de geração apresentados na Figura 6.1, com vistas à obtenção do perfil da curva de carga da edificação sem o efeito de compensação do sistema fotovoltaico, conforme ilustra a Figura 6.3. No referido perfil, verifica-se que o último registro de geração foi às 09h00 do dia 07/10/2020, provável momento de desligamento da UFV. E, o próximo registro de geração, após a interrupção, foi às 07h00 do dia 10/10/2020.

Figura 6.1. Perfil de geração na entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB.



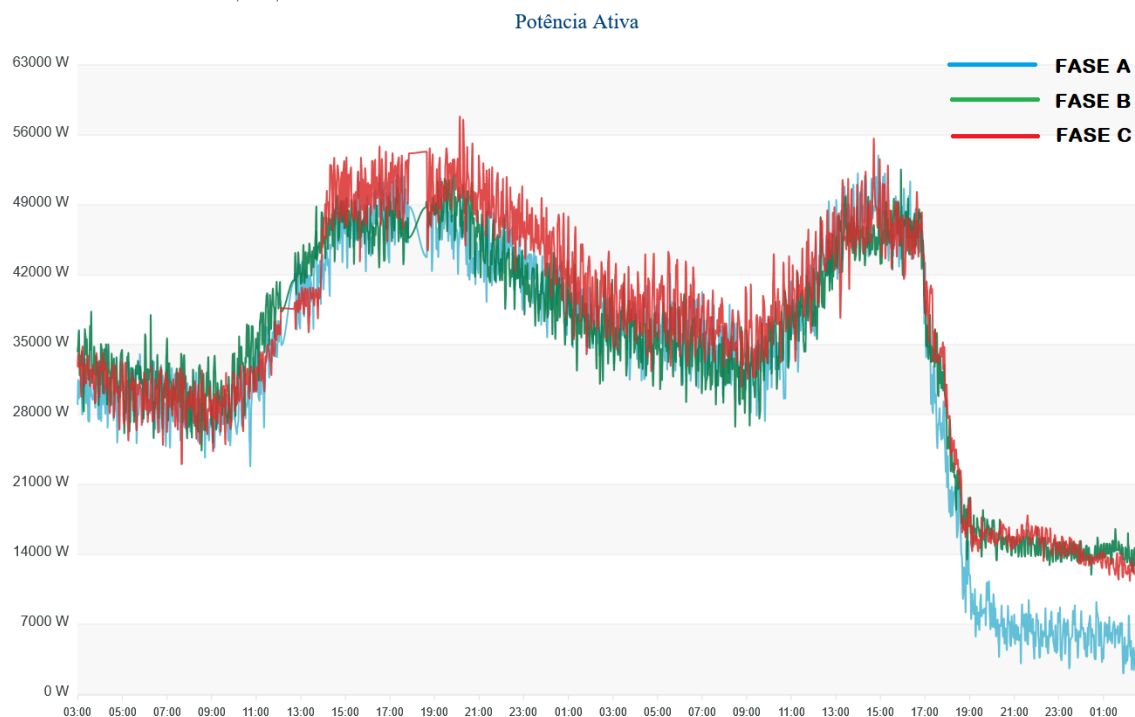
Fonte: SIGE, 2020.

Figura 6.2. Perfil da curva de Potência Ativa nas fases da entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB.



Fonte: SIGE, 2020.

Figura 6.3. Perfil da curva de Potência Ativa nas fases da entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB nos dias 08 e 09/10/2020.



Fonte: SIGE, 2020.

A Figura 6.2 explicita as curvas de potência ativa para as 3 fases (vermelha, verde e azul) medidas no ponto de acoplamento comum, na entrada de energia elétrica da edificação. O período apresentado para estas curvas é de 06/10/2020 a 13/10/2020. Já a Figura 6.3 contém apenas o período de 08/10/2020 a 09/10/2020, compreendido no período do teste supracitado, de desligamento da usina fotovoltaica.

De fato, verifica-se que durante os testes realizados, a potência ativa aferida pelo medidor é superior aos dos demais dias, fora do intervalo citado, o que corrobora a premissa de compensação energética gerada pela atuação do sistema fotovoltaico.

Inclusive, durante a operação do respectivo sistema fotovoltaico, o medidor afere dados negativos de potência ativa, o que representa valores maiores de geração em comparação com os de consumo, também devido às condições de carga daquele momento.

Nesse sentido, é válido destacar que no período em referência, ainda que os realizadores dos testes tenham ligado algumas cargas elétricas, como iluminação e aparelhos de ar condicionado, o ensino na Universidade de Brasília, especificamente na Faculdade de Tecnologia, estava suspenso na modalidade presencial, tendo em vista as restrições geradas pela pandemia

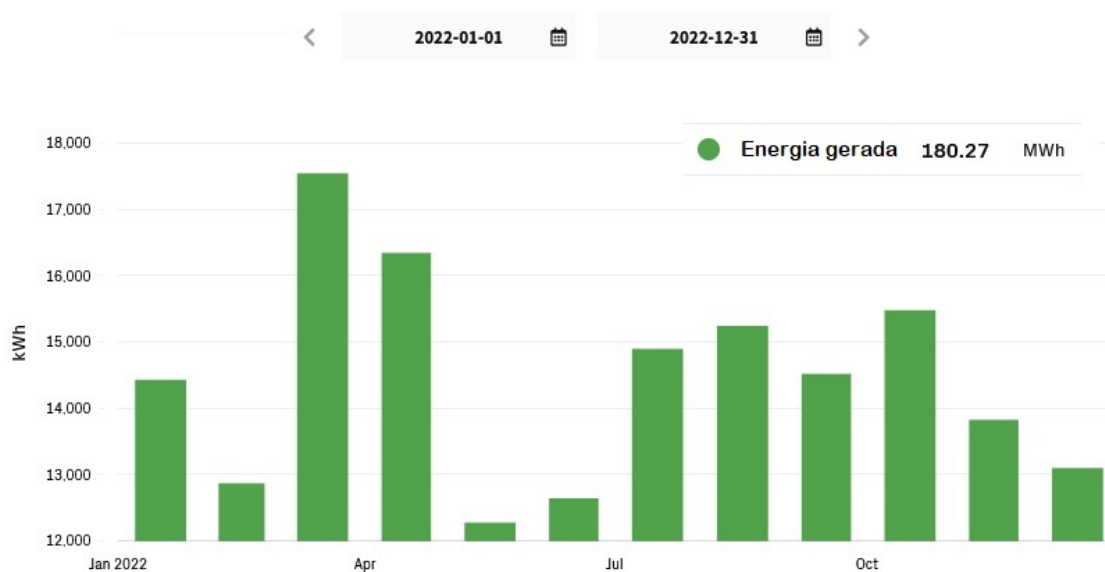
da COVID-19.

6.1.3 Dos resultados do ano de 2022

A Figura 6.4 apresenta a produção energética da UFV - FT/UnB em 2022, dados extraídos do sistema de monitoramento da *Aurora Vision*[®] - *Plant Management Platform*. Constatou-se a geração de 180,27MWh no ano de 2022.

Ressalta-se que, de acordo com a Chamada ANEEL n° 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D, a energia gerada esperada por esse sistema seria de 228,00MWh/ano, constatando-se uma diferença de cerca de 20% para o valor aferido pelo sistema.

Figura 6.4. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022.



Fonte: *Aurora Vision*, 2023.

Diante da acentuada diferença entre o valor esperado e o aferido para o ano de 2022, torna-se necessária uma investigação acerca dos motivos, fontes de perdas e danos e/ou imprecisões que justifiquem a aludida diferença.

Primeiramente, recalcula-se o valor de geração esperado, por meio de expressão básica e bastante difundida na área de sistemas FV (PINHO; GALDINO, 2014), apresentada pela Equação 6.1.

$$E = P_t * I_m * T * \eta \quad (6.1)$$

Em que:

E é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em determinado período (kWh);

P_t é a potência de pico do sistema fotovoltaico em análise (kWp);

I_m é a irradiação solar média (kWh.m²/dia);

η é o rendimento esperado do sistema (%);

T é o período em análise (dias).

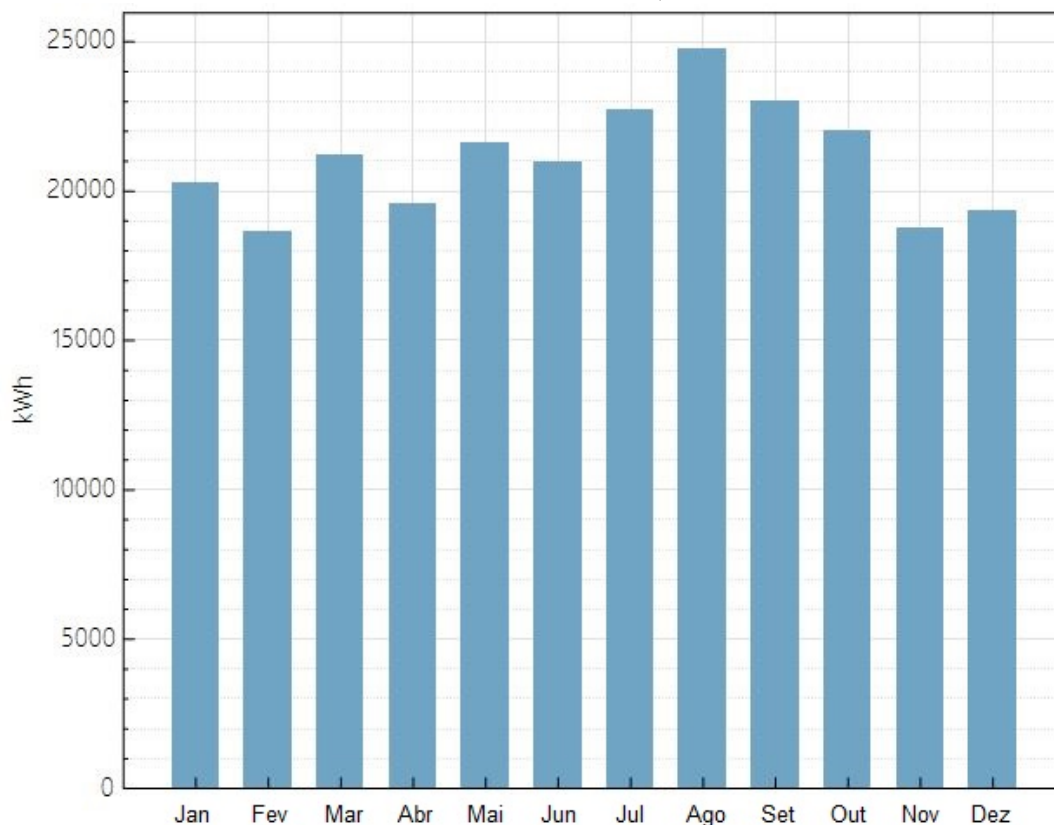
Sendo P_t de 150,75kWp, I_m de 5,278kWh.m²/dia, conforme dados do LABREN - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia do INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2017), η de 80% e T de 1 ano, chega-se à geração esperada de 232,33MWh/ano, aproximadamente, valor muito próximo da estimativa supramencionada.

Em seguida, verifica-se o valor a ser obtido por meio da simulação com o *software SAM*. Numa primeira análise, utilizou-se a forma mais simples de dimensionamento, com 450 módulos, 3 inversores, baixos percentuais de perdas, sem detalhamento tridimensional do arranjo utilizado. A Figura 6.5 apresenta a geração anual estimada para o primeiro ano de operação, de 252,68MWh/ano, com base nas premissas utilizadas.

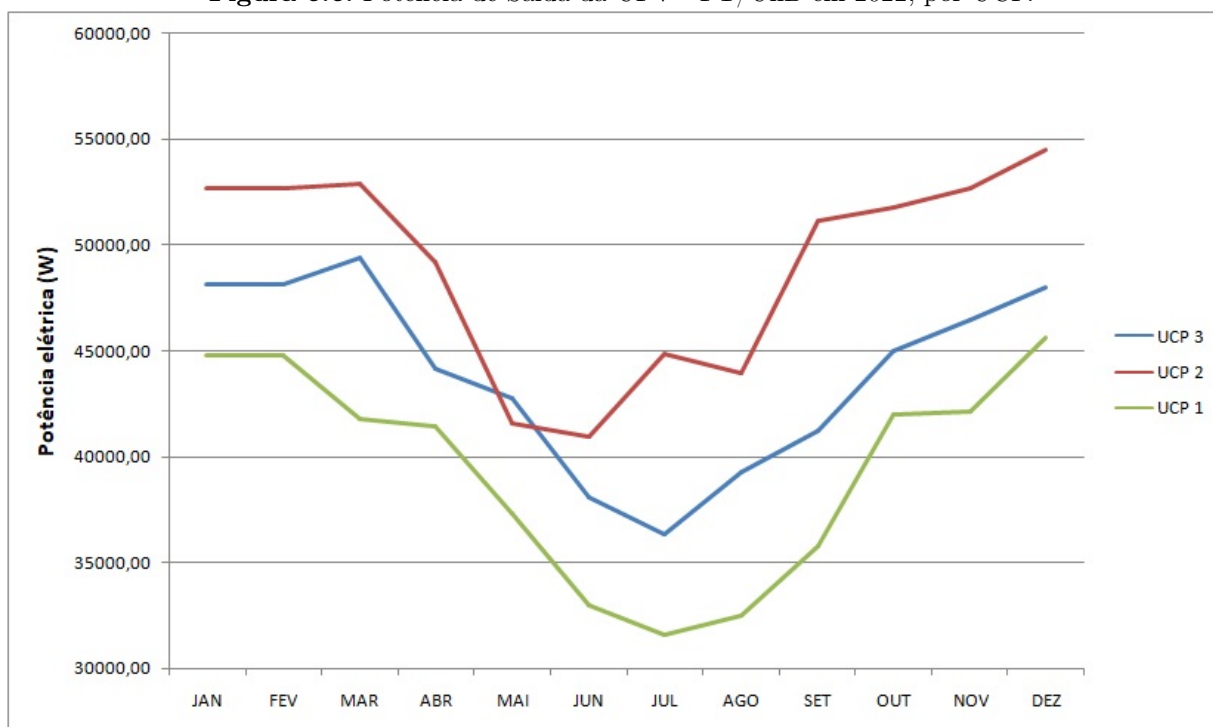
Diante do resultado obtido na simulação, percebe-se, ainda, a necessidade de melhor se estimar as perdas consideradas para o sistema, bem como se detalhar o arranjo fotovoltaico projetado no *software* utilizado, para bem representar a estimativa de geração do sistema a ser instalado.

Ainda, para melhor verificar o impacto do arranjo fotovoltaico na geração do sistema, a Figura 6.6 apresenta a potência de saída da UFV - FT/UnB em 2022 por UCP, conforme dados obtidos do sistema *Aurora Vision*[®] - *Plant Management Platform*.

Constata-se que, diante da disparidade de arranjos e externalidades (presenças de indivíduos arbóreos, entre outros), há notável diferença entre a produção energética dos 3 subsistemas que integram a UFV em estudo.

Figura 6.5. Produção Energética da UFV - FT/UnB via simulação no SAM.

Fonte: SAM, 2023.

Figura 6.6. Potência de Saída da UFV - FT/UnB em 2022, por UCP.

Fonte: Aurora Vision, 2023.

A curva com menor potência refere-se ao subsistema 1, localizado sobre o telhado do Departamento de Engenharia Elétrica - ENE, pois possui a menor quantidade de módulos FV entre os subsistemas: 126. A Figura 6.7 apresenta a produção energética do subsistema 1 no ano de 2022, conforme dados do sistema de monitoramento remoto da respectiva UCP.

Ressalta-se que, no período compreendido entre os dias 11/05/2022 e 10/06/2022, houve problema de conexão à *internet* com a UCP do subsistema 1, o que justifica valores reduzidos de produção em maio e junho de 2022.

Já para os cálculos de produção e desempenho desse subsistema, foram utilizados como base os valores médios produzidos pelos outros subsistemas no mesmo período, considerando para tanto a diferença de potência instalada entre eles, de forma que a análise do subsistema 1 não ficasse tão prejudicada, com perda de cerca de 8% entre o valor aferido e produzido de fato.

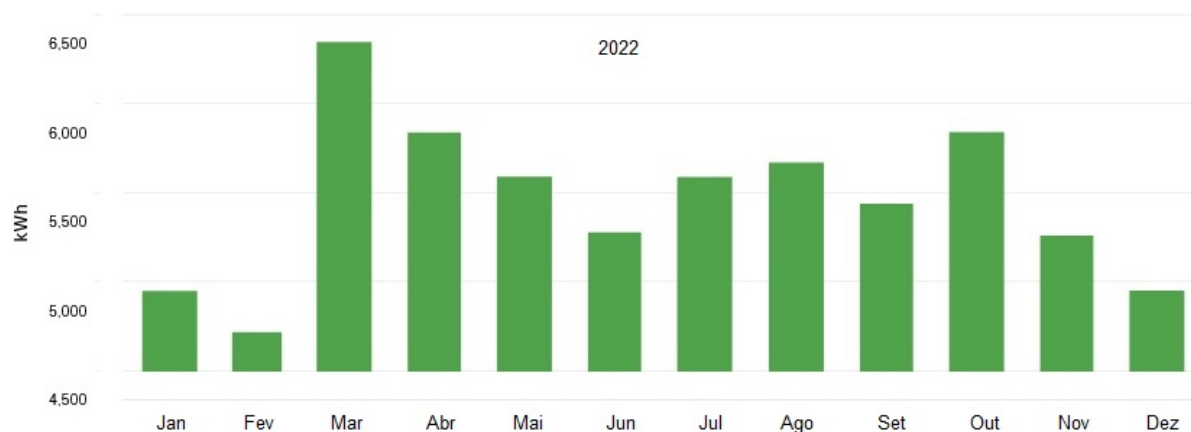
Figura 6.7. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, UCP 1.



Fonte: *Aurora Vision*, 2023.

A respeito dos subsistemas 2 e 3, apesar de possuírem a mesma quantidade de módulos FV, 162 cada, há consideráveis diferenças entre as curvas de geração energética, as quais podem ser explicadas pelas externalidades, conforme se verificará nas subseções subsequentes, durante a apresentação e análise dos resultados.

As Figuras 6.8 e 6.9 apresentam a produção energética dos subsistema 2 e 3 no ano de 2022, respectivamente, ressaltando-se para a menor produção para os meses de Janeiro, Fevereiro e Dezembro por conta de sombreamentos e o período chuvoso.

Figura 6.8. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, UCP 2.

Fonte: Aurora Vision, 2023.

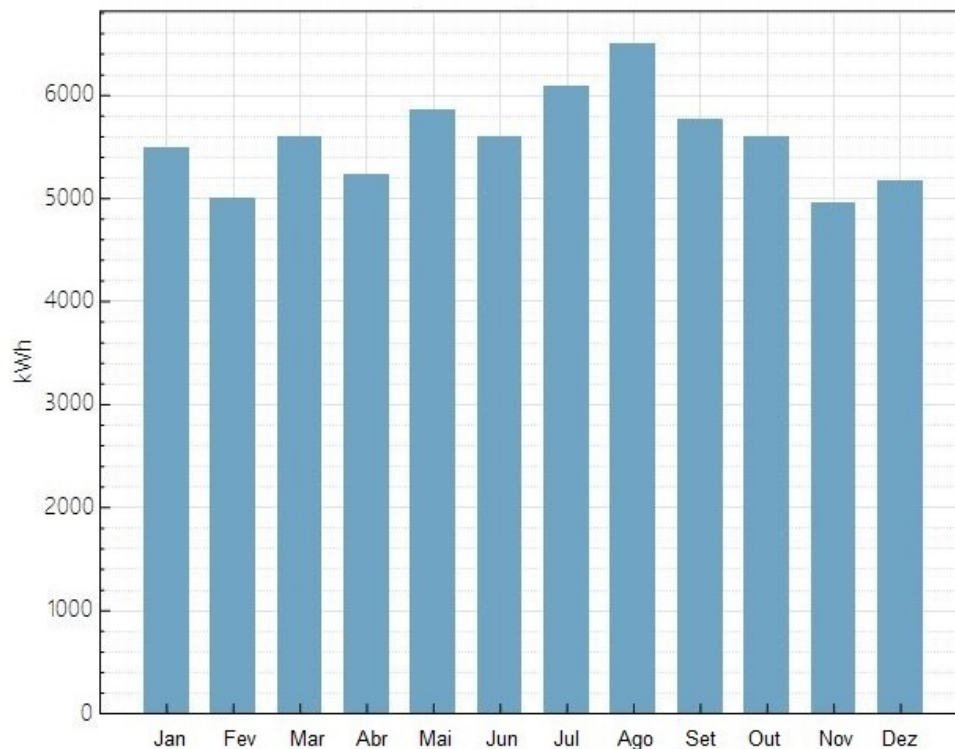
Figura 6.9. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, UCP 3.

Fonte: Aurora Vision, 2023.

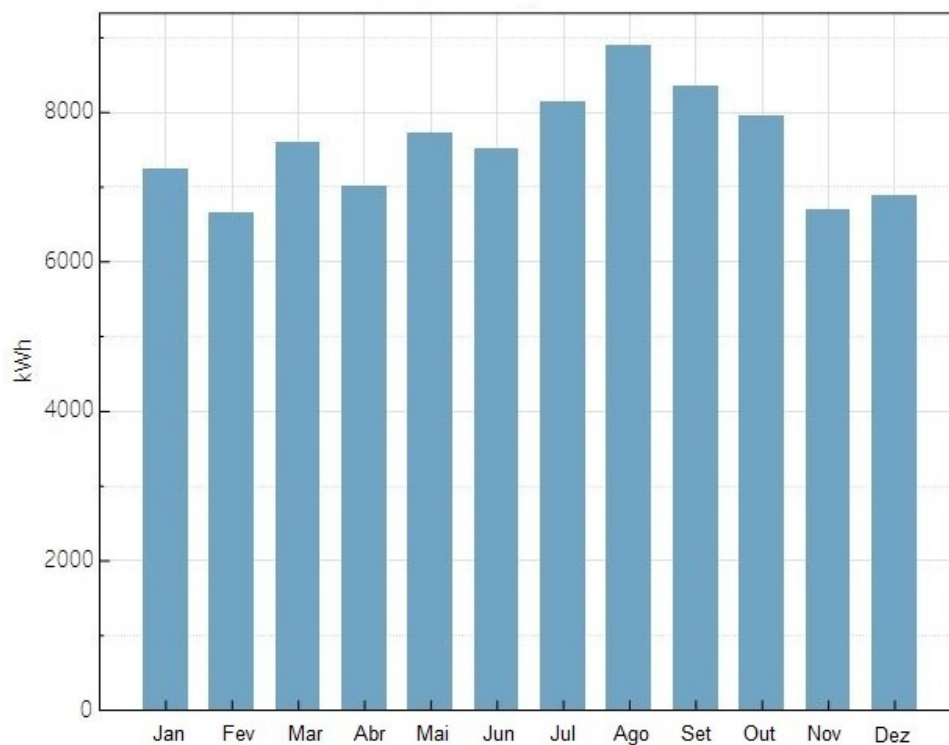
Conforme já verificado, há diferentes Fatores de Dimensionamento de Inversor - FDIs entre os subsistemas 1, 2 e 3. Visando apresentar o impacto na geração, apresentam-se os resultados de simulação no SAM para cada um dos casos, conforme Figuras 6.10 e 6.11.

No primeiro caso, para o subsistema 1, a geração anual prevista para o primeiro ano de operação é de $66,82MWh$. Já no caso com 162 módulos (subsistemas 2 e 3), constata-se a geração anual prevista de $90,61MWh$.

Nada obstante a diferença quantitativa de módulos FV entre os subsistemas representar um acréscimo de cerca de 29% (de 126 para 162), o ganho de produção energética é de, aproximadamente, 35%.

Figura 6.10. Produção Energética do Subsistema com 126 Módulos (*SAM*).

Fonte: *SAM*, 2023.

Figura 6.11. Produção Energética do Subsistema com 162 Módulos (*SAM*).

Fonte: *SAM*, 2023.

A Tabela 6.1 apresenta os dados obtidos para a produção energética da UFV - FT/UnB em 2022, por UCP, em comparação com os dados do *SAM* (sem a consideração de perdas por sombreamento) e de projeto.

Tabela 6.1. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2022, por UCP.

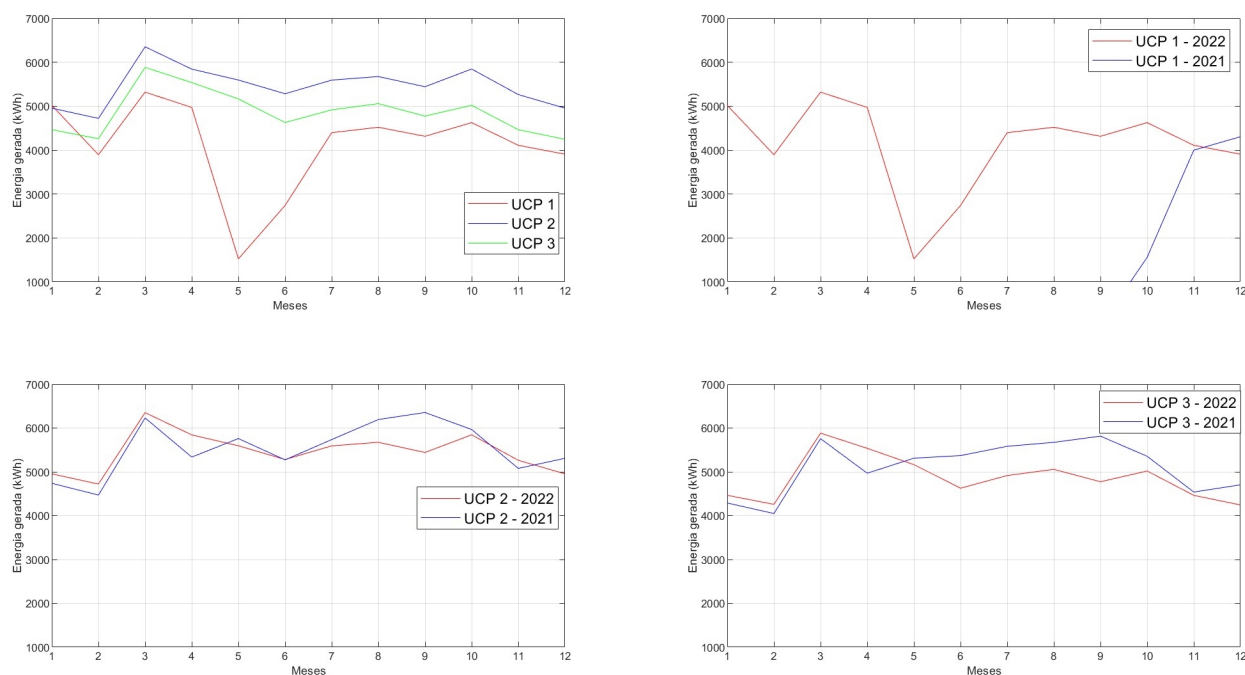
Subsistema	Geração (kWh)	<i>SAM</i> (kWh)	Projeto (kWh)
1	53.555,43	66.820,00	63.840,00
2	65.520,81	90.610,00	82.080,00
3	58.409,99	90.610,00	82.080,00

Fonte: Autoria própria.

6.1.4 Dos resultados do ano de 2021

A partir dos dados obtidos por meio do sistema de monitoramento remoto, utilizou-se o *Matlab*[®] para o tratamento desses dados e melhor visualização dos resultados nos gráficos nesta subseção. A Figura 6.12 explicita os resultados de cada UCP por ano (2021 e 2022), além da comparação das 3 UCPs no ano de 2022. Os dados da UCP 1 foram obtidos a partir de 10/2021.

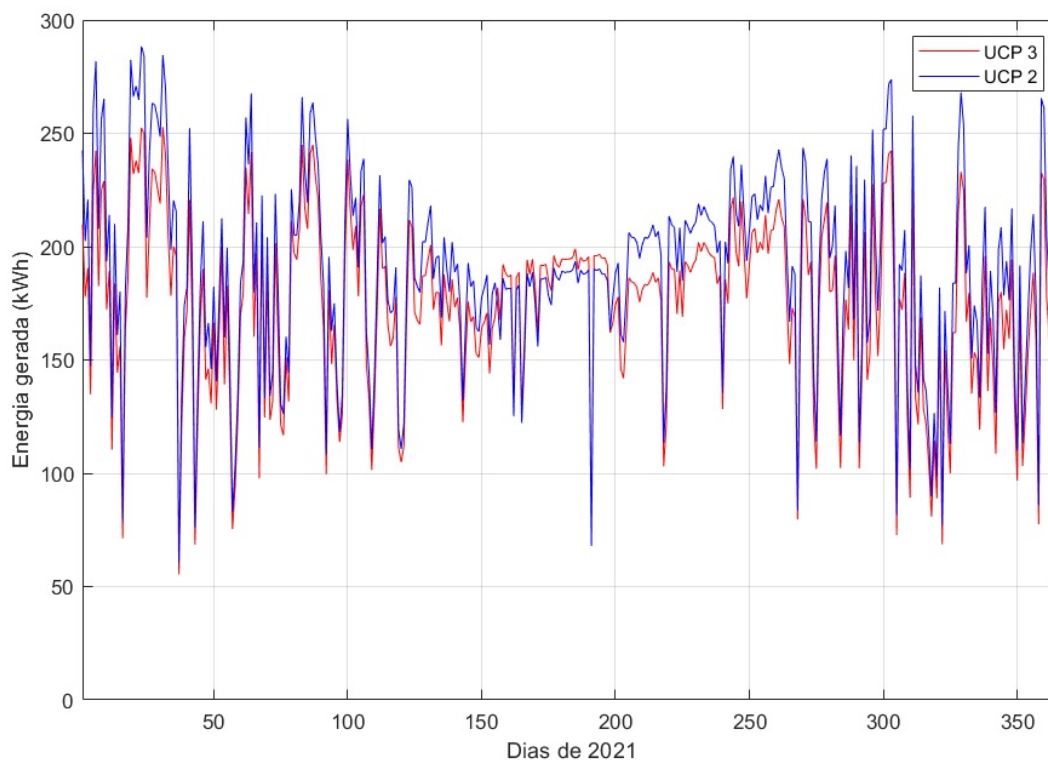
Figura 6.12. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021 e 2022, por UCP.



Fonte: Aurora Vision, 2023.

Também, a partir do sistema de monitoramento, foi possível obter os dados de geração diária, em kWh, para os subsistemas 2 e 3. Assim, foi possível traçar o perfil de carga diário para o ano de 2021 para as respectivas UCPs, conforme Figura 6.13.

Figura 6.13. Produção Energética Diária da UFV - FT/UnB em 2021, UCPs 2 e 3.



Fonte: *Aurora Vision*, 2023.

Da mesma forma com que foi realizado para o ano de 2022, fez-se a extração dos dados de geração de cada UCP para 2021, conforme as Figuras 6.14 e 6.15.

Por fim, a Tabela 6.2 apresenta os dados obtidos para a produção energética da UFV - FT/UnB em 2021, para os subsistemas 2 e 3, conforme dados do sistema de monitoramento, tendo em vista a insuficiência de dados para o subsistema 1 nesse período. E os dados do *SAM* não levam em consideração as perdas por sombreamento.

Tabela 6.2. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021, por UCP (2 e 3).

Subsistema	Geração (kWh)	<i>SAM</i> (kWh)	Projeto (kWh)
2	69.064,00	90.610,00	82.080,00
3	63.591,00	90.610,00	82.080,00

Fonte: Autoria própria.

Figura 6.14. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021, UCP 2.

Fonte: *Aurora Vision*, 2023.

Figura 6.15. Produção Energética da UFV - FT/UnB em 2021, UCP 3.

Fonte: *Aurora Vision*, 2023.

6.1.5 Da análise dos índices de mérito

Conforme explicitado no Capítulo 2, a avaliação de desempenho de determinado sistema fotovoltaico pode ser realizada por meio da análise de certos índices de mérito.

Com isso, para os anos de 2021 e 2022, calculam-se os índices da UFV-FT/UnB, para cada subsistema. Primeiramente, obtém-se a produtividade do sistema, Y_f , que é a relação entre a energia gerada pelo sistema em determinado período e a potência nominal do sistema, conforme Equação 6.2.

$$Y_f = \frac{E}{P_0} \quad (6.2)$$

Em que:

E é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh);

P_0 é a potência nominal do sistema fotovoltaico (kWp).

Em seguida, calcula-se o Rendimento de Referência, ou *Reference Yield*, conforme explicitado na Equação 6.3.

$$Y_r = \frac{H_t}{G_{ref}} \quad (6.3)$$

Em que:

H_t é a energia produzida com a irradiação disponível no plano do módulo fotovoltaico, em kWh/m²;

G_{ref} é a irradiância em condições padrão, no plano horizontal (GNI), de 1kW/m².

E, por fim, obtém-se o rendimento global, ou *Performance Ratio*, expresso em valores percentuais, conforme a Equação 6.4.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (6.4)$$

Em que:

Y_f é a produtividade do sistema fotovoltaico (horas);

Y_r é o rendimento de referência do sistema fotovoltaico (horas).

Diante do exposto, as Tabelas 6.3 e 6.4 apresentam o resumo a respeito da energia gerada e a produtividade de cada subsistema do sistema em estudo para os anos de 2021 e 2022, respectivamente.

Antecipa-se que, com os dados de produtividade apresentados, e tendo em vista que os

Tabela 6.3. Produtividade Energética da UFV - FT/UnB em 2021 por UCP.

Subsistema	Potência (kWp)	Energia Gerada (kWh)	Y_f (horas)
2	54,27	69.064,00	1.272,6
3	54,27	63.591,00	1.171,8
Total	108,54	132.655,00	2.444,4

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.4. Produtividade Energética da UFV - FT/UnB em 2022 por UCP.

Subsistema	Potência (kWp)	Energia Gerada (kWh)	Y_f (horas)
1	42,21	53.555,43	1.268,8
2	54,27	65.520,81	1.207,3
3	54,27	58.409,99	1.076,3
Total	150,75	177.486,23	3.552,4

Fonte: Autoria própria.

subsistemas estão instalados em condições muito semelhantes: no mesmo local, com mesma inclinação e referências geográficas, e estão sujeitos à mesma irradiância global incidente tanto no plano dos módulos, de 5,69 kWh/m², conforme dados do *SAM*, quanto no plano horizontal (GNI), de 1 kW/m², seguem as Tabelas 6.5 e 6.6, com os valores calculados de rendimento global, ou *Performance Ratio*, dos subsistemas.

Tabela 6.5. Rendimento Global da UFV - FT/UnB em 2021 por UCP.

Subsistema	Y_f (horas)	Y_r (horas)	PR (%)	PR <i>SAM</i> (%)
2	1.272,6	2.076,8	61,28	80,39
3	1.171,8	2.076,8	56,42	80,39
Total	2.444,4	4.153,6	58,85	80,39

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.6. Rendimento Global da UFV - FT/UnB em 2022 por UCP.

Subsistema	Y_f (horas)	Y_r (horas)	PR (%)	PR <i>SAM</i> (%)
1	1.268,8	2.076,8	61,09	76,22
2	1.207,3	2.076,8	58,13	80,39
3	1.076,3	2.076,8	51,82	80,39
Total	3.552,4	6.230,4	57,02	79,0

Fonte: Autoria própria.

Por fim, citam-se os resultados apresentados pelos sistemas de outras instituições federais de ensino, conforme Tabela 6.7, de forma a se realizar a comparação dos resultados obtidos

para a UFV-FT/UnB com os dos sistemas sob análise. Verifica-se que o valor aferido para o PR da usina em estudo está ligeiramente abaixo dos apresentados para as demais instituições, principalmente por questões relativas ao sombreamento, conforme se verá adiante.

Tabela 6.7. Comparativo de desempenho com outros sistemas.

Sistema/Instituição de Ensino	Dado de Desempenho
IFAM	$PR = 80,29\%$
UFERSA/RN	Índice de Produtividade = $1.806kWh/kWp$
IFMG	PR entre $92,54\%$ e $70,74\%$
IFSC	PR entre $89,06\%$ e $90,08\%$
UnB	PR entre $57,02\%$ e $58,85\%$

Fonte: Autoria própria.

6.1.6 Da geração de créditos de carbono equivalentes

Rememora-se a latente preocupação mundial com a redução das emissões de carbono e de gases de efeito estufa. Desde o Protocolo de Kyoto, de 1997, acordos internacionais foram estabelecidos para a regulação das emissões de gases de efeito estufa.

Por consequência, e com o aumento de sistemas fotovoltaicos instalados, metodologias têm sido aplicadas com o objetivo de realizar a conversão entre a unidade de energia elétrica economizada, em kWh , e a emissão de créditos de carbono equivalentes (CO_2e).

Conforme Ribeiro (2023), a média, para o ano de 2022, para o fator de conversão de kWh para emissões de CO_2e foi de $0,38289 tCO_2/MWh$. Desse modo, a Tabela 6.8 apresenta as previsões de redução das emissões de carbono em 2022 para cada subsistema da UFV-FT/UnB, totalizando a emissão evitada de cerca de $67,96 tCO_2$, no referido período.

Tabela 6.8. Redução das emissões de carbono em 2022.

Subsistema	Energia gerada (kWh)	Emissões evitadas (tCO_2e)
1	53.555,43	20,51
2	65.520,81	25,09
3	58.409,99	22,36

Fonte: Autoria própria.

Ademais, visando à obtenção de uma ordem de grandeza em relação ao quantitativo de

emissão de carbono, de acordo com o ATLAS (2023), o Brasil emitiu 489.000.000 tCO_2 em 2021. Os dados de 2022 não estavam disponíveis na data da elaboração do presente trabalho.

6.2 DO ESTUDO DE SOMBREAMENTO

6.2.1 Dos resultados obtidos pelo *software SAM*

Conforme já informado, diante da disparidade entre os resultados esperados por meio do *software SAM* e os gerados, de fato, pela usina em questão e apresentados pelo sistema de monitoramento, foi realizado estudo tridimensional no *SAM*, como forma de obtenção de resultados computacionais mais realistas. No Capítulo 4, foi apresentado o modelo tridimensional desenvolvido para os subsistemas 2 e 3, conforme Figuras 4.10 e 4.11.

Adianta-se que a Figura 6.16 explicita o estudo de sombreamento mediante a utilização do *software SAM* para duas séries fotovoltaicas. Verifica-se que determinada série, que está conectada ao terceiro *MPPT* da UCP 3, sofre considerável influência de sombreamento parcial em períodos específicos do dia e do ano: de abril a julho, no final da tarde, principalmente, fato já constatado por meio do *Google Earth*[®].

Figura 6.16. Estudo de sombreamento para o subsistema 3 (*SAM*).

MPPT 3, Série FV 2		Percentual de sombreamento																							
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	
Jan	100	100	100	100	100	100	100	16.9579	23.4386	26.5202	28.7272	30.2877	11.2897	51.3796	65.4486	62.5327	57.9664	47.3206	100	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	100	12.8685	21.6364	25.5154	27.9028	29.7823	100	67.7357	65.8407	63.0432	58.3895	46.9434	100	100	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	100	9.78465	20.4307	24.7045	100	100	100	68.1304	65.9422	62.8479	57.4661	41.7719	100	100	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	100	6.5117	100	100	100	100	100	68.1462	65.8498	62.3394	55.6379	43.065	100	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	68.5851	66.4135	62.9752	55.0825	75.9693	100	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	69.432	67.623	65.1186	57.7294	83.3723	100	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	69.1784	67.2046	64.7257	57.3409	81.9014	100	100	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	100	2.1749	100	100	100	100	100	68.6706	66.3853	62.9653	56.0416	51.0975	100	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	100	11.2039	20.7895	100	100	100	100	67.9081	65.315	62.0165	55.1819	51.9022	100	100	100	100	100	100	100

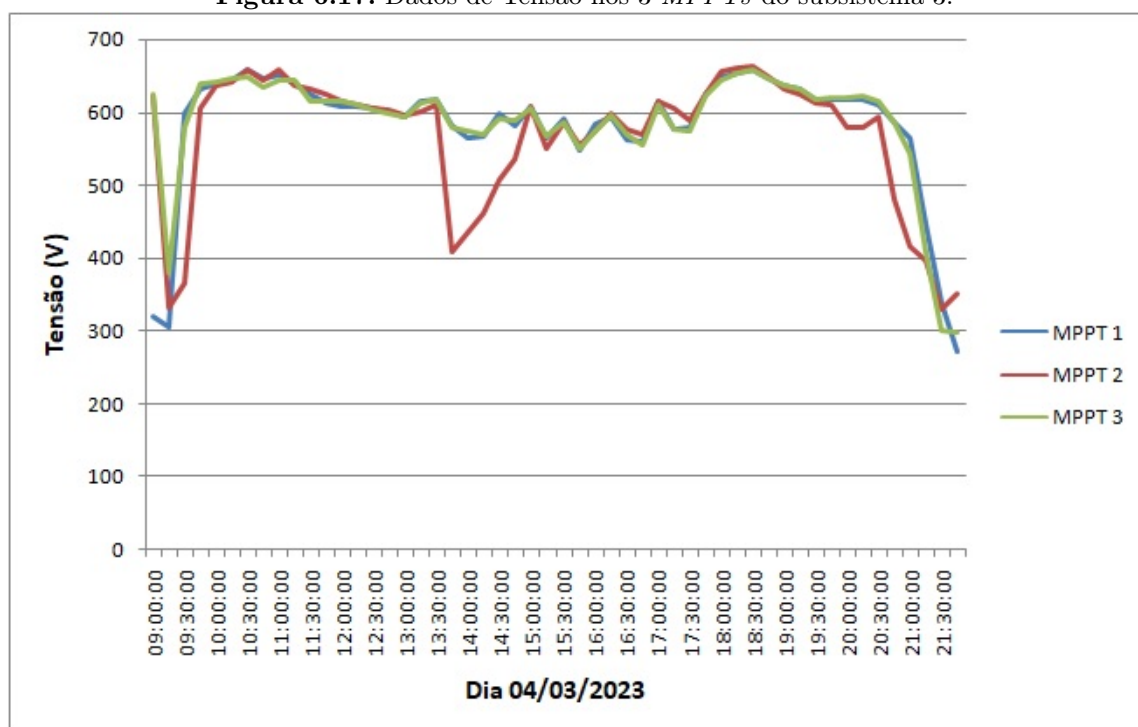
MPPT 1, Série FV 1																									
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	
Apr	100	100	100	100	100	100	100	9.77076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.38925	77.9903	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	100	5.75327	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.6476	100	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	100	5.51551	0	0	0	0	0	0	0	0	2.62831	17.5144	99.7598	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	11.5798	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.5987	99.9359	100	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	100	15.678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.57916	99.8122	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	100	1.45065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	97.18	100	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	100	31.5721	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	100	6.36275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99.9228	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	100	0.918411	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50.3665	100	100	100	100	100	100

Fonte: *SAM*, 2023.

Visando aferir os efeitos do sombreamento em medições de grandezas elétricas medidas e disponibilizadas pelo sistema de monitoramento, apresenta-se a Figura 6.17, que demonstra notável queda na tensão de um dos três canais de *MPPT* da UCP em análise.

É possível comprovar que a queda na tensão se refere ao período estimado pelo *SAM*, no fim da manhã, sendo o horário de maior sombreamento para determinadas séries fotovoltaicas do subsistema 3. Destaca-se que às 13h30, há forte condição de sombreamento, o que impacta na tensão do *MPPT* 2.

Figura 6.17. Dados de Tensão nos 3 *MPPTs* do subsistema 3.



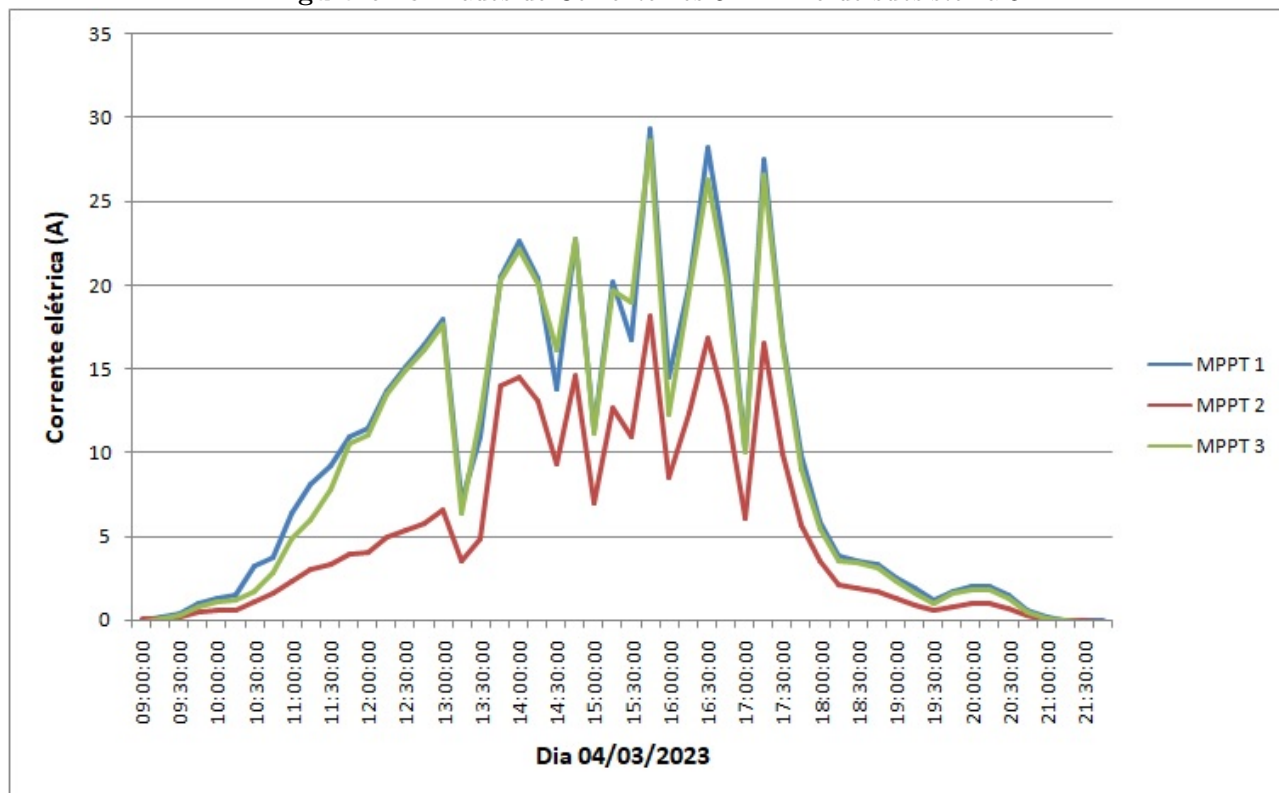
Fonte: Aurora Vision, 2023.

Ainda, é possível verificar o efeito do sombreamento nessas séries fotovoltaicas, como a redução na corrente de máxima potência, bem como na potência gerada pelo sistema, por meio de dados obtidos pelo sistema de monitoramento na mesma data.

A Figura 6.18 demonstra a redução na corrente de máxima potência em um dos três canais de *MPPT* da UCP em análise. Como se trata da corrente de máxima potência, rememora-se que esse valor depende do padrão de sombreamento, pois o esquema de rastreamento de máxima potência (*MPPT*) busca os valores de corrente e de tensão que gerem a máxima potência global do sistema para cada padrão específico.

Outrossim, sabe-se que é a corrente de curto-circuito do módulo FV que é alterada proporcionalmente, a depender do grau de irradiância. Além disso, picos variados de corrente elétrica são apresentados na curva P-V, os quais exigem que a técnica do *MPPT* seja a mais adequada possível para a obtenção do ponto global de máxima potência.

Figura 6.18. Dados de Corrente nos 3 *MPPTs* do subsistema 3.

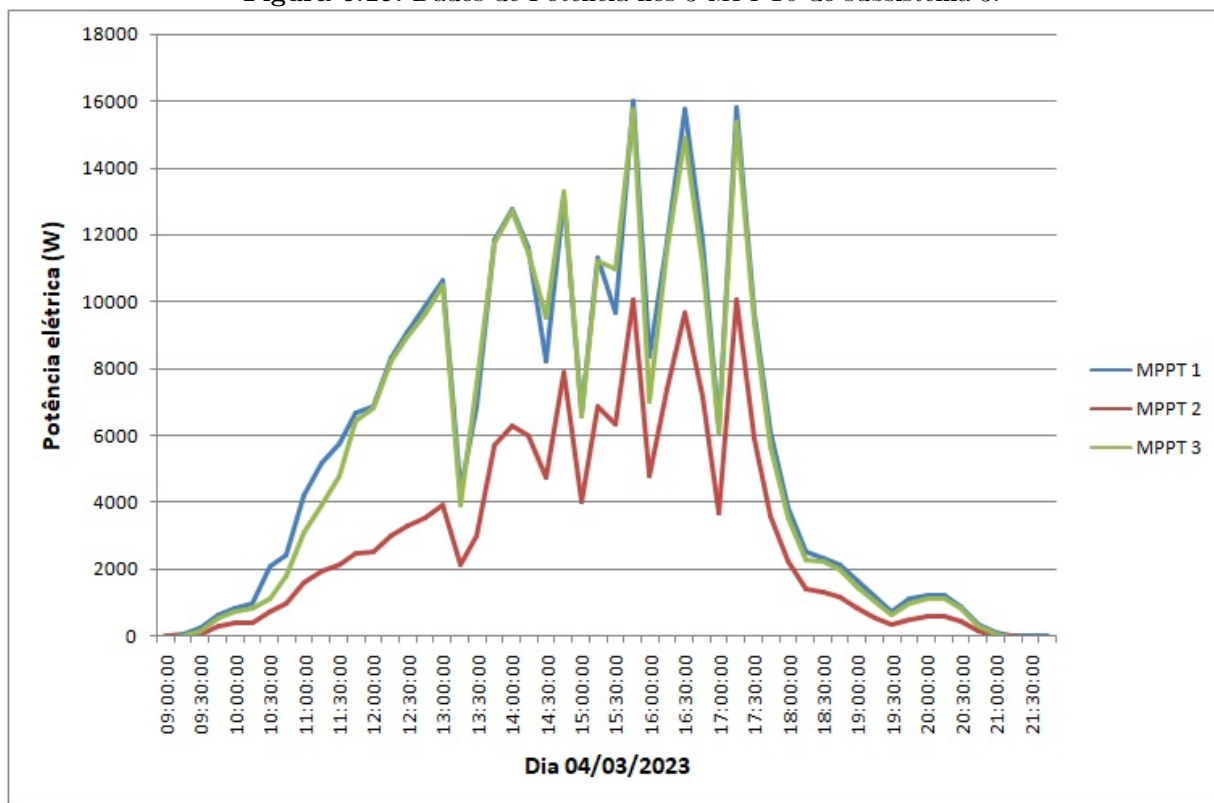


Fonte: *Aurora Vision*, 2023.

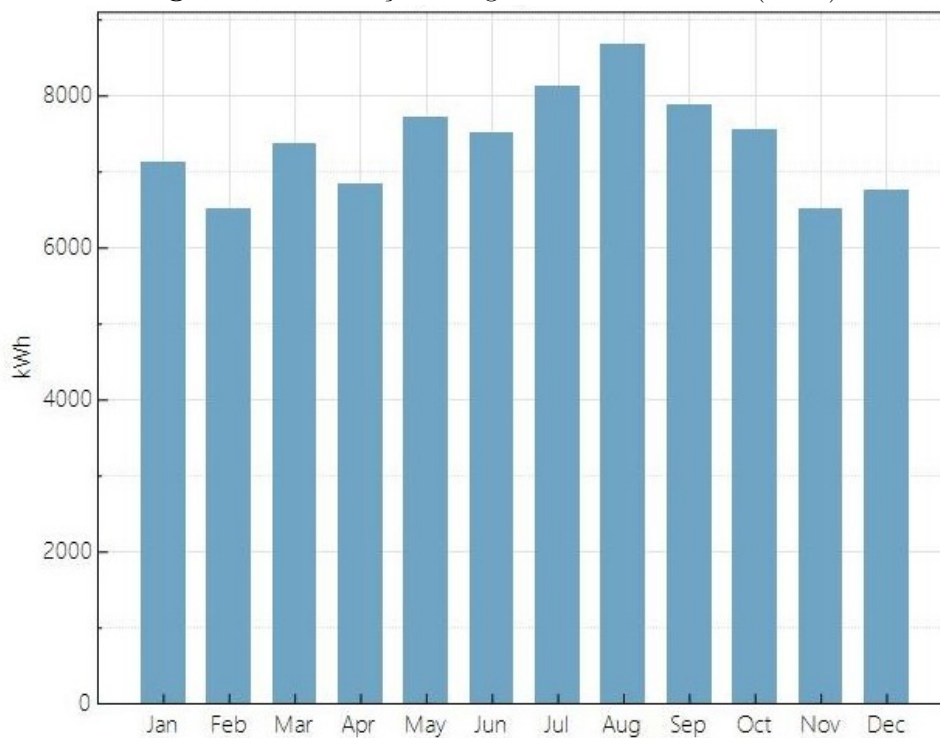
A Figura 6.19 expressa a potência dos 3 canais de *MPPT* do subsistema 3, demonstrando a brusca queda de um dos canais, o mais afetado pelo sombreamento.

Ademais, os resultados da simulação no *software SAM* com o modelo tridimensional estão apresentados nas Figuras 6.20 e 6.21. Verifica-se acentuada redução na produção do subsistema 3, devido às perdas por sombreamento parcial pela presença dos indivíduos arbóreos e sombreamento mútuo.

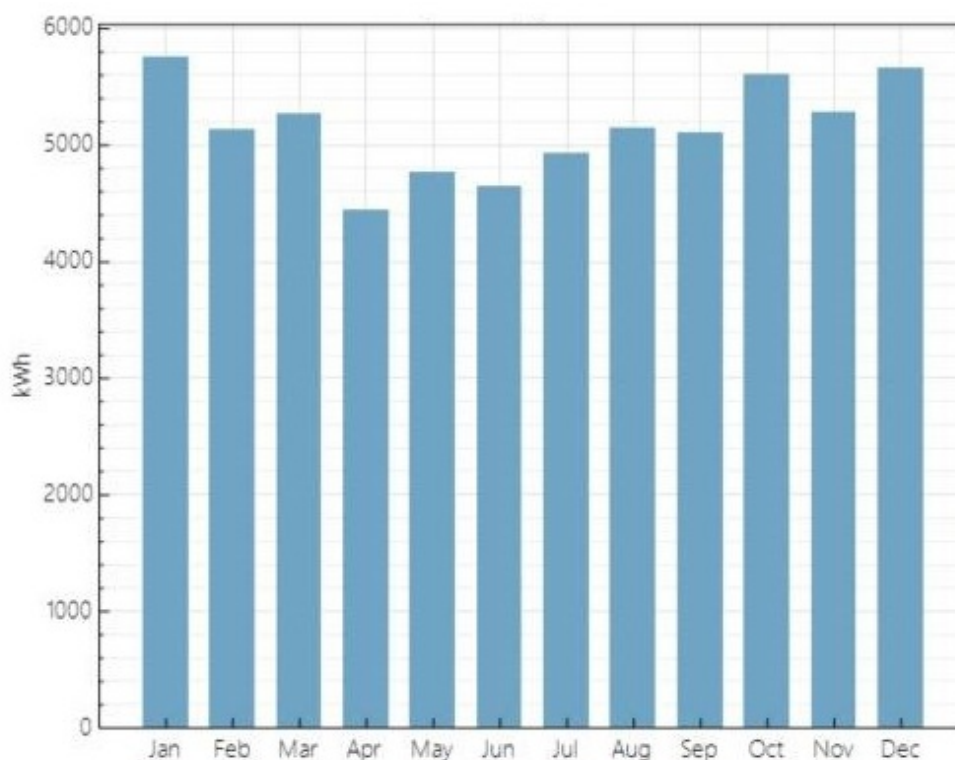
Os resultados da simulação computacional, explicitados nas Figuras 6.20 e 6.21, estão traduzidos em termos gerais na Tabela 6.9, podendo-se aferir uma diferença percentual de cerca de 30% entre o desempenho dos sistemas, pois o *SAM* não considerou com precisão o impacto do sombreamento para o subsistema 2, em que pese a modelagem tridimensional realizada.

Figura 6.19. Dados de Potência nos 3 MPPTs do subsistema 3.

Fonte: Aurora Vision, 2023.

Figura 6.20. Produção Energética do subsistema 2 (SAM).

Fonte: SAM, 2023.

Figura 6.21. Produção Energética do subsistema 3 (*SAM*).

Fonte: *SAM*, 2023.

Tabela 6.9. Produção Energética dos subsistemas 2 e 3 com sombreamento.

Subsistema	<i>SAM</i> (kWh)	Geração 2021 (kWh)
2	88.560,00	69.064,00
3	61.820,00	63.591,00

Fonte: Autoria própria.

6.2.2 Das medidas corretivas externas

Na semana de 16 a 20 de maio de 2022, houve atuação da equipe da Prefeitura do *Campus* Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília, a qual realizou a poda de diversas árvores na região da Faculdade de Tecnologia - FT. Diante disso, avaliou-se o impacto desse fator externo na produção energética da UFV em análise.

A Figura 6.22 apresenta os resultados disponibilizados pelo sistema de monitoramento da Unidade de Condicionamento de Potência - UCP do subsistema 2 no mês de maio/2022. E são apresentados os dados de corrente, tensão e potência elétricas, de cada *MPPT* da respectiva UCP.

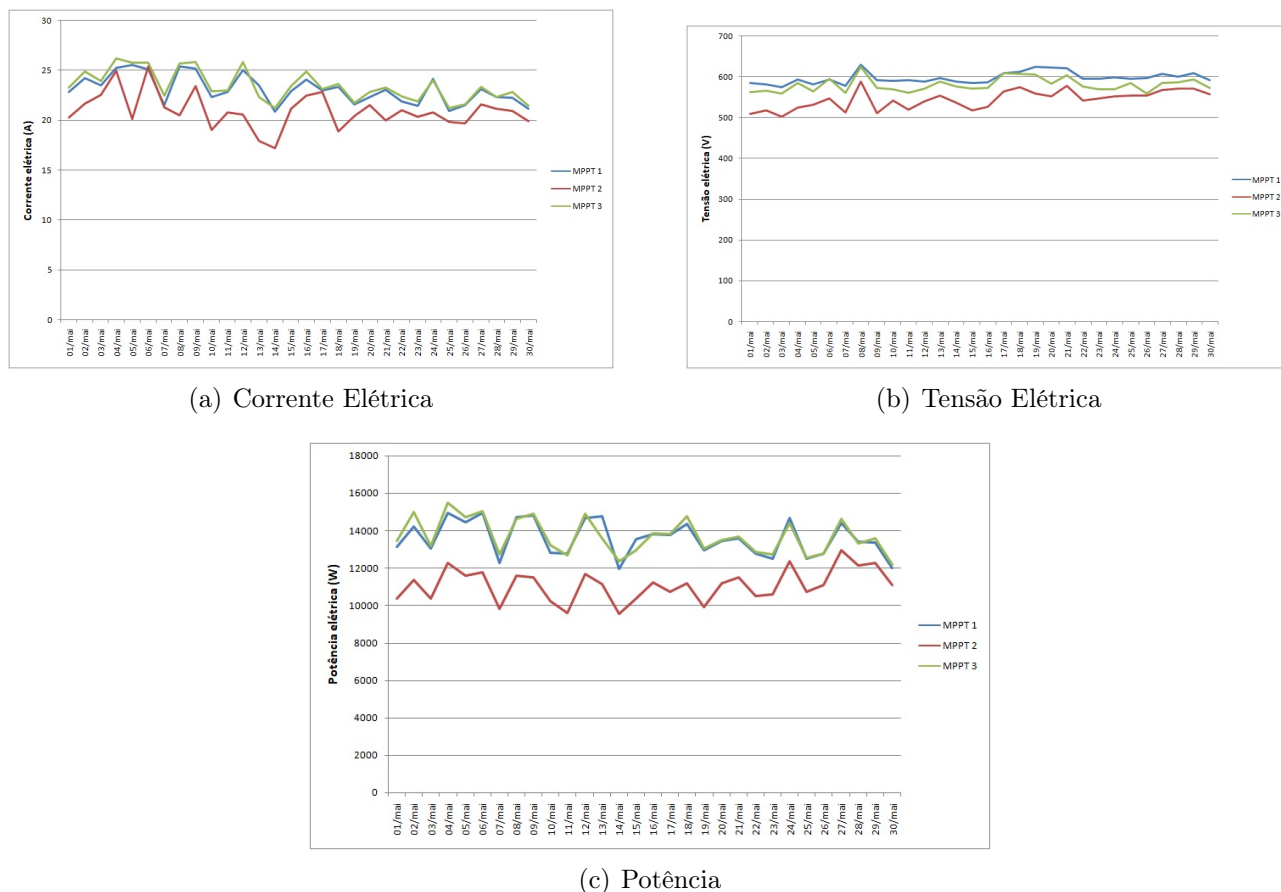


Figura 6.22. Resultados obtidos, referentes ao lado CC dos conversores, pelo sistema de monitoramento após a poda de árvores.

É possível observar que, no início do mês de maio/2022, um dos arranjos fotovoltaicos de uma das entradas de *MPPT* da UCP estava com valores de geração, tensão e corrente consideravelmente abaixo dos valores das outras entradas. Esse fato se deve ao menor nível de irradiância solar disponível para o arranjo FV, causado pelo sombreamento parcial gerado pelos indivíduos arbóreos da região.

Ainda, no fim do mês, consegue-se notar que os níveis de geração, tensão e corrente das 3 entradas *MPPT* estão mais próximos, restando corroborada a efetividade das podas realizadas pela equipe de jardinagem.

Ressalta-se que, em novembro/2022, foi alterado o período de rastreamento do ponto de máxima potência por meio da funcionalidade *MPPT Scan* de cada UCP. Anteriormente, o período estava ajustado para 8.000 segundos. Foi feito o ajuste para 1.800 segundos. Ou seja, a cada 30 minutos, o sistema da UCP faz o rastreamento do ponto de máxima potência.

De fato, nos primeiros meses de 2023, foi percebido ganho de produtividade energética em

comparação com os anos anteriores. Porém, esse fato deve ser objeto de estudo com maior cuidado, pois pode ser explicado tanto pela melhoria no *MPPT Scan*, quanto pelas condições climáticas do período, circunstância capaz de ser ratificada com a observância dos índices de produtividade por um maior período: por exemplo, um ano.

6.2.3 Dos resultados obtidos pelo Archicad®

Conforme explanado, foi utilizado o *software* Archicad® para a modelagem tridimensional do sistema e realização dos estudos de sombreamento e posicionamento dos módulos fotovoltaicos.

Rememora-se que o planeta Terra possui inclinação em relação ao seu próprio eixo. E, considerando ainda o movimento de translação do planeta, constata-se a diferença de incidência de raios solares nos hemisférios sul e norte.

Diante do exposto, na presente análise, será realizada a avaliação do sombreamento nos solstícios – de inverno e verão – e equinócios – de outono e primavera.

Primeiramente, definem-se os graus de sombreamento, conforme a escala apresentada na Tabela 6.10.

Tabela 6.10. Graus de sombreamento em estudo.

Grau de sombreamento	Manhã
Baixo	menor que 10,0%
Médio	maior que 10,0% e menor que 20,0%
Alto	maior ou igual a 20,0%

Fonte: Autoria própria.

Para apresentar os resultados obtidos no estudo de sombreamento em termos percentuais de módulos sombreados, seguem as Tabelas 6.11, 6.12 e 6.13 para cada período e subsistema avaliados.

As Figuras 6.23 e 6.24 explicitam o estudo de sombreamento no solstício de verão. Percebe-se que, ao fim da tarde, os subsistemas 2 e 3 (S2 e S3 nas Figuras) sofrem sombreamento parcial em pequeno e médio graus, respectivamente. Por outro lado, no início da manhã, é o subsistema 1 (S1) que sofre com o sombreamento em médio grau.

Tabela 6.11. Estudo de sombreamento tridimensional para o subsistema 1.

Período do ano	Manhã	Tarde
Equinócio de Outono	19,8%	0,0%
Solstício de Inverno	34,1%	0,0%
Equinócio de Primavera	19,8%	0,0%
Solstício de Verão	10,3%	0,0%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.12. Estudo de sombreamento tridimensional para o subsistema 2.

Período do ano	Manhã	Tarde
Equinócio de Outono	11,1%	6,8%
Solstício de Inverno	6,8%	6,2%
Equinócio de Primavera	11,1%	13,0%
Solstício de Verão	4,3%	9,9%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.13. Estudo de sombreamento tridimensional para o subsistema 3.

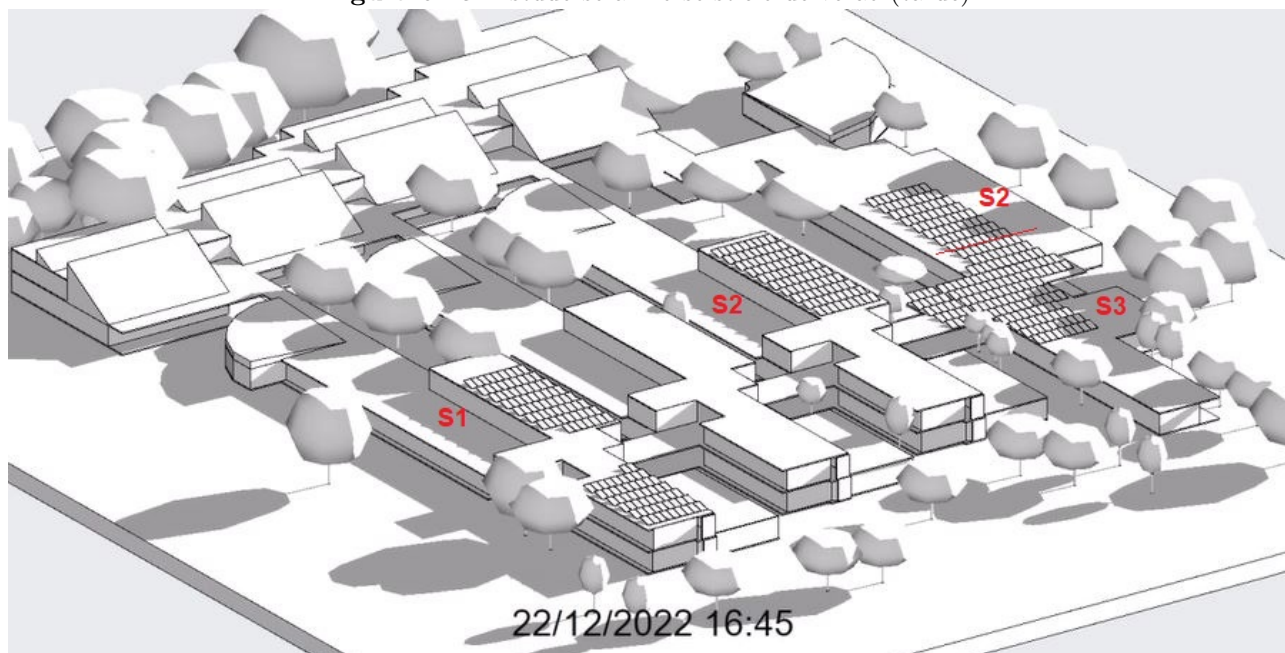
Período do ano	Manhã	Tarde
Equinócio de Outono	13,6%	26,0%
Solstício de Inverno	43,2%	52,4%
Equinócio de Primavera	13,0%	47,5%
Solstício de Verão	3,1%	11,7%

Fonte: Autoria própria.

As Figuras 6.25 e 6.26 explicitam o estudo de sombreamento no solstício de inverno. Percebe-se que, ao fim da tarde, os subsistemas 2 e 3 sofrem sombreamento parcial em baixo e elevado graus, respectivamente.

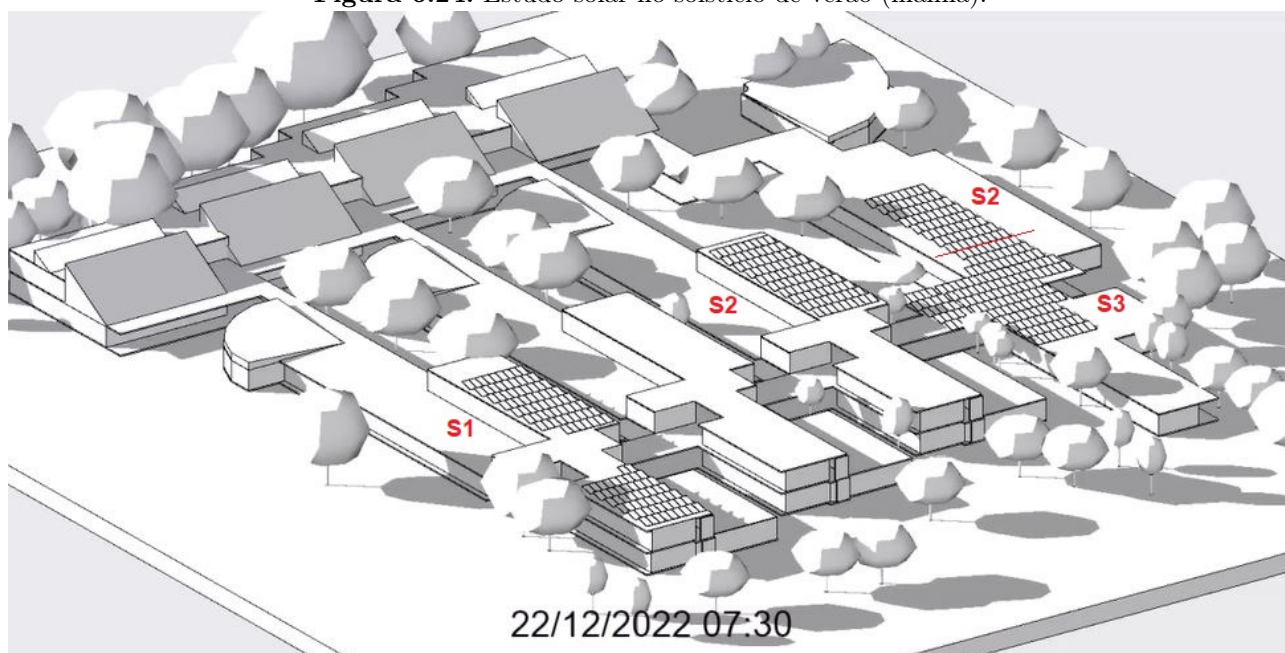
Por outro lado, no início da manhã, são os subsistemas 1 e 3 que sofrem com o sombreamento em alto grau.

Figura 6.23. Estudo solar no solstício de verão (tarde).



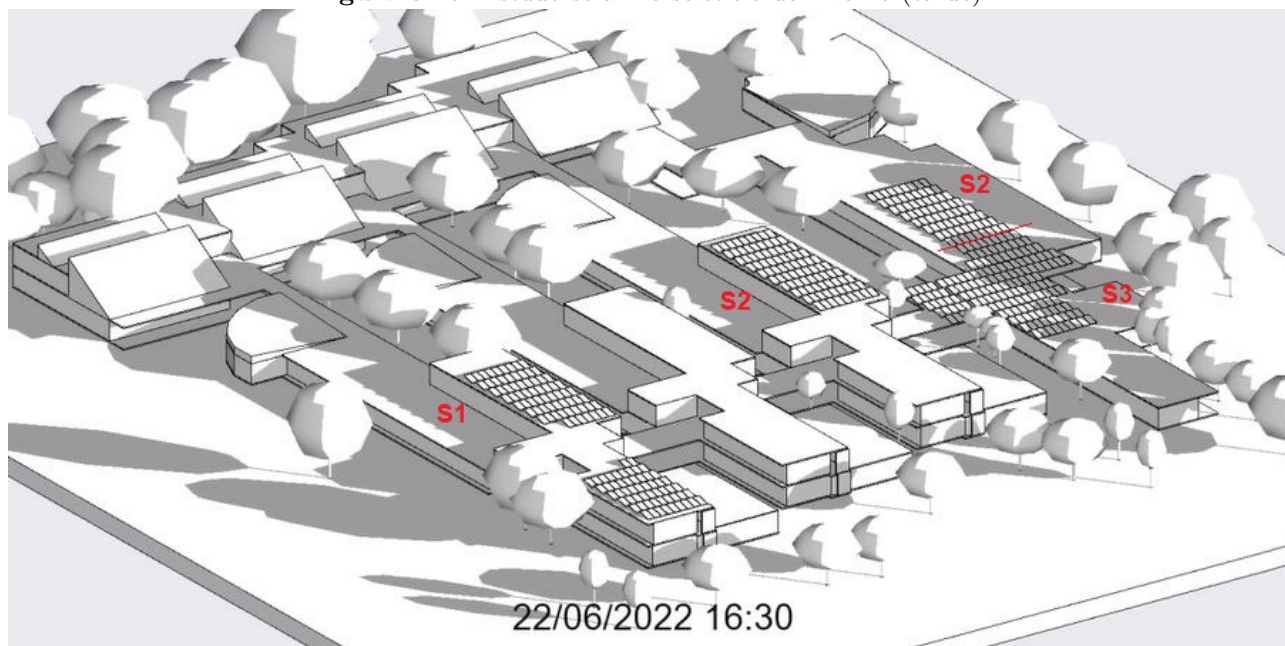
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.24. Estudo solar no solstício de verão (manhã).

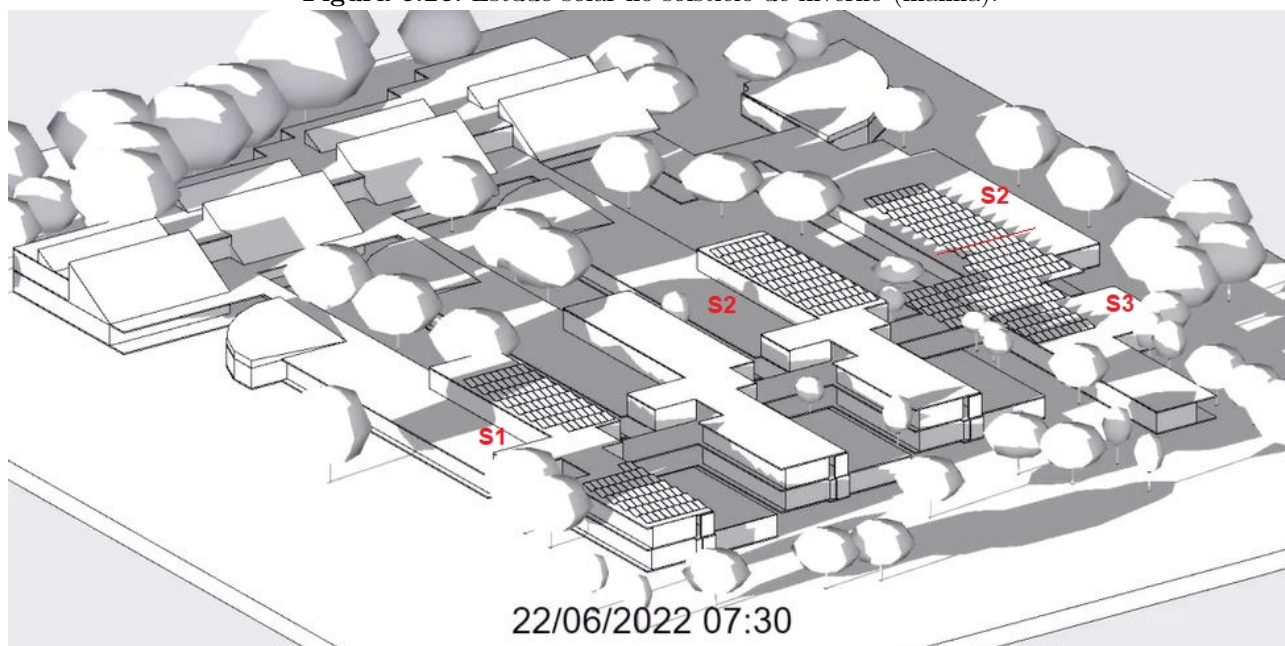


Fonte: Autoria própria.

Já os equinócios de outono e de primavera são apresentados por meio das Figuras 6.27, 6.28, 6.29 e 6.30.

Figura 6.25. Estudo solar no solstício de inverno (tarde).

Fonte: Autoria própria.

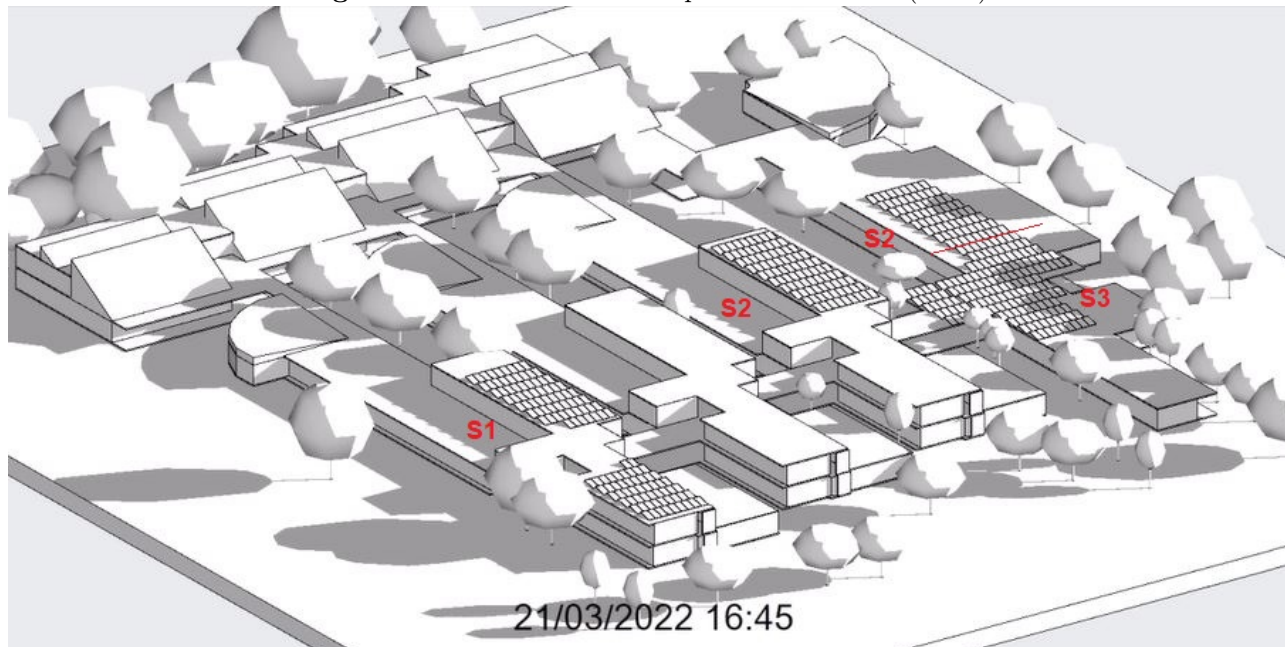
Figura 6.26. Estudo solar no solstício de inverno (manhã).

Fonte: Autoria própria.

Percebe-se a acentuação do impacto no subsistema 2, que sofre com sombreamentos em médio grau pela manhã, assim como o subsistema 3. Por outro lado, o subsistema 3 sofre com elevado grau de sombreamento no fim da tarde.

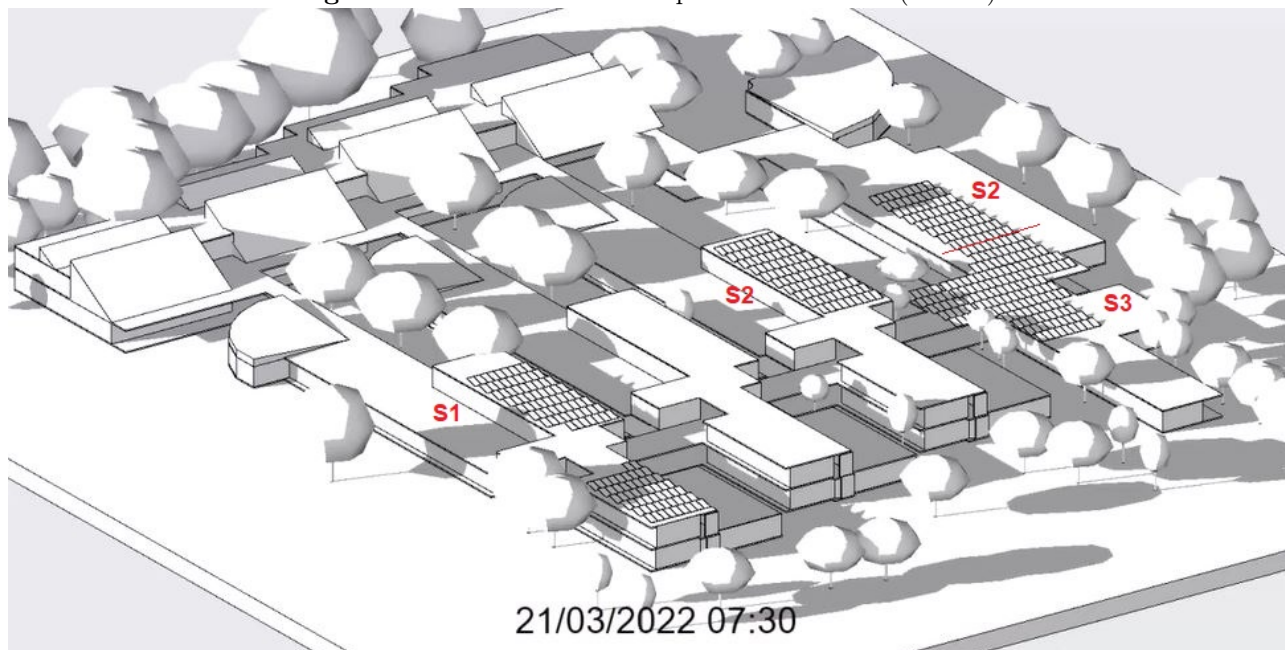
Ademais, da mesma forma como ocorre no solstício de verão, o subsistema 1 é afetado em médio grau pelos sombreamentos parciais no início da manhã.

Figura 6.27. Estudo solar no equinócio de outono (tarde).



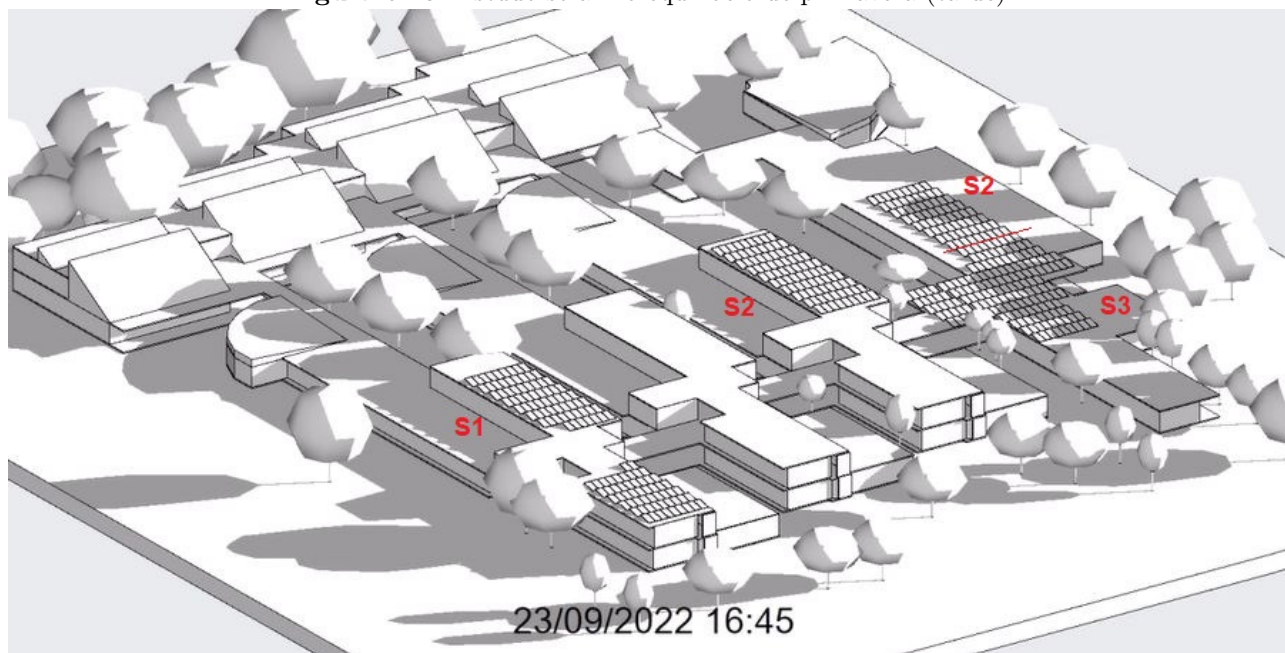
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.28. Estudo solar no equinócio de outono (manhã).



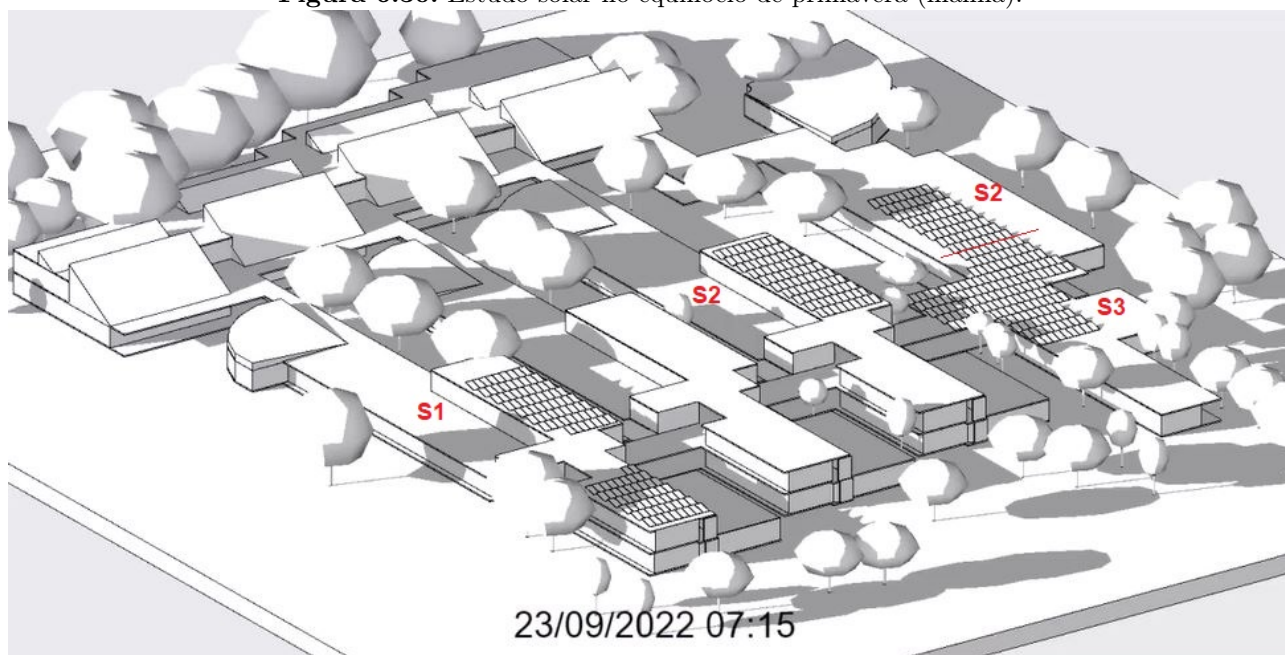
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.29. Estudo solar no equinócio de primavera (tarde).



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.30. Estudo solar no equinócio de primavera (manhã).



Fonte: Autoria própria.

Diante do exposto, é possível observar a notável influência dos indivíduos arbóreos nas áreas contíguas às edificações em que foram instalados os subsistemas da UFV-FT/UnB. No

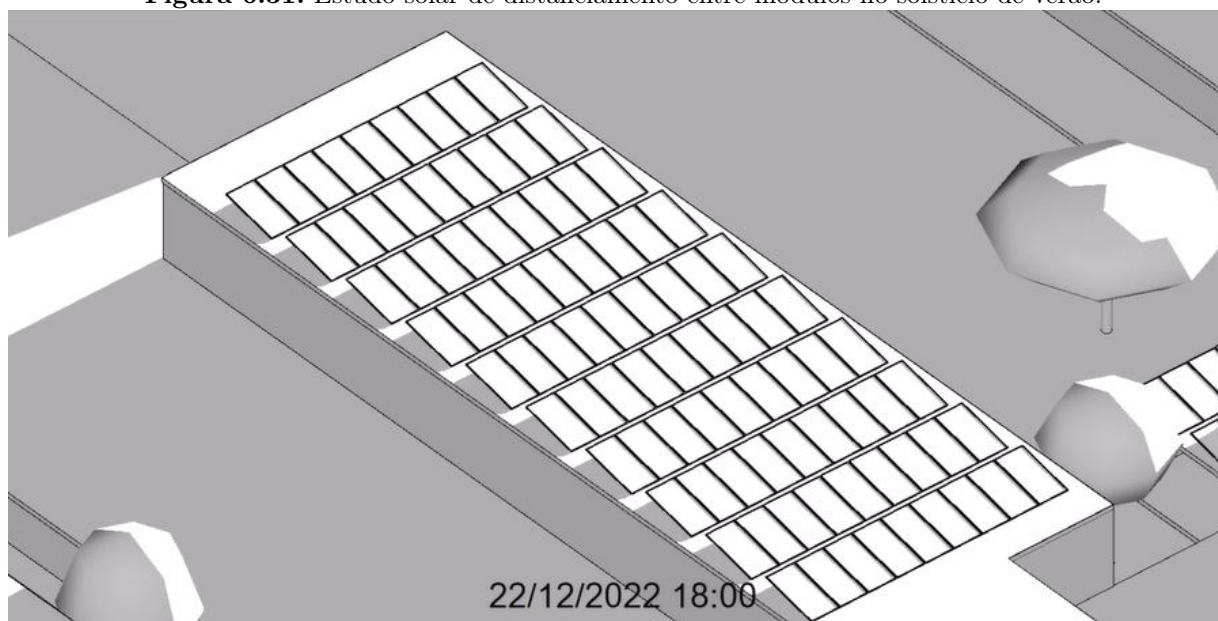
início da manhã, verifica-se impacto no subsistema 1, instalado sobre a edificação que abriga o Departamento de Engenharia Elétrica. Já os subsistemas 2 e 3 são mais impactados no fim da tarde.

E mais, é possível constatar que outras edificações que compõem a Faculdade de Tecnologia - FT não são impactadas por sombreamentos parciais devido a indivíduos arbóreos contíguos, como a edificação que abriga o Departamento de Engenharia Civil, na região mais central da FT.

6.2.3.1 Do estudo de sombreamento entre fileiras

A respeito do estudo do distanciamento entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos, ressalta-se que não foi identificado sombreamento provocado pelas próprias fileiras no solstício de verão, vide Figura 6.31.

Figura 6.31. Estudo solar de distanciamento entre módulos no solstício de verão.

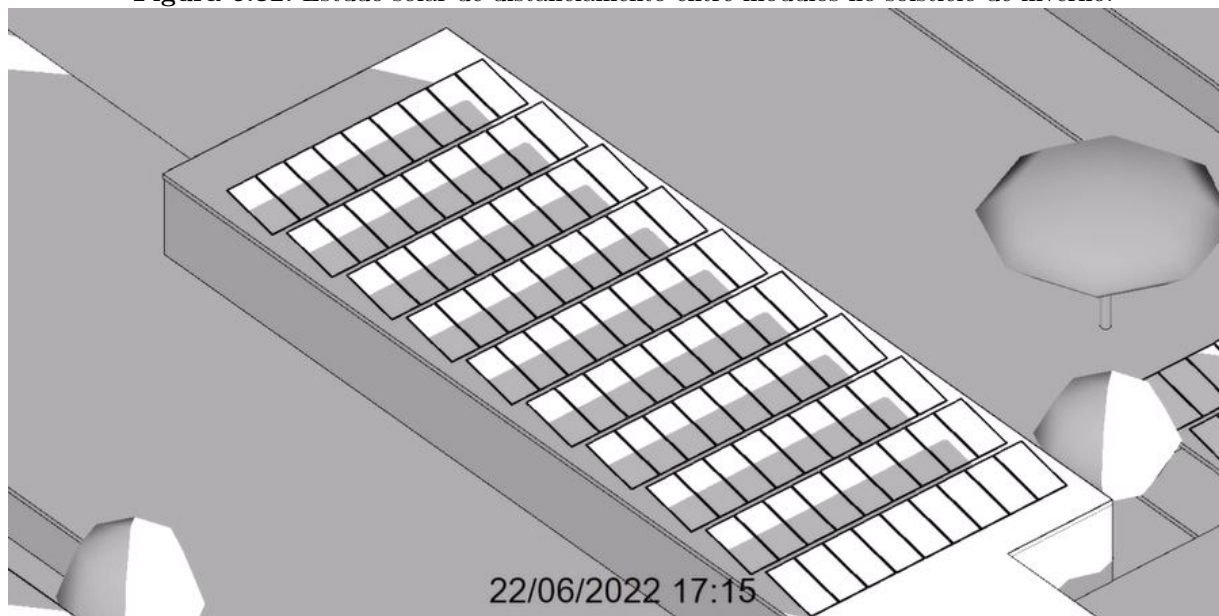


Fonte: Autoria própria.

Em contrapartida, no solstício de inverno, percebe-se que no fim da tarde, por volta das 17h15, vide Figura 6.32, a maior parte dos módulos sofre sombreamento em cerca de metade de sua superfície, o que reduz drasticamente a produtividade do sistema no fim do dia.

Com isso, realizou-se simulação com o aumento do espaçamento entre fileiras de módulos

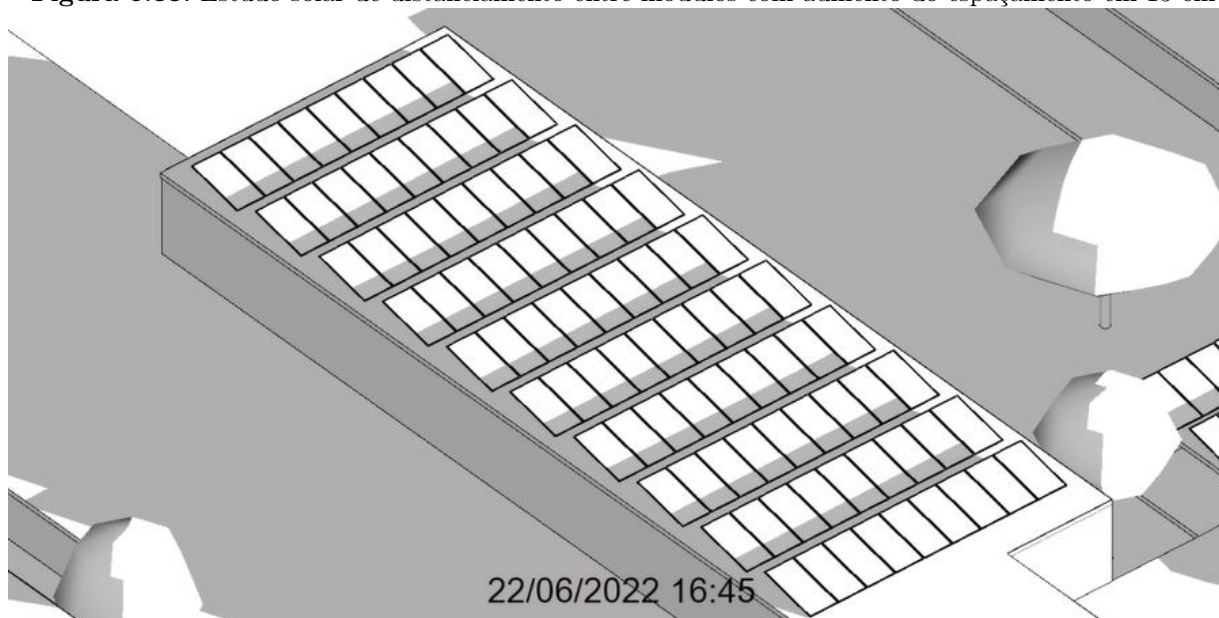
Figura 6.32. Estudo solar de distanciamento entre módulos no solstício de inverno.



Fonte: Autoria própria.

FV em 15 cm. Ou seja, o novo distanciamento entre fileiras foi de 65 cm. Conforme Figura 6.33, o sombreamento gerado pelas fileiras contíguas torna-se notável a partir de 16h45.

Figura 6.33. Estudo solar de distanciamento entre módulos com aumento do espaçamento em 15 cm

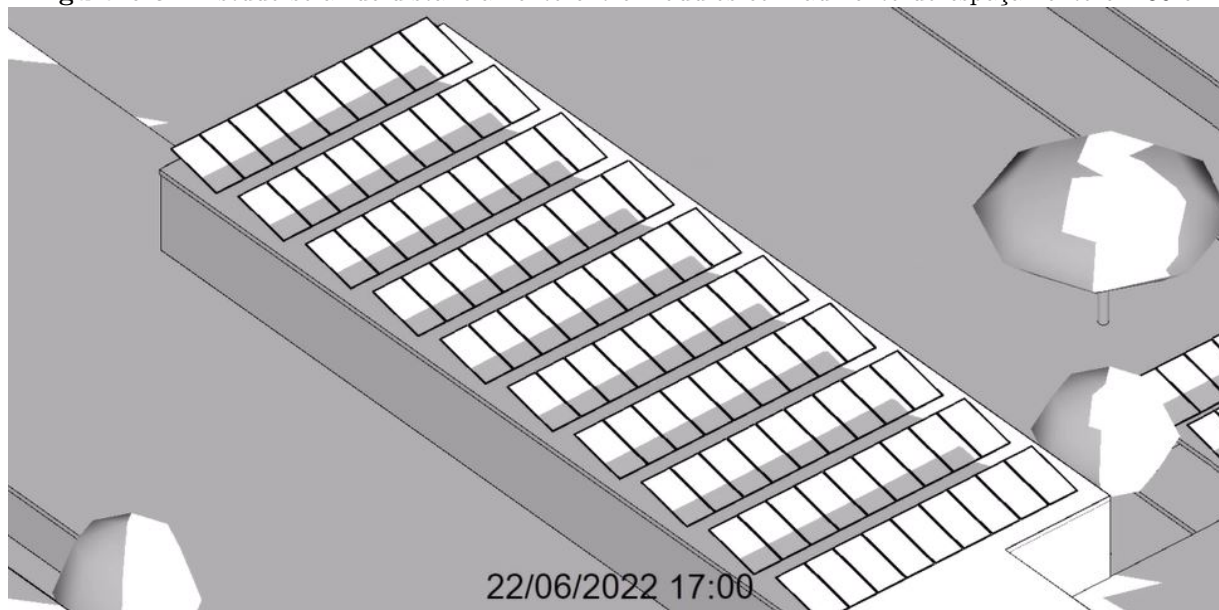


Fonte: Autoria própria.

Adiciona-se que foi possível observar, com o aumento do espaçamento em mais 30 cm, vide Figura 6.34, houve maior redução nesse tipo de sombreamento. Porém, o distanciamento total de 80 cm entre fileiras evidencia outro problema: a escassez de espaço físico dessa cobertura

para a instalação de todos os módulos.

Figura 6.34. Estudo solar de distanciamento entre módulos com aumento do espaçamento em 30 cm



Fonte: Autoria própria.

Ademais, constata-se que o ganho de eficiência com o espaçamento de 80 cm não é tão perceptível. Pode-se concluir que o distanciamento ótimo entre fileiras é de 65 cm, considerando os ganhos de eficiência e a escassez de espaço físico para a distribuição dos módulos.

Visando à obtenção de resultados por meio de outra abordagem, utiliza-se a Equação 6.5 apresentada por Castellano *et al.* (2017).

$$d = l \cdot \frac{\text{sen}(\beta)}{\text{tan}(h)} \quad (6.5)$$

Em que:

d é a distância entre os módulos fotovoltaicos;

l é o comprimento do módulo fotovoltaico;

β é o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal;

h é a altura solar, que é o ângulo entre os raios solares em relação ao plano horizontal.

Então, a partir dos dados da carta solar apresentada em Lima & Gonçalves (2018), constata-se a altura solar de 30° no solstício de inverno, entre 15h00 e 16h00, que seria o período do ano

com a condição mais desfavorável dos raios solares para a incidência nos módulos fotovoltaicos.

E para o objeto em questão, utiliza-se o valor do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal de 15° .

Por fim, o comprimento do módulo fotovoltaico é igual a 1,96 m. Então, por meio da utilização da Equação 6.5, obtém-se a distância ótima de 87,9 cm entre os módulos fotovoltaicos para as condições supracitadas.

Assim, consegue-se perceber a adequação do modelo matemático com a modelagem computacional realizada, tendo em vista que aquele apresentou o distanciamento entre fileiras muito próximas do ideal observado nas simulações computacionais.

Resta, então, ratificado que, para se executar tal distanciamento entre fileiras, seria necessário que os módulos fotovoltaicos fossem instalados em outras coberturas das edificações que integram a Faculdade de Tecnologia - FT da UnB.

A título de exemplo, os módulos fotovoltaicos do subsistema 1, instalados sobre a cobertura do Departamento de Engenharia Elétrica, poderiam ser remanejados para a edificação vizinha, do Departamento de Engenharia Civil. Porém, vale acrescentar que essa modificação geraria custos adicionais com cabeamento elétrico, por exemplo.

6.3 DOS RESULTADOS DA ANÁLISE DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

6.3.1 Tensão elétrica

Conforme já relatado, utilizou-se o analisador de qualidade de energia elétrica Minipa ET-5050, para que fossem obtidos dados de qualidade da energia elétrica nos quadros elétricos de interface da UFV-FT/UnB.

Para tanto, para o subsistema 1, localizado sobre a cobertura do Departamento de Engenharia Elétrica da FT/UnB, o analisador realizou medições de apenas um dia. O mesmo procedimento de coleta de dados por um dia completo foi utilizado para o subsistema 2. E, para o subsistema 3, foi possível a obtenção de dados por 7 dias consecutivos.

Abaixo, listam-se os períodos de obtenção dos dados em análise nesta seção:

1. Subsistema 1: de 02/04/2023 às 12h15, até 03/04/2023 às 12h00 (96 amostras);
2. Subsistema 2: de 30/03/2023 às 16h50, até 31/03/2023 às 16h20 (95 amostras);
3. Subsistema 3: de 23/03/2023 às 16h10, até 30/03/2023 às 16h10 (673 amostras).

Sendo assim, apresentam-se os resultados obtidos para as medidas das tensões elétricas nas 3 fases para os subsistemas 1, 2 e 3, conforme Figuras 6.35, 6.36 e 6.37, respectivamente.

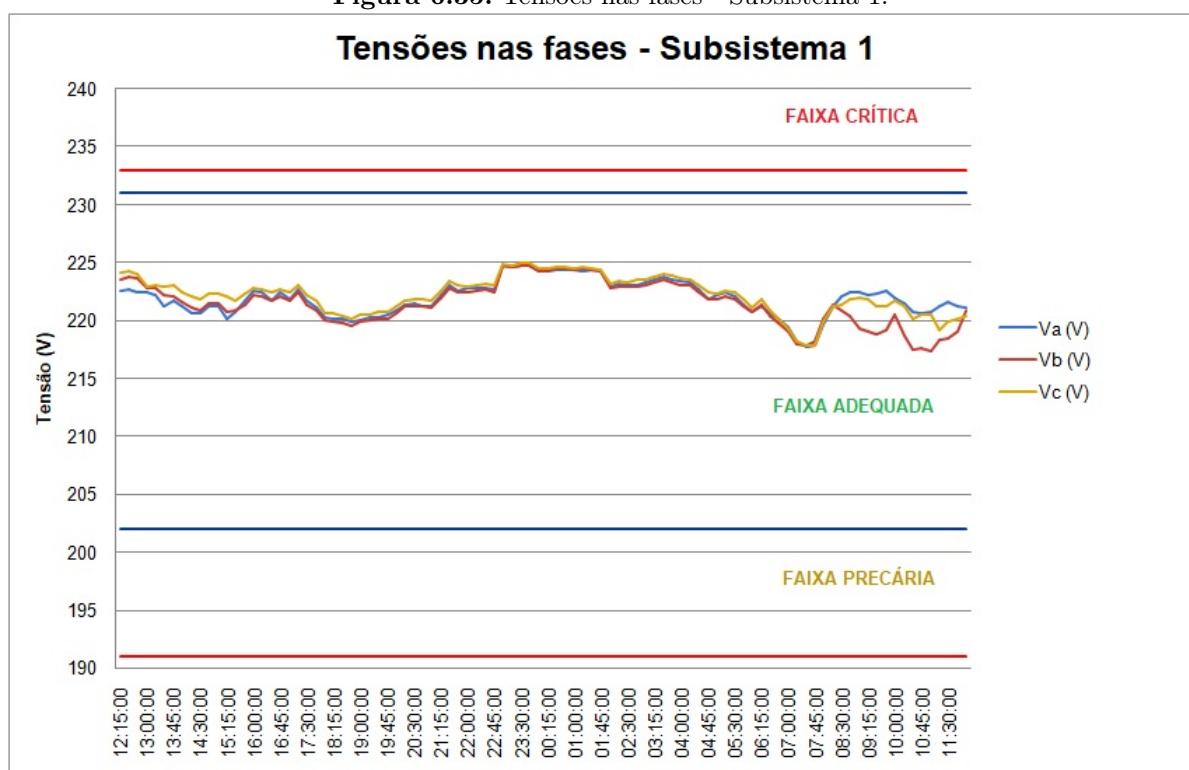
Deve-se lembrar, aqui, que as faixas de classificação de tensões de regime permanente do Anexo 8.A/PRODIST, listadas na Tabela 6.14, foram marcadas nos gráficos de tensão nas cores azul e vermelha.

Tabela 6.14. Faixas de classificação de tensões de fase de regime permanente.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)
Adequada	202 a 231
Precária	191 a 202 e 231 a 233
Crítica	menor que 191 e maior que 233

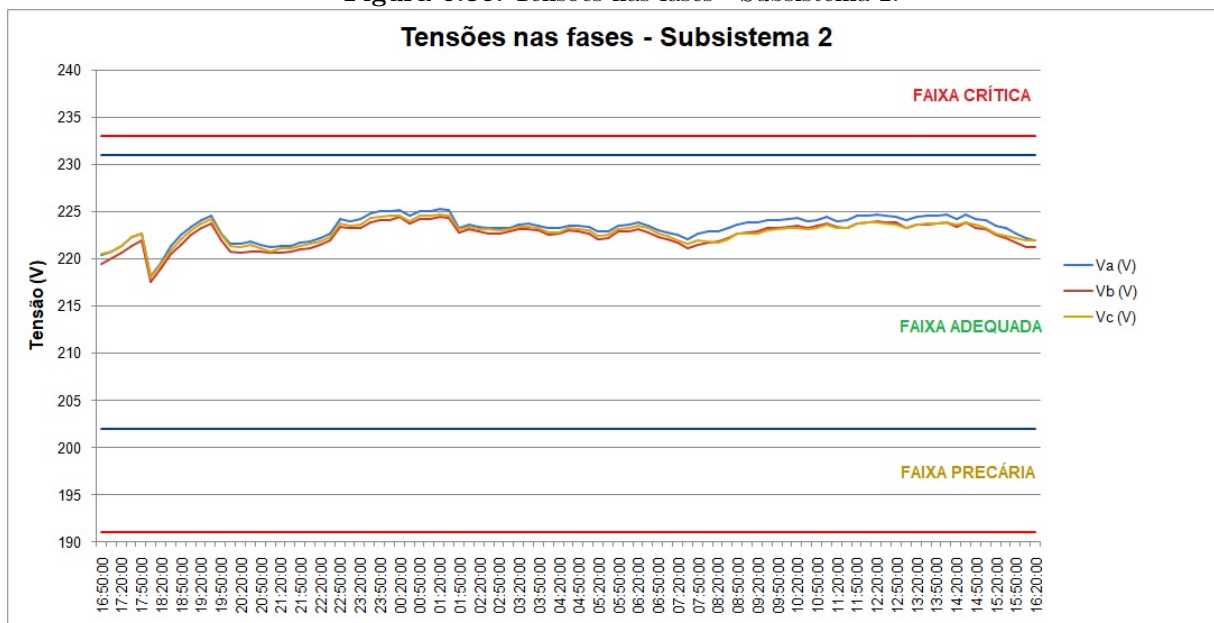
Fonte: Anexo 8.A do Módulo 8 do PRODIST.

Figura 6.35. Tensões nas fases - Subsistema 1.



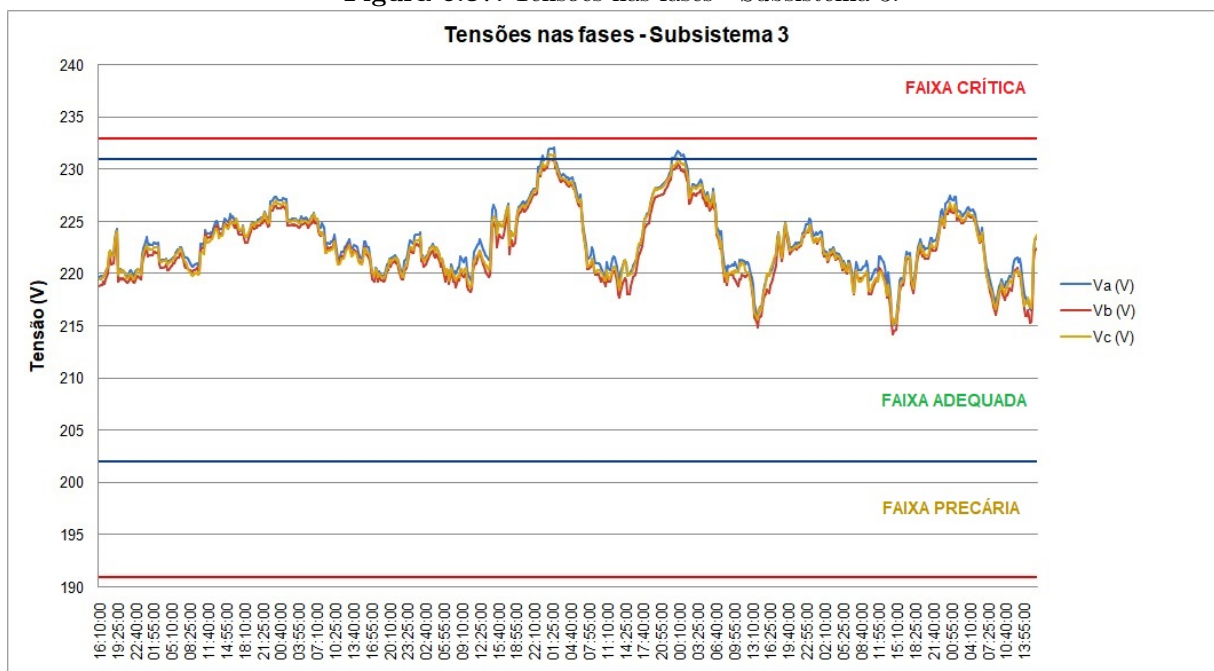
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.36. Tensões nas fases - Subsistema 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.37. Tensões nas fases - Subsistema 3.



Fonte: Autoria própria.

Dos dados obtidos, constata-se que em apenas dois dias, durante a análise do subsistema 3, houve a atingimento da faixa precária superior, pois, durante a noite, chegou-se a valores de cerca de 231,5V. Percebe-se, ainda, que as tensões de fase dos subsistemas estão equilibradas, sem diferença significativa que enseje uma análise mais detalhada, estando o fator de

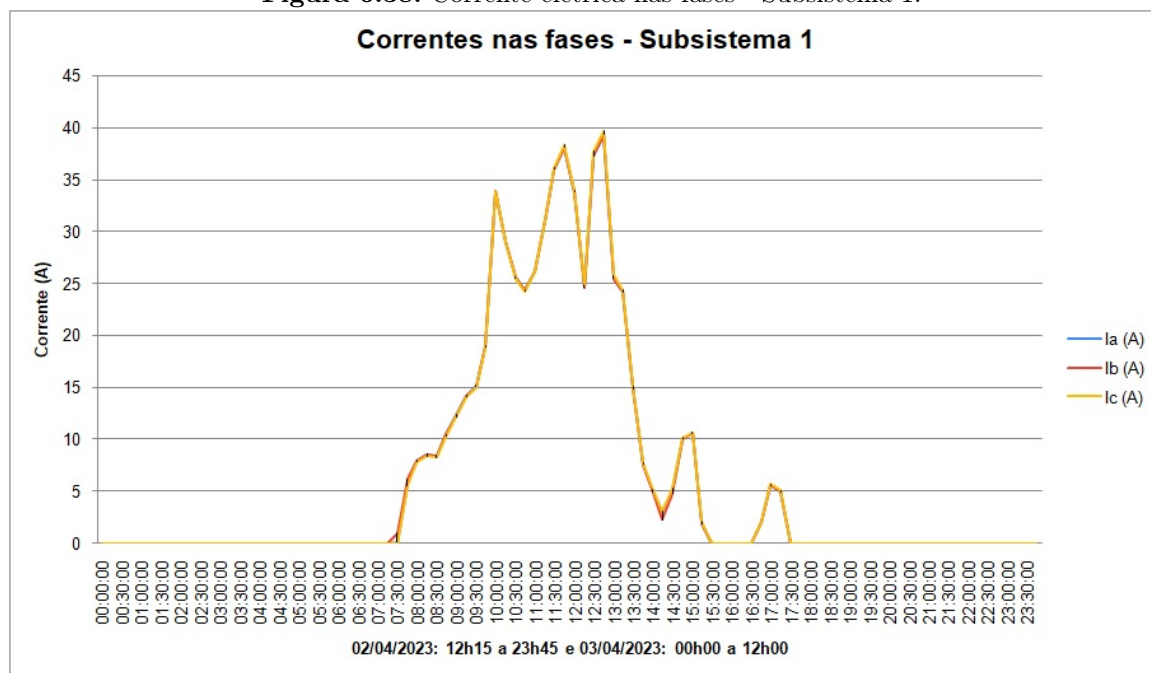
desequilíbrio dentro das faixas do Módulo 8 do PRODIST.

6.3.2 Corrente elétrica

Adiciona-se que também foram obtidas as correntes elétricas nas fases dos subsistemas 1, 2 e 3, conforme Figuras 6.38, 6.39 e 6.40, respectivamente. Ratifica-se a forte influência da irradiância solar e temperatura dos módulos nos valores das correntes elétricas geradas pelos sistemas fotovoltaicos.

É possível perceber, também, que as correntes de fase dos subsistemas estão equilibradas, sem diferença significativa que enseje uma análise mais detalhada.

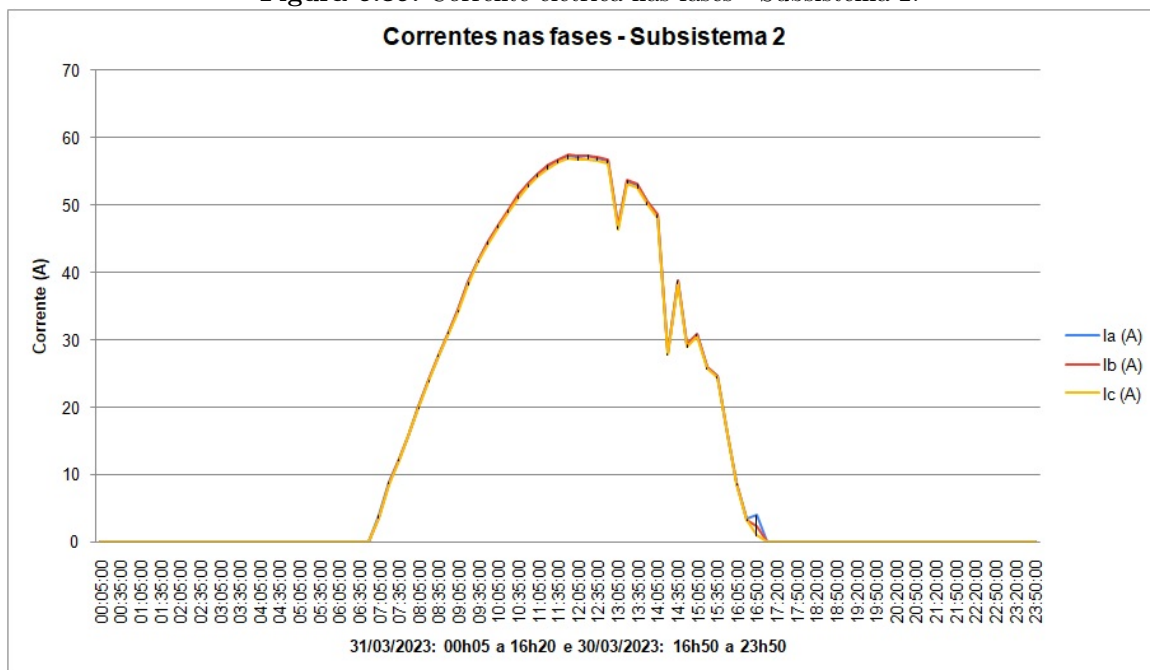
Figura 6.38. Corrente elétrica nas fases - Subsistema 1.



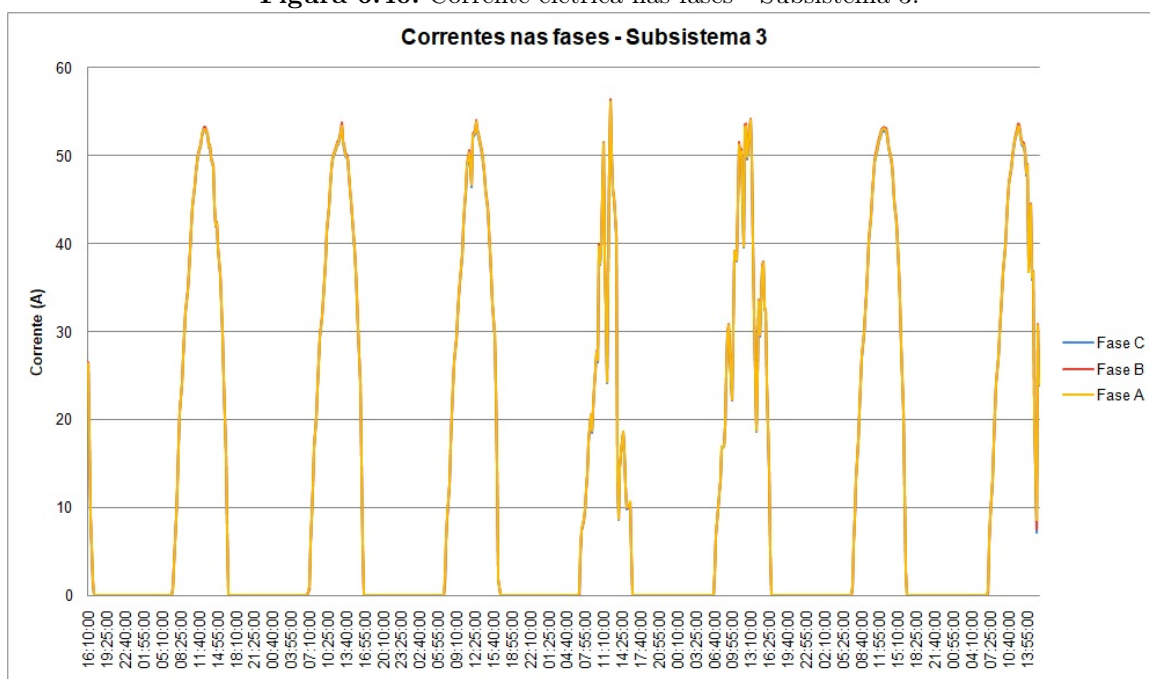
Fonte: Autoria própria.

6.3.3 Potência elétrica

As potências aparente, ativa e reativa totais dos subsistemas 1, 2 e 3 também foram obtidas, conforme Figuras 6.41, 6.42 e 6.43, respectivamente, por meio da coleta de dados pelo analisador de energia instalado nos quadros elétricos de interface com a rede elétrica da FT/UnB.

Figura 6.39. Corrente elétrica nas fases - Subsistema 2.

Fonte: Autoria própria.

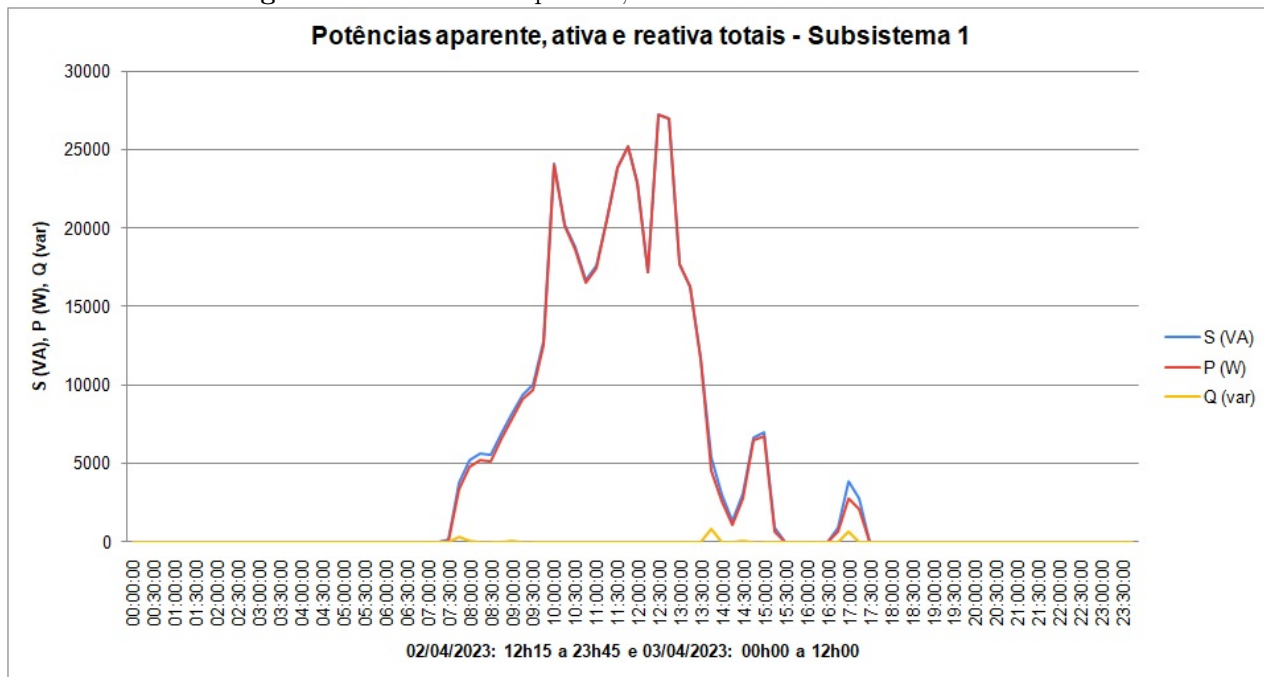
Figura 6.40. Corrente elétrica nas fases - Subsistema 3.

Fonte: Autoria própria.

Novamente se constata que o subsistema 3 obteve menores valores de potência ativa, em comparação com os do subsistema 2, devido às questões de sombreamento, que, como dito, reduzem o desempenho desse sistema.

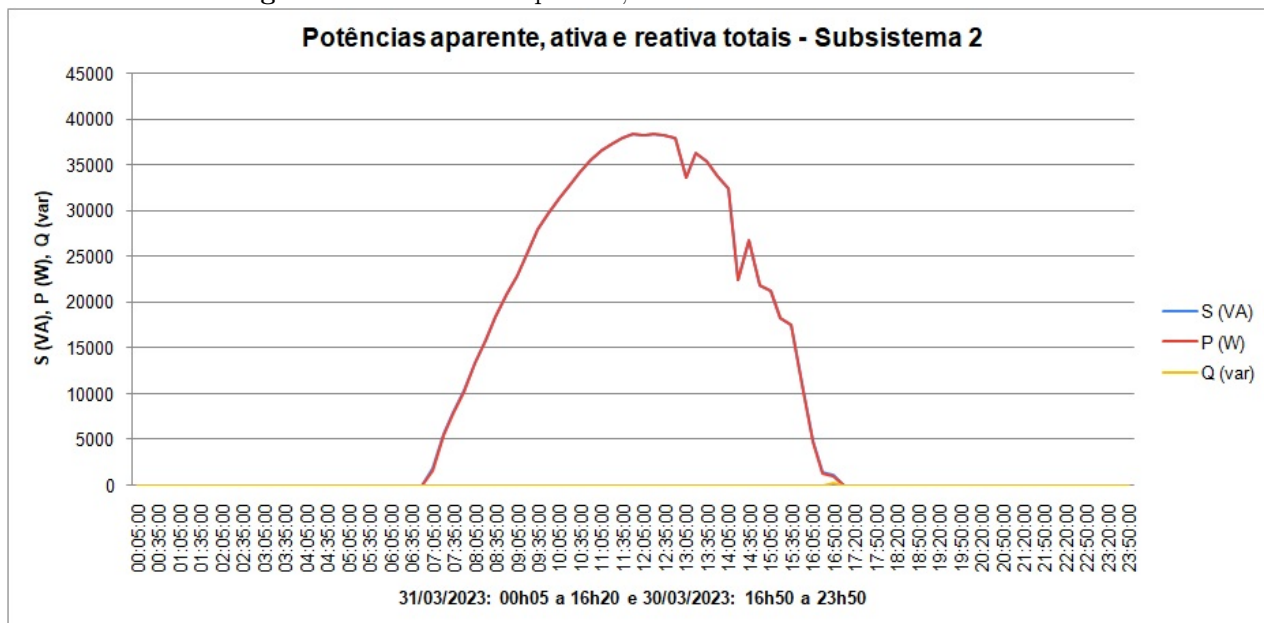
E, para o subsistema 1, verifica-se que, no período de medição, a potência máxima aferida atingiu apenas cerca da metade da capacidade da Unidade de Condicionamento de Potência - UCP do referido sistema.

Figura 6.41. Potências aparente, ativa e reativa totais - Subsistema 1.

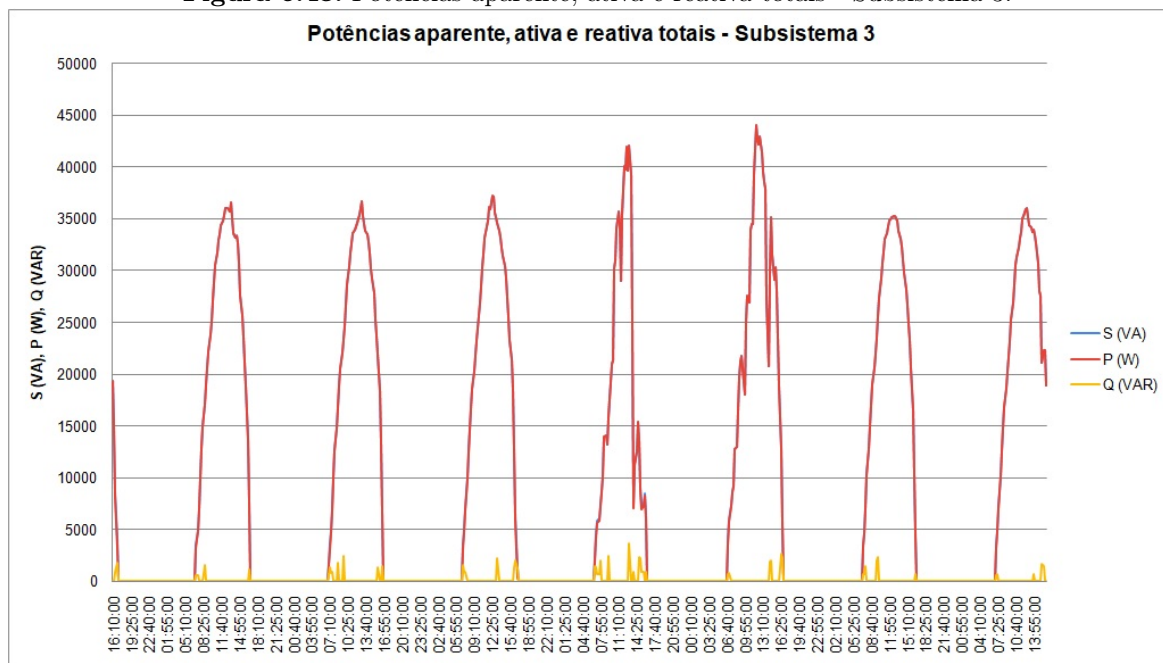


Fonte: Autoria própria.

Figura 6.42. Potências aparente, ativa e reativa totais - Subsistema 2.

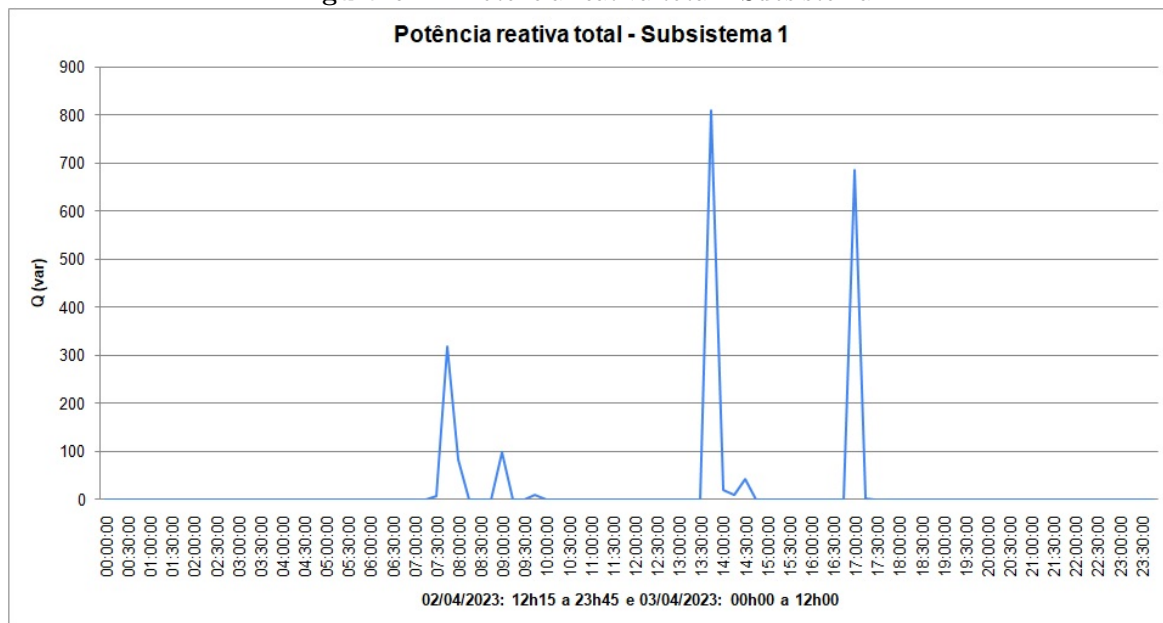


Fonte: Autoria própria.

Figura 6.43. Potências aparente, ativa e reativa totais - Subsistema 3.

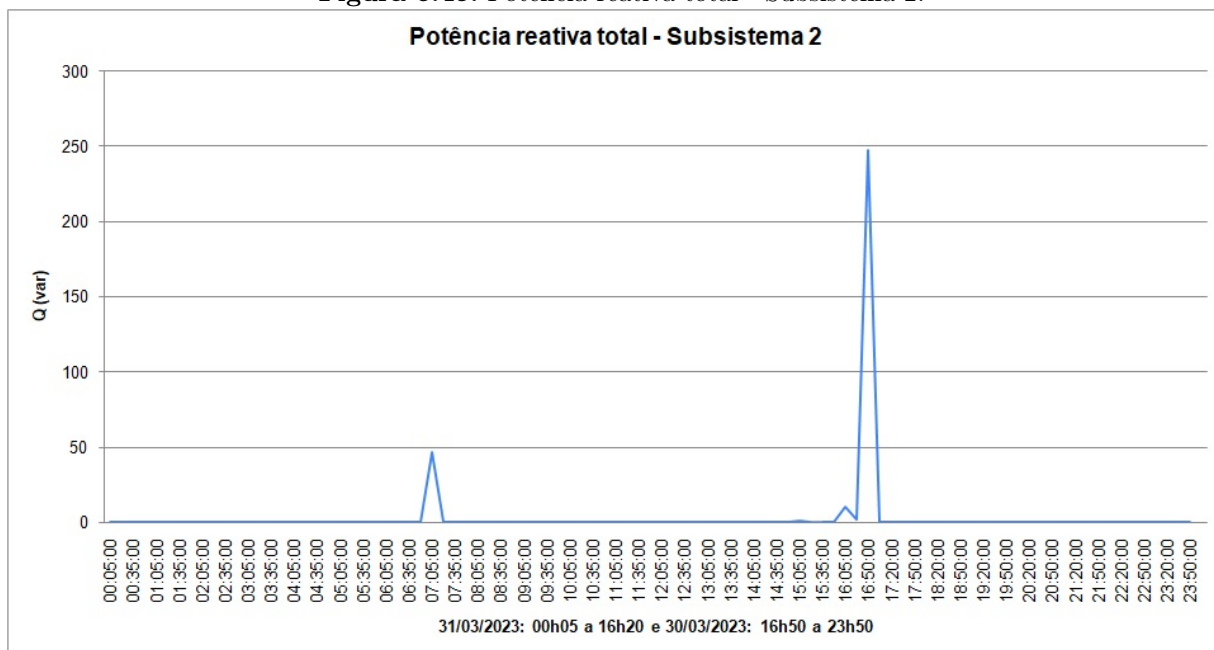
Fonte: Autoria própria.

Para melhor visualização das curvas de potência reativa, haja vista a notável diferença constatada entre tais valores e os de potências ativa e aparente, são apresentadas as Figuras 6.44, 6.45 e 6.46 com as respectivas curvas. Destaca-se que os valores de potência reativa se devem a distúrbios na rede, que geram perda momentânea da referência de fase.

Figura 6.44. Potência reativa total - Subsistema 1.

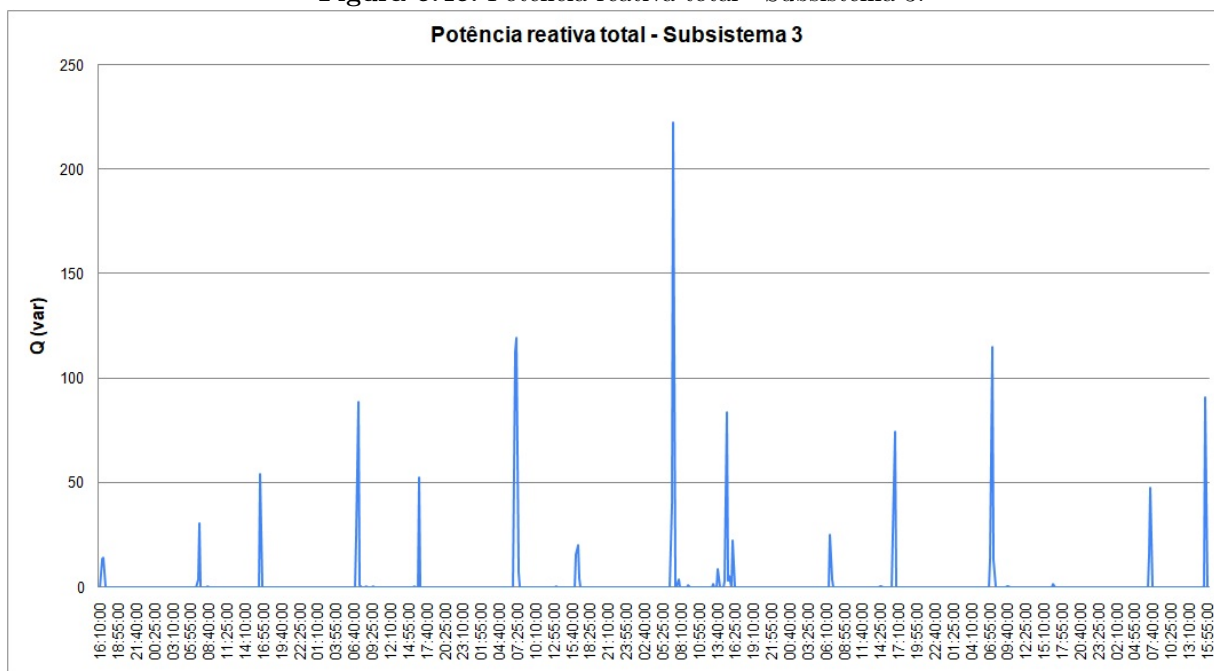
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.45. Potência reativa total - Subsistema 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.46. Potência reativa total - Subsistema 3.



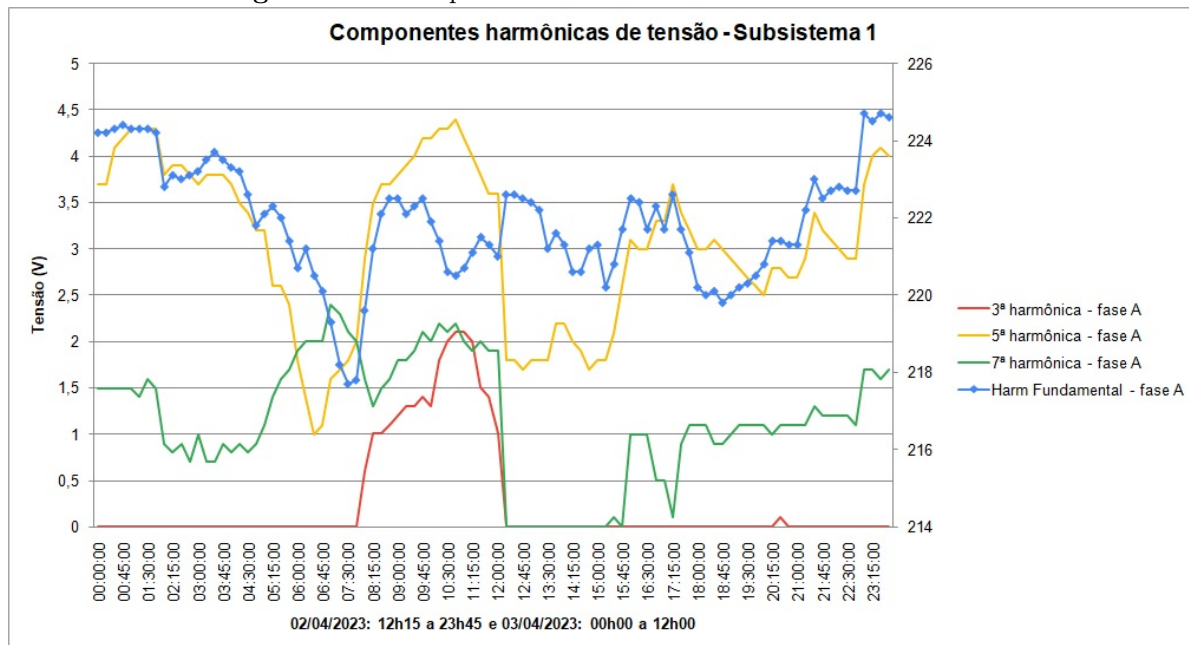
Fonte: Autoria própria.

6.3.4 Conteúdo harmônico

Da mesma forma, foram avaliados os índices de distorção harmônica, tanto para os valores de tensão elétrica, quanto para os de corrente elétrica. Primeiramente, são apresentados os valores

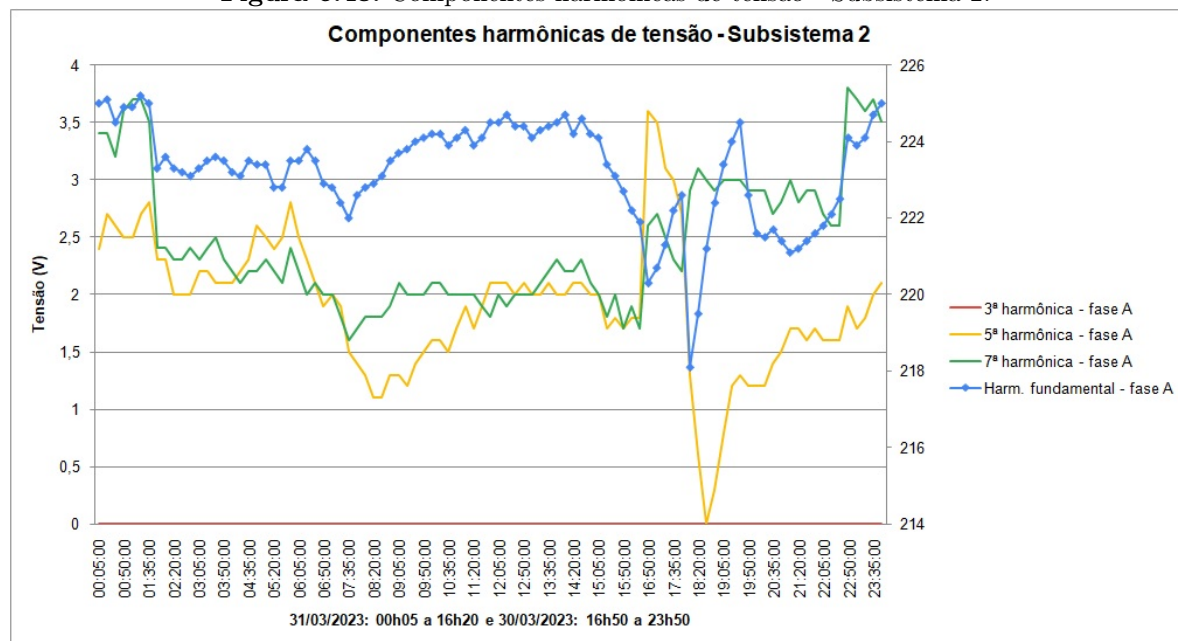
dos componentes harmônicos de tensão para os subsistemas 1, 2 e 3, conforme Figuras 6.47, 6.48 e 6.49, respectivamente. Ressalta-se que o conteúdo harmônico da componente fundamental está referenciado em eixo secundário (à direita). E o analisador de energia elétrica somente computou o conteúdo das componentes da 3^a, 5^a e 7^a harmônicas.

Figura 6.47. Componentes harmônicas de tensão - Subsistema 1.



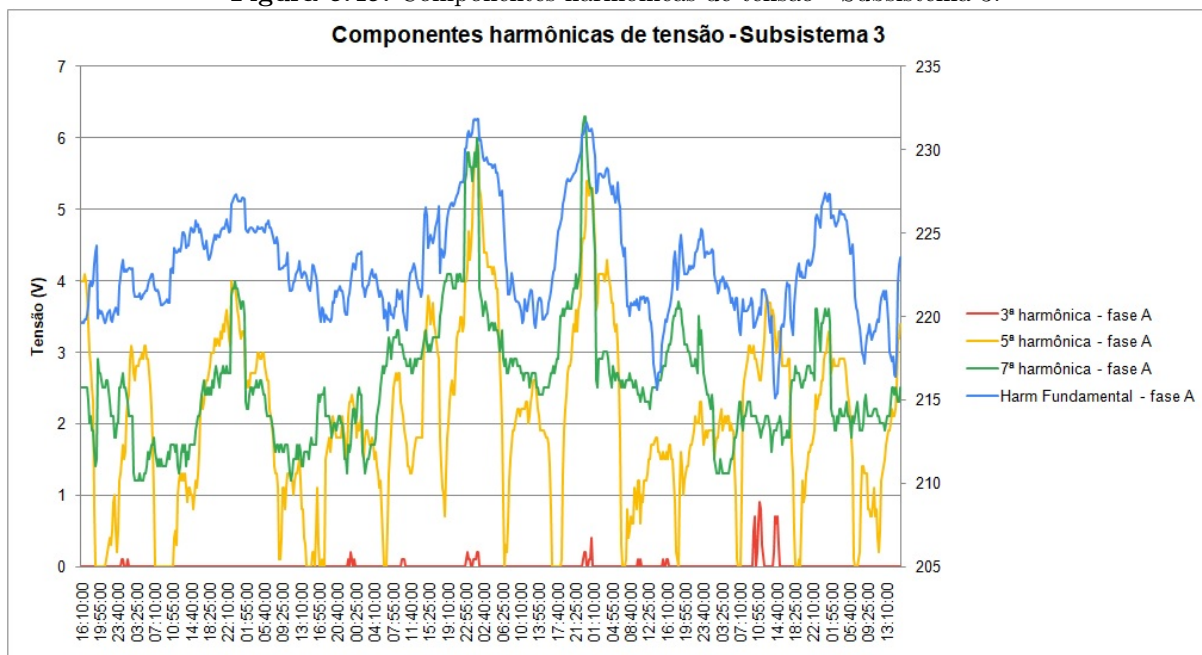
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.48. Componentes harmônicas de tensão - Subsistema 2.



Fonte: Autoria própria.

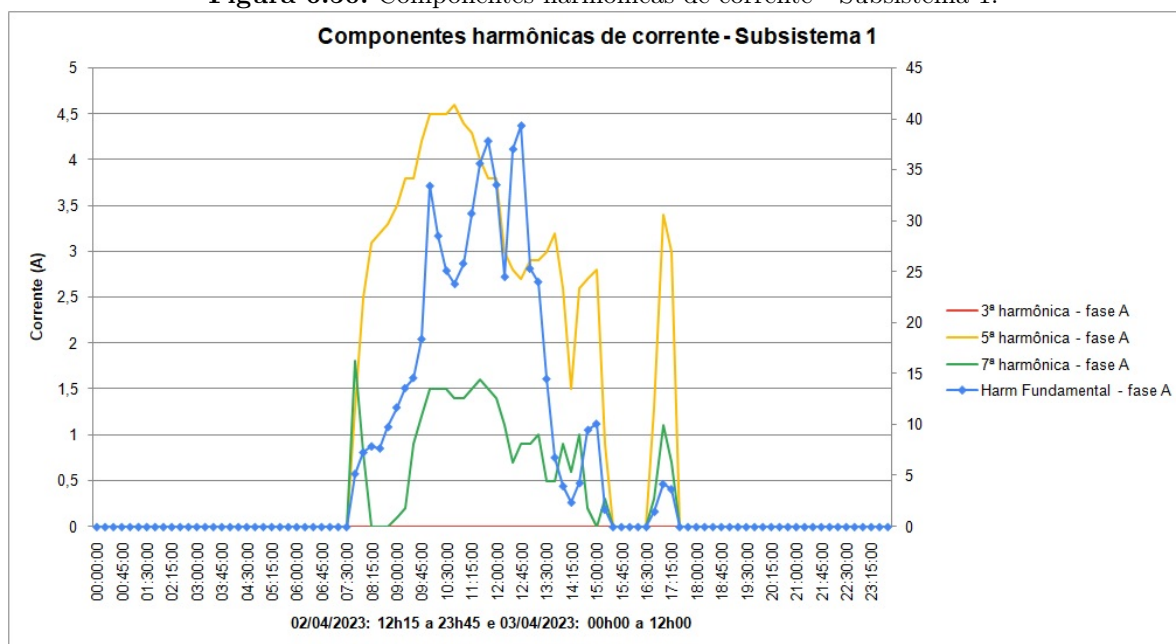
Figura 6.49. Componentes harmônicas de tensão - Subsistema 3.



Fonte: Autoria própria.

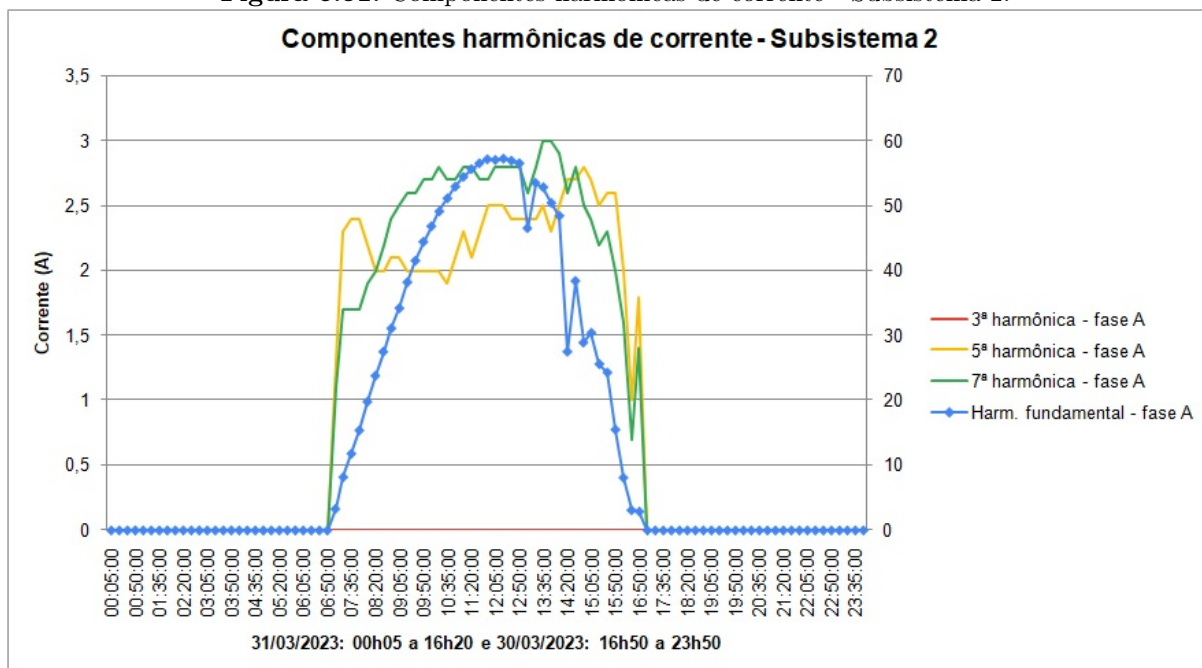
Ademais, foram obtidos os valores dos componentes harmônicos de corrente para os subsistemas 1, 2 e 3, conforme Figuras 6.50, 6.51 e 6.52, respectivamente. O conteúdo harmônico da componente fundamental está referenciado em eixo secundário (à direita). E o analisador de energia elétrica somente computou o conteúdo das componentes da 3ª, 5ª e 7ª harmônicas.

Figura 6.50. Componentes harmônicas de corrente - Subsistema 1.



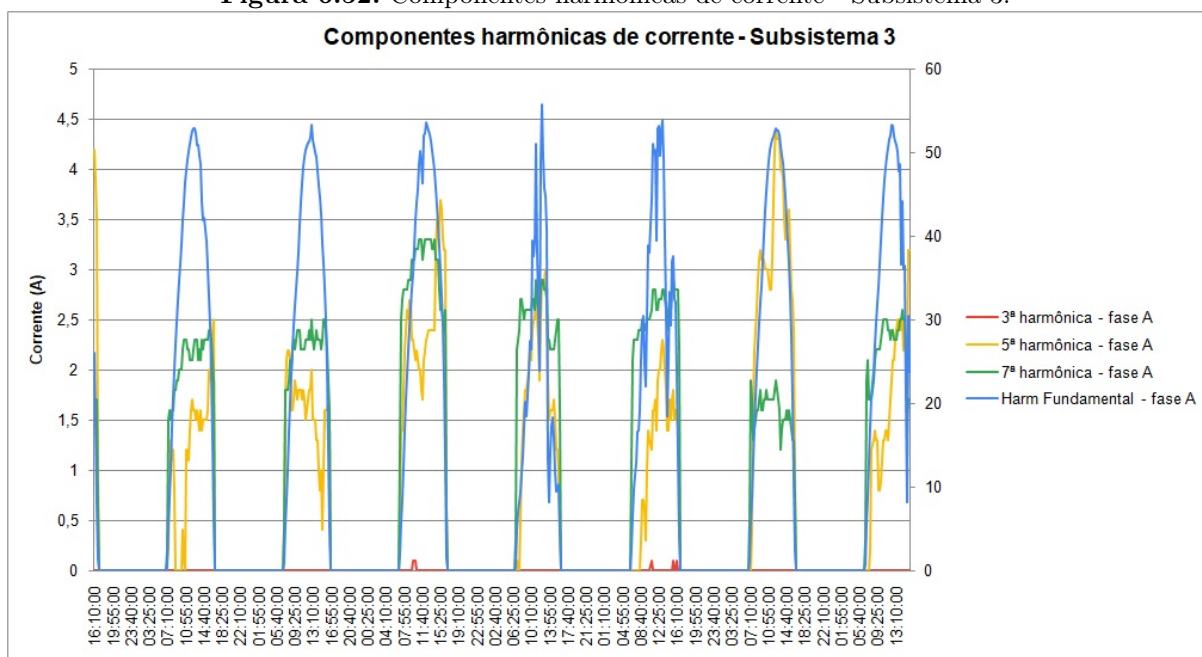
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.51. Componentes harmônicas de corrente - Subsistema 2.



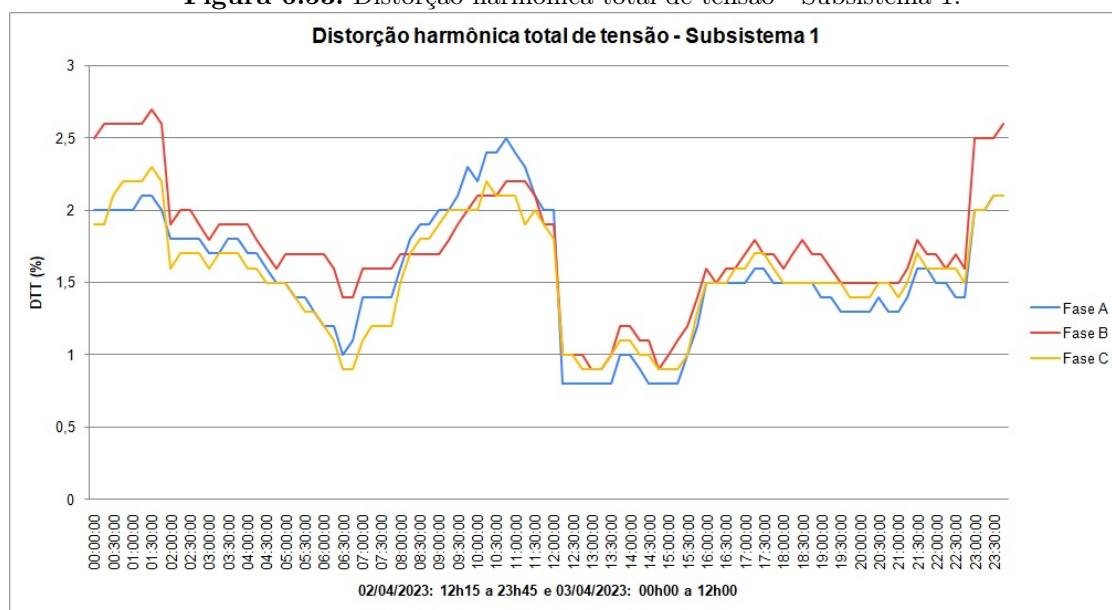
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.52. Componentes harmônicos de corrente - Subsistema 3.

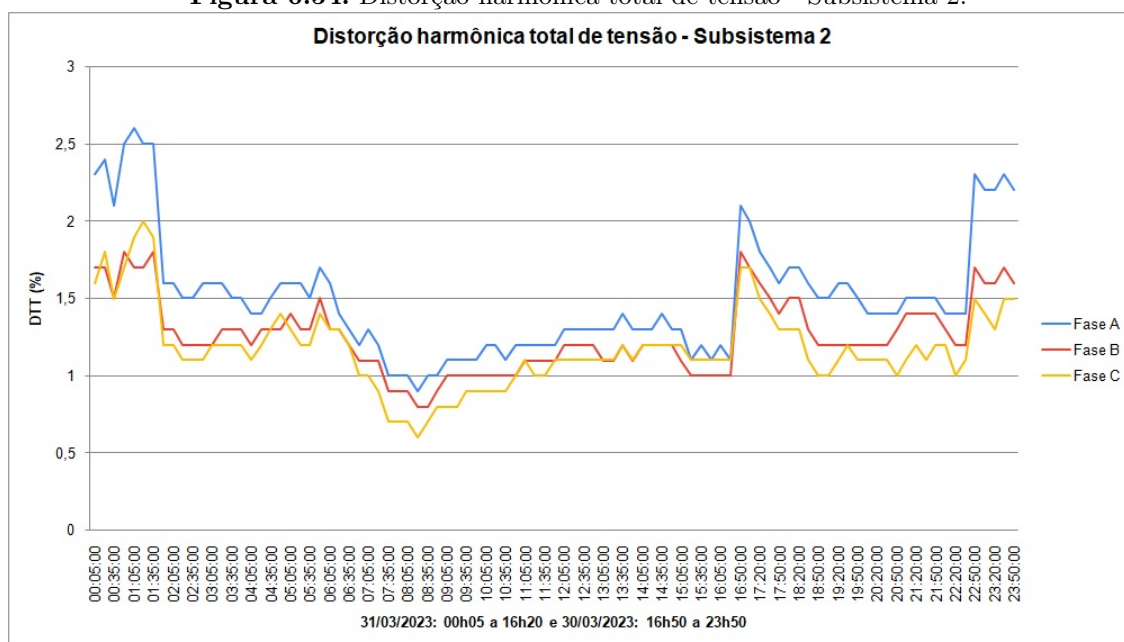


Fonte: Autoria própria.

Após a apresentação das componentes harmônicas de tensão e corrente, foram obtidos os dados de distorção harmônica total. A princípio, foram obtidos os valores de distorção harmônica total de tensão nas 3 fases dos subsistemas, conforme Figuras 6.53, 6.54 e 6.55.

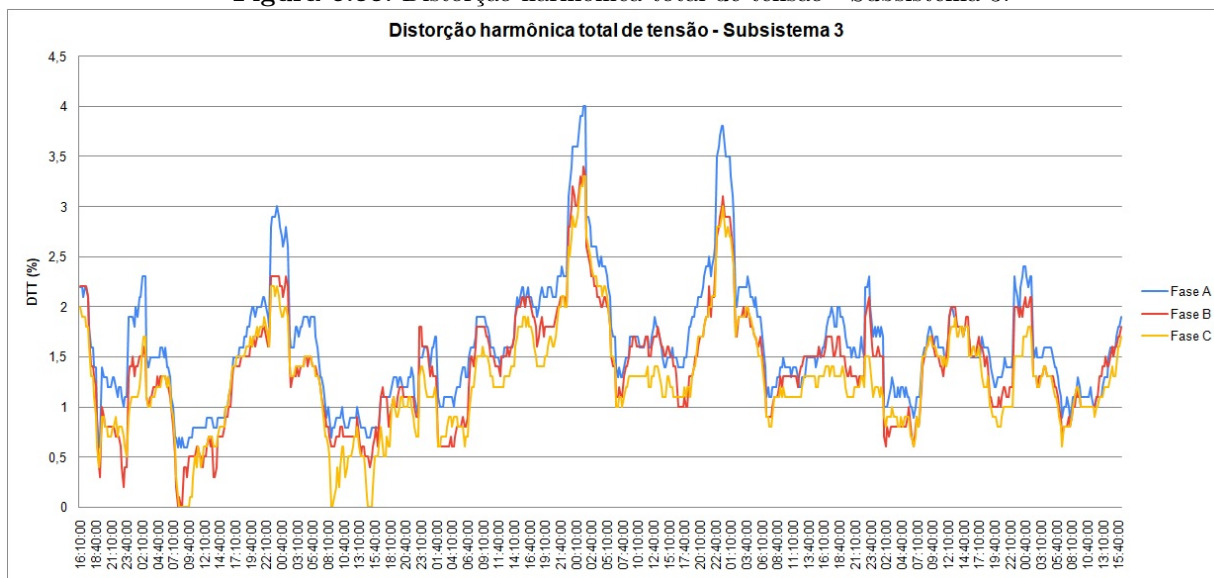
Figura 6.53. Distorção harmônica total de tensão - Subsistema 1.

Fonte: Autoria própria.

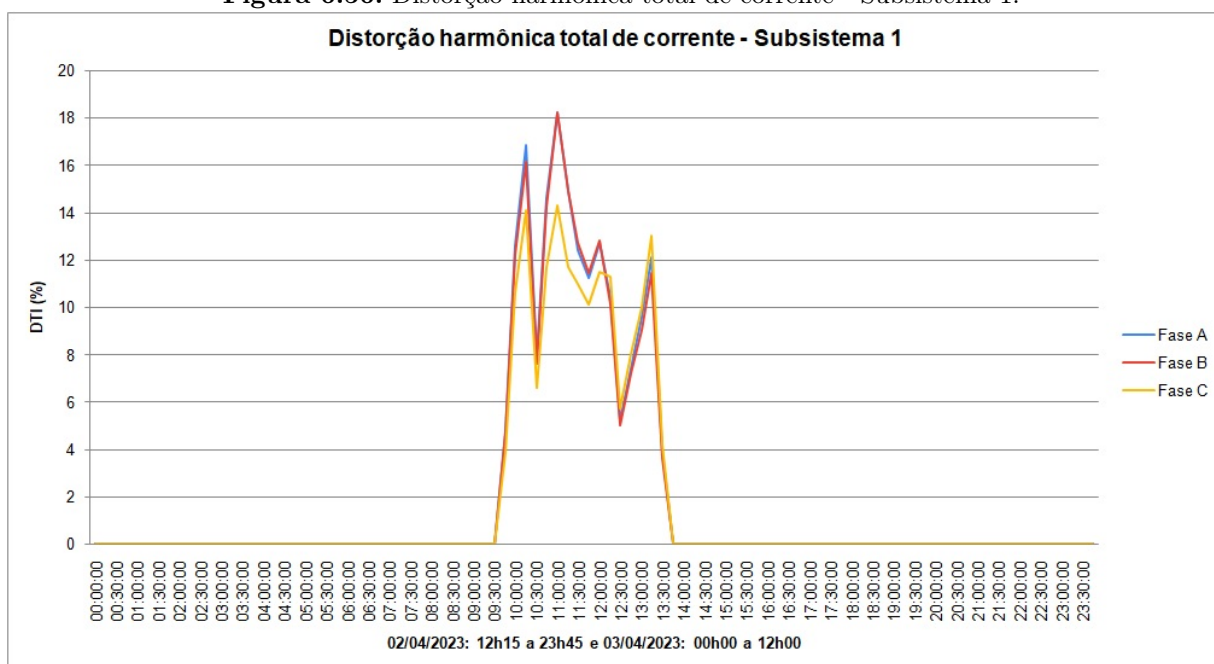
Figura 6.54. Distorção harmônica total de tensão - Subsistema 2.

Fonte: Autoria própria.

Em sequência, tem-se os valores de distorção harmônica total de corrente nas 3 fases dos subsistemas 1, 2 e 3, conforme Figuras 6.56, 6.57 e 6.58, respectivamente. Diante dos dados obtidos por meio da instalação do analisador de energia, foi possível identificar a notável presença de componentes de distorção harmônica de 5^a e 7^a ordens, especialmente nos horários de baixa irradiância: início da manhã e fim da tarde.

Figura 6.55. Distorção harmônica total de tensão - Subsistema 3.

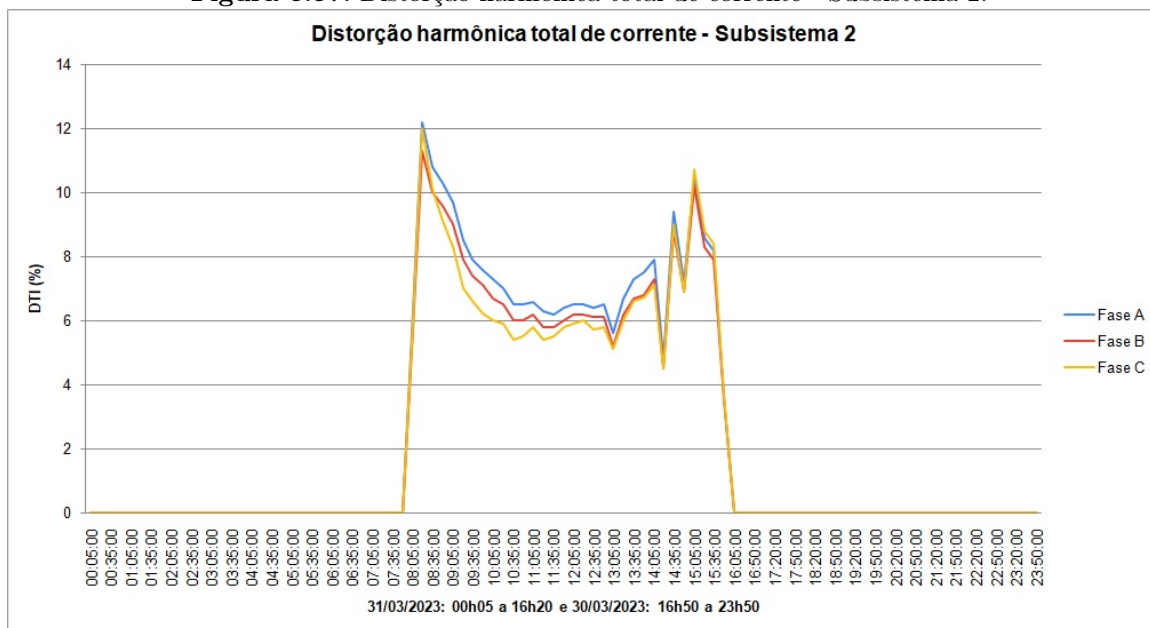
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.56. Distorção harmônica total de corrente - Subsistema 1.

Fonte: Autoria própria.

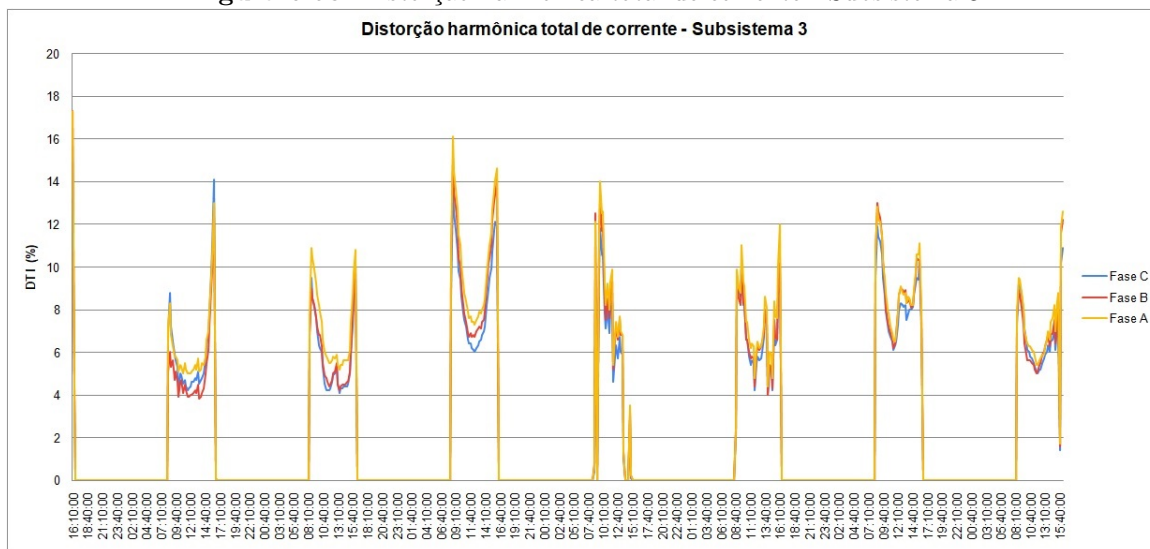
Esse tipo de componente harmônica está diretamente vinculada à operação dos inversores fotovoltaicos, seus dispositivos semicondutores de chaveamento e da modulação utilizada por esses equipamentos. Ademais, de acordo com a tecnologia embarcada nesses dispositivos, bem como das técnicas de filtragem utilizadas, há a possibilidade de redução dos níveis das componentes harmônicas encontradas nas medições respectivas (CASTRO, 2019).

Figura 6.57. Distorção harmônica total de corrente - Subsistema 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.58. Distorção harmônica total de corrente - Subsistema 3.



Fonte: Autoria própria.

Por outro lado, sabe-se que a potência de carregamento é diretamente proporcional à irradiância solar disponível para o arranjo fotovoltaico conectado à determinada UCP. Com isso, nos horários típicos de baixa irradiância - início da manhã e fim da tarde -, será constatada baixa potência de carregamento nos inversores.

Acrescenta-se que os níveis das componentes harmônicas de ordem ímpar, principalmente, são inversamente proporcionais à potência de carregamento do inversor. Ou seja, para baixos

níveis de potência de carregamento - em baixos índices de irradiância, como dito -, são medidos consideráveis valores de componentes harmônicos. Esse fato é observável nos dados obtidos para o subsistema 1, que obteve baixos índices de potência (cerca de metade da capacidade disponível) e elevados índices de distorção harmônica.

Releva destacar que, ainda que tais níveis de componentes harmônicos sejam elevados, como a potência de carregamento é baixa, as grandezas elétricas injetadas na rede também serão baixas, como a corrente elétrica, o que reduz o possível dano à qualidade da energia elétrica disponibilizada à rede da concessionária. Em contrapartida, quando a irradiância solar atinge valores que garantam a potência de carregamento em níveis adequados, as componentes harmônicas, especialmente as de ordem ímpar, tornam-se pequenas, abaixo dos patamares exigidos pelos requisitos normativos vigentes (ZILLES, São Paulo: Oficina de Textos, 2012).

Para o caso em estudo, constata-se que os valores de distorção harmônica total de tensão - DTT estão abaixo dos 5%, em atendimento aos requisitos dos normativos vigentes, como o IEEE 1547. Já para os níveis de distorção harmônica total de corrente - DTI, verifica-se a necessidade de uma avaliação mais detalhada, porquanto os valores, em sua maioria, superam o patamar de 5%. Destaca-se que o Módulo 8 do PRODIST traz apenas requisitos para a tensão elétrica, tendo em vista que se trata do produto a ser fornecido pela concessionária de energia elétrica, uma vez que a corrente elétrica se refere à carga, ou ainda, às Unidades Consumidoras.

É necessário considerar, ainda, que o alto conteúdo harmônico de corrente também pode ser devido ao efeito das "harmônicas de fundo", ou do inglês: *background harmonics* ou *background distortion*, conteúdo harmônico existente na rede elétrica anteriormente à conexão do sistema FV. Assim, para se mensurar com precisão o conteúdo harmônico gerado, deve ser verificado que a rede elétrica está livre das mencionadas "harmônicas de fundo" (*background harmonics*) (MORADI *et al.*, 2022; KIM *et al.*, 2017).

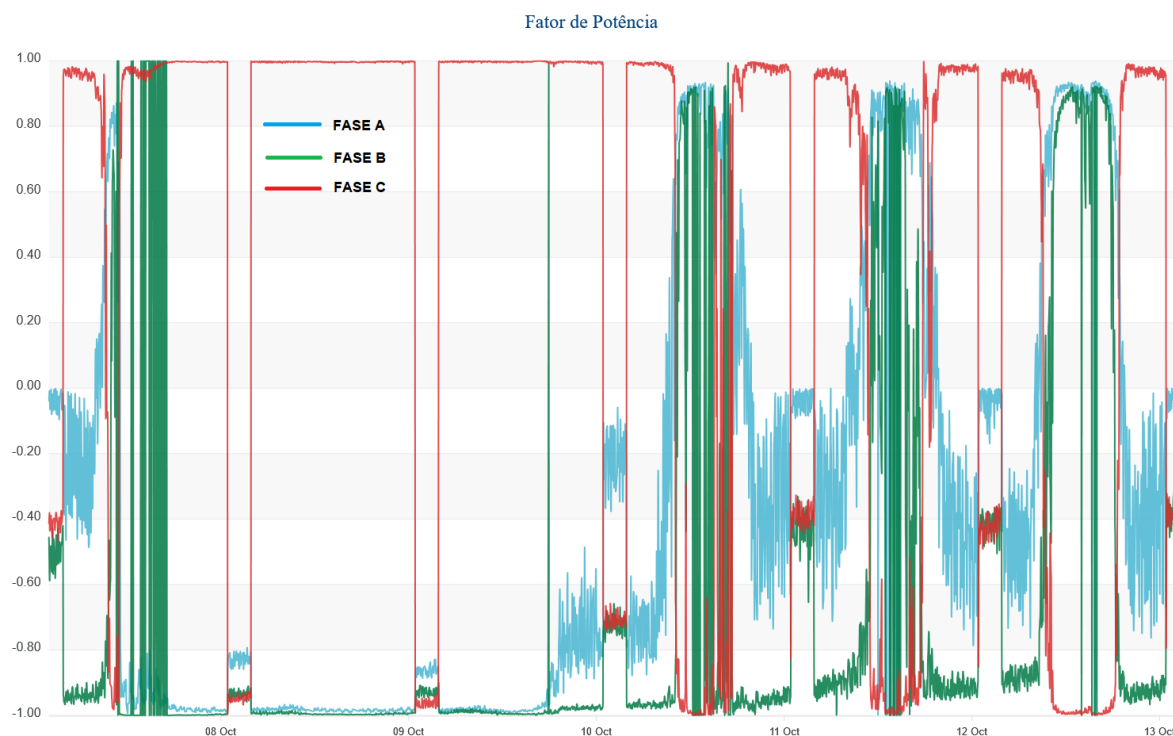
6.3.5 Fator de potência

Conforme já informado, o medidor MD30/Embrasul coletou dados no ponto de acoplamento comum em 2020 e em parte de 2021. A Figura 6.59 apresenta a curva de fator de potência nas fases da entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB, no período de 08/10/2020 a

13/10/2020.

Sabe-se que no período de 07/10/2020 a 10/10/2020, foram realizados experimentos por meio do desligamento da Usina Fotovoltaica - UFV-FT/UnB.

Figura 6.59. Perfil da curva de fator de potência nas fases da entrada de energia elétrica da subestação da FT/UnB.



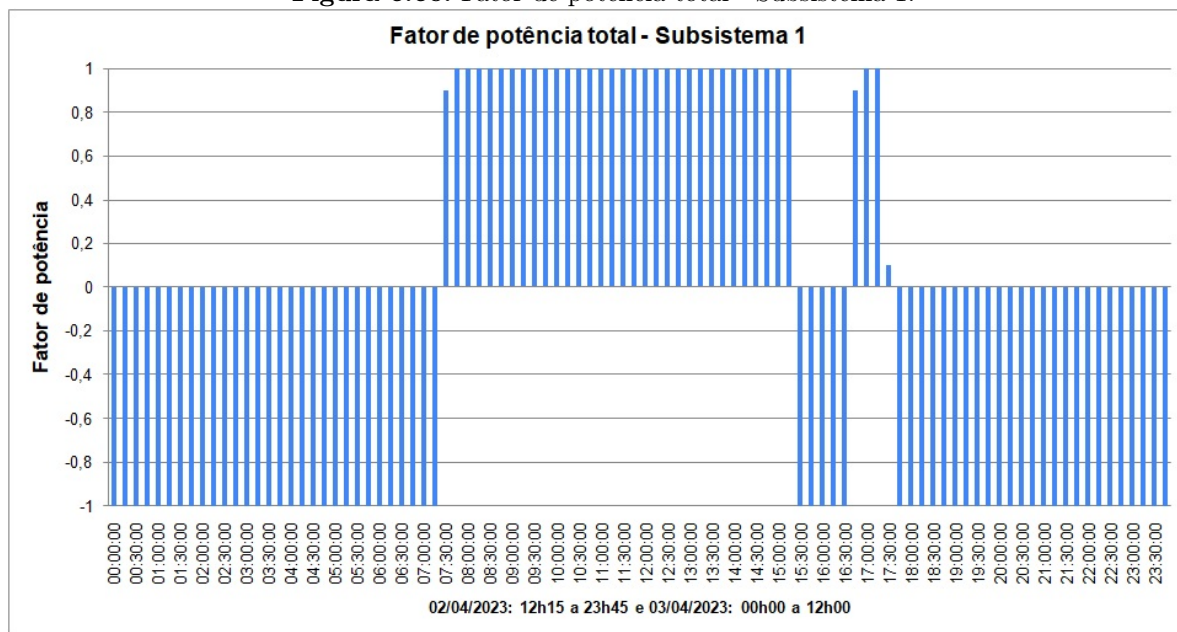
Fonte: SIGE, 2020.

Constata-se que no período de desligamento da UFV, o fator de potência aferido no ponto de acoplamento comum está próximo ao unitário.

Por outro lado, após a reativação do sistema FV, verifica-se que há redução do fator de potência, haja vista que, com a injeção de potência ativa, do ponto de vista da concessionária, enxerga-se menor fator de potência.

Com isso, é necessário que a Unidade de Condicionamento de Potência - UCP seja capaz de controlar eficientemente a injeção de reativos por meio do controle da amplitude e fase da corrente elétrica injetada, de forma que o fator de potência seja unitário, ou o mais próximo da unidade.

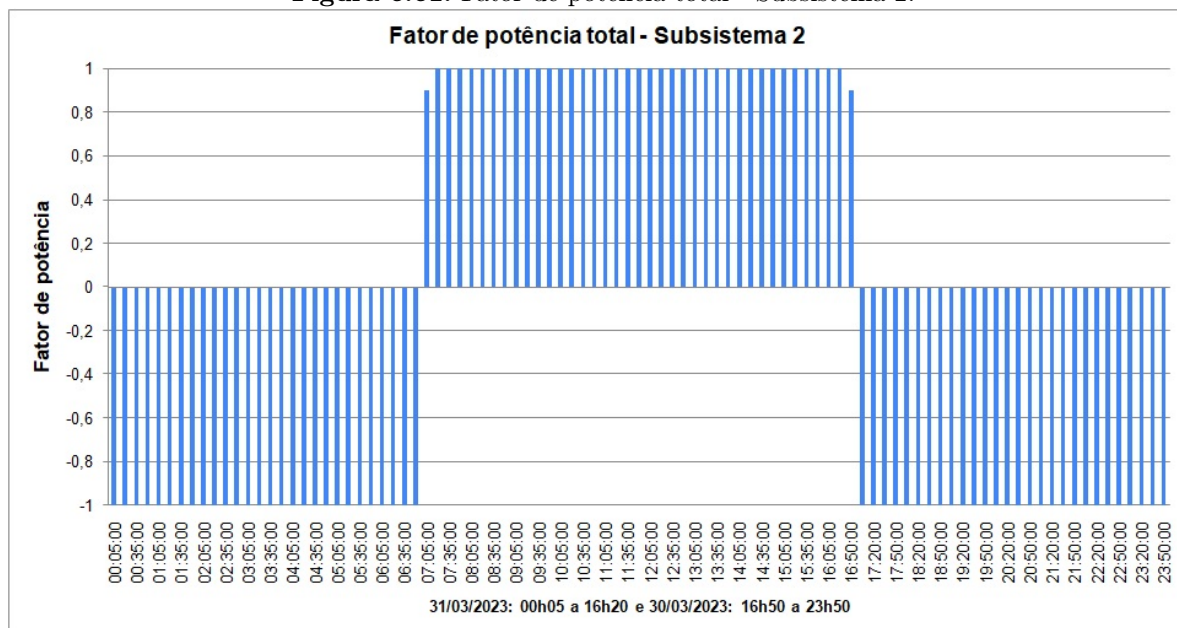
De fato, as Unidades de Condicionamento de Potência são configuradas, de fábrica, para injetarem corrente elétrica com fator de potência unitário. E a configuração para a alteração do

Figura 6.60. Fator de potência total - Subsistema 1.

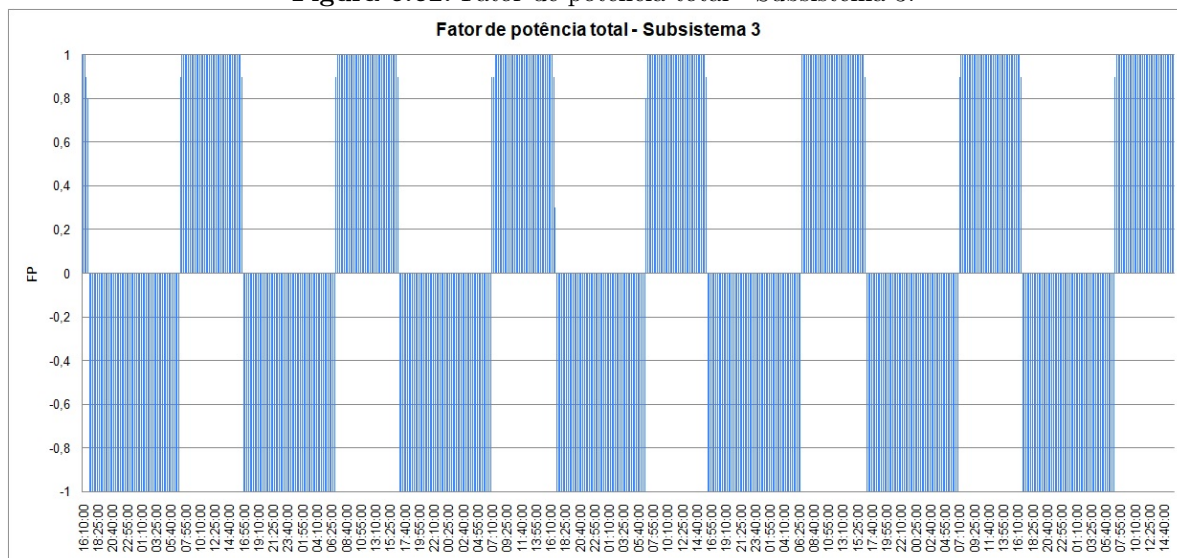
Fonte: Autoria própria.

fator de potência para a compensação de reativos pode ser realizada por meio de funcionalidades específicas.

Por fim, por meio do analisador de energia Minipa ET-5050, foi possível obter os dados de fator de potência total para os subsistemas 1, 2 e 3, conforme Figuras 6.60, 6.61 e 6.62.

Figura 6.61. Fator de potência total - Subsistema 2.

Fonte: Autoria própria.

Figura 6.62. Fator de potência total - Subsistema 3.

Fonte: Autoria própria.

Diante do que foi apresentado, atesta-se que, na maior parte do período em análise, são apurados fatores de potências totais unitários. E os fatores diferentes do unitário são percebidos, principalmente, em períodos de menor irradiância solar. Ademais, os valores negativos e unitários se referem ao efeito capacitivo durante a injeção de corrente elétrica.

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Cabe ressaltar que foi realizada a apresentação dos dados de geração e de desempenho da usina sob análise, coletados tanto pelo sistema de monitoramento remoto, quanto pelo analisador de energia elétrica instalado em quadros elétricos específicos.

Ainda, foram realizados estudos computacionais, no intuito de se quantificar o impacto do sombreamento parcial no desempenho da usina. Os dados obtidos foram analisados à luz dos normativos vigentes, de forma a se aferir o desempenho do sistema fotovoltaico como um todo.

DISCUSSÕES E CONCLUSÃO

7.1 DOS RESULTADOS DE DESEMPENHO

Por conseguinte, em relação à avaliação de desempenho do presente objeto de estudo, com base nos dados obtidos por meio da metodologia apresentada nesta dissertação, quais sejam: sistema de monitoramento remoto (*dataloggers* das unidades de condicionamento de potência – UCPs) e *software SAM* para simulação computacional, verificou-se a evidente necessidade de que sejam avaliadas as condições geográficas locais antes do projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos. Especialmente, a respeito do posicionamento de indivíduos arbóreos em locais contíguos às edificações e/ou terrenos em que se encontram as plantas fotovoltaicas, haja vista a constatação de notável impacto dos sombreamentos parciais na produção energética avaliada.

Considera-se imprescindível que sejam observados os requisitos técnico-legais vigentes para a elaboração do projeto e a instalação dos sistemas fotovoltaicos, e sua consequente conexão à rede elétrica. Também, a execução de procedimentos de manutenção e controle são medidas imperativas para se aferir o desempenho almejado, seja para avaliar continuamente o atendimento aos requisitos necessários, seja para se atuar corretivamente em situações específicas, tais como: poda de árvores próximas; substituição de dispositivos defeituosos; alteração de posicionamento de módulos fotovoltaicos; entre outros.

Permitindo-se comparar os valores calculados de rendimento global, ou *Performance Ratio*, dos subsistemas que integram a UFV-FT/UnB, verifica-se que tal índice se encontra ligeiramente abaixo dos índices de outras UFVs de outras instituições de ensino, em consonância com as que foram apresentadas no Capítulo 3. Em acréscimo, conforme SMA (2019), sistemas fotovoltaicos eficientes atingem valores de *PR* de até 80%. E, de acordo com estudos apresentados por Pinho & Galdino (2014), o *PR* médio pode variar entre 70% e 75%. Então, de fato, constata-se que o desempenho da UFV-FT/UnB é crítico, com *PR* abaixo de 60%.

Nesse contexto, constata-se a necessidade de promoção de melhorias no sistema, de forma que o rendimento global e os demais índices de mérito possam obter resultados melhores, e assim favorecer ainda mais o retorno econômico com imprescindível desenvolvimento sustentável. Para tanto, torna-se premente que sejam mitigadas as principais fontes responsáveis pelo baixo desempenho do sistema: o sombreamento devido aos indivíduos arbóreos próximos e ao distanciamento entre fileiras.

7.2 DO DIMENSIONAMENTO DA UCP

Conforme já citado neste trabalho, a UFV da FT-UnB possui 3 subsistemas, sendo: 2 com Fator de Dimensionamento de Inversor – FDI abaixo da unidade, o que indicaria sobrecarregamento; e um com FDI acima da unidade. Este fato permite que se realize a análise de desempenho dos subsistemas sob a ótica do dimensionamento das UCPs.

Diante dos dados obtidos, verifica-se que o subsistema 1, com FDI acima da unidade, apresentou melhor desempenho global em comparação aos demais subsistemas. Esta diferença torna-se irrelevante ao se comparar apenas com o subsistema 2, menos afetado pelo sombreamento parcial.

Essa diferença irrisória pode ser explicada pelo fato de a UCP possuir certa faixa que permita o sobredimensionamento de módulos a serem instalados, sem que ocorram perdas por *clipping* e outros efeitos deletérios.

Ademais, conforme Chen & Melia (2021), busca-se o ponto ótimo de dimensionamento dos inversores, de forma que haja a otimização do desempenho do sistema FV.

7.3 DO POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Em acordo com o que foi explanado acima, as avaliações das condições geográficas locais, para o projeto e a instalação de determinado sistema fotovoltaico, são medidas que se impõem diante do risco associado à instalação em local inapropriado, o qual pode ser fonte de danos ou causa de suas ineficiências (RODRIGUES; MELO, 2022).

Verifica-se, ainda, por meio dos resultados apresentados para o ano de 2022, que o subsistema

1 obteve os maiores valores de rendimentos de referência e global entre os subsistemas avaliados. Esse fato sugere que este subsistema esteja menos afetado por sombreamento do que os demais. E, de fato, o estudo computacional tridimensional realizado corrobora tais premissas.

Por conseguinte, propõe-se a verificação da viabilidade de reinstalação de parte dos módulos que compõem os subsistemas 2 e 3, os quais estão afetados fortemente por sombreamentos gerados por indivíduos arbóreos de grande porte em outros prédios que compõem a Faculdade de Tecnologia – FT.

Propõe-se, também, a avaliação da possibilidade de reinstalação dos módulos mais afetados por sombreamento dos subsistemas 2 e 3 para o subsistema 1, localizado sobre o prédio que abriga o Departamento de Engenharia Elétrica – ENE, o qual possui Fator de Dimensionamento de Inversor – FDI acima da unidade, ou seja, tem capacidade para o acréscimo de potência instalada.

Para o FDI unitário, a UCP objeto deste estudo teria cerca de 150 módulos FV instalados. Com isso, considerando os módulos atualmente instalados, essa UCP teria capacidade de expansão de cerca de 24 módulos.

Ressalta-se, ainda, que estudos que conduzem à análise do rearranjo de séries fotovoltaicas, têm sido realizados pela comunidade científica, conforme Osmani (2022), e apresentam os ganhos de produtividade que tais estratégias podem alcançar.

7.4 DA MANUTENÇÃO

O monitoramento constante da operação do sistema, como por meio da análise da curva I-V, avaliações termográficas dos módulos FV, medições de grandezas elétricas nas UCPs, seguindo-se um plano de manutenção preditiva e preventiva, pode evitar a ocorrência de danos irreversíveis a sistemas fotovoltaicos, bem como assegurar a confiabilidade e segurança do sistema, mantendo-se a qualidade da energia elétrica a ser injetada na rede elétrica.

O Plano de Manutenção, Operação e Controle - PMOC a ser implementado para determinado sistema fotovoltaico deve ser executado e acompanhado por responsáveis técnicos devidamente registrados e capacitados, em consonância com os normativos vigentes, bem como constantemente aprimorado, em respeito às boas práticas e inovações que surgirem durante a

vida útil do sistema.

7.5 DOS DADOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Os dados coletados por meio de analisador de energia específico apresentaram parâmetros elétricos dentro de níveis aceitáveis, à luz dos referenciais estipulados pelo Módulo 8 do Prodist, conforme regulamentação específica da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Deve-se dar destaque aos níveis de distorção harmônica fora dos referenciais citados em momentos específicos do dia. Nas primeiras e nas últimas horas com irradiação solar do dia, verificam-se os níveis citados.

Por outro lado, nas demais horas do dia, constata-se a adequabilidade dos índices de distorção harmônica. Esse fenômeno pode ser explicado pela potência nominal verificada na saída das UCPs quando há baixo grau de irradiação solar, inviabilizando a atuação eficaz dos filtros harmônicos dos equipamentos.

Com isso, há que se garantir a atuação adequada dos filtros harmônicos das UCPs apenas quando há potência de saída em nível mínimo, o que está intrinsecamente ligado aos valores de irradiação solar ao longo do dia.

Cabe ressaltar, em síntese, que é necessário assegurar a qualidade e confiabilidade pretendidas para o atendimento ao consumidor de energia elétrica, desde as pequenas unidades residenciais até as indústrias de pequeno porte.

Esses atributos estão intimamente ligados ao processamento eletrônico de energias renováveis, o qual deve ser otimizado com técnicas eficientes de controle e operação, a fim de que a energia elétrica produzida possa ser tratada, à luz dos requisitos técnico-legais que norteiam o sistema elétrico, e por fim entregue com a qualidade desejada pelo cliente.

7.6 DAS PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Durante a realização do presente trabalho, foram identificados diversos temas que tangenciam a área de desempenho, danos e falhas relacionados aos sistemas fotovoltaicos, que podem ser objeto de estudos e trabalhos futuros, os quais são listados a seguir:

1. Análise de impacto da instalação de usinas fotovoltaicas em níveis de curto-circuito de determinada rede de distribuição, haja vista a necessidade de serem considerados possíveis fatos novos que ensejem a alteração de parâmetros elétricos de dispositivos de proteção do Sistemas Elétrico de Potência – SEP;
2. Avaliação dos pontos de operação de dispositivos de proteção do Sistemas Elétrico de Potência – SEP, tais como: relés e transformadores de medição, com vistas à análise da necessidade de ajustes após a operação de determinados sistemas fotovoltaicos;
3. Estudo de serviços ancilares produzidos pela Geração Distribuída – GD, a serem aproveitados pelo sistema elétrico de potência como um todo, de forma a colaborar com a regulamentação do setor elétrico, que necessita de informações consistentes para a criação das respectivas normas;
4. Análise de desempenho da Usina Fotovoltaica – UFV objeto deste estudo, com vistas a colaborar com a continuidade do presente trabalho, e com a produção energética pretendida;
5. Avaliação da utilização da metodologia do *Building Information Modeling - BIM* na elaboração de projetos e na operação de usinas fotovoltaicas;
6. Estudos técnico-econômicos a respeito do impacto da implementação de rotinas de manutenção, específicas e customizadas a determinados sistemas, na produção energética, no tempo médio entre falhas, no retorno de investimento e no impacto nos índices de mérito.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. *Datasheet UCP - TRIO-TM-50.0-400*. Itália, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 82.
- ABNT. *NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão*. 2004. 1–217 p. Citado na página 17.
- ABNT. *NBR 5419 - Proteção contra descargas atmosféricas*. 2004. Citado na página 17.
- ABNT. *NBRIEC62116 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. 2012. 1–21 p. Citado na página 17.
- ABNT. *NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. 2013. 1–35 p. Citado na página 17.
- ABNT. *NBR 16150 - Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade*. 2013. 1–24 p. Citado 3 vezes nas páginas 17, 74, e 82.
- ABNT. *NBR 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*. 2014. 1–52 p. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 92.
- ABNT. *NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto*. 2019. 1–65 p. Citado 3 vezes nas páginas 17, 18, e 83.
- ABNT. *NBR 10899 - Energia solar fotovoltaica — Terminologia*. 2020. 1–11 p. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 90.
- ABNT. *NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura - Requisitos de desempenho*. 2020. 1–35 p. Citado na página 17.
- ABNT. *NBR 16819 - Instalações elétricas de baixa tensão - Eficiência energética*. 2020. 1–49 p. Citado na página 17.
- ABNT. *NBRIEC61643-32 - Dispositivos de proteção contra surtos de baixa tensão - Parte 32: DPS conectado no lado corrente contínua das instalações fotovoltaicas - Princípios de seleção e aplicação*. 2022. 1–41 p. Citado na página 17.
- ABSOLAR. *Informativo n° 51, de 06/01/2023*. 2023. Citado na página 7.
- ANEEL. *Resolução Normativa n° 482*. 2012. Citado na página 17.
- ANEEL. *Resolução Normativa n° 622*. 2014. Citado na página 5.
- ANEEL. *Resolução Normativa n° 687*. 2015. Citado na página 17.
- ANEEL. *Chamada ANEEL n° 001/2016 - Projeto de Eficiência Energética: Eficiência Energética em Prédios Públicos*. 2017. Citado na página 40.

- ANEEL. *Resolução Normativa n° 1000*. 2021. Citado 3 vezes nas páginas 17, 24, e 25.
- ANEEL. *Resolução Normativa n° 956 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist*. 2021. Citado na página 17.
- ANEEL. Disponível em <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>>. 2023. Acessado em março de 2023. Citado na página 7.
- ANEEL. *Resolução Normativa n° 1059*. 2023. Citado na página 17.
- ATLAS, G. C. Disponível em <<http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>>. 2023. Acessado em março de 2023. Citado na página 114.
- ATLAS, G. S. Disponível em <<https://globalsolaratlas.info/map>>. 2023. Acessado em fevereiro de 2023. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 4.
- AZEVEDO, M. P. C. *Análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília - Trabalho de Conclusão de Curso*. 2018. 1–126 p. Citado na página 70.
- BLAIR, N.; DIORIO, N.; FREEMAN, J.; GILMAN, P.; JANZOU, S.; NEISSES, T.; WAGNER, M. *System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)*. 2017. 1–24 p. Citado na página 57.
- CAMBAMBI, C. A. C.; RIBEIRO, P. F.; RIBEIRO, E. R. Efeitos da posição do sombreamento na potência de saída da matriz fotovoltaica com diodos de bypass. *XXIII Congresso Brasileiro de Automática*, p. 1–8, 2022. Citado na página 76.
- CASTELLANO, N. N.; PARRA, J. A. G.; VALLS-GUIRADO, J.; MANZANO-AGUGLIARO, F. Optimal displacement of photovoltaic array's rows using a novel shading model. *Applied Energy*, p. 1–9, 2017. Citado na página 128.
- CASTRO, F. d. C. *Distorção Harmônica de Corrente Produzida por Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede - Dissertação (Mestrado)*. 2019. Citado na página 141.
- CHEN, X.; MELIA, J. Inverter size optimization for grid-connected concentrator photovoltaic (CPV) plants. *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, p. 1–4, 2021. Citado na página 148.
- DECRETO. *n° 9.983 - Estratégia Nacional de Disseminação do Building Information Modelling e institui o Comitê Gestor da Estratégia do Building Information Modelling*. 2019. Citado na página 70.
- DECRETO. *n° 10.306 - Estabelece a utilização do Building Information Modelling na execução direta ou indireta de obras e serviços de engenharia realizada pelos órgãos e pelas entidades da administração pública federal, no âmbito da Estratégia Nacional de Disseminação do Building Information Modelling - Estratégia BIM BR*. 2020. Citado na página 70.
- EPE. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. 2012. Citado na página 3.
- FOLTZ, L. L. *Avaliação e comparação de eficiência de painéis fotovoltaicos instalados na Unioeste, Campus de Cascavel (PR), considerando diferentes inclinações e níveis de sujidade - Dissertação (Mestrado)*. 2021. Citado na página 89.

- FORMICA, T. J.; KHAN, H. A.; PECHT, M. G. The Effect of Inverter Failures on the Return on Investment of Solar Photovoltaic Systems (DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2753246). p. 1–8, 2017. Citado na página 37.
- HERINGER, N. M. F. *Modelagem de Arranjo Fotovoltaico com Sombreamento Parcial para Referência de Emuladores Estáticos - Dissertação (Mestrado)*. 2016. Citado 4 vezes nas páginas 31, 33, 34, e 35.
- INMETRO. *140/2022 - Aprova o Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos*. 2022. Citado na página 17.
- INPE. *Atlas Brasileiro de Energia Solar - Disponível em <<http://labren.ccst.inpe.br/>>*. 2017. Acessado em abril de 2023. Citado na página 103.
- IPEA. *Disponível em <<https://odsbrasil.gov.br/objetivo7/indicador711>>*. 2023. Acessado em fevereiro de 2023. Citado na página 8.
- KIM, N.; JAFARIAN, H.; PARKHIDEH, B.; ENSLIN, J. Performance and Mitigation Strategy of Distributed AC-Stacked PV Inverter Architecture under Grid Background Harmonics. p. 1–5, 2017. Citado na página 143.
- LEI. n° 6.514 - *Altera o Capítulo V do Título II da Consolidação das Leis do Trabalho*. 1977. Citado na página 85.
- LEI. n° 14.133 - *Lei de Licitações e Contratos Administrativos*. 2021. Citado na página 70.
- LEI. n° 14.300 - *Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)*. 2022. Citado na página 15.
- LIMA, J. V. F.; GONÇALVES, P. H. S. A. *A influência do ângulo de inclinação na incidência de radiação solar em painéis fotovoltaicos - Projeto de Graduação*. 2018. Citado na página 128.
- LOPES, I. Q. d. O. L. *Estudo de um sistema de geração distribuída a partir de uma usina fotovoltaica de 2.408 kWp conectado a um sistema elétrico de média tensão - Dissertação (Mestrado)*. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 19, 88, e 92.
- MELO, A. d. P.; FREITAS, L. C. G. d.; MELO, F. C. Estudo do impacto no tempo de retorno do investimento em geradores fotovoltaicos de pequeno porte utilizando microinversores e inversores string. *VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–10, 2020. Citado na página 38.
- MELO, F. C. *Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a Resolução Normativa 482 da ANEEL - Dissertação (Mestrado)*. 2014. 1–159 p. Citado na página 20.
- MELO, F. C. *Projeto e desenvolvimento de um novo inversor solar de estágio único sem transformador adequado para aplicações de baixa potência - Tese (Doutorado)*. 2017. 1–151 p. Citado na página 38.
- MINIPA. *Manual de Instalação e Operação do Analisador de Qualidade de Energia Elétrica - Minipa ET-5050*. 2002. Citado na página 73.

- MME/EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. 2022. 1–411 p. Citado na página 7.
- MORADI, A.; ZARE, F.; KUMAR, D.; SHARMA, R. The Influence of Background Voltage Interharmonics on Amplifying Current Distortions in Distribution Network. p. 1–6, 2022. Citado na página 143.
- MORAIS, F. H. M. d. et al. Avaliação técnico-econômica do desempenho operacional do primeiro ano de geração de um SFCR integrado à edificação. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–10, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 22.
- NAICKER, K. *Investigating the operations and maintenance strategy of solar photovoltaic plants in South Africa*. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 88 e 89.
- NR. n° 10 - *Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade*. 2004. Citado na página 85.
- NR. n° 35 - *Trabalho em Altura*. 2012. Citado na página 85.
- NREL/ATB. Disponível em <<https://atb.nrel.gov/electricity/2022/commercial-pv>>. 2023. Acessado em março de 2023. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 3.
- ONS. *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2022, Ciclo 2023-2027*. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 3, 5, e 6.
- OSMANI, K. et al. Mitigating the effects of partial shading on PV system’s performance through PV array reconfiguration: A review. *Thermal Science and Engineering Progress*, p. 1–26, 2022. Citado na página 149.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. 2014. 1–530 p. Citado 6 vezes nas páginas 10, 43, 86, 89, 102, e 147.
- REIS, F. S. d. *Mudanças climáticas e transição energética justa: Reflexões sobre a atuação do TCU - Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação)*. 2023. Citado na página 11.
- RELANCIO, J.; RECUERO, L. *Photovoltaic Systems Training. Session 4 - Plant Maintenance*. 2010. Citado na página 87.
- REN21. *Renewables 2022 Global Status Report*. 2022. Citado 3 vezes nas páginas v, 2, e 5.
- RIBEIRO, H. C. R. *Análise de viabilidade técnica e econômica para implementação de um sistema integrado de gestão de energia para os ministérios e avaliação de seu impacto para a transição energética - Trabalho de Conclusão de Curso*. 2023. 1–70 p. Citado na página 113.
- RODRIGUES, J. P. C.; MELO, F. C. Análise de desempenho da Usina Fotovoltaica – UFV instalada na Faculdade de Tecnologia – FT da Universidade de Brasília – UnB. *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–10, 2022. Citado na página 148.
- ROMANELI, E. F. R. et al. Análise de desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede do IFAM Campus Manaus Centro em seu primeiro ano de operação. *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–9, 2022. Citado na página 52.
- ROSSO, A. P. et al. Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação no Sul do Brasil. *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–10, 2022. Citado na página 54.

- SANGWONGWANICH, A. et al. Impacts of PV Array Sizing on PV Inverter Lifetime and Reliability. *Proceedings of 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition - ECCE*, p. 1–10, 2017. Citado na página 37.
- SILVA, A. M. *Estudo e análise de desempenho de geradores fotovoltaicos distribuídos com vistas à avaliação de procedimentos para identificação de sinais de degradação e suas respectivas causas - Dissertação (Mestrado)*. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 87.
- SMA. *Performance Ratio: Quality Factor for the PV Plant, Perfratio-Tl-en-1.1*. 2019. Citado na página 147.
- SOBRINHO, J. E. et al. Análise da eficiência de uma usina solar fotovoltaica em Mossoró-RN. *XX Congresso Brasileiro de Agrometeorologia*, p. 1–5, 2017. Citado na página 53.
- SOLAR, C. *Datasheet Módulo FV - MAXPOWER CS6U-335P*. Canadá, 2018. Citado na página 41.
- SOUSA, A. R. d.; LIRA, A. L. d. O.; EMILIAVACA, S. d. A. S. Contribuições no algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência em locais com grande variação de irradiância. *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022*. Citado na página 38.
- SOUSA, J. H. F. d. et al. Análise de desempenho da Usina Fotovoltaica do IFMG Campus Avançado Ipatinga. *IX Seminário de Iniciação Científica do IFMG*, p. 1–5, 2021. Citado na página 53.
- SOUZA, J. J. S. d.; CARVALHO, P. C. M.; BAROSSO, G. C. Revisão sistemática da literatura sobre sujidade em sistemas fotovoltaicos: efeitos e características. *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–10, 2022. Citado na página 77.
- SOUZA, M. K. A. d. *Uma contribuição à análise das decisões de investimento privado sob a óptica do ponto de equilíbrio do investimento - PEI - considerando o valor do dinheiro no tempo - Dissertação (Mestrado)*. 2006. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- STECANELLA, P. A. J. *Metodologia para a determinação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela instalação de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição - Tese (Doutorado)*. 2020. Citado na página 4.
- STECANELLA, P. A. J.; VIEIRA, D.; VASCONCELOS, M. V. L.; FILHO, A. d. L. F. Statistical Analysis of Photovoltaic Distributed Generation Penetration Impacts on a Utility Containing Hundreds of Feeders. p. 1–11, 2020. Citado na página 4.
- TALIULE, B. *O Módulo Fotovoltaico - Disponível em <<https://fotus.com.br/blog/o-modulo-fotovoltaico/>>*. 2020. Acessado em abril de 2023. Citado na página 90.
- VICTORIO, M. P. C.; MELO, F. C. Análise do conteúdo harmônico de corrente de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversores convencional e NPC trifásicos usando SPWM e SVPWM. *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022*. Citado na página 38.
- VILLALVA, M. *O efeito LID das células fotovoltaicas - Disponível em <<https://canalsolar.com.br/o-efeito-lid-das-celulas-fotovoltaicas/>>*. 2021. Acessado em maio de 2023. Citado na página 88.

ZHAO, W. et al. Investigation on particle deposition criterion and dust accumulation impact on solar PV module performance. *Energy* 233 (2021) 121240, p. 1–13, 2021. Citado na página 78.

ZILLES, R. et al. *Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. Citado na página 143.

ZWIRTES, J.; WANDERLEY, A. C. F. Desempenho de sistema fotovoltaico/térmico (PT/T) conectado a rastreador solar de dois eixos (DAST). *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 1–10, 2022. Citado na página 11.