



**ESTUDO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A PARTIR DE
UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 2.408 kW_p CONECTADO A UM
SISTEMA ELÉTRICO DE MÉDIA TENSÃO**

ISABELLE QUEIROZ DE OLIVEIRA LOPES

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 UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A
PARTIR DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 2.408 kWp
CONECTADO A UM SISTEMA ELÉTRICO DE MÉDIA TENSÃO**

ISABELLE QUEIROZ DE OLIVEIRA LOPES

ORIENTADOR: FERNANDO CARDOSO MELO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 794/22

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO - 2022

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**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**

ISABELLE QUEIROZ DE OLIVEIRA LOPES

Dissertação de Mestrado Submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

APROVADA POR:

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo. (ENE-UnB) (Orientador)

Prof. Dr. Lucas Pereira Pires. (UFTM) (Membro Externo)

Prof. Dr. Francis Arody Moreno Vásquez. (ENE-UnB)
(Membro Interno)

Brasília/DF, 02 de Dezembro de 2022.

FICHA CATALOGRÁFICA

LOPES, ISABELLE QUEIROZ DE OLIVEIRA

Estudo de um Sistema de Geração Distribuída a partir de uma usina fotovoltaica de 2408 kWp conectado a um sistema elétrico de Média Tensão. [Distrito Federal] 2022.

xv, 139p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre em Engenharia Elétrica, 2022).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|----------------------------|-------------------------|
| 1. Minigeração Distribuída | 2. Tarifação Energética |
| 3. Análise Econômica | 4. Usina Fotovoltaica |
| 4. Análise técnica | 5. Fator de capacidade |
| 6. Taxa de desempenho | 7. Período de retorno |
| 8. Economia | |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |
-

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LOPES, I. Q. O. (2022). Estudo de um Sistema de Geração Distribuída a partir de uma usina fotovoltaica de 2408 kWp conectado a um sistema elétrico de Média Tensão, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-794/22, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 139p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Isabelle Queiroz de Oliveira Lopes

TÍTULO: Estudo de um Sistema de Geração Distribuída a partir de uma usina fotovoltaica de 2408 kWp conectado a um sistema elétrico de Média Tensão.

GRAU: Mestre ANO: 2022

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.

Isabelle Queiroz de Oliveira Lopes

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Primeiramente à Deus, pelo dom da Vida e por Sua infinita bondade.

Aos meu pais, Antonio Herbet e Ivonete, pelo amor incondicional e por terem me ensinado o verdadeiro valor dos estudos com muita garra, dedicação e persistência desde a minha infância na amada terra cearense. Por nunca medirem esforços na minha educação e formação profissional.

À minha irmã, Isadora, pela união, amizade, afeto, cumplicidade e pelas risadas sinceras. Que mesmo estando longe fisicamente, sempre esteve presente nessa caminhada com sua maneira doce e genuína.

Ao meu marido, Eduardo, pela sua compreensão, força e incentivo nessa jornada de estudo e trabalho simultâneo. Obrigada por ser meu porto seguro, por dividir essa mochila comigo e pelo companheirismo diário e leve por todos esses anos.

À toda minha família de Fortaleza e à família Machado Rocha, pelo apoio, simplicidade e sabedoria. Obrigada por nunca me deixarem esquecer das minhas origens e da força de um cearense.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Fernando, pela disponibilidade, preocupação, paciência e por todo conhecimento repassado, direcionando-me sempre por caminhos prósperos nessa pesquisa.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da UnB, pela chance de ingresso no programa e incentivo ao conhecimento.

Ao Exército Brasileiro, instituição secular a qual orgulhosamente pertencço, em especial à Diretoria Militar de Obras e à Comissão Regional de Obras da 11ª Região Militar, pela oportunidade de aprimoramento técnico-profissional, em busca de aperfeiçoamento de nossos projetos e obras.

À minha amiga, Larissa, pelo incentivo e apoio em toda nossa caminhada de aperfeiçoamento e formação de engenheiras militares. Obrigada pela amizade sincera e por ser a irmã que o IME me presenteou.

Aos amigos, Ana Filizola, Carol, Isis, Maria Thereza e Marcos Victorio, mestres ou mestrandos, pelo aprendizado, conversas e conselhos durante esse período acadêmico.

Por fim, a todos os amigos e familiares que torceram e, de alguma forma, fizeram-se presentes nessa caminhada.

RESUMO

O aumento dos investimentos em todo o mundo na diversificação da matriz energética baseada em fontes renováveis de energia, trouxe a expansão da capacidade instalada da geração distribuída (GD) ao longo dos anos. No Brasil, têm-se como principais fontes de GD a geração fotovoltaica e eólica. Com a diminuição dos preços dos módulos fotovoltaicos e das Unidades de Condicionamento de Potência (UCP) para a geração da energia fotovoltaica e a aplicação de uma política energética adequada, o país tem atraído investimentos públicos e privados para o aproveitamento da energia solar. Dessa forma, o presente trabalho realiza um estudo acerca da contribuição econômica de um sistema de minigeração distribuída, a partir de uma usina fotovoltaica de 2.408 kWp, conectado a um sistema elétrico de média tensão, bem como avalia seus parâmetros técnicos. Após a execução de simulações computacionais utilizando o *software* SAM, da NREL, constatou-se uma redução no consumo do primeiro ano de 45,72% com a minigeração distribuída em questão. Além disso, o resultado anual de energia obtido por simulação é de 4.382 MWh, um fator de capacidade (FC) de 20,7%, taxa de desempenho (TD) de 82%, rendimento de energia (Yf) de 1.817 kWh/kWp, custo nivelado de energia (LCOE) de R\$ 0,18/kWh e um período de retorno de 4,6 anos. Por fim, após o funcionamento da usina fotovoltaica por 8 meses, de abril a novembro de 2022, obtiveram-se os seguintes indicadores reais de desempenho técnicos e econômicos nesse período: produção energética de 2.847 MWh, representando uma diferença de - 4,96% em relação a produção energética teórica simulada nesses referidos meses de operação, um fator de capacidade (FC) de 20,19%, taxa de desempenho (TD) de 83,71%, rendimento de energia (Yf) de 1.182 kWh/kWp e uma redução no consumo da unidade consumidora de 45,24%.

Palavras-chave:

Análise Econômica, Minigeração Distribuída, Tarifação Energética, Usina Fotovoltaica.

ABSTRACT

The increase in investments around the world in the diversification of the energy matrix based on renewable energy sources, brought the expansion of the installed capacity of distributed generation (DG) over the years. In Brazil, the main sources of DG are photovoltaic and wind generation. With the decrease in the prices of photovoltaic modules and Power Conditioning Units (PCU) for the generation of photovoltaic energy and the application of an adequate energy policy, the country has attracted public and private investments for the use of solar energy. Thus, the present work conducts a study on the economic contribution of a distributed minigeneration system, from a 2,408 kWp photovoltaic plant, connected to a medium voltage electrical system, as well as evaluates its technical parameters. After running computer simulations using NREL's SAM *software*, the consumer showed a reduction in consumption in the first year of 45.72% with the distributed mini-generation in question. In addition, the annual result of energy obtained by simulation is 4,382 MWh, a capacity factor (CF) of 20.7%, performance ratio (PR) of 82%, energy yield (Yf) of 1,817 kWh/kWp, Levelized Cost of Energy (LCOE) of R\$ 0.18/kWh and a payback period of 4.6 years. Finally, after operating the photovoltaic plant for 8 months, from April to November 2022, the following real technical and economic performance indicators were obtained in this period: energy production of 2,847 MWh, representing a difference of 4.96% in relation to the theoretical energy production simulated in these months of operation, a capacity factor (CF) of 20.19%, performance ratio (PR) of 83.71%, energy yield (Yf) of 1,182 kWh/kWp and a reduction in consumption of the consumer unit of 45.24%.

Keywords:

Distributed Generation, Economic Analysis, Energy Pricing, Photovoltaic Plant.

Sumário	i
Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	x
Lista de Símbolos	xii
Glossário	xiii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Matriz Energética Brasileira e sua evolução	1
1.2 Motivação do Trabalho	4
1.3 Objetivos do Trabalho.....	4
1.4 Contribuição do Trabalho e Publicação	5
1.5 Organização do Texto	5
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica	6
2.1 Resoluções Normativas e seus impactos.....	6
2.1.1 Tarifação Energética para consumidor do grupo A	9
2.1.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE/ <i>Net-metering</i>)	10
2.2 Geração Fotovoltaica.....	11
2.3 Simulações em <i>Software</i> para análise de índices de desempenho técnico e econômico.....	14
2.4 Considerações finais.....	19
Capítulo 3 – Metodologia	20
3.1 Parâmetros Técnicos	22
3.1.1 Localização e Recurso Solar.....	22
3.1.2 Especificações do Módulo Fotovoltaico.....	23
3.1.3 Especificações das Unidades de Condicionamento de Potência (UCP).....	24

3.1.4	Layout do Sistema (UFV).....	24
3.1.5	Perdas.....	25
3.1.6	Análise dos Resultados Técnicos.....	26
3.2	Parâmetros Econômicos	26
3.2.1	Custos do Sistema (UFV).....	26
3.2.2	Consumo de Energia da Unidade Consumidora (UC)	26
3.2.3	Tarifas de Energia Elétrica da UC.....	27
3.2.4	Análise dos Resultados Econômicos	27
3.3	Ensaio de Comissionamento do Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica	27
3.3.1	Procedimentos de ensaio – Categoria 1	28
3.3.1.1	Teste de Continuidade dos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial.....	28
3.3.1.2	Ensaio de polaridade e ensaio da caixa de junção	30
3.3.1.3	Medição da tensão de circuito aberto e tensão de operação.....	30
3.3.1.4	Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico.....	31
3.3.1.5	Ensaio de medição de corrente operacional e corrente de curto-circuito.....	33
3.3.2	Procedimentos de ensaio – Categoria 2	34
3.3.2.1	Procedimento de inspeção do arranjo fotovoltaico com câmera infravermelha.....	34
3.3.2.2	Medições das curvas I-V dos arranjos fotovoltaicos	36
3.4	Considerações finais	39
Capítulo 4 – Estudo de caso		40
4.1	Parâmetros Técnicos	40
4.1.1	Localização e Recurso Solar.....	40
4.1.2	Layout do Sistema de minigeração FV.....	42

4.1.3	Perdas.....	43
4.1.4	Etapas de Construção do Sistema Fotovoltaico (UFV).....	45
4.1.4.1	Serviços preliminares	45
4.1.4.2	Instalação dos equipamentos elétricos.....	48
A.	Cabeamento, módulos FV e UCP.....	48
B.	Malha de aterramento.....	50
C.	Subestação.....	52
D.	Ponto de conexão com a unidade consumidora.....	56
4.1.4.3	Serviços complementares.....	59
4.2	Parâmetros Econômicos	59
4.2.1	Custos do Sistema Fotovoltaico (UFV).....	60
4.2.2	Consumo de Energia da Unidade Consumidora	60
4.2.3	Tarifas de Energia Elétrica da Unidade Consumidora	61
4.3	Considerações Finais.....	63
Capítulo 5 – Resultados e Discussões		64
5.1	Análise dos parâmetros técnicos.....	64
5.1.1	Mês de Abril de 2022.....	64
5.1.2	Mês de Maio de 2022.....	69
5.1.3	Mês de Junho de 2022.....	72
5.1.4	Mês de Julho de 2022.....	73
5.1.5	Meses de Agosto a Novembro de 2022.....	76
5.1.6	Análise técnica anual pelas simulações.....	79
5.1.7	Comparativo do sistema UFV com outros sistemas de minigeração distribuída.....	80

5.1.8	Análise mensal da geração teórica e real.....	81
5.2	Análise dos parâmetros econômicos.....	83
5.3	Resultados do Comissionamento	85
5.3.1	Resultados das tensões de circuito aberto e polaridade.....	85
5.3.2	Resultados das tensões e correntes de operação CC e CA.....	86
5.3.3	Resultados das resistências de isolamento.....	87
5.3.4	Análise termográfica dos arranjos fotovoltaicos.....	88
5.3.5	Resultados das medições da curva I-V.....	89
5.4	Considerações finais	91
Capítulo 6 – Conclusão e Propostas de Trabalhos Futuros		92
6.1	Propostas de Trabalhos Futuros.....	93
Referências Bibliográficas		94
Anexo A – Extrato do Projeto Executivo		98
Anexo B – Extrato do Memorial de Cálculo		101
Anexo C – Extrato do Comissionamento		107
Anexo D – <i>Datasheet</i> dos Equipamentos		118

LISTA DE FIGURAS

1.1 Matriz Elétrica Brasileira em 2020.	2
1.2 Matriz Elétrica Brasileira em setembro de 2022 e a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil	3
1.3 Geração Distribuída Solar FV no Brasil por Classe de Consumo.....	3
2.1 Resumo das regras de transição impostas pela Lei nº 14.300.....	7
2.2 Curvas IxV ilustrando os efeitos da irradiância incidente e temperatura sobre as correntes e tensões em um módulo fotovoltaico.....	12
2.3 Esquemático da geração solar fotovoltaica	13
3.1 Fluxograma da Fundamentação Teórica.	21
3.2 Fluxograma da Fundamentação com base em simulações computacionais.	22
3.3 Localização da Usina Fotovoltaica.	23
3.4 <i>Layout</i> do Sistema Simplificado.	25
3.5 Teste de continuidade com alicate amperímetro Hioki CM4373.....	29
3.6 Metodologia do Teste de continuidade de 3 pontos (malha de aterramento).	29
3.7 Teste de continuidade com terrômetro MTD20KWe.	29
3.8 Início do teste de tensão de circuito aberto – todas as séries fotovoltaicas desconectadas	31
3.9 Medição da tensão de circuito aberto: polo negativo ao terra; polo positivo ao terra; e do polo positivo ao negativo, respectivamente.	31
3.10 Teste de resistência de isolamento com megômetro Minipa MI-2705.	32

3.11	Medição da resistência de isolamento utilizando método 1 e 2, respectivamente	33
3.12	Medição das correntes - alternadas e contínuas - de operação do sistema	34
3.13	Possíveis falhas indicadas pela avaliação termográfica.....	35
3.14	Inspeção termográfica com drone FLIR DJI Mavic 2	36
3.15	Inspeção termográfica com câmera FLIR E6xt.....	36
3.16	Principais variações nas formas das curvas I-V	37
3.17	Equipamento caracterizador de curva I-V HT SOLAR I-Ve	38
4.1	Quartel General do Exército (QGEx) – Forte Caxias	41
4.2	Usina Fotovoltaica de 2.408 kWp para atender ao QGEx.	41
4.3	Gráfico de Irradiação Global Horizontal, Direta e Temperatura ambiente médias mensais fornecidas pela estação meteorológica.....	42
4.4	<i>Layout</i> da Usina Fotovoltaica de 2.408 kWp.....	42
4.5	Diagrama Unifilar do Sistema Unificado.....	43
4.6	Distância entre as mesas dos módulos FV.....	44
4.7	Projeto do Sistema na simulação do SAM.....	44
4.8	Remoção de camada vegetal	46
4.9	Locação da estrutura de suporte dos módulos FV	46
4.10	Concretagem da estrutura de suporte dos módulos FV.....	47
4.11	Escavação das valas e fixação das caixas de passagem	47
4.12	Aplicação de camada de brita	47
4.13	Montagem das séries fotovoltaicas	48

4.14	Primeiros módulos FV instalados	48
4.15	Detalhe construtivo lateral de suporte da UCP	49
4.16	Detalhe construtivo frontal de suporte da UCP	49
4.17	Sobrecarregamento da UCP	50
4.18	Cordoalhas de aço galvanizado e de cobre	51
4.19	Conexões da malha de aterramento	51
4.20	Malha de aterramento da subestação	52
4.21	Vista frontal da subestação	52
4.22	Vista superior da subestação contendo os quatro particionamentos	53
4.23	Construção da Subestação	53
4.24	Instalação dos QGBT	54
4.25	Segundo particionamento - Transformador 1 e seus componentes	55
4.26	Terceiro particionamento - Transformador 2 e seus componentes	55
4.27	Quarto particionamento – Disjuntor de média tensão	56
4.28	Traçado do cabeamento de média tensão	57
4.29	Método Não Destrutivo de vias	57
4.30	Conexão do sistema de minigeração ao sistema existente	58
4.31	Instalação dos religadores automáticos	58
4.32	Instalação do monitoramento remoto e interface do <i>software</i>	59
4.33	Dados de entrada no SAM para tarifas de energia elétrica	60
5.1	Produção energética diária em abril de 2022	63

5.2	Maior e menor produção energética em abril de 2022	65
5.3	(a) Correntes das séries FV da UCP 11-transformador 1 em 3 abril de 2022; (b) Correntes das séries FV da UCP 2-transformador 2 em 3 abril de 2022; (c) Localização das referidas UCP na planta de situação	66
5.4	(a) Correntes das séries FV da UCP 11-transformador 1 em 13 de abril de 2022; (b) Correntes das séries FV da UCP 2-transformador 2 em 13 abril de 2022	67
5.5	Tensões das séries fotovoltaicas da UCP 2-transformador 2 nos dias: (a) 3 de abril de 2022; (b) 13 abril de 2022	68
5.6	Produção energética diária em maio de 2022	69
5.7	Maior e menor produção energética em maio de 2022.....	70
5.8	Comparativo da potência de saída CA da UCP 11-transformador 1 e da UCP 2-transformador 2 em 19 de maio de 2022	71
5.9	Produção energética diária em junho de 2022	72
5.10	Maior e menor produção energética em junho de 2022.....	73
5.11	Produção energética diária em julho de 2022.....	74
5.12	Maior e menor produção energética em julho de 2022	74
5.13	Comparativo das tensões CC das séries fotovoltaicas da UCP 2-transformador 2 nos dias 3 de abril e 4 de julho de 2022.....	75
5.14	Comparativo da potência de saída CA da UCP 1-transformador 1 em 17 e 23 de outubro de 2022	78
5.15	Aspecto visual dos módulos fotovoltaicos: (a) após a limpeza ocorrida na última quinzena de junho; (b) durante o período de seca do Distrito Federal nos meses de agosto e setembro.....	82
5.16	Comparativo da energia consumida pela carga e das energias produzidas e estimadas pela usina UFV.....	84

5.17	Análise econômica do investimento durante 25 anos	84
5.18	Identificação de pontos quentes durante a termografia nas: (a) e (b) UCP 7; (c) e (d) UCP 10 do transformador 1.....	88
5.19	Identificação de pontos quentes durante a termografia nas UCP 11 do transformador 1 (a) e do transformador 2 (b) (c)	89
5.20	(a) Curva I-V para a série fotovoltaica 1 da UCP 11; (b) Curva I-V para a série fotovoltaica 2 da UCP 11 pertencente ao transformador 1	90
5.21	(a) Curva I-V para a série fotovoltaica 1 da UCP 2; (b) Curva I-V para a série fotovoltaica 2 da UCP 2 pertencente ao transformador 2.....	90

LISTA DE TABELAS

2.1	Comparativo entre as alterações ocorridas da REN 482/12 para Lei 14.300.....	8
2.2	Parâmetros técnicos de avaliação de sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes localidades.....	17
2.3	Parâmetros técnicos e econômicos de sistemas fotovoltaicos simulados em diferentes localidades.....	18
2.4	Parâmetros técnicos e econômicos de sistemas fotovoltaicos simulados.....	18
2.5	Comparativo de desempenho de dois sistemas de minigeração fotovoltaica.....	18
3.1	Dados do Módulo Fotovoltaico selecionado.	24
3.2	Dados da Unidade de Condicionamento de Potência.	24
3.3	Valores mínimos de resistência de isolamento.....	32
4.1	Percentuais das perdas consideradas durante a simulação.....	43
4.2	Queda de tensão para os trechos CA.....	45
4.3	Custo total do investimento UFV-QGEx.	60
4.4	Valores consumidos pela carga.	61
4.5	Valores de demanda e fatura de energia elétrica.....	61
4.6	Valores tarifários de consumo e demanda	62
5.1	Produção energética no mês de abril 2022.....	64
5.2	Produção energética no mês de maio 2022.....	69
5.3	Produção energética de cada UCP em 19 maio 2022.	71

5.4	Produção energética no mês de junho 2022.....	72
5.5	Produção energética no mês de julho 2022.....	73
5.6	Produção energética no mês de agosto 2022.	76
5.7	Produção energética no mês de setembro 2022.	77
5.8	Produção energética no mês de outubro 2022.	77
5.9	Produção energética no mês de novembro 2022.....	78
5.10	Resumo dos resultados anuais técnicos simulados.	79
5.11	Comparativo de desempenho de três sistemas de minigeração fotovoltaica.	81
5.12	Comparativo dos índices técnicos mensais reais e simulados para o período de análise....	81
5.13	Resumo dos resultados anuais econômicos simulados	83
5.14	Comparativo de três topologias do sistema.....	84
5.15	Redução mensal real no consumo da unidade consumidora após a energização do sistema UFV-QGEx.	85
5.16	Resultados das tensões de circuito aberto medidas para a UCP 11-transformador 1.	85
5.17	Resultados das tensões de circuito aberto medidas para UCP 2-transformador 2.	86
5.18	Resultados das tensões e correntes de operação CC e CA para as UCP 6 e 11 do transformador 1 e para a UCP 2 do transformador 2.	86
5.19	Resultados dos testes de resistências de isolamento pelo método 1 e 2.....	87

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère
Hz	Hertz
I_{mp}	Corrente de potência máxima (A)
I_{sc}	Corrente de curto-circuito (A)
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt Ampere
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt pico
P_{mp}	Potência máxima de pico (Wp)
R\$	Reais
\$	Dólares
°C	Grau Celsius
V_{mp}	Tensão de potência máxima (V)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto (V)
Y_f	Rendimento de Energia
%	Porcentagem
¢	Centavos de dólares
m	Metros
m ²	Metros quadrados

GLOSSÁRIO

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CTP	Condições de Teste Padrão
FC	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
LCOE	Levelized Cost of Electricity - Custo Nivelado de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil
MPPT	<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
PERC	<i>Passivated Emitter Rear Cell</i> – Célula Traseira Emissora Passivada
REN	Resolução Normativa
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TD	Taxa de Desempenho
VPL	Valor Presente Líquido
UC	Unidade Consumidora
UCP	Unidades de Condicionamento de Potência
UFV	Usina Fotovoltaica

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Neste capítulo, retrata-se uma breve introdução sobre a matriz energética brasileira e sua evolução ao longo dos anos, destacando-se o constante avanço da energia solar fotovoltaica. Além disso, expõe-se como será a organização deste trabalho, seus objetivos e motivações.

1.1 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E SUA EVOLUÇÃO

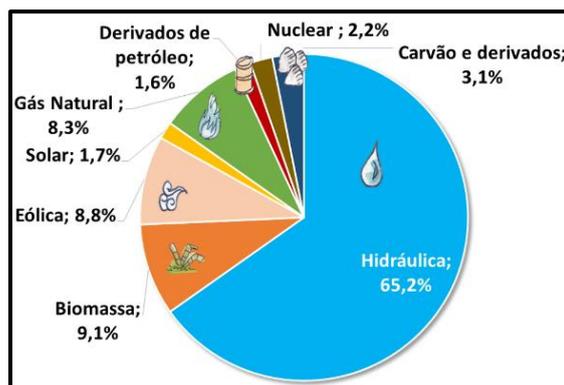
As fontes de energia renováveis, entre elas a energia solar fotovoltaica (FV), pertencem ao processo de transição mundial em busca do desenvolvimento sustentável. No Brasil, notáveis incentivos por parte de órgãos públicos e organizações privadas fomentaram o mercado solar fotovoltaico nos anos de 2012 a 2018. De acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia do Brasil (MME), o potencial teórico de geração de energia da fonte solar no país ultrapassa o somatório de todas as demais fontes (Santiago, 2019).

Do ponto de vista ambiental, em 2021, após as negociações na COP26 (Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima), foi assinado o Pacto Climático de Glasgow, trazendo a pauta do mercado global de carbono e defendendo a aceleração da transição energética para fontes limpas, consequentemente, a redução da emissão de dióxido de carbono (CO₂).

Em 2019, a matriz elétrica brasileira foi composta, em grande parte, pela fonte hídrica, correspondendo a 67% da geração de energia do país. Entre as renováveis, a fonte hídrica foi seguida pela Biomassa (8,5%), Eólica (7,6%) e Solar (0,5%). Já entre as não renováveis, o Gás Natural apareceu como a maior fonte de eletricidade do país (8,6%), seguido por Carvão e seus Derivados (3,2%), Energia Nuclear (2,5%) e os Derivados do Petróleo (2,4%) (MME, 2019).

A Figura 1.1 ilustra a matriz elétrica brasileira para o ano de 2020, em que é possível observar o acréscimo das porcentagens das fontes renováveis, em especial à energia solar de 0,5% para 1,7% de 2019 para 2020.

Figura 1.1. Matriz Elétrica Brasileira em 2020.



Fonte: BEN, 2021.

O Brasil ainda se situa distante dos principais líderes globais do mercado solar fotovoltaico. Porém, está entre os quinze países que mais acrescentaram sistemas de energia solar fotovoltaica no mundo, nos anos de 2017 e 2018, tendo instalado mais de 1 GW de potência solar a cada ano (SPE, 2019). Em 2020, o Brasil ultrapassou três novos marcos de 5, 6, e 7 GW de capacidade solar instalada cumulativa total, atingindo 7.747,2 MW em sistemas solares fotovoltaicos em operação.

Antes dos efeitos da pandemia de COVID-19, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) projetou um aumento total de mais de 4 GW em 2020. Este nível não foi totalmente alcançado pelos efeitos da pandemia na economia global e nacional. Ainda, o Brasil instalou mais energia solar em 2020 do que nos anos anteriores, figurando entre os vinte maiores produtores globais para o referido ano (SPE, 2021).

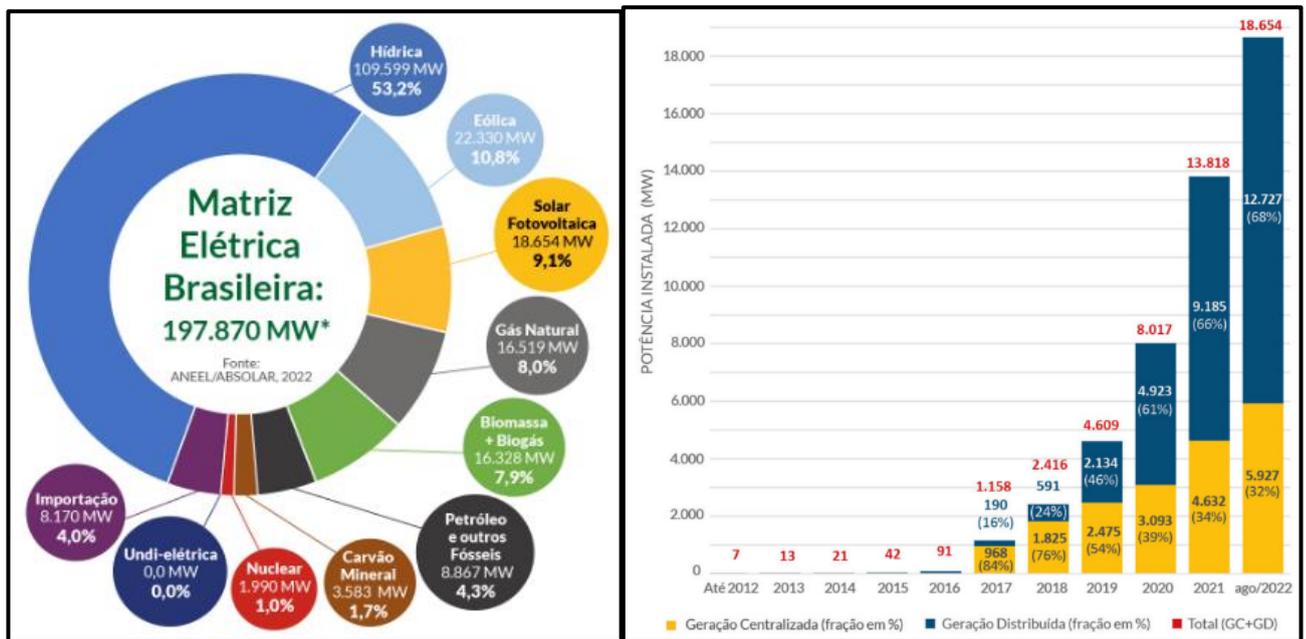
Em setembro de 2022, o país atingiu uma potência instalada total de energia solar fotovoltaica de 12.958,44 MW, correspondendo a 98,36% da potência total gerada por todas as unidades consumidoras com GD, sendo que o restante dessa capacidade instalada está distribuída em outras fontes, tais como térmica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, entre outros (ANEEL, 2022).

A Geração Distribuída (GD) pode ser classificada como microgeração distribuída ou minigeração distribuída, conforme (ANEEL, 2021):

- a) Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- b) Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

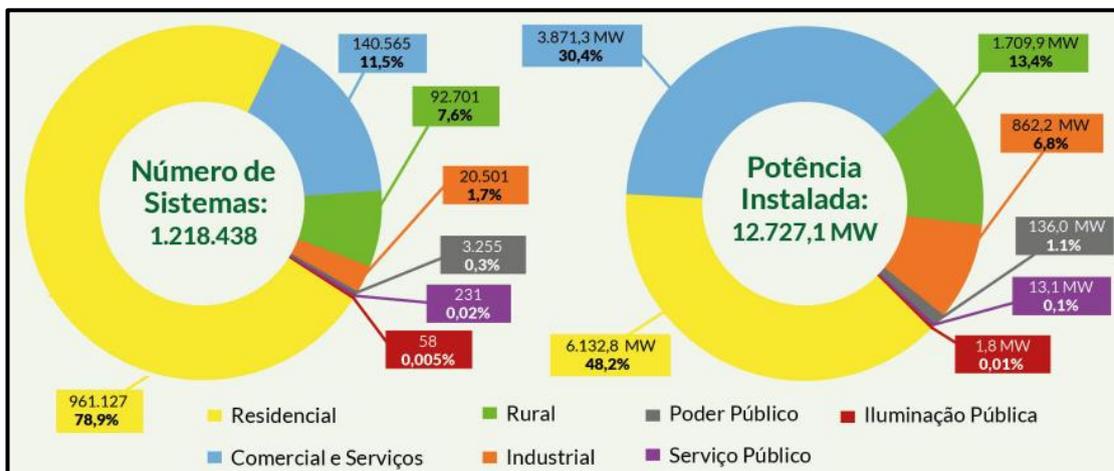
A Figura 1.2 mostra a matriz elétrica brasileira em setembro de 2022 e a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil. É possível observar que a matriz elétrica brasileira continua composta, em grande parte, pela fonte hidráulica, correspondendo a 53,2% da geração de energia do país. Entre as renováveis, a fonte hídrica foi seguida pela Eólica (10,8%), Solar (9,1%) e Biomassa (7,9%). Já entre as não renováveis, o Gás Natural apareceu como a maior fonte de eletricidade do país (8%), seguido pelo Petróleo e derivados (4,3%), Carvão Mineral (1,7%) e Nuclear (1%) (ABSOLAR, 2022). Já a Figura 1.3 apresenta a representatividade por classe de consumo da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil, sendo a classe residencial (48,2%) e a classe comercial (30,4%) as mais significativas.

Figura 1.2. Matriz Elétrica Brasileira em setembro de 2022 e a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2022.

Figura 1.3. Geração Distribuída Solar FV no Brasil por Classe de Consumo.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2022.

1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

Diante do exposto, evidencia-se a necessidade de uma análise mais profunda das características de operação de um sistema fotovoltaico, desde seu projeto até sua execução, com objetivo de otimizar a energia entregue ao consumidor, obtendo o melhor desempenho possível. É indispensável realizar um estudo sobre a viabilidade econômico-financeira anterior e posterior à implementação do sistema fotovoltaico, afim de entender as vantagens e desafios operacionais do sistema elétrico.

Tais avaliações permitirão contribuir para a melhor compreensão das condições que afetam o desempenho técnico-econômico e a operação de um sistema fotovoltaico de geração distribuída, como, por exemplo, energia gerada pela usina fotovoltaica; energia excedente injetada na rede elétrica e as características do sistema de geração distribuída; investimento necessário para a instalação do sistema; e tarifas e impostos sobre a energia elétrica convencional. Dessa forma, trará mais segurança e confiabilidade para que surjam novos investidores de sistemas fotovoltaicos de micro ou mini geração instalados e conectados à rede, contribuindo para que a energia solar torne-se mais significativa na matriz energética brasileira.

Portanto, serão realizados estudos que contribuirão ao aprimoramento de todas as etapas inerentes a um sistema fotovoltaico: projeto, execução, operação, manutenção (por exemplo, limpeza dos módulos e atualização de *software* dos inversores, além da troca de módulos fotovoltaicos e de inversores que, porventura, poderá acontecer), custos e acompanhamento do desempenho.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo principal desse projeto é verificar todas as etapas inerentes a um sistema fotovoltaico: projeto, instalação, operação, manutenção, custos e desempenho, visando obter a viabilidade econômico-financeira do sistema, além das vantagens e desvantagens da respectiva implementação. Como objetivos específicos, têm-se:

- verificar a tarifação energética, consumo e demanda do sistema elétrico antes da implementação do sistema fotovoltaico, por um período mínimo de 1 ano;
- acompanhar a execução do novo sistema e observar fatores que poderão influenciar seu desempenho;
- comparar os diversos resultados obtidos em projeto e os valores, de fato, entregues;
- avaliar o novo consumo e a demanda da unidade consumidora após o funcionamento do sistema fotovoltaico;
- expor vantagens, desvantagens e custos orçamentários do sistema.

1.4 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO E PUBLICAÇÃO

Como contribuição do presente trabalho, destaca-se o estudo desenvolvido durante o mestrado, à disposição da comunidade científica e acadêmica, publicado em conferência nacional, que servirá de referência no tema abordado, o qual está listado a seguir:

- LOPES, Isabelle Q O; MELO, Fernando C. Avaliação Computacional de uma Unidade Consumidora de Média Tensão para a Implantação de Minigeração Distribuída a partir de uma Usina Fotovoltaica de 2.769 kWp. In: *2022 IX Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*. 2022. p. 1-10.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado conforme descrito a seguir:

- No Capítulo 2, reporta-se uma breve revisão bibliográfica e fundamentação teórica a respeito das resoluções normativas vigentes e seus impactos, destacando-se a tarifação energética para consumidor do grupo A e o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE/ Net-metering). Além disso, cita-se a análise de índices de desempenho técnico e econômico desenvolvidos por *softwares* de geração distribuída;
- No Capítulo 3, explica-se a metodologia utilizada no estudo de um sistema elétrico de média tensão, antes e após a implementação de minigeração distribuída, destacando etapas técnicas e econômicas, como demanda contratada do sistema, verificação da tarifação energética, simulações teóricas da energia gerada mensalmente, de forma que seja possível comparar os valores obtidos experimentalmente;
- No Capítulo 4, demonstra-se os principais aspectos utilizados no estudo de caso, bem como os valores de entrada utilizados nas simulações, especificações técnicas dos equipamentos, acompanhamento da execução do sistema fotovoltaico definido em projeto executivo: fixação dos módulos fotovoltaicos em solo, sistema de aterramento, proteção do sistema, inversores, subestação, dentre outras informações relevantes ao trabalho;
- No Capítulo 5, apresentam-se os resultados obtidos na aferição da energia gerada pela usina fotovoltaica, em kWh, tensão e corrente CC das UCP, tensão e corrente CA das UCP, potência CA em kW de saída das UCP, que foram monitorados remotamente por um sistema em tempo real. Além disso, é exposta a análise das divergências encontradas dos parâmetros calculados em projeto e medidos na implementação do sistema fotovoltaico;
- No Capítulo 6, apresentam-se as conclusões do trabalho e propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, reporta-se uma breve revisão bibliográfica e fundamentação teórica a respeito das resoluções normativas vigentes e seus impactos, destacando-se a tarifação energética para consumidor do grupo A e o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE/ *Net-metering*). Além disso, cita-se a análise de índices de desempenho técnico e econômico desenvolvidos por *softwares* de geração distribuída.

2.1 RESOLUÇÕES NORMATIVAS E SEUS IMPACTOS

O segmento da GD de eletricidade foi impulsionado pelas duas Resoluções Normativas, a REN 482/12 e a REN 687/15, da ANEEL, que regulamentam a GD através do sistema de compensação de energia elétrica, também denominado de SCEE ou *net-metering*. Além desse, existem outras formas de compensação de energia no mundo, como as tarifas pré-estabelecidas pela injeção de energia elétrica na rede de distribuição, usualmente chamadas de *feed in tariff (FIT)*. A *FIT* é reconhecida pelo sucesso no desenvolvimento de energias renováveis em larga escala, pois garante que o investidor receberá suporte financeiro a longo prazo, reduzindo os riscos do investimento (Godoi, 2017).

Até o final de 2015, o Brasil possuía pouco mais de 2 mil sistemas fotovoltaicos de micro ou minigeração instalados e conectados à rede. Em 2021, o país alcançou a marca de 563 mil unidades geradoras instaladas (sistemas FV conectados à rede). Ou seja, o número de unidades geradoras, atualmente, é 280 vezes maior que cinco anos atrás (ANEEL, 2021).

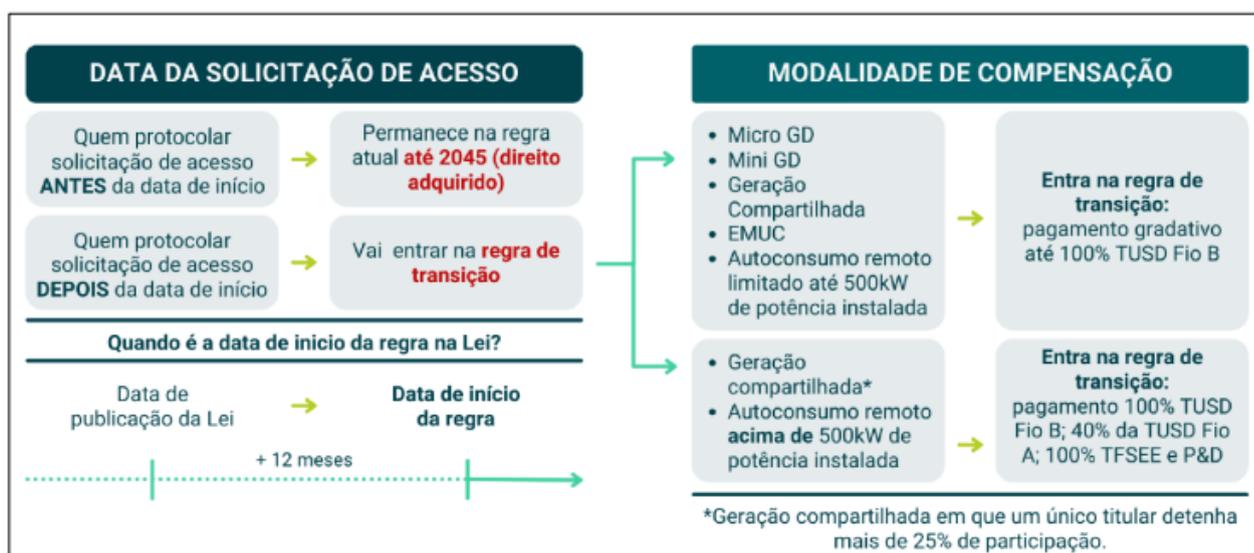
Com a diminuição dos preços dos equipamentos essenciais para a geração da energia fotovoltaica e a aplicação de uma política energética adequada, o país tem atraído investimentos públicos e privados, de pessoas físicas e jurídicas, para o aproveitamento da energia solar. O Brasil se destaca, ainda, entre os países em desenvolvimento na aplicação da tecnologia fotovoltaica e existem perspectivas de que a nação ocupe uma posição entre os dez principais produtores globais de energia fotovoltaica até 2030 (NEF, 2018).

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto a minigeração distribuída, foco do presente trabalho, diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis – fontes que podem ser acionadas a qualquer momento para atender ao consumo ou sua variação - e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis (Lei Federal nº 14.300, 2022).

Em janeiro de 2022, foi aprovada a Lei Federal nº 14.300 que determina, em seu art. 17, que as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída. No entanto, a unidade consumidora deste estudo não terá impactos significativos após a publicação desta Lei, por enquadrar-se em uma disposição transitória apresentada no art. 26 (direito adquirido). Nesse artigo, as disposições constantes do art. 17 desta Lei, não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de minigeradores que protocolarem a solicitação de acesso na distribuidora em até 12 meses contados da publicação desta (Lei nº 14.300, 2022). A Figura 2.1 ilustra as principais regras de transição da Lei supracitada.

A tarifa de energia elétrica no Brasil é dividida entre as componentes TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). De acordo com Greener (2022), a componente TE representa 44% do valor da tarifa e a TUSD representa 56%. Além disso, sobre o valor total da tarifa, são incididos os impostos de PIS/COFINS e ICMS. A TUSD Fio B é formada pelos custos gerenciáveis pela distribuidora. Inclui a remuneração pelos seus ativos e investimentos, e pelos custos operacionais e de manutenção da rede de distribuição de energia (ANEEL, 2022).

Figura 2.1. Resumo das regras de transição impostas pela Lei nº 14.300.



Fonte: GREENER, 2022.

Um aspecto positivo foi a alteração no faturamento da demanda, para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída pertencentes e faturadas no Grupo A. Conforme o art. 26 da Lei, deve-se considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição, se para injetar ou consumir energia.

Além disso, a partir de 2029, haverá cobrança de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, e abatidos os benefícios da GD à rede. A ANEEL deverá valorar esses benefícios segundo as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (Lei nº 14.300, 2022). Assim, a Tabela 2.1 apresenta as principais alterações ocorridas da REN 482/12 e a Lei Federal 14.300/22.

Tabela 2.1. Comparativo entre as alterações ocorridas da REN 482/12 para Lei 14.300.

Item	REN 482/12	Lei 14.300 (Marco Legal)
Valor da compensação	Compensação considerando todas as componentes da tarifa de eletricidade.	Compensação considerando todas as componentes menos a TUSD Fio B.
Demanda contratada	Para consumidores do Grupo A com Mini GD, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada é a TUSDdemanda (TUSDd) em R\$/kW.	Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencente ao Grupo A, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada passa a ser a TUSDinjeção em R\$/kW que será definida pela ANEEL.
Parecer de acesso e transferência de titularidade	Permitida a transferência de titularidade do parecer de acesso.	Transferência de titularidade do parecer de acesso ou do controle societário permitida após a solicitação de vistoria do ponto de conexão.
Faturamento como B Optante	-	Unidades consumidoras com geração local até 112,5 kVA podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão (Grupo B). Não incluem as unidades consumidoras com geração remota.
Regra de Transição	Direito adquirido.	Após 12 meses da publicação da lei.

Fonte: Adaptado GREENER, 2022.

De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode propiciar diferentes benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental e a diversificação da matriz energética. Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o acréscimo da complexidade de operação da rede; a dificuldade na arrecadação pelo uso do sistema elétrico necessitando de novos modelos de negócio; a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes (ANEEL, 2016).

Além disso, a crescente inserção de GD no sistema elétrico de potência tem causado diversos impactos na qualidade de energia elétrica, tais como: distorções harmônicas, sobretensão, flutuação

de tensão, fluxo reverso de potência, alteração nos níveis de curto-circuito e proteção do sistema e desbalanceamento de fases (Waenga, 2016).

2.1.1 TARIFICAÇÃO ENERGÉTICA PARA CONSUMIDOR DO GRUPO A

Este estudo fará uma análise da tarifação energética de uma unidade consumidora do Grupo A antes e após a implantação de geração distribuída. Desde modo, torna-se necessária a abordagem sobre os conceitos tarifários para este tipo de cliente.

De acordo com Resolução Normativa nº 956, de 07 de dezembro de 2021, (ANEEL, 2021), o Grupo A é composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento maior ou igual a 230 kV;
- b) Subgrupo A2 - tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- c) Subgrupo A3 - tensão de conexão igual a 69 kV;
- d) Subgrupo A3a - tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- e) Subgrupo A4 - tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- f) Subgrupo AS - tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

A Resolução Normativa nº 1.000 (ANEEL, 2021), de 07 de dezembro de 2021, define que a unidade consumidora do grupo A deve ser enquadrada nas seguintes modalidades tarifárias:

- I - no caso de tensão de conexão maior ou igual a 69 kV: horária azul; e
- II - no caso de tensão de conexão menor que 69 kV: horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor.

Além disso, a modalidade tarifária horária azul é caracterizada por:

- I - uma tarifa para a demanda (R\$/kW) para o posto tarifário de ponta;
- II - uma tarifa para a demanda (R\$/kW) para o posto tarifário fora de ponta;
- III - uma tarifa para o consumo de energia elétrica (R\$/kWh) para o posto tarifário de ponta;
- IV - uma tarifa para o consumo de energia elétrica (R\$/kWh) para o posto tarifário fora de ponta.

Vale ressaltar que o horário de ponta é o período definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão ou permissão, considerando a curva de carga de seu sistema

elétrico e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, não se aplicando aos sábados, domingos, terça-feira de Carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e aos feriados nacionais dos dias 1º de janeiro, 21 de abril, 1º de maio, 7 de setembro, 12 de outubro, 2 de novembro, 15 de novembro e 25 de dezembro. Para a distribuidora em questão, esse horário é definido das 18h às 21h (ANEEL, 2021). Além disso, o horário fora de ponta para os consumidores do grupo A é o período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta. Ademais, no faturamento elétrico, tem-se o período seco, referente aos meses de maio a novembro, e o período úmido, referente aos meses de dezembro a abril do ano seguinte (ANEEL, 2021).

2.1.2 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE/Net-metering)

Conforme (ANEEL, 2021), o Sistema de compensação de energia elétrica é aquele no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

O sistema de compensação de energia para minigeração tem seu modo de faturamento estabelecido em (ANEEL, 2015), podendo-se elucidar a seguir alguns procedimentos adotados considerando a geração instalada no mesmo local de consumo:

a) A energia injetada em determinado posto tarifário (ponta ou fora de ponta), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;

b) Se houver excedente, os créditos de energia ativa, geralmente gerados no horário fora da ponta, devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, geralmente no horário de ponta, se houver, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento. Esta compensação ocorre mediante um fator de ajuste definido como resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) de ponta pela fora de ponta (nos casos do excedente ser originado no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente ocorrer no posto fora de ponta;

c) Os consumidores do Grupo A continuam sendo normalmente faturados pela demanda contratada.

d) Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento (ANEEL, 2016).

2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O Efeito Fotovoltaico é o que se denomina quando a energia solar é diretamente transformada em energia elétrica e ocorre a partir de materiais semicondutores, caracterizados pela existência de bandas de energia. O material mais utilizado para este fim é o silício (Silva, 2022).

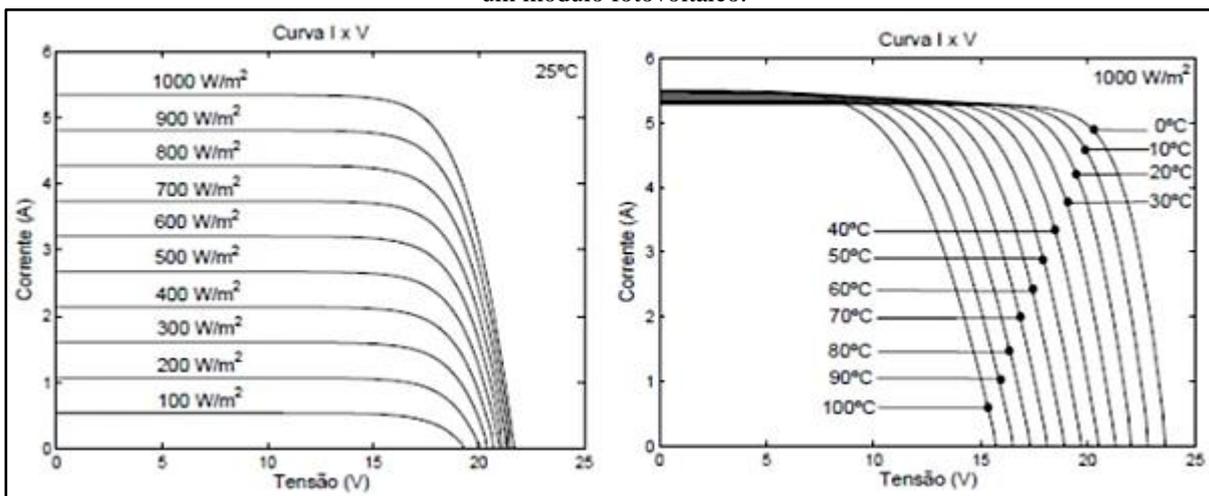
O princípio de funcionamento da tecnologia fotovoltaica é a utilização de células semicondutoras tetravalentes (geralmente o silício). Através de sua dopagem com átomos trivalentes (geralmente o boro, gálio ou índio) forma-se a camada tipo “p”, e da dopagem de átomos pentavalentes (geralmente o fósforo, arsênio ou antimônio) é formada a camada tipo “n”. Na união dessas camadas, é estabelecida a junção “p-n”, criando uma face positiva “p” e a outra negativa “n”, que na presença de luz solar, permite o movimento das cargas e produz um campo elétrico (Medeiros, 2016; Simioni, 2017).

O dispositivo fotovoltaico mais básico é a célula fotovoltaica, que de forma isolada, não produz muita energia, fornecendo uma potência entre 1,0 e 1,5 W. A junção de diversas células fotovoltaicas, através de arranjos com ligações em série e paralelo constitui o módulo fotovoltaico, cuja potência e tensão são determinadas conforme fabricação. Com novas associações série-paralelo entre os módulos, é possível dimensionar qualquer potência e tensão que atendam a demandas específicas de projeto da instalação (Debastiani, 2022).

O desempenho e a operação dos sistemas fotovoltaicos ao ar livre são significativamente afetados em função da variação nas condições ambientais. Apenas uma pequena porção da irradiância solar, por volta de 20%, é convertida pela célula FV em energia elétrica. O restante, é convertido em calor, que promove o aquecimento do módulo e afeta a eficiência do sistema, bem como a produção de energia (Debastiani, 2022). A temperatura de uma célula fotovoltaica apresenta pouca interferência na corrente elétrica produzida pelo módulo, sendo esta, diretamente proporcional à incidência da irradiância solar. Já o aumento da temperatura causa uma significativa redução na tensão gerada. Como a potência de um módulo é dada pelo produto entre a tensão e a corrente elétrica, e a energia produzida, pelo produto da potência e o tempo, a temperatura de trabalho da célula fotovoltaica interfere diretamente na energia total produzida (Debastiani, 2022).

A Figura 2.2 ilustra, à esquerda, como o aumento da irradiância incidente influencia no acréscimo da corrente elétrica, trazendo poucas alterações na tensão, enquanto mostra, à direita, o significativo efeito da temperatura sobre a tensão gerada no módulo fotovoltaico.

Figura 2.2. Curvas IxV ilustrando os efeitos da irradiância incidente e temperatura sobre as correntes e tensões em um módulo fotovoltaico.



Fonte: Debastiani, 2022.

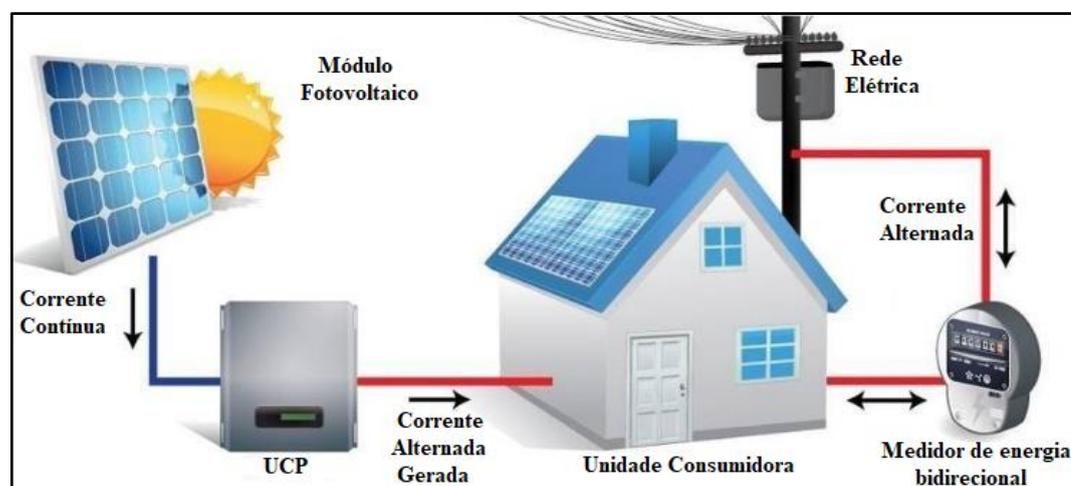
Segundo (Debastiani, 2022), as células e módulos fotovoltaicos produzidos podem ser classificadas conforme as principais tecnologias utilizadas, classificando-as em:

- a) Primeira Geração: Corresponde às primeiras tecnologias de células fotovoltaicas comercializadas em meados de 1950. Composta por silício cristalino, subdividindo-se em monocristalino e policristalino, e Arsenieto de Gálio, são as que possuem maior eficiência e representatividade no mercado mundial;
- b) Segunda Geração - Filmes Finos: É caracterizada por painéis confeccionados na forma de filmes finos, gerando maior economia de material. Os filmes finos apresentam flexibilidade, facilidade de instalação, tempo de vida médio de 25 anos e baixo custo de processamento, no entanto, suas eficiências são inferiores;
- c) Terceira Geração: Consistem nas células orgânicas, células sensibilizadas por corantes e as células de multijunção, encontrando-se, em sua grande maioria, em fase de pesquisa. Apresentam índices de eficiência bem superiores, porém, em função do alto custo de fabricação, sua aplicação está restrita à área espacial ou em sistemas com concentradores solares para uso terrestre;
- d) Tecnologia PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*): é a tecnologia utilizada para fabricar módulos fotovoltaicos dotados de emissor passivado e célula traseira, e vem conquistando expressiva participação no mercado mundial. O sucesso do PERC pode ser atribuído à sua excelente passivação do lado traseiro responsável por entregar alta tensão de circuito aberto (V_{oc}). Também, o potencial de alta corrente de curto circuito (I_{sc}) é devido ao aumento da reflexão lateral traseira e diminuição da absorção parasitária; e

e) Tecnologia Bifacial: A tecnologia fotovoltaica bifacial possui o mesmo princípio de funcionamento dos módulos fotovoltaicos monofaciais. Entretanto, no sistema bifacial é adicionado uma camada de revestimento anti-reflexo na parte de trás da junção, em vez de um campo de superfície posterior, com aparência semelhante em ambos os lados. Ao longo de toda a vida útil, o módulo bifacial pode gerar 23% mais energia do que o módulo monofacial. Esse fator ocorre em função do período de garantia do módulo de encapsulamento de vidro duplo possuir 5 anos a mais do que o do módulo de encapsulamento de vidro único. Também, o ganho de geração de eletricidade é cerca de 10% superior no lado traseiro nos módulos bifaciais.

Entretanto, para o consumo desta energia nos padrões empregados atualmente, em corrente alternada, tornam-se necessários equipamentos eletrônicos para condicionar a potência, os quais são conhecidos como inversores ou de Unidades de Condicionamento de Potência (UCP), nomenclatura em conformidade com a NBR 16690/2019 (ANEEL, 2019). Um sistema fotovoltaico conectado à rede, é, portanto, constituído de um gerador fotovoltaico (conjunto de módulos), do próprio UCP, dispositivos de proteção CC e CA, além de outros componentes periféricos conforme Figura 2.3. O desempenho do sistema dependerá diretamente do desempenho desses equipamentos que o compõe (Nakabayashi, 2014).

Figura 2.3. Esquemático da geração solar fotovoltaica.



Fonte: Adaptado Mitratech WEG, 2022.

A UCP é um equipamento utilizado para converter a energia CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em energia CA. Existem uma grande variedade de UCP, como microinversores, inversores de séries fotovoltaicas para instalação interna e externa, trifásicos ou monofásicos, podendo estar conectados à rede elétrica (*on grid*) ou não (*off grid*). Entre suas principais características, têm-se:

- a) **Segurança:** Quando ocorre a desenergização da rede elétrica, os inversores conectados à esta desligam automaticamente. Esse sistema de proteção é chamado de anti-ilhamento (*anti-islanding*). Com isso, evita-se a geração de energia quando o sistema elétrico estiver fora de operação, devido a alguma falha ou em caso de desligamento programado para realização de manutenção. Dessa forma, elimina a ocorrência de algum fluxo inverso de energia inesperado que represente risco aos operários;
- b) **Rastreamento do Ponto de Máxima Potência – *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*:** é um componente de controle dos inversores capaz de identificar e operar o sistema fotovoltaico em sua potência máxima para as condições climáticas instantâneas. Por exemplo, dependendo da irradiação solar e da temperatura momentânea, o controle identifica o ponto operacional em que os valores de tensão e corrente gerados pelos módulos fotovoltaicos produzem a máxima potência; e
- c) **Confiabilidade:** caso ocorra uma falha nos inversores de séries fotovoltaicas ou microinversores, o sistema fotovoltaico não estará completamente comprometido, possibilitando a troca do equipamento e o desligamento parcial do sistema (Melo, 2014; Carvalho 2018).

2.3 SIMULAÇÕES EM SOFTWARE PARA ANÁLISE DE ÍNDICES DE DESEMPENHO TÉCNICO E ECONÔMICO

A *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* lançou o SAM 2021.12.02, a versão mais recente do *System Advisor Model, software* de modelagem gratuito e disponível ao público para simulação de desempenho técnico e de análise financeira de projetos de fontes renováveis. O SAM foi desenvolvido para ajudar desenvolvedores de projetos, engenheiros, formuladores de políticas, fabricantes de equipamentos e pesquisadores a tomar decisões sobre o projeto de sistemas de energia renovável e a economia do projeto. O SAM combina dados meteorológicos de séries temporais e especificações do sistema para calcular a respectiva produção de eletricidade anualmente. Em seguida, o *software* utiliza dados de custo (em dólares), compensação financeira, financiamento e incentivo em um fluxo de caixa anual para calcular o custo nivelado de energia - CNE (ou LCOE - *levelized cost of electricity*), valor presente líquido (VPL) e período de retorno do projeto (*payback*) (NREL, 2021).

Os *softwares* existentes para simulação de desempenho técnico e de análise financeira de projetos de fontes renováveis, geralmente, trazem como resultados os seguintes índices:

- a) **Fator de capacidade (FC):** O fator de capacidade é a relação entre a geração elétrica prevista

do sistema de operação e a produção nominal do sistema fotovoltaico, a qual é equivalente à quantidade de energia que o sistema geraria se operasse em sua capacidade nominal a cada hora do ano. Para sistemas fotovoltaicos, o fator de capacidade é uma relação entre a energia em CA para CC, dado pela equação (2.1):

$$FC (\%) = \frac{\text{Energia anual líquida CA } \left(\frac{kWh}{\text{ano}}\right)}{\text{Capacidade do sistema CC (kWp)} \times 8760 \left(\frac{h}{\text{ano}}\right)} \quad (2.1)$$

Em que a energia anual líquida é a geração elétrica anual total no primeiro ano de operação e a capacidade do sistema é a capacidade nominal de pico do sistema.

- b) Rendimento de energia (Yf) ou Produtividade: Esse índice é definido na norma IEC-61724 e apresenta a relação entre a energia anual líquida CA entregue pelo sistema fotovoltaico no primeiro ano e a potência de pico CC da usina, conforme a equação (2.2):

$$Yf (kWh/kWp) = \frac{\text{Energia anual líquida CA (kWh)}}{\text{Capacidade do sistema CC (kWp)}} \quad (2.2)$$

- c) Taxa de desempenho: Esse índice é definido na norma IEC-61724 e apresenta a relação entre a energia real gerada pela usina e a energia teórica máxima do sistema fotovoltaico. O índice de desempenho é uma medida da produção anual de geração elétrica de um sistema fotovoltaico em kWh (CA) em comparação com a capacidade nominal de pico do sistema fotovoltaico em kWp.h (CC), levando em consideração o recurso solar no local do sistema e o sombreamento e sujeira dos módulos FV. A taxa de desempenho (TD1) é definida pela equação (2.3):

$$TD1 (\%) = \frac{\text{Energia anual líquida CA (kWh)}}{\text{Irradiação total POA (kWh)} \times \text{Eficiência Módulo}} \quad (2.3)$$

Em que a energia anual é a saída de energia CA líquida total do sistema no primeiro ano, a irradiação total POA – *Plane of array*- anual (nominal) é a irradiação solar total incidente no arranjo antes que as perdas de sombreamento e sujeira sejam aplicadas ao longo do ano, e a eficiência do módulo é a eficiência para as condições de teste padrão (CTP) – irradiância 1000 W/m², 25°C de temperatura da célula, com uma referência solar de irradiância espectral chamado Massa de Ar 1,5 (AM1.5), conforme definido no IEC 60904-3, 2019.

O método utilizado pelo SAM para calcular a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico é baseado no método descrito no boletim técnico da SMA *Performance Ratio*, versão 1.1.

Segundo (AWAN, 2020), tem-se outro método para obtenção da taxa de desempenho, (TD2), conforme equação (2.4):

$$TD2 (\%) = \frac{E_{fv \text{ anual}} / P_{fv \text{ CTP}}}{G_t / G_{t \text{ CTP}}} \quad (2.4)$$

Em que, $E_{fv \text{ anual}}$ é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico durante um ano e $P_{fv \text{ CTP}}$ é a potência extraída sob as CTP, que dependem da área dos módulos fotovoltaicos. Finalmente, G_t e $G_{t \text{ CTP}}$ representam, respectivamente, a irradiação global horizontal fora e dentro das CTP.

O índice de desempenho é uma variável puramente baseada na definição que, sob a influência de certos fatores, pode até mesmo exceder os valores de 100%. Isso ocorre porque as características de desempenho dos módulos FV são usadas no cálculo da relação de desempenho que foi determinada conforme as CTP. Condições teóricas em relação às operacionais reais, portanto, podem influenciar a taxa de desempenho (AWAN, 2020).

Os seguintes fatores podem ter influência no valor de TD:

- Fatores Ambientais
 - Temperatura do módulo FV;
 - Irradiação solar e difusão de energia;
 - Medidor de irradiação solar está na sombra ou sujo;
 - Módulo fotovoltaico na sombra ou sujo.
- Outros fatores
 - Eficiência dos módulos fotovoltaicos;
 - Eficiência do inversor;
 - Orientação do medidor de irradiação solar.

d) Custo nivelado de energia - CNE (ou LCOE - *levelized cost of electricity*): Esse índice, expresso em \$/kWh, define a proporção entre o custo total da usina e a energia total produzida ao longo de sua vida útil, em torno de 25 anos, conforme calculado pela equação (3.5):

$$LCOE(\$/kWh) = \frac{FCR \times TCC(\$) + FOC(\$)}{AEP (kWh)} + VOC\left(\frac{\$}{kWh}\right) \quad (3.5)$$

Em que TCC é o custo de capital (\$) ou custos de capital instalado, FCR é a taxa de cobrança fixa (receita por montante de investimento necessário para cobrir o custo do investimento), FOC é o custo operacional anual fixo (\$) ou custos de operação e manutenção, VOC é o custo operacional variável (\$/kWh) ou custos de operação e manutenção por unidade de produção anual de eletricidade e AEP é a produção anual de eletricidade (kWh) (NREL, 1995).

e) Período de retorno (*payback*): O período de retorno é o tempo em anos que leva para que a economia anual cumulativa seja igual aos custos anuais acumulados. O período de retorno simples contabiliza o valor da produção energética gerada pelo sistema com custos de instalação, operação e incentivos, sem contabilizar o valor do dinheiro no tempo, ou seja, sem considerar a taxa de juros. Já o período de retorno com desconto considera o valor do dinheiro no tempo usando fluxos de caixa descontados à taxa mínima de atratividade (TMA), que é a taxa básica de juros que influenciam o valor da moeda, como a inflação (NREL, 1995), conforme calculado pela equação (3.6):

$$\text{Período de retorno descontado} = \frac{\text{custo total do investimento (\$)}}{\sum_{t=0}^n \frac{\text{FluCx}}{(1+i)^t} (\$)} \quad (3.6)$$

Em que FluCx é o fluxo de caixa no período do ano t, em (\$), composto pelo valor anual da produção energética do sistema, e I representa a taxa de juros do período em %.

Existem diversos estudos na literatura com sistemas de minigeração distribuída por todo o país, nos quais são apresentados os índices de desempenho técnicos e econômicos de usinas fotovoltaicas, tais como: fator de capacidade, rendimento de energia, taxa de desempenho, LCOE, período de retorno e a energia anual gerada.

Em Silveira (2018), foram analisados somente os seguintes indicadores técnicos para 5 sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em diferentes regiões, conforme Tabela 2.2: fator de capacidade, taxa de desempenho e produtividade.

Tabela 2.2. Parâmetros técnicos de avaliação de sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes localidades.

Região	Potência nominal	Fator de capacidade-FC	Taxa de desempenho-TD	Produtividade-Yf
Belém - PA	2,4 kWp	20,98 %	74,3 %	1.838 kWh/kWp
Florianópolis - PI	171,6 kWp	17,13 %	74,0 %	1.493 kWh/kWp
Itiquira - MT	9 kWp	17,20 %	74,9 %	1.514 kWh/kWp
São Paulo - SP	70 kWp	13,90 %	65,8 %	1.115 kWh/kWp
Aratiba - RS	9 kWp	13,80 %	78,7 %	1.214 kWh/kWp

Fonte: (Silveira, 2018).

Em Pereira (2020), foram analisados os desempenhos técnicos e econômicos para 5 sistemas fotovoltaicos simulados em diferentes regiões, conforme Tabela 2.3: energia anual gerada, produtividade, LCOE e período de retorno.

Tabela 2.3. Parâmetros técnicos e econômicos de sistemas fotovoltaicos simulados em diferentes localidades.

Região	Potência nominal (MWp)	Energia anual gerada (MWh)	Produtividade (kWh/kWp)	LCOE (R\$/kWh)	Período de retorno (anos)
Brasília - DF	3,0	5.348	1.781	0,22	3
Carpina - PE	3,0	4.966	1.654	0,24	3,5
Camacan - BA	1,70	2.576	1.515	0,27	6
Divinópolis - MG	1,17	1.810	1.539	0,27	3,5
Jaú - SP	2,10	3.139	1.566	0,27	4,5

Fonte: Adaptado de (Pereira, 2020).

Em Rios (2019) e Torres (2021), foram analisados os desempenhos técnicos e econômicos para os respectivos sistemas fotovoltaicos estudados, conforme Tabela 2.4.

Tabela 2.4. Parâmetros técnicos e econômicos de sistemas fotovoltaicos simulados.

Região	Potência nominal (MWp)	Energia anual gerada (MWp)	Fator de capacidade (%)	Taxa de desempenho (%)	LCOE (R\$/kWh)	Período de retorno (anos)
Brasília - DF	6,0	11.142	-	-	0,14	5,9
Bom Jesus da Lapa - BA	100	231.879	26,5	77,4	0,21	11

Fonte: Adaptado de (Rios, 2019) e (Torres, 2021).

A Tabela 2.5 ilustra os índices de desempenho apresentados em Lima (2018) e Costa (2021) para sistemas de minigeração fotovoltaica. Foi realizada a análise por meios dos seguintes índices: fator de capacidade, taxa de desempenho, produtividade, LCOE e período de retorno.

Tabela 2.5. Comparativo de desempenho de dois sistemas de minigeração fotovoltaica.

Topologia	Potência nominal (kWp)	Fator de capacidade (%)	Taxa de desempenho (%)	Produtividade (kWh/kWp)	LCOE (R\$/kWh)	Período de retorno (anos)
UFV Florianópolis-SC	1.081	15,41	78,9	1.352	0,21	7,9
UFV Florianópolis-PI	171,6	17,13	74,0	1.493	0,33	5,0

Fonte: Adaptado de (Lima, 2018) e (Costa, 2021).

Observa-se que, na grande maioria, os estudos são voltados somente para análise técnica ou econômica. Ademais, quando é desenvolvido uma pesquisa com viés técnico-econômico, dificilmente, são apresentados os resultados contendo todos os indicadores supracitados, tais como: fator de capacidade, taxa de desempenho, produtividade, LCOE e período de retorno, conforme exposto em (Lima, 2018) e (Costa, 2021).

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresentou-se uma breve revisão bibliográfica a respeito das resoluções normativas vigentes, citando a tarifação energética para consumidor do grupo A e o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE/ *Net-metering e FIT feed in tariff*), além de uma formulação teórica sobre a geração fotovoltaica e seus principais componentes. Ademais, destacou-se a análise de índices de desempenho técnico e econômico desenvolvidos por *softwares* de geração distribuída, tais como fator de capacidade, rendimento de energia, taxa de desempenho, LCOE, período de retorno e a energia anual gerada.

Dessa forma, após simulações realizadas no *software* SAM, o presente trabalho realiza um estudo acerca da contribuição financeira nas faturas de um sistema elétrico de média tensão, após a implementação de uma usina fotovoltaica de 2.408 kWp em Brasília-DF, bem como, avalia a viabilidade econômica desse investimento. Por fim, serão obtidos os índices de desempenho desse sistema de minigeração distribuída e comparados com outros dois sistemas situados em Santa Catarina (Costa, 2021) e no Piauí (Lima, 2018).

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

Apresenta-se neste capítulo a metodologia utilizada no estudo de um sistema elétrico de média tensão, antes e após a implementação de minigeração distribuída, destacando as análises técnicas e econômicas desenvolvidas nesse trabalho, tais como demanda contratada do sistema, verificação da tarifação energética, simulações teóricas da energia gerada mensalmente de forma que seja possível comparar com os valores obtidos experimentalmente. Essa metodologia pode ser replicada para qualquer outra usina de minigeração, desde que tenha-se acesso às faturas elétricas da unidade consumidora antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

A metodologia a ser utilizada para a realização desse projeto será baseada no estudo de um sistema elétrico de média tensão, 13,8 kV, consumidor do grupo A, localizado no Setor Militar Urbano (SMU), em Brasília-DF.

O sistema fotovoltaico instalado apresenta potência de pico de 2.408 kWp, interconectado a uma subestação com potência nominal de 3000 kVA (composta de 2 transformadores de 1500 kVA), prevendo-se uma futura expansão para 2.769 kWp com potência nominal de saída de 2300 kW. Essa usina é constituída por 20 conjuntos de geradores fotovoltaicos de 120 kWp (compostos de módulos fotovoltaicos tipo monocristalino e UCP fotovoltaico trifásico de 100 kW, localizada no mesmo terreno do sistema anterior.

Dessa forma, pretende-se analisar a contribuição econômica do sistema de geração distribuída nas faturas elétricas do sistema atual, bem como avaliar as questões técnicas desse investimento e os índices de desempenho desse sistema de geração distribuída, tais como: taxa de desempenho (TD), rendimento de energia (Yf), LCOE (*levelized cost of electricity*), fator de capacidade (FC) e a energia anual gerada (kWh).

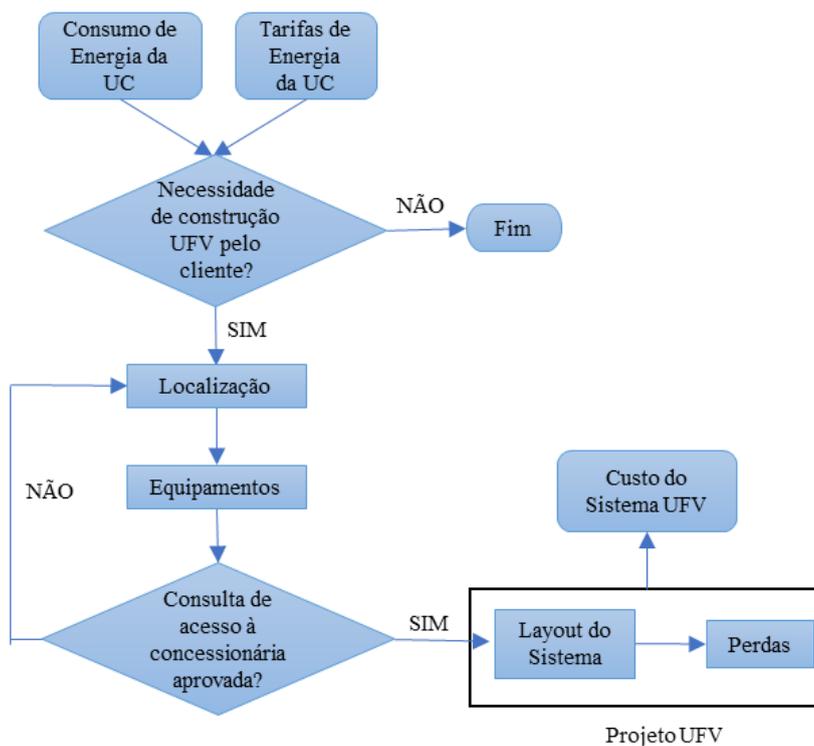
Serão utilizadas como referência as faturas elétricas do sistema original de dezembro de 2018 a novembro de 2019, pois essas representam mais fielmente o histórico da carga consumida pelo objeto em análise, tendo em vista que as faturas posteriores foram em época de pandemia de COVID-19 e, conseqüentemente, o consumo decresceu consideravelmente devido aos funcionários terem trabalhado em *home office* nos anos de 2020 até o final de 2022.

A seguir, é apresentado o fluxograma das etapas referentes à fundamentação teórica (etapas de projeto), conforme a Figura 3.1, e à fundamentação com base em simulações computacionais que se repetirá para os resultados experimentais, ilustrada na Figura 3.2, para a implementação da usina fotovoltaica e análise quanto à sua viabilidade técnica e econômica, os quais são objetos de estudo dessa dissertação.

Para a fundamentação teórica, têm-se os seguintes passos:

- Análise do consumo e das tarifas energéticas da unidade consumidora (UC), ao longo do período avaliado;
- Avaliação da necessidade de construção da UFV para redução dos gastos;
- Localização apropriada que esteja sob titularidade da Unidade Consumidora (UC);
- Consulta de acesso à concessionária para dar prosseguimento ao processo da conexão da UFV à rede de distribuição, em conformidade com os critérios da REN 482/REN 687 e em conformidade com a NTD 6.09 (norma da concessionária local);
- Projeto da UFV em que será definido *layout* do sistema e os respectivos equipamentos (inversores, módulos, cabeamentos, dispositivos de proteção CC e CA, subestação, entre outros), com posterior cálculo das perdas;
- Obtenção do orçamento e custo do sistema pretendido.
- Instalação da UFV.

Figura 3.1. Fluxograma da fundamentação teórica.

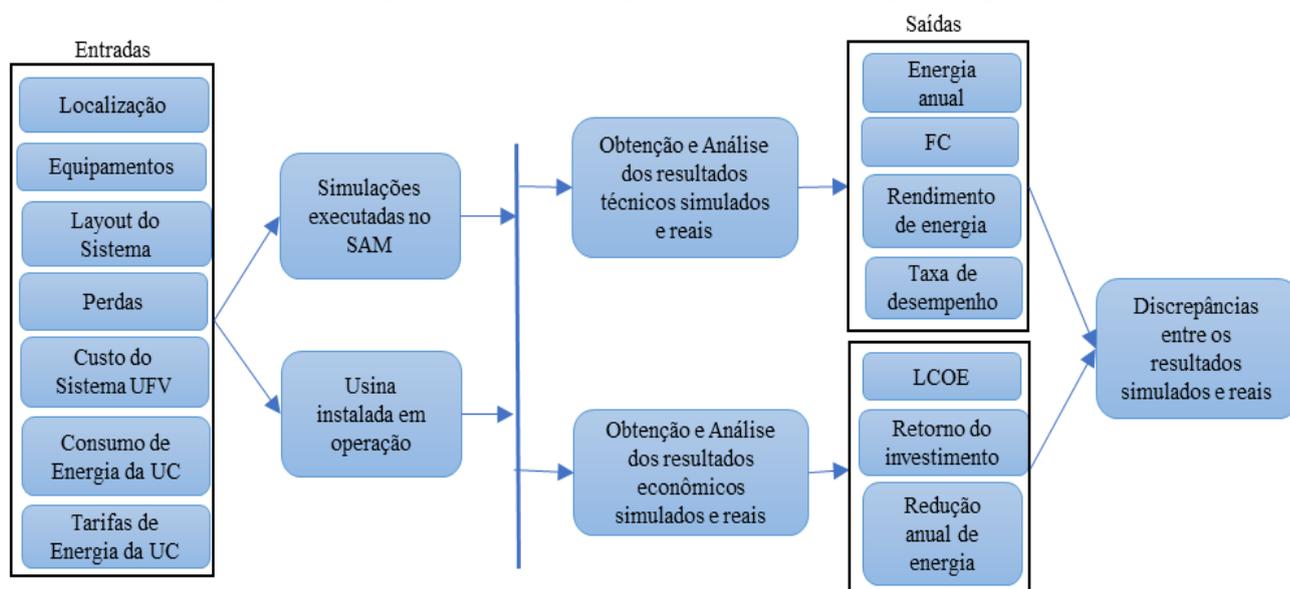


Fonte: Autoria própria.

Para a fundamentação com base em simulações computacionais, têm-se os seguintes processos, que se repetirá para análise dos resultados experimentais:

- Inserção dos dados de entrada no *software System Advisor Model (SAM 2020.11.29)*: localização, módulos fotovoltaicos, inversores, *layout* do sistema, cálculo de perdas, custo do sistema UFV, consumo de energia da UC e tarifas energéticas da UC;
- Execução das simulações no SAM;
- Obtenção de resultados técnicos e econômicos;
- Análise dos resultados técnicos: energia anual, fator de capacidade, rendimento de energia e taxa de desempenho;
- Análise dos resultados econômicos: LCOE, retorno do investimento e redução anual de energia consumida.

Figura 3.2. Fluxograma da Fundamentação com base em simulações computacionais.



Fonte: Autoria própria.

O estudo foi realizado utilizando o *software System Advisor Model (SAM 2020.11.29)*, a partir da análise detalhada dos parâmetros técnicos e econômicos, seguindo as etapas abaixo:

3.1 PARÂMETROS TÉCNICOS

3.1.1 Localização e Recurso Solar

A localização da usina solar fotovoltaica fica no Setor Militar Urbano, em Brasília-DF, conforme a Figura 3.3. Foi utilizada a fonte de dados de recursos solares da *Clima.OneBuilding*, biblioteca com arquivos compatíveis ao SAM, com os dados de irradiação solar global horizontal, irradiação direta,

irradiação difusa, temperatura média e velocidade média do vento colhidos da Estação ID 867150 ISD-TMY_x, a mais próxima da usina, durante os anos de 2007 a 2021 (ClimaOneBuilding, 2021). Nas simulações, esses dados foram incluídos utilizando o SAM. Além disso, foi definida a inclinação e o desvio azimutal nos quais os módulos FV foram posicionados.

Figura 3.3. Localização da usina fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria.

3.1.2 Especificações do módulo fotovoltaico

As especificações técnicas contidas no projeto básico realizado pelo Exército Brasileiro definiram que o módulo, escolhido pela empresa durante o projeto executivo, precisava satisfazer os seguintes critérios mínimos: Potência mínima de pico de 380 W_p, Tensão de máxima potência (V_{mp}) de $40 \pm 1,5$ V, Tensão de circuito aberto (V_{oc}) de $48 \pm 1,5$ V, Corrente de máxima potência (I_{mp}) de $10,5 \pm 0,8$ A, Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}) de $11 \pm 0,9$ A e eficiência mínima de 17,8%. Tais dados se referem às Condições de Teste Padrão (CTP ou STC, *Standard Test Conditions*), ou seja, 1000 W/m^2 de irradiância e temperatura do módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Dessa forma, foi escolhido o módulo FV TSM-455DE17M(II) da Trina Solar, uma vez que atende aos critérios mínimos previamente estabelecidos, cujos dados estão apresentados na Tabela 3.1 (Trina Solar, 2019). Os valores de *datasheet* do módulo fotovoltaico foram inseridos na simulação do SAM, uma vez que não existia na biblioteca do referido *software*.

Tabela 3.1. Dados do Módulo Fotovoltaico selecionado.
Módulo FV TSM-455DE17M(II) – Trina Solar

Parâmetros	Valores
Potência de pico - P_{mp} (Wp)	455 ± 3%
Tensão de potência máxima - V_{mp} (V)	41,2
Corrente de potência máxima - I_{mp} (A)	11,06
Tensão de circuito aberto - V_{oc} (V)	49,8 ± 3%
Corrente de curto-circuito - I_{sc} (A)	11,61 ± 4%
Tipo	Monocristalino
Eficiência energética (%)	20,81
Área (m ²)	2,18

Fonte: Autoria própria.

3.1.3 Especificações das Unidades de Condicionamento de Potência (UCP)

As especificações técnicas contidas no projeto básico realizado pelo Exército Brasileiro definiram que a UCP, escolhida pela empresa durante o projeto executivo, precisava satisfazer os seguintes critérios mínimos: Potência máxima CC de 120±10% kW, Tensão máxima CC de 1500 V, Faixa de Tensão Operacional do MPPT de 570~1500 V, Potência Máxima CA de 100±10% kW, Tensão Nominal CA de 800 V, Temperatura Ambiente de -15°C~40° C, e eficiência mínima de 98 %. Dessa forma, foi escolhido o UCP SUN2000-100KTL-H1 da Huawei, o qual atende adequadamente aos critérios anteriormente estabelecidos, com os dados apresentados na Tabela 3.2 (Huawei, 2018). Os valores de *datasheet* da UCP foram inseridos na simulação do SAM, uma vez que não existia na biblioteca do referido *software*.

Tabela 3.2. Dados da Unidade de Condicionamento de Potência.

UCP SUN2000-100KTL-H1 - Huawei

Dados de entrada CC	
Tensão máxima (V)	1500
Corrente máxima por MPPT (A)	22
Tensão nominal (V)	1080
Faixa de tensão operacional do MPPT (V)	600~1500
Número de entradas	12
Número de MPPT	6
Dados de saída CA	
Potência máxima de saída (kW)	100
Tensão nominal (V)	800
Temperatura (°C)	-25°C~60°C
Eficiência europeia (%)	98.8
Classe de proteção	IP 65

Fonte: Autoria própria.

3.1.4 Layout do Sistema (UFV)

Desejava-se construir um sistema de minigeração com potência de pico de 2.408 kWp em uma unidade consumidora de média tensão, conforme Figura 3.4. Dessa forma, o *layout* do sistema foi projetado com 20 UCPs de 120 kWp.

Todas as séries fotovoltaicas do *layout* fotovoltaico definido estão compatíveis com as

especificações do módulo FV e do UCP, tais como: corrente de potência máxima (I_{MP}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de máxima potência (V_{MP}) e tensão de curto-circuito (V_{oc}).

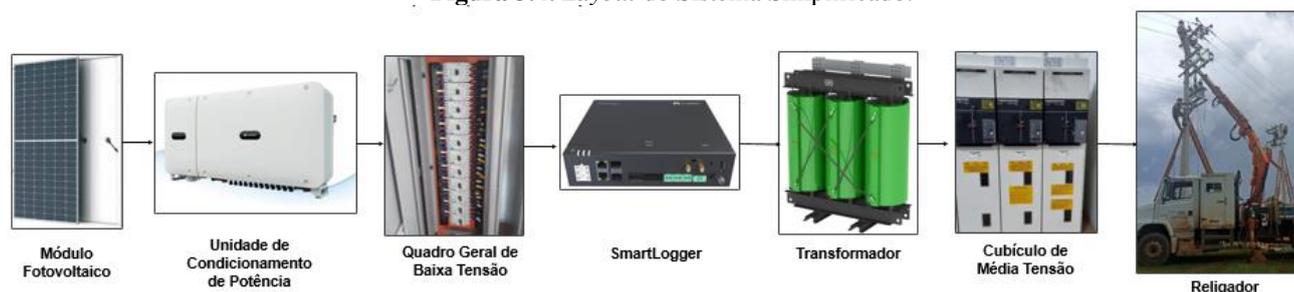
O cabeamento CC utilizado foi de 6 mm² para os polos positivo e negativo e o cabeamento CA - fase e neutro - foi de 95 mm² para QGBT 1 e 120 mm² para QGBT 2. Foram utilizados dois quadros gerais de baixa tensão, com saída de 800 V_{CA}, totalizando 20 disjuntores de 100 A para a proteção individual de cada Unidade de Condicionamento de Potência. Maiores detalhes e diagrama unifilar serão apresentados no Capítulo 4 – Estudo de Caso.

Para o monitoramento remoto do sistema e para a avaliação de desempenho da usina fotovoltaica real (para fins de comparação com os resultados de simulação), foi instalado o *Smart Logger* Huawei 3000A com aplicativo de interface da *FusionSolar*, com a finalidade de acompanhamento em tempo real da usina fotovoltaica com os seguintes valores instantâneos de saída: correntes e tensões CC de cada série fotovoltaica; correntes, tensões e potência CA das Unidades de Condicionamento de Potência; produção energética diária, mensal, anual, fator de potência, frequência da rede, tempo de funcionamento do sistema, entre outros.

Para conversão da energia elétrica de baixa tensão para média tensão, foram instalados dois transformadores elevadores de tensão da WEG, com potência de 1500 kVA, tensão no primário de 800 V e tensão no secundário de 13,8 kV. Em seguida, o cabeamento de média tensão foi conectado ao cubículo de média tensão de 630 A da *Schneider Electric* existente na subestação da unidade consumidora em questão.

Para a proteção da rede elétrica no poste de entrada da unidade consumidora, foram colocados, por exigência da concessionária local, dois religadores automáticos do Tipo Nova 15CP W2 - Padrão Concessionária Neoenergia. Após a aprovação do sistema em vistoria obrigatória realizada pela Neoenergia Brasília, a usina fotovoltaica entrou em operação no dia 17 de março de 2022.

Figura 3.4. *Layout do Sistema Simplificado.*



Fonte: Autoria própria

3.1.5 Perdas

Foram consideradas as seguintes perdas definidas de acordo com valores padrões *-default-* do *software*: poeira, reflexão, incompatibilidade do módulo FV, diodos e conexões, desvio do módulo

FV das condições de teste padrão. As perdas de cabeamento CC e CA foram devidas às quedas de tensão calculadas no projeto.

3.1.6 Análise dos Resultados Técnicos

Ao término das simulações, serão encontrados e avaliados os seguintes índices de desempenho técnicos da UFV, os quais serão comparados com os valores reais: Fator de capacidade (FC), Rendimento de energia (Y_f) e Taxa de desempenho (TD).

3.2 PARÂMETROS ECONÔMICOS

3.2.1 Custos do Sistema (UFV)

Foram incluídos no custo total do investimento, tanto os gastos com materiais e equipamentos, como os serviços necessários de mão de obra e preparação do terreno. Uma empresa foi contratada para executar as seguintes tarefas, as quais foram devidamente acompanhadas:

- Elaboração e Aprovação de Projeto de Geração Distribuída junto à Concessionária;
- Serviços Auxiliares, Administrativos e Diversos;
- Limpeza do terreno com remoção de camada vegetal;
- Canteiro de obras;
- Movimento de terra;
- Fundações para a instalação das estruturas metálicas dos módulos fotovoltaicos;
- Rede de Baixa Tensão CA e cabeamento com conexões CC;
- Rede de Média Tensão e Subestação;
- Sistema de Aterramento;
- Comissionamento e Monitoramento Remoto;
- Urbanização;
- Fornecimento dos equipamentos elétricos.

3.2.2 Consumo de Energia da Unidade Consumidora (UC)

Foram incluídos no *software* SAM os valores de consumo nos horários de ponta e fora ponta (kWh), bem como de demanda nos horários de ponta e fora ponta (kW) contidos nas faturas elétricas da concessionária de energia local que foram consumidos pelo cliente deste estudo para o período avaliado, ou seja, dezembro de 2018 a novembro de 2019.

3.2.3 Tarifas de Energia Elétrica da UC

O consumidor deste estudo é do grupo A e possui tarifação energética horo sazonal na modalidade azul, com demanda contratada para o período fora de ponta de 3.000 kW e para período de ponta de 940 kW. Dessa forma, foram incluídos no *software* SAM, os valores tarifários de consumo ponta e fora ponta (\$/kWh), bem como de demanda ponta e fora ponta (\$/kW) da concessionária local para os meses de referência, ou seja, dezembro de 2018 a novembro de 2019. Todos os valores monetários utilizados no SAM foram em dólares, dessa forma, utilizou-se a taxa de conversão de R\$ 5 reais/ \$1 dólar nas simulações.

Além disso, as bandeiras tarifárias, vigentes desde 2015, indicam mensalmente na fatura de energia elétrica se o custo da geração dessa energia teve acréscimo em função das condições de geração de eletricidade. A bandeira verde sinaliza condições favoráveis de geração de energia, sem acréscimo para o consumidor. A bandeira amarela alerta para uma redução das condições de geração. A bandeira vermelha indica condições mais custosas para geração de energia, variando em patamares 1 e 2 diante da intensidade do aumento de custos (ANEEL, 2015). Porém, os gastos provenientes dos adicionais das bandeiras tarifárias não foram contabilizadas no estudo, de modo que, ao final do trabalho, possamos efetivamente analisar a redução do consumo, em kWh, nas faturas elétricas da unidade consumidora, após a instalação do sistema de minigeração, sem acrescentar outros gastos ou adicionais esporádicos, tais como atrasos no pagamento ou as bonificações de serviços doados à concessionária.

3.2.4 Análise dos Resultados Econômicos

Ao término das simulações serão encontrados e avaliados os seguintes índices de desempenho econômico da usina: Custo nivelado de energia (LCOE), retorno do investimento e redução anual de energia consumida.

3.3 ENSAIOS DE COMISSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

A Norma Brasileira ABNT NBR 16274:2014 define as informações e as documentações mínimas que devem ser reunidas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também são descritos na supracitada norma a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para analisar a segurança da instalação e a adequada operação do sistema. A Norma também pode ser aplicada para verificações periódicas e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Os ensaios de comissionamento da instalação elétrica devem ser executados segundo os requisitos

da IEC 60364-6:2016. Os instrumentos de medição, os equipamentos de monitoramento e os métodos devem ser indicados de acordo com as partes aplicáveis das séries IEC 61557 e IEC 61010.

Essa Norma especifica dois regimes de ensaio, juntamente com uma série de ensaios adicionais que também podem ser executados uma vez que a sequência-padrão está completa. Tais regimes de ensaio são, assim, listados:

- a) categoria 1 – conjunto padrão de ensaios que deve ser aplicado a todos os sistemas.
- b) categoria 2 – sequência expandida de ensaios que assume que todos os ensaios da categoria 1 já foram realizados. Destina-se a sistemas maiores ou mais complexos.

Dessa forma, foram realizados os ensaios de comissionamento para a categoria 1 e 2, após o sistema fotovoltaico estar instalado e energizado.

3.3.1 Procedimentos de ensaio - Categoria 1

3.3.1.1 Teste de Continuidade dos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial

A Norma Brasileira ABNT NBR 16274:2014 define que um ensaio de continuidade elétrica deve ser realizado em todos os condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial utilizados no lado CC, como os das estruturas metálicas do arranjo fotovoltaico, com um equipamento de medição adequado (ohmímetro/terrômetro). A continuidade da ligação ao terminal de terra principal também deve ser verificada.

Para os testes de continuidade, foi utilizado um alicate amperímetro da marca Hioki CM4373 Trms, 1000V_{CA}/1500V_{CC}/2000A na função de resistência ôhmica. Foram realizadas medições entre pontos aproximadamente equidistantes, na medida do possível, utilizando os condutores de aterramento das unidades de condicionamento de potência, das estruturas de aço galvanizado de sustentação dos módulos fotovoltaicos, das descidas pertencentes à malha de aterramento principal ao redor do perímetro da usina fotovoltaica, entre outros pontos, conforme Figura 3.5.

Já para os testes de continuidade realizados na malha de aterramento, foi empregado um terrômetro digital MTD20KWe. Conforme ilustram as Figuras 3.6 e 3.7, foi executado o método dos 3 (três) pontos, onde:

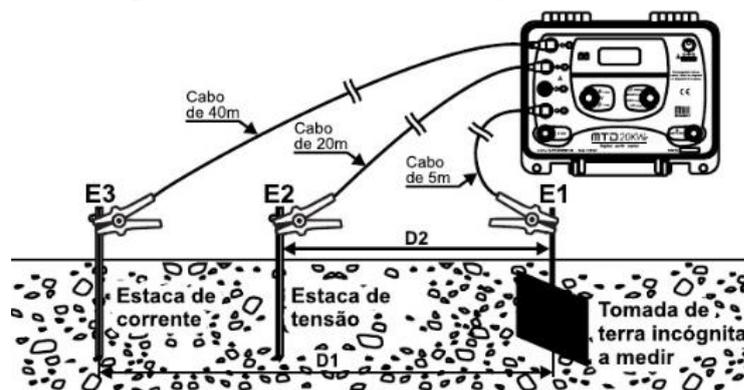
- a) o ponto E1 (cabo verde) estava posicionado na haste da caixa de inspeção do terminal de terra principal do sistema;
- b) a estaca E2 (cabo azul) foi fincada ao solo, aproximadamente, na metade do percurso retilíneo entre os pontos E1 e E3;
- c) o ponto E3 (cabo vermelho) foi posicionado na cordoalha de cobre pertencente ao aterramento de cada unidade de condicionamento de potência e na descida pertencente à malha de aterramento principal de aço galvanizado em volta do perímetro da usina fotovoltaica.

Figura 3.5. Teste de continuidade com alicate amperímetro Hioki CM4373.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.6. Metodologia do Teste de continuidade de 3 pontos (malha de aterramento).



Fonte: Manual terrômetro MTD20KWe (MEGABRAS, 2008).

Figura 3.7. Teste de continuidade com terrômetro MTD20KWe.



Fonte: Autoria própria.

3.3.1.2 Ensaio de polaridade e ensaio da caixa de junção

A norma supracitada menciona que a polaridade de todos os cabos CC deve ser verificada utilizando um equipamento de ensaio adequado. Uma vez que a polaridade é confirmada, deve-se garantir que os cabos estejam identificados e conectados corretamente aos dispositivos do sistema, como chaves ou inversores. Esses testes foram realizados juntamente com o teste de tensão de circuito aberto, com o multímetro da marca Hioki CM4373 Trms, 1000V_{CA}/1500V_{CC}/2000A na função de medição de tensão contínua.

3.3.1.3 Medição da tensão de circuito aberto e tensão de operação

O objetivo da medição da tensão de circuito aberto dentro da sequência de ensaios do regime de ensaio da categoria 1 é analisar se as séries fotovoltaicas estão corretamente conectadas, ou seja, verificar se o número previsto de módulos estão conectados em série. Esse teste identifica, rapidamente, possíveis falhas ocorridas durante a interconexão ou interligação equivocadamente de uma quantidade de módulos dentro de uma série fotovoltaica.

Tensões significativamente inferiores do que o valor esperado pode mostrar que um ou mais módulos estão conectados com a polaridade inversa ou que há faltas devido a mau isolamento, com subsequentes danos ou acúmulo de água em eletrodutos ou nas caixas de junção. Além disso, leituras de tensões elevadas são geralmente o resultado de erros de conexão de módulos fotovoltaicos. Para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas, como o objeto de estudo, e quando houver condições de irradiância estáveis, as tensões entre as séries fotovoltaicas podem ser comparadas.

É possível verificar a possibilidade de um ou mais módulos estarem desconectados nesse teste, se ao comparar os valores obtidos em condições de irradiância estável, existir uma diferença que seja múltipla do valor de tensão de circuito aberto do módulo, conforme especificações de *datasheet* do fabricante. Se ocorrer uma diferença que represente um terço do valor nominal da tensão de circuito aberto desse módulo, significa que pode haver um problema no diodo de *bypass* de algum módulo. Dessa forma, sugere-se, posteriormente, uma conferência por termografia dessa série fotovoltaica.

A tensão de circuito aberto de cada série fotovoltaica deve ser medida utilizando um aparelho de medição apropriado. Foi utilizado o multímetro da marca Hioki CM4373 Trms, 1000V_{CA}/1500V_{CC}/2000A na função de medição de tensão contínua, conforme ilustram as Figuras 3.8 e 3.9.

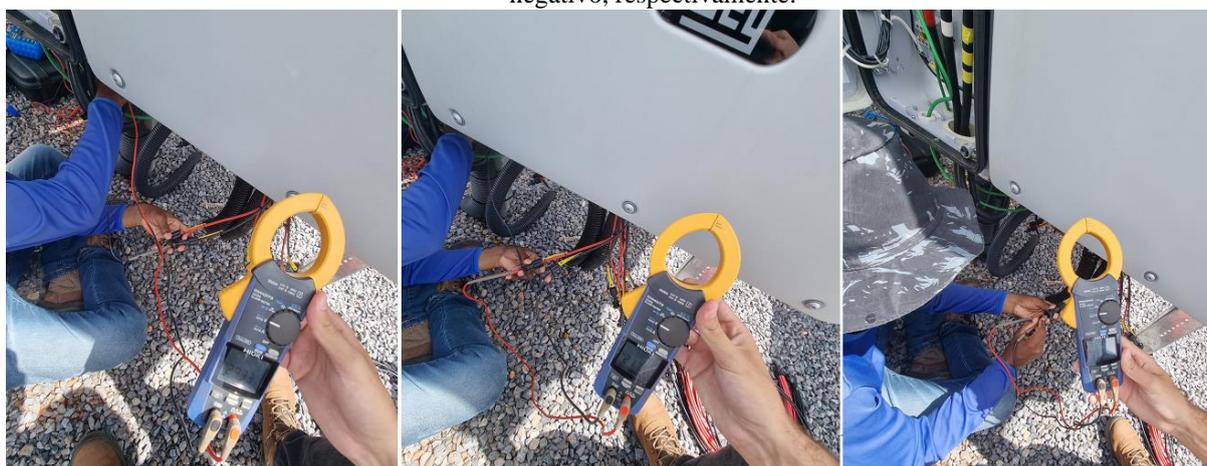
Nesse teste também foi verificada a tensão de circuito aberto do cabeamento positivo da série fotovoltaica ao terra, bem como do cabeamento negativo ao terra. Após o sistema ser energizado, também foram observadas as tensões CC em regime de operação de todas as séries fotovoltaicas através do monitoramento remoto, com resultados exibidos no aplicativo da *FusionSolar*.

Figura 3.8. Início do teste de tensão de circuito aberto – todas as séries fotovoltaicas desconectadas.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.9. Medição da tensão de circuito aberto: polo negativo ao terra; polo positivo ao terra; e do polo positivo ao negativo, respectivamente.



Fonte: Autoria própria.

3.3.1.4 Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico

Com esse ensaio, é possível verificar se as séries fotovoltaicas apresentam resistência de isolamento adequada entre partes condutoras de corrente e a estrutura, sendo possível detectar defeitos de fabricação, problemas relacionados à má instalação ou avarias em cabos, conectores e módulos.

A Norma Brasileira ABNT NBR 16274:2014 também explica que quando os resultados do ensaio de resistência a seco apresentam valores questionáveis, é possível realizar um ensaio de resistência de isolamento úmido do arranjo fotovoltaico como procedimento de ensaio adequado.

O ensaio deve ser repetido para cada arranjo fotovoltaico. Além disso, se for preciso, é possível ensaiar séries fotovoltaicas. Existem dois métodos de ensaio:

- a) método de ensaio 1 – ensaio entre o negativo do arranjo fotovoltaico e a terra, seguido de um

ensaio entre o positivo e a terra;

b) método de ensaio 2 – ensaio entre a terra e o curto-circuito do positivo e do negativo do arranjo fotovoltaico.

Quando a estrutura de suporte estiver conectada à terra, a ligação à terra pode ser em qualquer ponto de terra adequado ou na própria estrutura do arranjo fotovoltaico. Quando essa é usada, deve-se certificar de que exista continuidade ao longo da estrutura metálica.

Para o ensaio em questão, foi utilizado o aparelho apresentado nas Figuras 3.10 e 3.11: Megômetro Digital Minipa MI-2705, com tensão de ensaio de 1000 V, conforme definida pela Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Valores mínimos de resistência de isolamento.

Método de ensaio	Tensão do Sistema (V_{oc} CTP x 1,25)	Tensão de ensaio	Resistência de isolamento mínima
Método de ensaio 1: ensaios separados no positivo e no negativo do arranjo fotovoltaico	< 120 V	250 V	0,5 M Ω
	120 – 500 V	500 V	1 M Ω
	> 500 V	1000 V	1 M Ω
Método de ensaio 2: positivo e negativo do arranjo fotovoltaico em curto-circuito	< 120 V	250 V	0,5 M Ω
	120 – 500 V	500 V	1 M Ω
	> 500 V	1000 V	1 M Ω

Fonte: NBR 16274, 2014.

Figura 3.10. Teste de resistência de isolamento com megômetro Minipa MI-2705.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.11. Medição da resistência de isolamento utilizando os métodos 1 e 2, respectivamente.

Fonte: Autoria própria.

3.3.1.5 Ensaio de medição de corrente operacional e corrente de curto-circuito

Conforme a norma (NBR 16274, 2014), o objetivo de um ensaio de medição de corrente de uma série fotovoltaica é verificar se não existem falhas críticas na fiação do arranjo fotovoltaico. Esses ensaios não devem ser tomados como uma medida do desempenho do módulo/arranjo fotovoltaico. Dois métodos de ensaio são possíveis (curto-circuito ou operacional), e ambos vão oferecer informações sobre o correto funcionamento da série fotovoltaica. Quando possível, o ensaio de curto-circuito é preferido, uma vez que deve excluir qualquer influência dos inversores.

Um dos ensaios de categoria 2 é a medição da curva I_xV do arranjo fotovoltaico, onde são fornecidas as correntes de curto-circuito e as tensões de circuito aberto de cada série fotovoltaica. Dessa forma, foi escolhido obter a corrente de curto-circuito nesse teste apresentado posteriormente.

Com o sistema ligado e no modo de operação normal (inversores seguindo o ponto de máxima potência), a corrente de cada série fotovoltaica deve ser medida utilizando um alicate-amperímetro apropriado colocado em torno do cabo da série fotovoltaica. Os valores apresentados devem ser comparados com os valores esperados. Para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e onde há condições de irradiância estáveis, as medições de corrente em séries fotovoltaicas individuais devem ser comparadas.

Após o sistema ser energizado, foram medidas as correntes CC em regime de operação de todas as séries fotovoltaicas com alicate-amperímetro da marca Hioki CM4373 Trms, 1000VCA/1500VCC/2000A, conforme Figura 3.12, além das correntes CA nas saídas de cada UCP e, posteriormente, comparadas aos valores apresentados pelo monitoramento remoto, como forma de validar a veracidade dos resultados exibidos no aplicativo da *FusionSolar*.

Figura 3.12. Medição das correntes - alternadas e contínuas - de operação do sistema.



Fonte: Autoria própria.

3.3.2 Procedimentos de ensaio - Categoria 2

3.3.2.1 Procedimento de inspeção do arranjo fotovoltaico com câmera infravermelha

Segundo a norma (NBR 16274, 2014), o objetivo de uma inspeção com câmera infravermelha (IR) é identificar variações de temperatura anormais em módulos durante sua operação (também denominada inspeção termográfica). Tais variações podem apontar problemas dentro dos módulos e/ou de arranjos fotovoltaicos, como células reversamente polarizadas, falha do diodo de *bypass*, falha de conexões com solda e conexões mal executadas. Além de fazer parte de um processo de verificação inicial ou periódico, esse ensaio com câmera IR também pode ser usado para explicar supostos problemas em módulos, séries fotovoltaicas ou arranjos fotovoltaicos.

Para uma inspeção com câmera IR, o arranjo fotovoltaico deve estar no modo de operação normal (rastreamento de máxima potência). A irradiância no plano do arranjo fotovoltaico deve ser maior do que 600 W/m^2 , e as condições climáticas devem ser estáveis para garantir que existirá corrente suficiente para fazer com que as diferenças de temperatura sejam notáveis.

Deve-se verificar cada módulo do arranjo fotovoltaico em questão, com especial atenção para os diodos de bloqueio, caixas de junção, conexões elétricas ou qualquer problema especificamente identificado no arranjo fotovoltaico que represente uma diferença de temperatura perceptível em relação ao seu entorno.

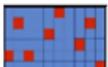
A temperatura do módulo tende a ser relativamente uniforme, sem áreas com diferença de temperatura significativa. No entanto, é de se esperar que o módulo esteja mais quente em torno da caixa de conexão (o qual fica na parte posterior do módulo FV) quando comparado com o restante, pois o calor não é conduzido tão bem para o ambiente circundante. É também esperado que os

módulos fotovoltaicos apresentem um gradiente de temperatura nas extremidades e suportes. Um ponto quente em outros lugares de um módulo geralmente indica um problema elétrico, possivelmente com elevada resistência série, baixa resistência paralelo ou descasamento de parâmetros (*mismatch*).

Se qualquer diodo de *bypass* estiver em condução, deve-se analisar o arranjo fotovoltaico em busca de razões óbvias, como sombreamento parcial ou detritos sobre o módulo protegido pelo diodo. Se não houver nenhuma causa clara, trata-se de um indicativo de que seja um módulo com mau funcionamento.

Sobre as conexões entre cabos dos módulos, elas não podem ser significativamente mais quentes do que os próprios cabos. Se isso ocorrer, verificar se a conexão está frouxa, corroída ou oxidada. A Figura 3.13 mostra algumas falhas que podem ser apresentadas durante a avaliação termográfica.

Figura 3.13. Possíveis falhas indicadas pela avaliação termográfica.

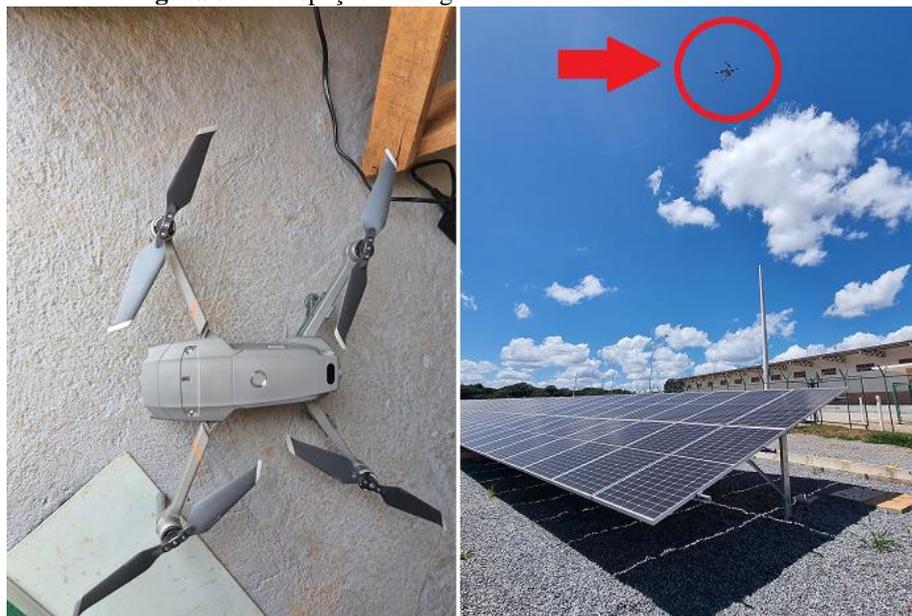
Representação da imagem termográfica	Descrição	Possíveis defeitos
	Módulo com todas as células superaquecidas.	Módulo não está funcionando.
	Superaquecimento em uma série de células.	Curto-circuito em uma série de células ou falha no diodo de <i>bypass</i> .
	Células individuais, distribuídas aleatoriamente, significativamente mais quentes que as outras.	Módulo não está funcionando ou falha nos diodos de <i>bypass</i> .
	Sobreaquecimento significativo de uma parte de uma célula.	Célula quebrada ou interconexão de série desconectada.
	Padrão de calor irregular ou superaquecimento em pontos específicos.	Célula quebrada ou outro impedimento.
	Superaquecimento em uma única célula.	Efeito de sombreamento, células defeituosas ou sujeira.

Fonte: Adaptado de TSANAKAS, HA e AL SHAKARCHI, 2017; IEA, 2014; TESTO.

Para esse ensaio foram utilizados dois equipamentos, conforme as Figuras 3.14 e 3.15:

- Drone* com câmera termográfica acoplada: Drone Flir DJI Mavic 2 Enterprise Dual - Câmera Termica ANATEL. Como a área ocupada pela usina fotovoltaica é considerável, foi utilizado, inicialmente, esse equipamento para observar as diversas séries fotovoltaicas que estão conectadas às UCP. Ao ser observado um possível ponto quente, o módulo com possíveis indicações de falhas era marcado para, posteriormente, ser analisado de forma mais minuciosa pelo equipamento a seguir.
- Câmera Termográfica Flir E6xt 43.200 Pixels: foi utilizado para análise minuciosa dos módulos com possíveis indicações de falhas e para inspeção dos gradientes de temperatura nos demais equipamentos elétricos: UCP, barramentos, conexões, fusíveis e transformadores.

Figura 3.14. Inspeção termográfica com drone FLIR DJI Mavic 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.15. Inspeção termográfica com câmera FLIR E6xt.



Fonte: Autoria própria.

3.3.2.2 Medições das curvas I-V dos arranjos fotovoltaicos

Segundo a norma (NBR 16274, 2014), a medição da curva I-V pode fornecer os seguintes dados do arranjo fotovoltaico: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e potência. Tais informações podem auxiliar na identificação dos defeitos ou possíveis problemas causados por sombreamentos.

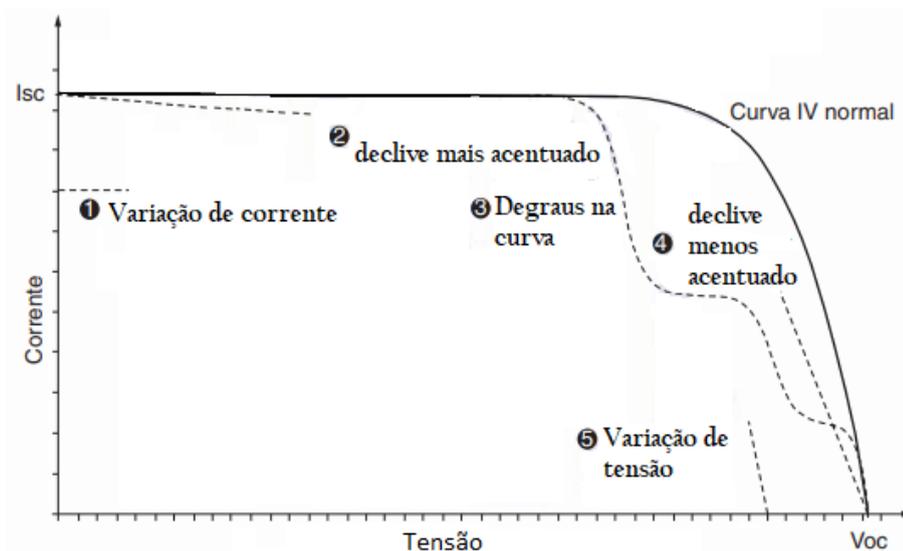
- a) Tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto circuito (I_{sc}): A série fotovoltaica em teste deve ser isolada e conectada ao dispositivo de ensaio de curva I-V. Deve-se garantir que as

características nominais de corrente e de tensão do equipamento de ensaio são adequadas para suportar as tensões e correntes das séries testadas. Além disso, se a finalidade do teste é apenas obter os valores de V_{oc} e I_{sc} , então não existe requisito para medir irradiância ou a temperatura na parte posterior do módulo FV.

- b) Potência: As medições devem acontecer em condições de irradiância mínima de 700 W/m^2 , medida no plano dos módulos e no momento em que o sol esteja iluminando diretamente os módulos, com ângulo de incidência de até $22,5^\circ$ em relação ao plano horizontal. Após a conclusão do ensaio, o valor de máxima potência medido deve ser corrigido para as CTP e comparado com o valor nominal de *datasheet* considerando a tolerância aceitável. Dessa forma, é possível medir se a potência nominal do arranjo fotovoltaico corresponde ao valor de fabricação.
- c) Identificação de defeitos: a forma da curva I-V pode indicar células/módulos danificados, diodos de *bypass* curto-circuitados, sombreamento localizado, descasamento de parâmetros entre módulos (*mismatch*) e presença de resistência série ou paralela excessiva em células, módulos ou arranjos fotovoltaicos.

A Figura 3.16 ilustra os principais tipos de variações nas formas das curvas I-V que podem ocorrer individualmente ou em conjunto.

Figura 3.16. Principais variações nas formas das curvas I-V.



Fonte: Adaptado da NBR 16274, 2014.

Para o caso 1, apresentado na Figura 3.16, diversos fatores podem ocasionar a variação da corrente esperada para a medida, tais como módulos fotovoltaicos degradados, sujos ou obstruídos, bem como erros de modelagem ou durante a medição com o equipamento de ensaio.

Para o caso 2, têm-se duas possíveis causas: correntes de *shunt* nas células fotovoltaicas ou

descasamento de I_{sc} dos módulos. A corrente *shunt* é a corrente que atravessa a célula fotovoltaica devido aos defeitos nas células ou nas suas interconexões. Já as diferenças de I_{sc} entre os módulos, podem ocorrer durante sua fabricação ou em certas situações de sombreamento.

O caso 3 indica que os diodos de *bypass* estão conduzindo. Isso pode ocorrer se existir algum módulo parcialmente sombreado, danificado ou se o diodo de *bypass* estiver curto-circuitado. É importante frisar que um sombreamento parcial de uma única célula do módulo fotovoltaico pode gerar um degrau na curva I-V.

Para o caso 4, a inclinação entre o ponto de máxima potência de tensão V_{mp} e V_{oc} é influenciada pela resistência série do módulo ensaiado. Um acréscimo dessa resistência resulta em uma menor inclinação da curva nessa faixa. Os seguintes fatores podem ocasionar este aumento: danos na fiação da série fotovoltaica, falhas nas conexões dos arranjos ou aumento da resistência série do módulo. Esse último, ocorre pela presença de altas resistências nas interconexões das células ou dentro da caixa de junção do módulo, devido à degradação, corrosão ou erro de fabricação. Além disso, ao realizar os testes de ensaio com cabos longos, a resistência desses poderá impactar e influenciar a forma da curva.

Para o caso 5, diversos fatores podem ocasionar a variação da V_{oc} esperada para a medida, tais como sombreamento significativo e uniforme em toda a célula ou módulo fotovoltaico, diodo de *bypass* curto-circuitado, bem como erros de modelagem ou durante a medição com o equipamento de ensaio.

Para esse ensaio foi utilizado o equipamento SOLAR I-Ve, caracterizador de curva I-V, da marca HT Instruments, que efetua medição de V_{oc}/I_{sc} dos módulos até 1500V/10A ou 1000V/15A, conforme Figura 3.17.

Figura 3.17. Equipamento caracterizador de curva I-V HT SOLAR I-Ve .



Fonte: HT Instruments, 2020.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou detalhadamente a metodologia utilizada no estudo de um sistema elétrico de média tensão, para a implementação de minigeração distribuída, destacando etapas técnicas e econômicas que permitirão a análise de desempenho e de viabilidade econômica, como: demanda contratada do sistema; verificação da tarifação energética; estágios para a construção do empreendimento; definição da localização, *layout*, recurso solar e equipamentos utilizados no sistema. De forma que seja possível, realizar as simulações teóricas da energia gerada mensalmente por meio do *software* SAM e compará-las com os valores obtidos experimentalmente nos próximos capítulos, utilizando o mesmo procedimento da análise técnica.

Além disso, foram citadas as informações e as documentações mínimas que devem ser reunidas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para analisar a segurança da instalação e a adequada operação do sistema.

CAPÍTULO 4

ESTUDO DE CASO

Neste capítulo, demonstram-se os principais aspectos utilizados no estudo de caso, bem como os valores de entrada utilizados nas simulações, especificações técnicas dos equipamentos, acompanhamento da execução do sistema fotovoltaico definido em projeto executivo: fixação dos módulos fotovoltaicos em solo, sistema de aterramento, proteção do sistema, UCP, subestação, entre outras informações relevantes ao trabalho.

4.1 PARÂMETROS TÉCNICOS

4.1.1 Localização e Recurso Solar

A unidade consumidora deste estudo é o Quartel General do Exército (QGEEx) – Forte Caxias, apresentado na Figura 4.1, situado no Setor Militar Urbano, SMU, Brasília-DF. O cliente tem uma área construída de 117.000 m², com público interno superior a 8.000 pessoas e um consumo médio de energia de 798.750 kWh/mês em 2019.

A localização da usina solar fotovoltaica possui latitude de 15°46'30,4"S (-15,7728°) e longitude de 47°55'04,8"O (- 47,9137°) e a estação meteorológica, mais próxima da usina, ID 867150 ISD-TMYx (*US NOAA's Integrated Surface Database*) está posicionada na latitude -15,7894° e longitude -47,9256°, localizada no INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). Foram utilizados os seguintes valores de recurso solar nas simulações, os quais foram obtidos pelos dados fornecidos pela estação meteorológica durante os anos de 2007 a 2021: Irradiação global horizontal de 5,54 kWh/m²/dia, irradiação direta de 5,87 kWh/m²/dia, irradiação difusa de 1,52 kWh/m²/dia, temperatura média de 21,5 °C e velocidade média do vento de 2,2 m/s. A Figura 4.3 ilustra as irradiações (kWh/m²/dia) global horizontal e direta, média mensais fornecida pela estação meteorológica durante os anos de 2007 a 2021. Os módulos FV foram posicionados a um desvio azimutal de 0° em relação ao Norte e com inclinação de 17° em relação ao plano horizontal.

Figura 4.1. Quartel General do Exército (QGEx) – Forte Caxias.



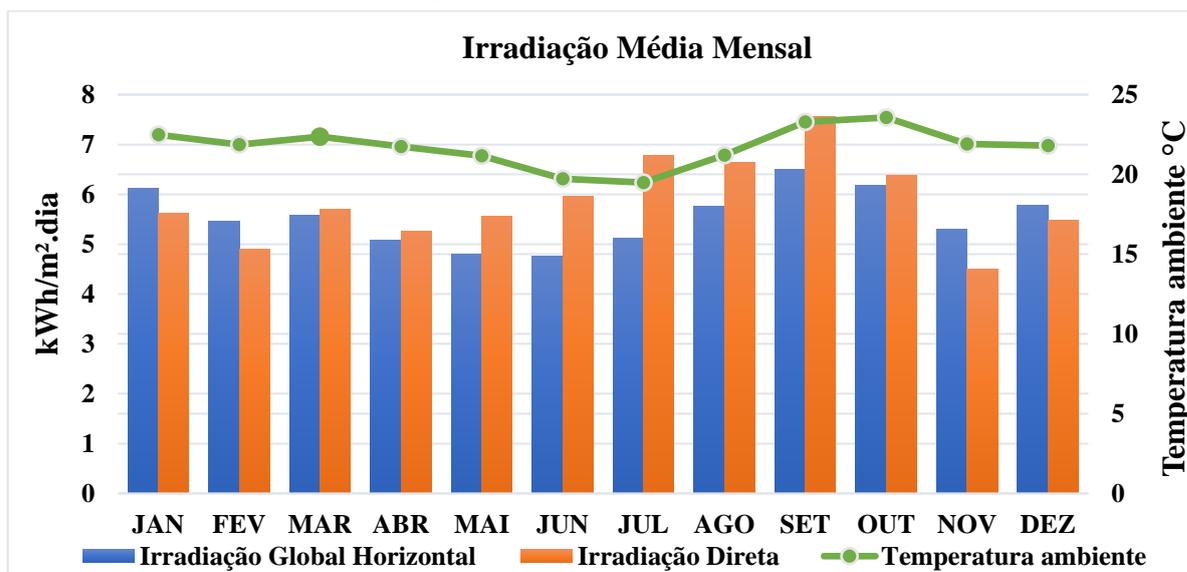
Fonte: Barros, 2021.

Figura 4.2. Usina Fotovoltaica de 2.408 kWp para atender ao QGEx.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.3. Gráfico de Irradiação Global Horizontal, Direta e Temperatura ambiente médias mensais fornecidas pela estação meteorológica.

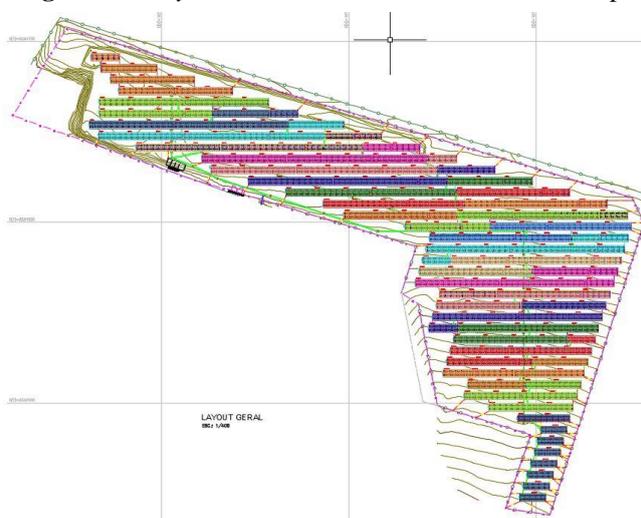


Fonte: Adaptado INMET, 2007 a 2021.

4.1.2 Layout do Sistema de minigeração FV

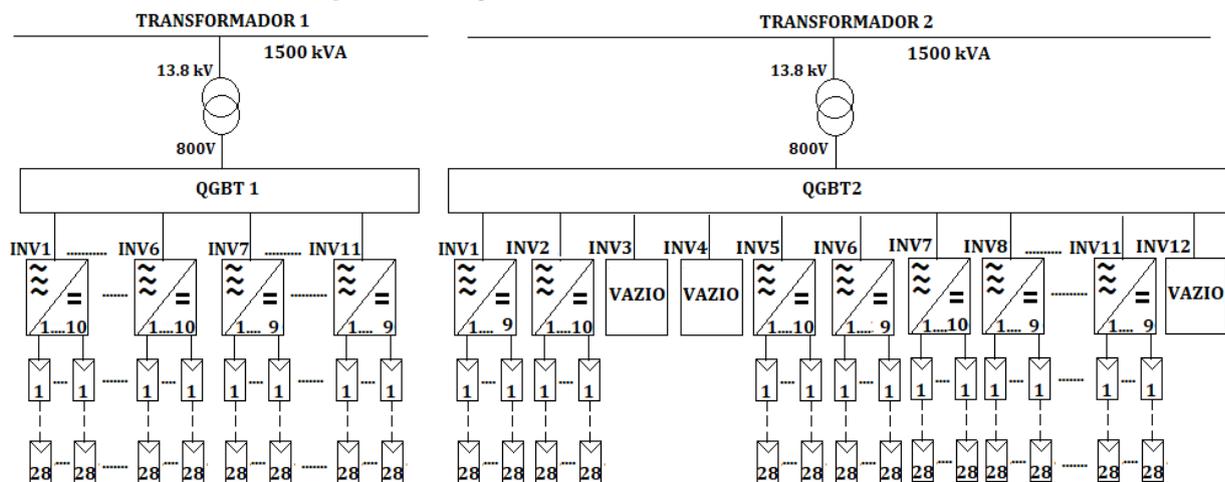
A Figura 4.4 representa a planta de situação do sistema fotovoltaico de minigeração distribuída. O layout do sistema é composto por 2 transformadores, 20 Unidades de Condicionamento de Potência (UCP), com uma média de 9 a 10 séries fotovoltaicas por UCP e 28 módulos fotovoltaicos por séries fotovoltaicas, totalizando 5.292 módulos fotovoltaicos, conforme Figuras 4.4 e 4.5. Além disso, foi instalada toda a infraestrutura para uma posterior ampliação dessa usina de 2.408 kWp para 2.769 kWp, prevista para acontecer em 2023, após a aquisição de mais 3 UCP e 794 módulos FV com as mesmas especificações já instaladas.

Figura 4.4. Layout da Usina Fotovoltaica de 2.408 kWp.



Fonte: Projeto Executivo da empresa contratada – Anexo A.

Figura 4.5. Diagrama Unifilar do Sistema Unificado.



Fonte: Autoria própria.

4.1.3 Perdas

A Tabela 4.1 ilustra as perdas do sistema consideradas durante a simulação no SAM, sendo as perdas devidas ao acúmulo de poeira e o desvio do módulo fotovoltaico das condições de teste padrão, as mais significativas. As perdas definidas de acordo com valores padrões *-default-* do *software* foram: poeira, incompatibilidade do módulo FV, nos diodos e conexões, desvio do módulo FV das condições de teste padrão e degradação induzida pela luz (LID).

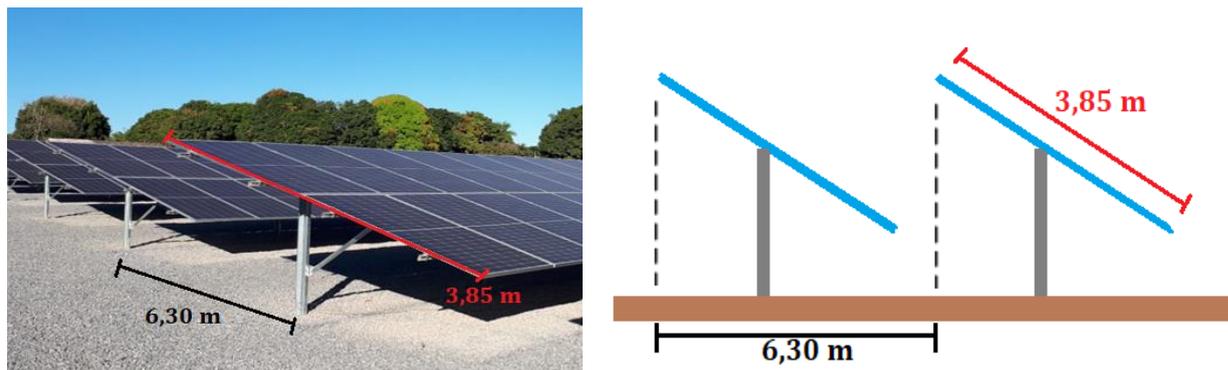
As perdas de cabeamento CC e CA foram devidas às quedas de tensão calculadas no projeto executivo, conforme Anexo B. Além disso, as perdas de eficiência do inversor foram extraídas do *datasheet* do mesmo e as perdas por sombreamento foram calculadas pelo *software* SAM ao informar o espaçamento entre as mesas e as fileiras contendo os módulos fotovoltaicos, como ilustra a Figura 4.6, de onde obtém-se *Ground coverage ratio* (GCR) de 0,6111.

Tabela 4.1. Percentuais das perdas consideradas durante a simulação.

Perdas	Valores
Poeira	3%
Sombreamento	1,57%
Reflexão IAM	1,30%
Desvio do Módulo FV das CTP	5,35%
Incompatibilidade do Módulo FV	1,1%
Cabeamento CC	0,6%
Cabeamento CA	2%
Diodos e Conexões	0,5%
Eficiência do Inversor	1,2%
Degradação induzida pela luz (LID)	2%

Fonte: Autoria própria.

Figura 4.6. Distância entre as mesas dos módulos FV.



Fonte: Autoria própria.

Vale ressaltar, que para o sistema desse estudo, as configurações de *layout* do SAM foram insuficientes e limitadas, pois somente é permitido, no máximo, até 4 *subarray*. Dessa forma, foram agrupadas mais séries fotovoltaicas em paralelo por *subarray*, de modo que totalizassem os mesmos 5.292 módulos FV instalados na usina fotovoltaica, conforme Figura 4.7.

Figura 4.7. Projeto do Sistema na simulação do SAM.

Dimensionamento CA		Sumário do Dimensionamento			
Número de inversores	20	Capacidade CC	2.411,416 kWcc	Número de módulos FV	5.292
Relação CC/CA	1.15	Capacidade total CA	2.100,000 kWca	Número de séries FV	189
		Capacidade total CC inversor	2.125,506 kWcc	Área total de módulos FV	11.536,56 m ²
Dimensionamento CC		Arranjo Fotovoltaico 1	Arranjo Fotovoltaico 2	Arranjo Fotovoltaico 3	Arranjo Fotovoltaico 4
Módulos por série fotovoltaica no arranjo		28	28	28	28
Séries fotovoltaicas em paralelo no arranjo		48	47	47	47
Número de módulos no arranjo		1.344	1.316	1.316	1.316
Voc na série fotovoltaica nas condições de referência (V)		1.394,4	1.394,4	1.394,4	1.394,4
Vmp na série fotovoltaica nas condições de referência (V)		1.153,6	1.153,6	1.153,6	1.153,6

Fonte: Adaptado Simulação SAM, 2022.

A Tabela 4.2 foi obtida calculando-se a queda de tensão no cabeamento CA do projeto apresentado pela empresa. A norma (ABNT NBR 5410, 2004) fixa o limite máximo admissível de queda de tensão nas instalações alimentadas por transformador/subestação própria de 7%. Além disso, nos circuitos terminais, este limiar é de 4%. Além disso, as seções transversais escolhidas estão satisfazendo o critério de capacidade de condução de corrente, em que para o condutor de 90 mm² é de 164 A e para o cabeamento de 120 mm² é de 186 A. Dessa forma, a empresa apresentou um projeto em conformidade com a norma existente, para todos os circuitos a serem instalados.

Tabela 4.2. Queda de tensão para os trechos em CA.

Circuito	Seção transversal (mm ²)	Comprimento (m)	Queda de Tensão (%)
INV.01 - QGBT-02	120	168,80	0,86%
INV.02 - QGBT-02		235,14	1,51%
INV.03 - QGBT-02		266,45	1,71%
INV.04 - QGBT-02		223,05	1,43%
INV.05 - QGBT-02		236,05	1,52%
INV.06 - QGBT-02		242,14	1,56%
INV.07 - QGBT-02		248,29	1,60%
INV.08 - QGBT-02		260,82	1,68%
INV.09 - QGBT-02		273,34	1,76%
INV.10 - QGBT-02		285,79	1,84%
INV.11 - QGBT-02		292,29	1,88%
INV.12 - QGBT-02		310,73	2,00%
INV.01- QGBT-01	95	19,55	0,13%
INV.02- QGBT-01		28,66	0,18%
INV.03- QGBT-01		45,78	0,29%
INV.04- QGBT-01		59,23	0,38%
INV.05- QGBT-01		67,60	0,43%
INV.06- QGBT-01		75,40	0,48%
INV.07- QGBT-01		88,89	0,57%
INV.08- QGBT-01		110,45	0,71%
INV.09- QGBT-01		154,3	0,99%
INV.10- QGBT-01		145,47	0,94%
INV.11- QGBT-01		178,5	1,15%

Fonte: Autoria própria.

4.1.4 Etapas de Construção do Sistema Fotovoltaico (UFV)

4.1.4.1 Serviços preliminares

Como serviços preliminares têm-se a elaboração do projeto executivo de GD e aprovação junto à concessionária local (Neoenergia Brasília), limpeza do terreno com remoção de camada vegetal, canteiro de obras e fundações para as estruturas metálicas dos módulos fotovoltaicos.

Utilizou-se motoniveladora para a limpeza mecanizada do terreno com remoção de 15.000 m² de camada vegetal, conforme Figura 4.8. Durante essa etapa, foi consultado o Instituto Brasília Ambiental (IBRAM) para atender o exigido pelo Decreto n° 39.469, de 22 de novembro de 2018, que dispõe sobre a autorização de supressão de vegetação nativa, a compensação florestal, o manejo da arborização urbana em áreas verdes públicas e privadas e a declaração de imunidade ao corte de indivíduos arbóreos situados no âmbito do Distrito Federal.

Após a limpeza do terreno, conforme Figura 4.9, foi realizada a locação da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos com auxílio de equipamento topográfico, instrumento fundamental para o alinhamento das mesas com as estruturas metálicas contendo os módulos devido à área ocupada da usina.

Figura 4.8. Remoção de camada vegetal.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.9. Locação da estrutura de suporte dos módulos FV.



Fonte: Autoria própria.

Após a locação de 1.186 pontos para as estruturas de suporte conforme projeto executivo, foi realizada a escavação e a concretagem das mesmas na etapa de fundações dos módulos fotovoltaicos, conforme Figura 4.10.

Posteriormente, foram escavadas as valas por onde passarão os cabamentos CC e CA das UCP até a subestação e fixadas as caixas de passagem, conforme o projeto executivo da empresa e Figura 4.11. Além disso, foi definida a aplicação de 2.753 m³ de brita, ilustrada na Figura 4.12, pelos seguintes motivos:

- a) Manutenção do sistema: tanto para mitigar o índice de sujeira nos módulos fotovoltaicos devido à poeira existente no solo, quanto para diminuir os gastos com o corte de grama (se a opção escolhida fosse plantar grama ao invés da aplicação da brita);
- b) Aumento da resistividade do solo: ao acrescentar uma camada fina de brita na superfície, conseqüentemente, ocorrerá o aumento da resistência de contato entre o solo e os pés das

peças que transitem no local, ajudando o sistema a atingir os limites aceitáveis de potencial de passo e de toque no projeto da malha de aterramento (DATSIOS, MIKROPOULOS, 2012; ABNT NBR 5419, 2015);

c) Aumento da reflexão luminosa no solo, podendo gerar algum acréscimo na energia produzida devido à absorção dessa luz refletida pelos módulos fotovoltaicos.

Figura 4.10. Concretagem da estrutura de suporte dos módulos FV.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.11. Escavação das valas e fixação das caixas de passagem.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.12. Aplicação de camada de brita.



Fonte: Autoria própria.

4.1.4.2 Instalação dos equipamentos elétricos

Após os serviços preliminares, tem-se a montagem dos equipamentos elétricos: cabeamento CC e CA, módulos FV, UCP, malha de aterramento, quadros gerais de baixa tensão, transformadores, disjuntores, cubículo de média tensão e religadores.

A. Cabeamento, módulos FV e UCP

Para a conexão das séries fotovoltaicas, foram interligados 28 módulos fotovoltaicos através dos conectores tipo MC-4. O módulo FV desse estudo possui três caixas de junção como é possível observar na Figura 4.13.

Figura 4.13. Montagem das séries fotovoltaicas.



Fonte: Autoria própria.

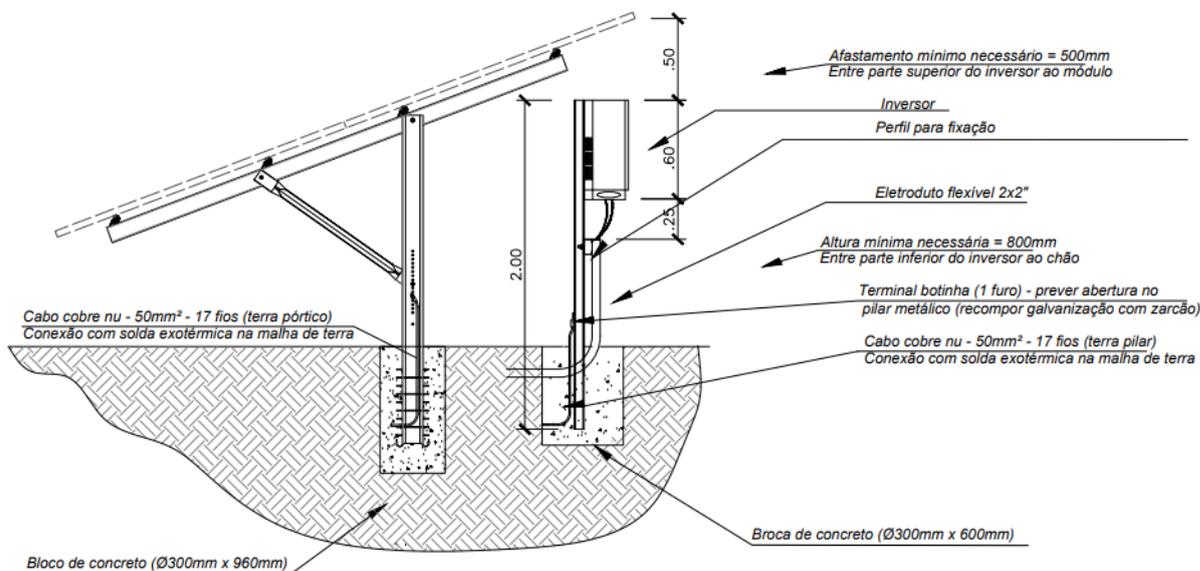
Figura 4.14. Primeiros módulos FV instalados.



Fonte: Autoria própria.

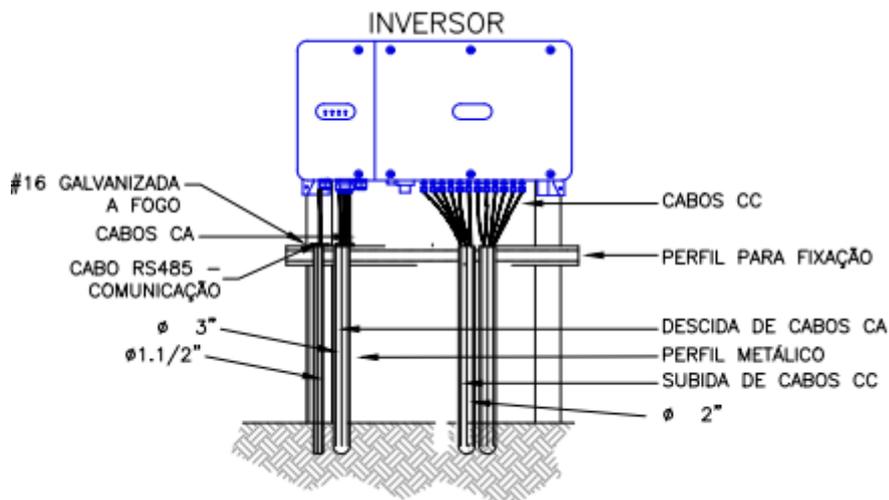
Para a montagem dos módulos FV até sua respectiva UCP, utilizou-se cabo unipolar fotovoltaico CC de seção transversal 6mm² e isolamento 1500 V com eletroduto flexível corrugado, PEAD, de 2” polegadas. Na saída da UCP, foi instalado cabeamento CA de alumínio com isolamento HEPR (Etileno Propileno) de seção transversal de 95 mm² nas unidades mais próximas da subestação, pertencentes ao transformador 1, e seção transversal de 120 mm² nas unidades mais distantes, pertencentes ao transformador 2. As Figuras 4.15 e 4.16, extraídas do projeto executivo, ilustram o detalhe construtivo do suporte das UCP.

Figura 4.15. Detalhe construtivo lateral de suporte da UCP.



Fonte: Projeto Executivo, (MTEC, 2021).

Figura 4.16. Detalhe construtivo frontal de suporte da UCP.



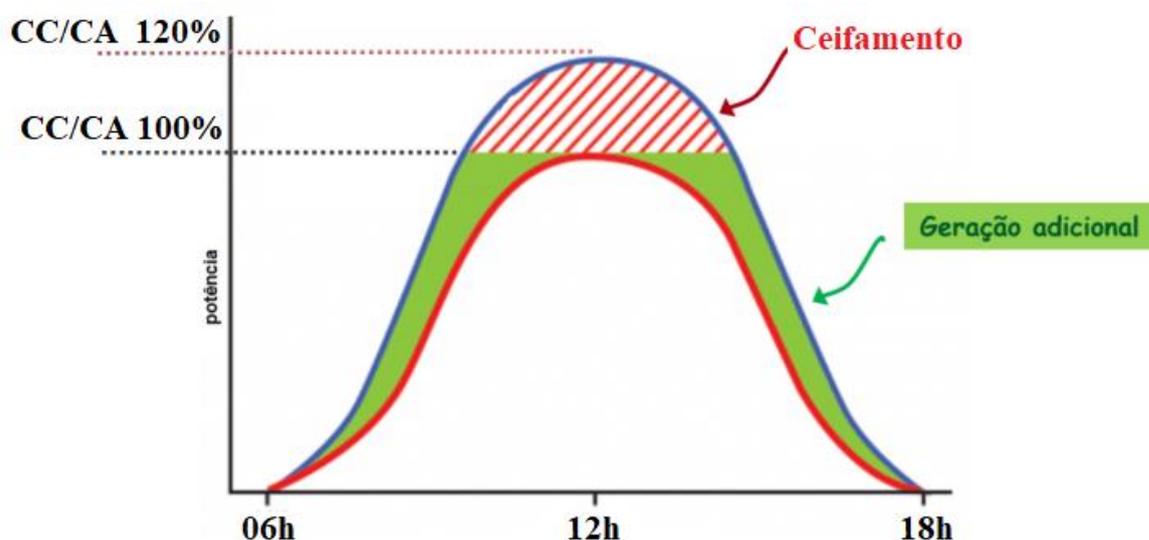
Fonte: Projeto Executivo, (MTEC, 2021).

Vale ressaltar que, durante a elaboração do projeto, foi definido sobrecarregar a entrada da UCP em torno de 20%, permanecendo dentro dos limites operacionais do lado CC do respectivo equipamento. Ou seja, a UCP que possui potência máxima de saída CA de 100 kW, está operando com potência de entrada CC média de 120 kWp, ao invés de 100kWp. Esta decisão teve como finalidade aumentar a produção energética ao longo dos horários nos quais a irradiação solar é mais branda, como no amanhecer e no entardecer do dia, conforme ilustra a Figura 4.17.

Os módulos fotovoltaicos normalmente não geram sua potência máxima na maior parte do tempo. Diversos fatores impactam em sua potência de saída e esse é o principal motivo para realizar o sobrecarregamento. Com o sobrecarregamento do inversor, pode-se utilizar a máxima potência disponível do inversor com maior frequência. Isso permitirá uma maior geração de energia no período da manhã e da tarde (RITTER, 2020). Quando o sobrecarregamento é bem dimensionado, o valor da geração adicional é maior que o valor ceifado (*clipping*).

Sabe-se que os valores de potência máxima CC constante em *datasheet* são para as CTP, à 25 °C. Para o módulo FV em questão, o coeficiente que mostra a variação da potência de pico do módulo com a temperatura é -0,36 %/°C. Ou seja, a potência do módulo diminui com o aumento da temperatura. Para os casos em que a temperatura de operação das células fotovoltaicas estão 30 °C acima da temperatura ambiente, temos uma redução de 49 W na potência gerada CC desse módulo.

Figura 4.17. Sobrecarregamento da UCP.



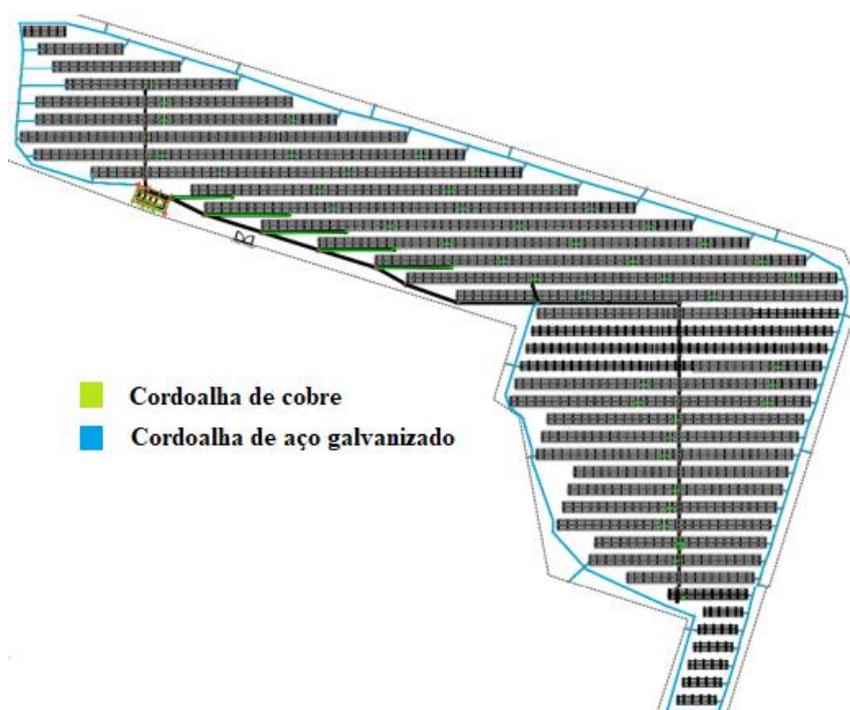
Fonte: Adaptado de (RITTER, 2020).

B. Malha de aterramento

Para a execução da malha de aterramento, foram utilizadas duas cordoalhas: uma de cobre nu e outra de aço galvanizado, ambas com seção transversal de 50mm². A cordoalha de cobre foi utilizada para o sistema de aterramento entre os equipamentos elétricos, as fileiras das mesas com os módulos

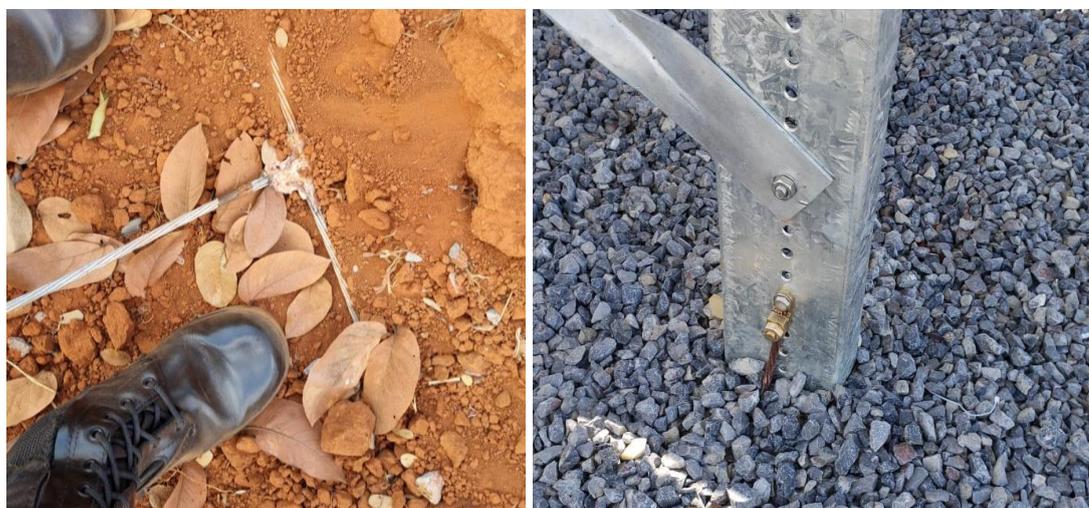
fotovoltaicos, a estrutura de suporte das UCP e na subestação. Já a cordoalha de aço galvanizado foi instalada pelo perímetro externo da usina fotovoltaica, interligando-se com as extremidades das mesas e com o alambrado e o portão da cerca de proteção. A Figura 4.18 apresenta a representação das duas cordoalhas, em que a cordoalha em azul é a de aço galvanizado, e a cordoalha em verde é a de cobre. Posteriormente, foram realizadas soldas exotérmicas nas caixas de passagem da subestação para a junção das duas cordoalhas de materiais distintos para assegurar a equipotencialidade do sistema de aterramento.

Figura 4.18. Cordoalhas de aço galvanizado e de cobre.



Fonte: Projeto Executivo, (MTEC, 2021).

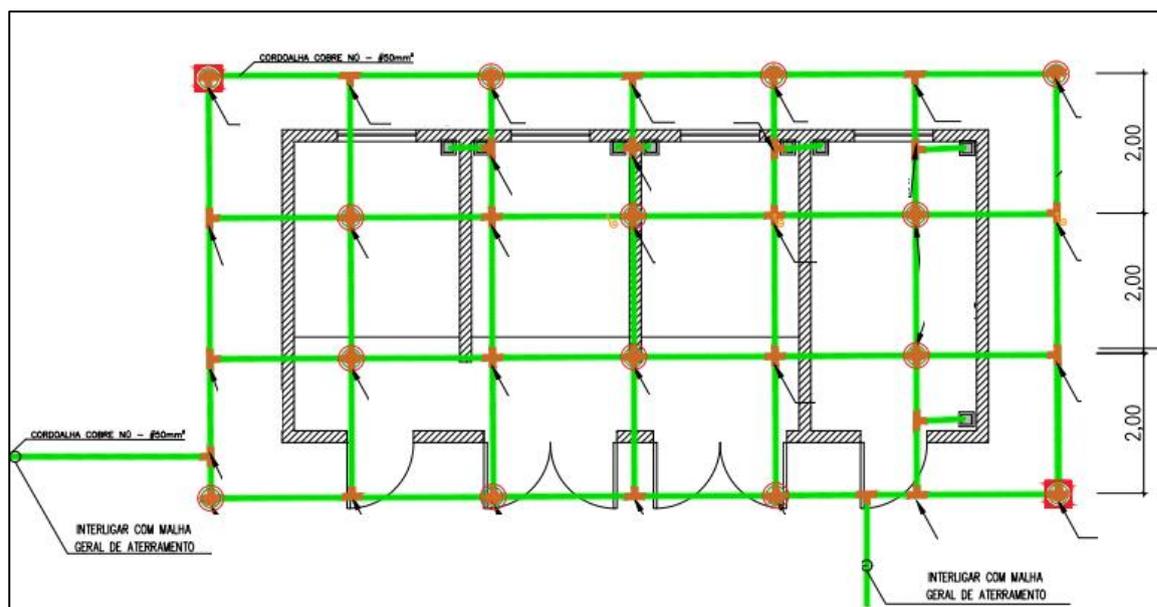
Figura 4.19. Conexões da malha de aterramento.



Fonte: Autoria própria.

Para a malha de aterramento da subestação, foi utilizada a cordoalha de cobre nu com seção transversal de 50 mm² e 14 hastes de aterramento de aço cobreado 5/8” de 2,4 metros, conforme Figura 4.20. A malha de aterramento foi projetada no formato retangular de 6 metros x 12 metros, reticulada a cada 2 metros. Nas duas caixas de passagem das extremidades da subestação, foram realizadas as soldas exotérmicas da cordoalha de cobre e a cordoalha de aço galvanizado que percorre o perímetro da usina fotovoltaica, mantendo o sistema equipotencializado.

Figura 4.20. Malha de aterramento da subestação.

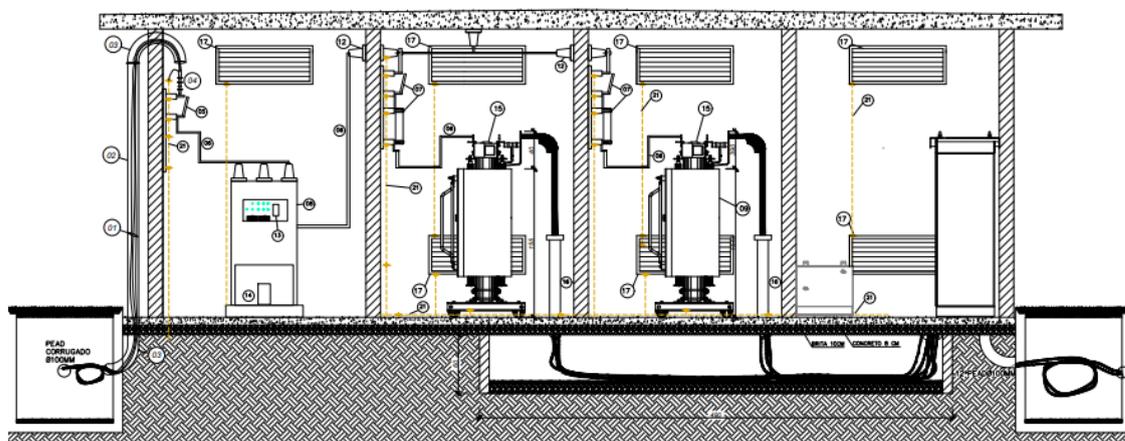


Fonte: Projeto Executivo, (MTEC, 2021).

C. Subestação

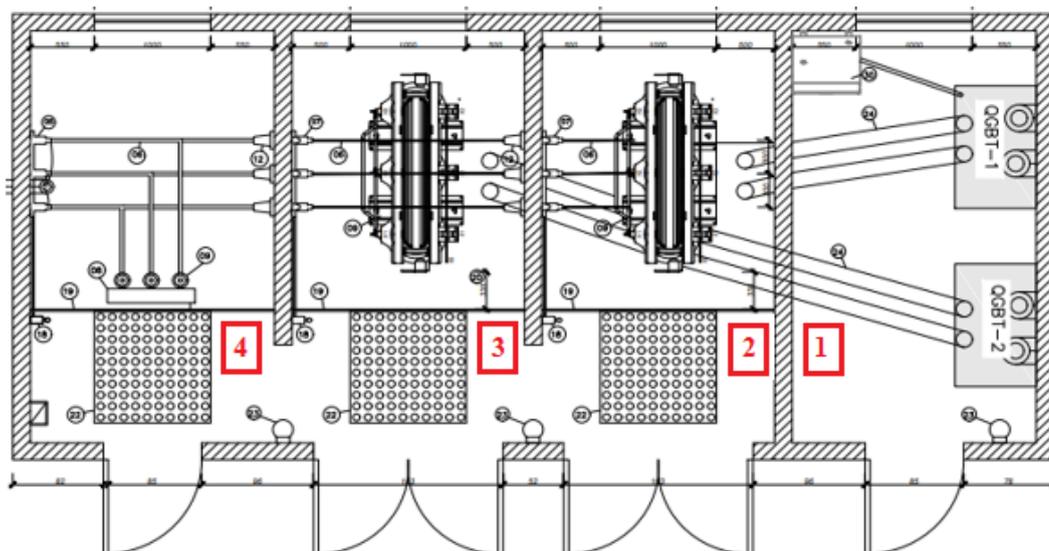
A subestação foi projetada com quatro particionamentos e dimensões totais de 9 metros x 4 metros com altura de 3 metros, conforme Figuras 4.21 a 4.23.

Figura 4.21. Vista frontal da subestação.



Fonte: Projeto Executivo, (MTEC, 2021).

Figura 4.22. Vista superior da subestação contendo os quatro particionamentos.



Fonte: Projeto Executivo, (MTEC, 2021).

Figura 4.23. Construção da Subestação.



Fonte: Autoria própria.

- a) Primeiro particionamento: para a chegada dos cabamentos CA de baixa tensão, onde foram instalados os dois quadros gerais de baixa tensão (QGBT) com seus respectivos disjuntores trifásicos de 100A/800V, conforme Figura 4.24. O QGBT-1 possui 11 disjuntores para realizar a proteção dos cabamentos das 11 UCP do transformador 1. Em sua entrada em baixa tensão estão cabos de alumínio de seção transversal de 95 mm², isolamento XLPE (polietileno reticulado) 0,6/1 kV – 90°C e, na sua saída em baixa tensão, foi instalado disjuntor trifásico de 1250A/800V para a proteção do cabamento de alumínio de seção transversal de 240 mm², sendo 4 condutores por fase e 2 condutores por neutro, com isolamento XLPE 0,6/1 kV, que foi interligado ao transformador 1. Destaca-se que o fracionamento de mais de um condutor por fase é necessário pela considerada dimensão da seção transversal calculada, necessitando-se do manuseio de condutores menores. Além disso, foi instalado um DPS (Dispositivo de

Proteção contra surto) tripolar com corrente máxima de 50kA/800V. Já o QGBT-2 possui 12 disjuntores, ficando 3 desligados e 9 ligados, para realizar a proteção dos cabamentos das 9 UCP do transformador 2. Os 3 disjuntores desenergizados serão utilizados após a ampliação da usina fotovoltaica prevista para 2023, com a chegada de 3 UCP e seus respectivos módulos fotovoltaicos. Em sua entrada em baixa tensão, estão cabos de alumínio de seção transversal de 120 mm², isolamento XLPE 0,6/1 kV – 90 °C, e na sua saída em baixa tensão, foi instalado disjuntor trifásico de 1250A/800V para a proteção do cabeamento de alumínio de seção transversal de 240 mm², sendo 4 condutores por fase e 2 condutores por neutro, com isolamento XLPE 0,6/1 kV, que foi interligado ao transformador 2. Além disso, foi instalado um DPS (Dispositivo de Proteção contra surto) tripolar com corrente máxima de 50kA/800V.

Figura 4.24. Instalação dos QGBT.



Fonte: Autoria própria.

- b) Segundo e Terceiro particionamento: localizados os transformadores 1 e 2, respectivamente, conforme Figuras 4.25 e 4.26. Nesses particionamentos ocorrem a conversão da tensão elétrica de 800 V para 13,8 kV. Foram instalados dois transformadores elevadores trifásicos a seco com as mesmas especificações técnicas com potência de 1500 kVA e configuração delta-estrela aterrado. Para sua manobra, existe uma chave seccionadora tripolar, tipo faca, com corrente nominal de 400 A e tensão 15kV, com fusíveis do tipo HH de corrente nominal de 80 A para proteção. Nas saídas dos transformadores, em média tensão, têm-se barras chatas de cobre de 1/8” com frequência 60 Hz e tensão 13,8 kV. Os barramentos de saída dos dois transformadores encontram-se no terceiro particionamento da subestação, unificando-se por fase, em seguida atravessam para o quarto particionamento através de uma bucha de passagem de 15kV de uso interno/externo.

Figura 4.25. Segundo particionamento - Transformador 1 e seus componentes.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.26. Terceiro particionamento - Transformador 2 e seus componentes.



Fonte: Autoria própria.

- c) Quarto particionamento: localizado o disjuntor de média tensão e o relé de proteção da subestação. É desse compartimento que sai o cabeamento de média tensão de cobre com seção transversal de 50 mm² devido ao critério de capacidade de condução de corrente, que para esse condutor é de 138 A, isolamento XLPE 8,7/15 kV – 90 °C até a subestação da unidade consumidora existente. Para manobra, existe uma chave seccionadora tripolar, tipo faca, com corrente nominal de 400 A e tensão de 15 kV. Nesse compartimento foi instalado o disjuntor *onboard* trifásico de média tensão para proteção do cabeamento, de 17,5 kV, a vácuo, com

capacidade de corrente até 630A, potência de ruptura de 350 MVA com TC 300/5 e relé digital URP 6000-5 da Pextron com diversas funções de proteção, como: verificação de sincronismo, direcional, sub/sobretensão e sub/sobrecorrente. Além disso, também foi conectado um *no break* externo de potência de 1 kVA e com autonomia mínima de 2 horas, conforme Figura 4.27. Na figura supracitada, é possível verificar a corrente instantânea de operação do sistema fotovoltaico no *display* do relé quase atingindo sua corrente máxima de operação em 20 de março às 11h48. Como as UCP estão programadas para uma tolerância de até 5% a mais de potência de pico, ou seja, até 105 kW, têm-se no máximo 2.100 kW de potência CA pelas 20 UCP instaladas, o que representa uma corrente máxima nominal de operação do sistema fotovoltaico de 87,86A.

Figura 4.27. Quarto particionamento – Disjuntor de média tensão.



Fonte: Autoria própria.

D. Ponto de conexão com a unidade consumidora

O cabeamento de média tensão foi instalado da subestação da usina fotovoltaica até a subestação mais próxima da unidade consumidora pelo método não destrutivo, de forma a mitigar os impactos que seriam causados nas vias urbanas de alto fluxo nas proximidades do Quartel General do Exército. As Figuras 4.28 e 4.29 representam o traçado realizado e a execução do serviço, respectivamente.

Figura 4.28. Traçado do cabeamento de média tensão.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.29. Método não Destrutivo de vias.



Fonte: Autoria própria.

Ao chegar na subestação da unidade consumidora, havia um cubículo de média tensão vazio, da marca registrada *Schneider Electric*, com capacidade de corrente nominal de 630 A, compatível com as especificações da usina fotovoltaica, de modo que foi possível conectar o cabeamento de média tensão de minigeração ao sistema elétrico existente do cliente, conforme Figura 4.30.

Figura 4.30. Conexão do sistema de minigeração ao sistema existente.



Fonte: Autoria própria.

Além disso, a concessionária local exigiu a instalação de religadores automáticos, tipo Nova 15 CP W2, padrão concessionária Neenergia Brasília, no poste do ponto de entrada da unidade consumidora, conforme figura 4.31. Os religadores detectam e interrompem as correntes de fuga e restauram automaticamente o serviço após uma interrupção momentânea. Os serviços foram realizados pela empresa contratada para executar a obra deste estudo e, posteriormente, a concessionária realizou o reembolso em forma de créditos nas faturas da unidade consumidora.

Figura 4.31. Instalação dos religadores automáticos.



Fonte: Autoria própria.

Após a conclusão da obra, foi solicitada à concessionária local realizar a vistoria para liberação e energização do sistema de minigeração distribuída. Nessa etapa, a Neoenergia Brasília habilitou a função bidirecional do medidor de energia elétrica existente do cliente, liberando a operação em 17 de março de 2022.

4.1.4.3 Serviços Complementares

Como serviços complementares, têm-se a execução do sistema de monitoramento remoto para a obtenção dos dados em tempo real da usina e a instalação de rede hidráulica com pontos de torneiras para futura limpeza dos módulos fotovoltaicos.

Para o monitoramento remoto do sistema, foi instalado o *Smart Logger* Huawei 3000A com aplicativo de interface da *FusionSolar*, ao lado do QGBT-1, conforme Figura 4.32, com a finalidade de acompanhamento em tempo real da usina fotovoltaica com os seguintes valores instantâneos de saída: correntes e tensões CC de cada série fotovoltaica; correntes, tensões e potência de CA das UCP; produção energética diária, mensal, anual, fator de potência, frequência da rede, tempo de funcionamento do sistema, entre outros.

Para a limpeza dos módulos fotovoltaicos, foram instalados 23 pontos de torneiras, de forma que cada um ficasse próximo de sua respectiva UCP, já preparando para a futura ampliação da usina fotovoltaica prevista para 2023. Além disso, após o sistema entrar em operação, foi realizada apenas uma limpeza dos módulos FV no mês de junho de 2022.

Por fim, a manutenção do sistema por um período de 5 anos já está contabilizada no custo do investimento da UFV. Após esse período, será realizado um contrato continuado com outra empresa somente para manutenção e operação do sistema.



Fonte: Autoria própria.

4.2 PARÂMETROS ECONÔMICOS

4.2.1 Custos do Sistema Fotovoltaico (UFV)

O custo total do investimento foi de R\$ 10.636.856, conforme ilustrado na Tabela 4.3, que é composta dos serviços necessários para a execução do projeto. A parcela mais significativa, 77,89% dos gastos, foi o fornecimento das UCP e módulos fotovoltaicos. Todos os valores monetários utilizados no SAM foram em dólares, dessa forma, utilizou-se a taxa de conversão de R\$ 5 reais/ \$1 dólar nas simulações.

Tabela 4.3. Custo total do investimento UFV-QGEx.

Serviços (material e mão de obra)	Valor (R\$)	Porcentagem (%)
Elaboração e aprovação de projeto de GD junto à concessionária	77.738,40	0,73%
Serviços auxiliares, administrativos e diversos	185.598,30	1,74%
Limpeza do terreno com remoção de camada vegetal	8.100,00	0,08%
Canteiro de obras	26.782,55	0,25%
Movimento de terra	294.094,55	2,76%
Fundações dos módulos FV	98.989,50	0,93%
Rede de baixa tensão CA e CC	872.150,90	8,20%
Rede de média tensão e subestação	328.087,55	3,08%
Sistema de aterramento	54.829,50	0,52%
Comissionamento e monitoramento remoto	99.592,40	0,94%
Urbanização	305.788,55	2,87%
Fornecimento das UCP e módulos fotovoltaicos	8.285.104,40	77,89%
Total (R\$)	10.636.856,60	100%

Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Consumo de energia da unidade consumidora

Pode-se observar, conforme ilustram as Tabelas 4.4 e 4.5, que o consumo anual da UC apresenta o valor de 9.584.838 kWh e que o valor anual das faturas elétricas dessa carga é R\$ 6.582.731,20, o que representa uma média de R\$ 548.560,93/mês. Observa-se que esses valores são para a situação sem o gerador fotovoltaico e que pretende-se reduzir o consumo de energia solicitado à concessionária, em cerca de 45% após a instalação da UFV, mantendo-se o mesmo perfil de consumo solicitado pela carga.

Tabela 4.4. Valores consumidos pela carga.

Consumo elétrico da carga				
	Meses	Consumo ponta (kWh)	Consumo fora ponta (kWh)	Consumo total (kWh)
Período úmido	dez/18	42.555	683.549	726.104
	jan/19	50.477	724.168	774.645
	fev/19	53.201	804.678	857.879
	mar/19	48.326	774.267	822.593
	abr/19	52.451	783.784	836.235
Período seco	mai/19	48.925	725.249	774.174
	jun/19	52.625	777.942	830.567
	jul/19	51.917	757.104	809.021
	ago/19	52.145	766.316	818.461
	set/19	52.022	772.383	824.405
	out/19	50.317	503.647	553.964
	nov/19	58.539	898.251	956.790
Consumo anual kWh				9.584.838

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4.5. Valores de demanda e fatura de energia elétrica.

	Meses	Demanda ponta (kW)	Demanda fora ponta (kW)	Fatura (R\$)
Período úmido	dez/18	940	3325	R\$ 467.489,75
	jan/19	1121	3732	R\$ 512.582,30
	fev/19	1060	3732	R\$ 564.554,55
	mar/19	1129	3786	R\$ 553.635,10
	abr/19	1290	3494	R\$ 592.481,05
Período seco	mai/19	1152	3372	R\$ 537.386,95
	jun/19	1229	3318	R\$ 584.198,50
	jul/19	1152	3000	R\$ 544.496,00
	ago/19	1160	3000	R\$ 565.329,75
	set/19	1167	3000	R\$ 597.547,30
	out/19	1321	3940	R\$ 429.320,85
	nov/19	1444	4317	R\$ 633.709,10
Valor anual				R\$ 6.582.731,20

Fonte: Autoria própria.

4.2.3 Tarifas de Energia Elétrica da Unidade Consumidora

Os valores tarifários de consumo ponta e fora ponta (R\$/kWh), bem como de demanda ponta e fora ponta (R\$/kW) da concessionária para os meses de referência estão apresentados na Tabela 4.6.

Para os meses de dezembro, janeiro, fevereiro, março, abril e junho, a bandeira tarifária foi do tipo verde. Ademais, durante os meses de maio, julho e outubro de 2019, a bandeira tarifária foi do tipo amarela que taxou R\$ 1,50 a cada 100 kWh consumido. E, durante os meses de agosto, setembro e novembro do mesmo ano, a bandeira tarifária foi do tipo vermelha que acrescentou R\$ 4,00 a cada 100 kWh consumidos.

Tabela 4.6. Valores tarifários de consumo e demanda.

	Meses	Consumo ponta (R\$/kWh)	Consumo fora ponta (R\$/kWh)	Demanda ponta (R\$/kW)	Demanda fora ponta (R\$/kW)
Período úmido	dez/18	0,8145 (7)	0,5560 (1)	22,9500	7,1200
	jan/19	0,8085 (8)	0,5480 (2)	22,9500	7,1200
	fev/19				
	mar/19	0,8205 (9)	0,5560 (3)	26,9580	9,3870
	abr/18				
Período seco	mai/19	0,8215 (10)	0,5590 (4)	30,7530	11,5730
	jun/19				
	jul/19	0,8240 (11)	0,5630 (5)	30,6205	11,5235
	ago/19				
	set/19				
	out/19	0,8415 (12)	0,5830 (6)	30,7875	11,6210
	nov/19				

Fonte: Autoria própria.

Apesar de conhecer todas as tarifas mensais de energia elétrica, para os horários de ponta e fora ponta, para o período analisado (dezembro de 2018 a novembro de 2019), o SAM permite apenas 12 entradas, quando se necessitam de 24 entradas porque, para cada mês, têm-se dois valores tarifários – ponta e fora ponta. Dessa forma, foram utilizadas as médias de alguns meses conforme ilustra a Figura 4.33. Os valores de entrada, de 1 a 12, inseridos no SAM ilustrados na supracitada Figura, constam na Tabela 4.6. Esses índices representam o valor tarifário de consumo durante os postos de ponta e fora de ponta. Vale ressaltar que as tarifas de ponta estão representadas nos horários das 18h às 21h.

Figura 4.33. Dados de entrada no SAM para tarifas de energia elétrica.

MESES	HORÁRIO																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
JAN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	8	8	8	2	2	2
FEV	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	8	8	8	2	2	2
MAR	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	9	9	9	3	3	3
ABR	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	9	9	9	3	3	3
MAI	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	10	10	10	4	4	4
JUN	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	10	10	10	4	4	4
JUL	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	11	11	11	5	5	5
AGO	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	11	11	11	5	5	5
SET	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	6	6	6
OUT	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	6	6	6
NOV	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	6	6	6
DEZ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	7	7	1	1	1

Fonte: Simulação implementada no SAM, 2022.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados os principais aspectos utilizados no estudo de caso, bem como os valores de entrada técnicos e econômicos aplicados nas simulações e exposição das especificações dos equipamentos.

Para os parâmetros técnicos foram empregados: a) Recurso Solar: Irradiação global horizontal de 5,54 kWh/m²/dia, irradiação direta de 5,87 kWh/m²/dia, irradiação difusa de 1,52 kWh/m²/dia, temperatura média de 21,5 °C e velocidade média do vento de 2,2 m/s; b) *Layout* do sistema: 2 transformadores de 1500 kVA, 20 UCP com potência de saída de 100 kW, com uma média de 9 a 10 séries fotovoltaicas por UCP e 28 módulos fotovoltaicos por séries fotovoltaicas, totalizando 5292 módulos fotovoltaicos de 455 Wp; c) Perdas: de acordo com projeto executivo ou índices padrões do *software* SAM.

Para os parâmetros econômicos foram utilizados: a) Custo total do investimento: R\$ 10.636.856,60 ou US\$ 2,127,371.32 dólares, pela conversão de R\$ 5 reais/ US\$ 1 dólar; b) Consumo anual da carga: 9.584.838 kWh, representando consumo médio de energia de 798.737 kWh/mês em 2019; c) Gasto anual das faturas elétricas: R\$ 6.582.731,20, ou seja, US\$ 1,316,546.24, o que representa uma média de R\$ 548.560,93 reais/mês; d) Valores tarifários para consumo e demanda para os horários de ponta e fora ponta.

Além disso, foram apresentados os principais aspectos para acompanhamento da execução do sistema fotovoltaico definido em projeto executivo, tais como: fixação dos módulos FV em solo, sistema de aterramento, proteção do sistema, inversores, subestação, conexão com a unidade consumidora existente, dentre outras informações relevantes ao trabalho.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, apresentam-se os resultados obtidos na aferição da energia gerada pela usina fotovoltaica apresentada no Estudo de Caso, em kWh, além de demais parâmetros elétricos como: tensão e corrente CC da UCP, tensão e corrente CA do inversor, potência CA em kW de saída da UCP que foram monitorados remotamente por um sistema em tempo real durante o período de avaliação. Além disso, neste capítulo será exposta a análise das divergências encontradas dos parâmetros calculados em projeto e medidos na implementação do sistema fotovoltaico. Vale ressaltar que os dados reais do mês de março não foram analisados, pois a usina não operou em todos os dias do referido mês.

5.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS TÉCNICOS

5.1.1 Mês de Abril de 2022

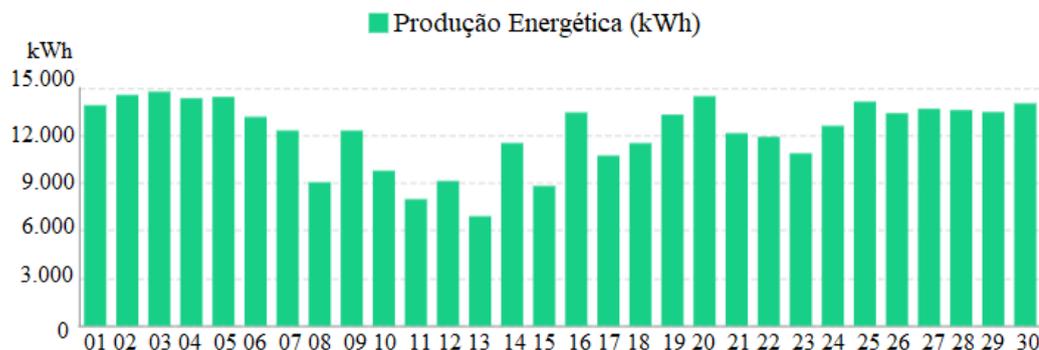
Através do monitoramento remoto, por meio do aplicativo de interface da *FusionSolar* da Huawei, foi possível obter e acompanhar a produção energética, em kWh, da usina fotovoltaica para o mês de abril de 2022 como mostra a Tabela 5.1. Para o mês de análise, foi produzido, aproximadamente, 366.463 kWh, com valor máximo de potência CA de 105 kW nos inversores, em que a maior produção energética diária ocorreu em 03 de abril e a menor em 13 de abril, conforme Figura 5.1.

Tabela 5.1. Produção energética no mês de abril de 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/04/2022	13.912,18	11/04/2022	7.984,75	21/04/2022	12.150,55
02/04/2022	14.561,10	12/04/2022	9.131,89	22/04/2022	11.916,73
03/04/2022	14.768,76	13/04/2022	6.909,69	23/04/2022	10.875,31
04/04/2022	14.354,04	14/04/2022	11.527,10	24/04/2022	12.612,73
05/04/2022	14.433,44	15/04/2022	8.821,63	25/04/2022	14.135,94
06/04/2022	13.182,51	16/04/2022	13.456,55	26/04/2022	13.408,66
07/04/2022	12.315,77	17/04/2022	10.734,85	27/04/2022	13.686,60
08/04/2022	9.052,45	18/04/2022	11.518,64	28/04/2022	13.605,98
09/04/2022	12.311,76	19/04/2022	13.323,39	29/04/2022	13.484,72
10/04/2022	9.778,50	20/04/2022	14.482,37	30/04/2022	14.024,37
Produção energética total em abril (kWh)					366.462,96
Produção energética média diária em abril (kWh)					12.215,43

Fonte: Autoria própria.

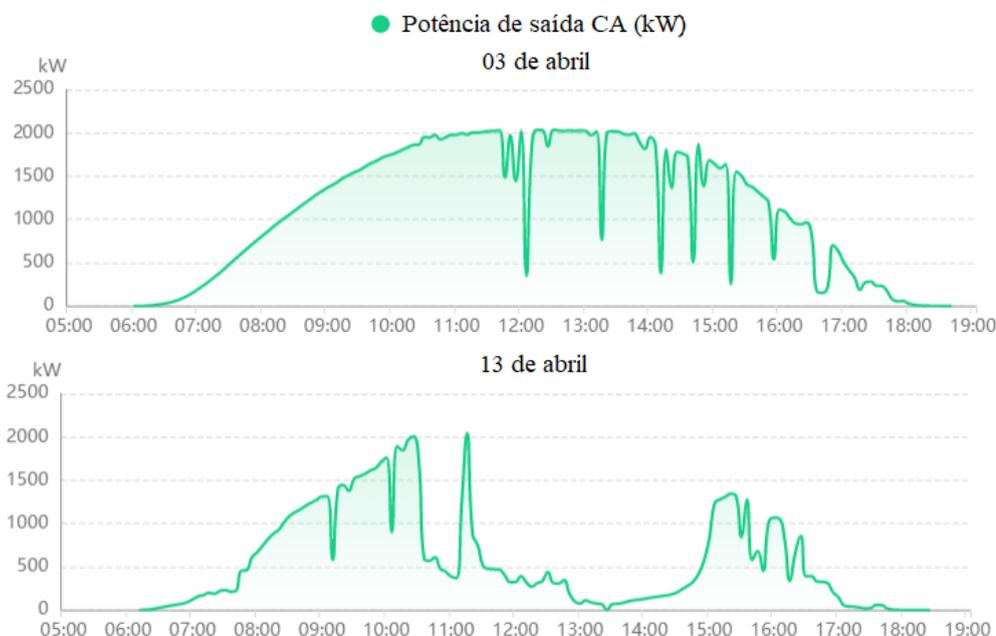
Figura 5.1. Produção energética diária em abril de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, Fusion Solar 2022.

A Figura 5.2 mostra um comparativo das potências instantâneas de saída CA, em kW, do sistema de minigeração durante os dias 03 e 13 de abril, por apresentarem a maior e a menor produção energética diária, respectivamente. O principal fator que contribuiu significativamente para essa diferença de produção foi a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos. Em 13 de abril, no local da usina fotovoltaica, estava completamente nublado no período vespertino, consequentemente, a irradiação solar diminuiu drasticamente, ocasionando uma redução na corrente CC percorrida nas séries fotovoltaicas dos módulos.

Figura 5.2. Maior e menor produção energética em abril de 2022.

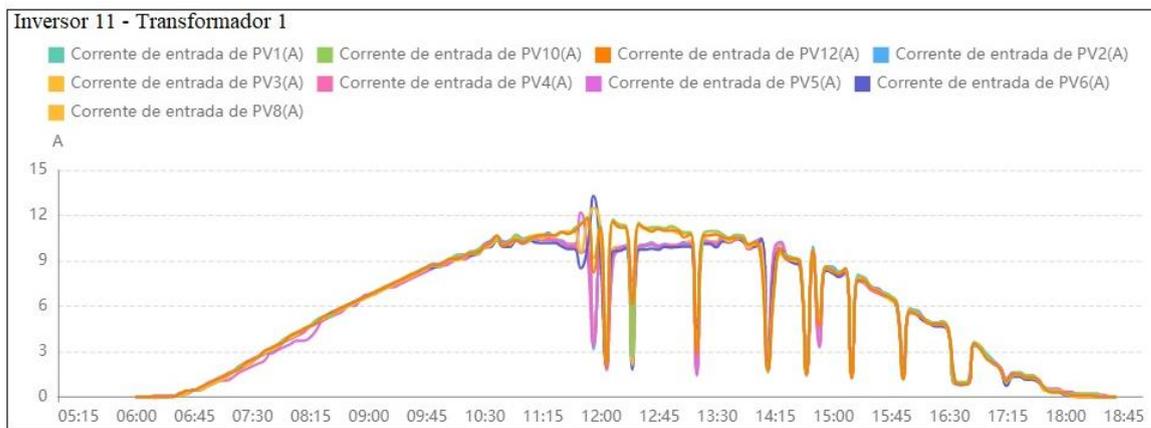


Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, Fusion Solar 2022.

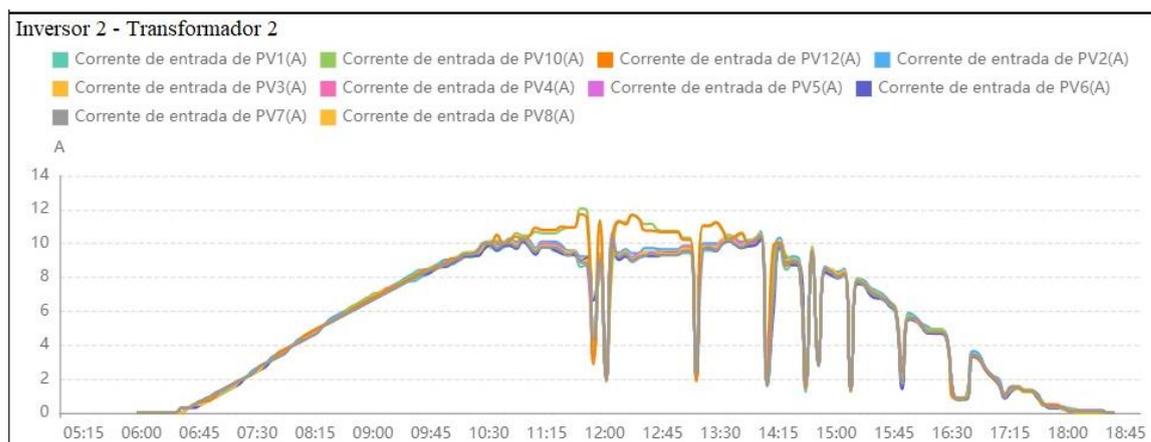
Para ilustrar, a Figura 5.3 (a) apresenta os gráficos das correntes CC, em A, produzidas nas séries fotovoltaicas de 1 a 9 da UCP 11, pertencente ao transformador 1. A Figura 5.3 (b) mostra os mesmos

dados para as séries fotovoltaicas de 1 a 10 da UCP 2, pertencente ao transformador 2, localizados na vizinhança um do outro, conforme Figura 5.3 (c), durante o dia 3 de abril de 2022, enquanto as Figuras 5.4 (a) e (b) traz os mesmos gráficos para o dia 13 do mesmo mês de análise.

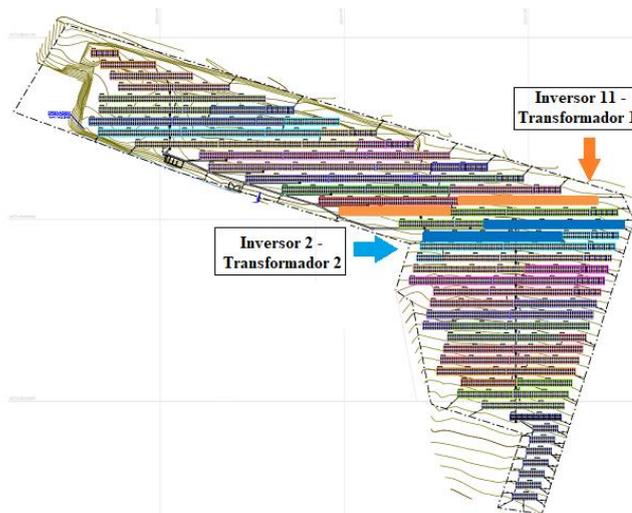
Figura 5.3. (a) Correntes das séries FV da UCP 11-transformador 1 em 3 de abril de 2022; (b) Correntes das séries FV da UCP 2-transformador 2 em 3 de abril de 2022; (c) Localização das referidas UCP na planta de situação.



(a)



(b)

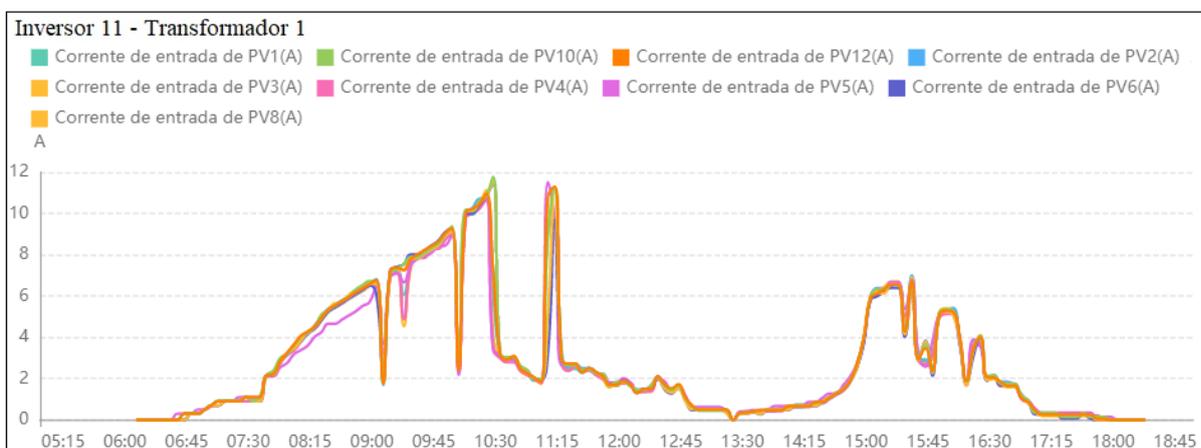


(c)

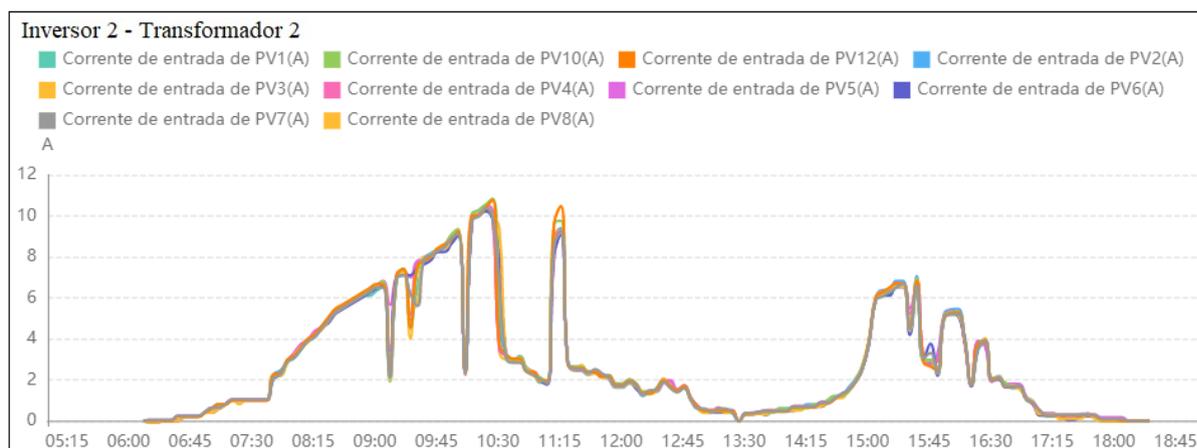
Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

Sobre as Figuras 5.3 (a) e (b), é importante observar que as correntes de algumas séries fotovoltaicas estão superiores às demais no horário de máxima radiação solar. Para a UCP 11 do transformador 1, isso acontece nas séries fotovoltaicas 8, 10 e 12, enquanto para a UCP 2 do transformador 2 ocorre nas séries 10 e 12. Este fato é uma consequência dessas séries fotovoltaicas estarem individualizadas no MPPT de cada inversor. Como mostrado em *datasheet*, cada UCP possui 12 entradas para as séries fotovoltaicas e 6 MPPT, ou seja, cada MPPT possui 2 entradas em paralelo com limitação total de até 22 A. Sendo assim, as séries que estão em pares ficam limitadas a produzirem um somatório de até 22 A na CTP, aproximadamente 10 A em cada, conforme Figuras 5.3 (a) e (b), enquanto as séries que estão individuais no MPPT conseguem atingir correntes acima de 11,5 A sem esta limitação.

Figura 5.4. (a) Correntes das séries fotovoltaicas da UCP 11-transformador 1 em 13 de abril de 2022; (b) Correntes das séries fotovoltaicas da UCP 2-transformador 2 em 13 de abril de 2022.



(a)

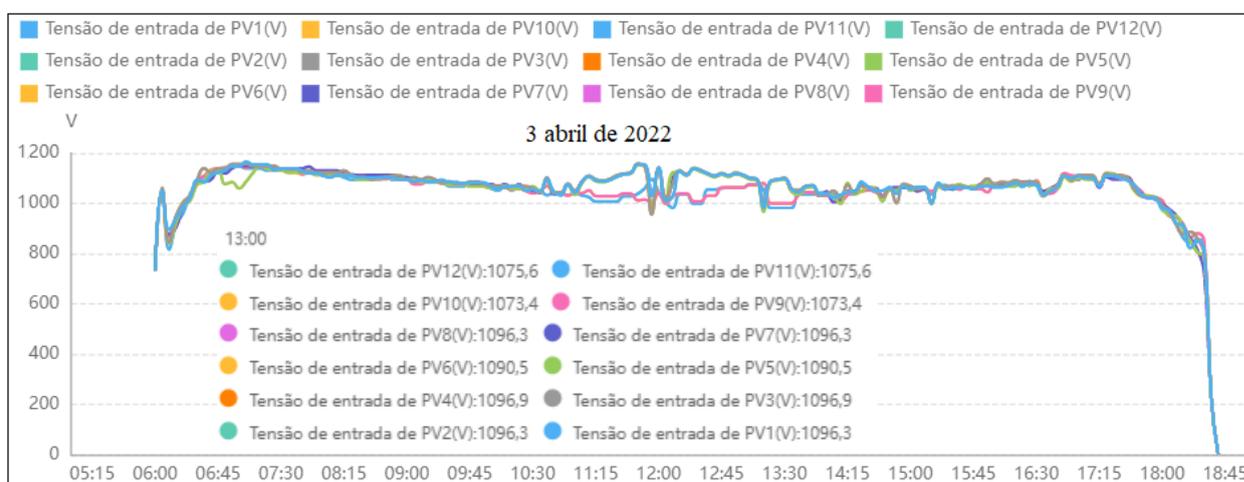


(b)

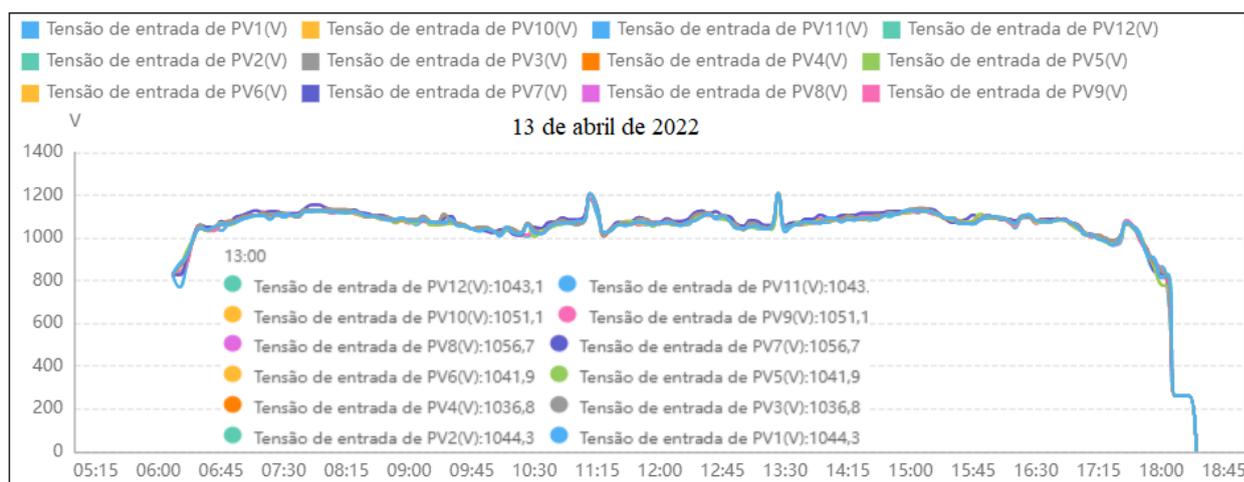
Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

As Figuras 5.5 (a) e (b) apresentam as tensões CC, em V, das séries fotovoltaicas da UCP 2-transformador 2 para os dias 3 e 13 de abril do corrente ano. É possível observar que a diminuição drástica da potência de geração entre esses dias deu-se, realmente, pelo efeito da corrente nas séries fotovoltaicas, em consequência à queda da radiação solar, tendo em vista que as tensões não apresentaram diferenças significantes. Para exemplificar, constata-se que as tensões CC nas séries variaram de 1073 V a 1096 V, representando uma variação de 23 V, às 13h do dia 03 de abril, enquanto no mesmo horário do dia 13 de abril alteraram de 1036 V a 1056 V, ou seja uma variação de 20 V. Essas variações nas tensões CC nas séries FV é devido ao efeito da temperatura das células fotovoltaicas.

Figura 5.5. Tensões das séries fotovoltaicas da UCP 2-transformador 2 nos dias: (a) 3 de abril de 2022; (b) 13 abril de 2022.



(a)



(b)

Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

5.1.2 Mês de Maio de 2022

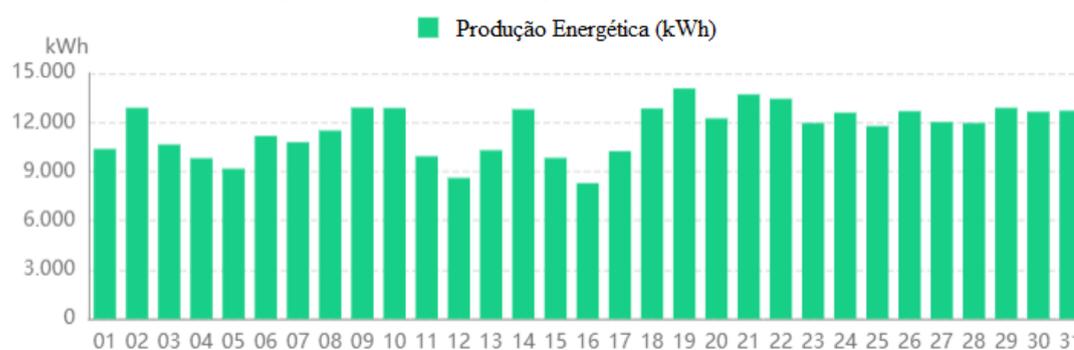
Através do monitoramento remoto, foi possível obter e acompanhar a produção energética, em kWh, da usina fotovoltaica para o mês de maio de 2022 como mostra a Tabela 5.2. Para o mês de análise, foi produzido aproximadamente 359.724 kWh, com valor máximo de potência de 105 kW nas UCP em 26 dos 31 dias do mês, em que a maior produção energética diária ocorreu em 19 de maio e a menor em 16 de maio, conforme Figura 5.6.

Tabela 5.2. Produção energética no mês de maio 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/05/2022	10.376,63	11/05/2022	9.931,67	21/05/2022	13.712,28
02/05/2022	12.890,11	12/05/2022	8.610,62	22/05/2022	13.445,86
03/05/2022	10.648,99	13/05/2022	10.298,86	23/05/2022	11.960,07
04/05/2022	9.813,15	14/05/2022	12.800,41	24/05/2022	12.597,46
05/05/2022	9.168,86	15/05/2022	9.832,63	25/05/2022	11.773,87
06/05/2022	11.173,54	16/05/2022	8.287,12	26/05/2022	12.683,87
07/05/2022	10.788,06	17/05/2022	10.242,78	27/05/2022	12.026,18
08/05/2022	11.501,60	18/05/2022	12.846,38	28/05/2022	11.962,98
09/05/2022	12.899,30	19/05/2022	14.071,16	29/05/2022	12.890,19
10/05/2022	12.875,55	20/05/2022	12.245,94	30/05/2022	12.650,93
				31/05/2022	12.716,55
Produção energética total em maio (kWh)					359.723,60
Produção energética média diária em maio (kWh)					11.603,99

Fonte: Autoria própria.

Figura 5.6. Produção energética diária em maio de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

A Figura 5.7 mostra um comparativo das potências instantâneas de saída CA, em kW, do sistema de minigeração durante os dias 16 e 19 de maio. Novamente, o principal fator que contribuiu significativamente para essa diferença de produção foi a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos, tendo em vista que, no dia 19, não houve incidência considerável de nuvens.

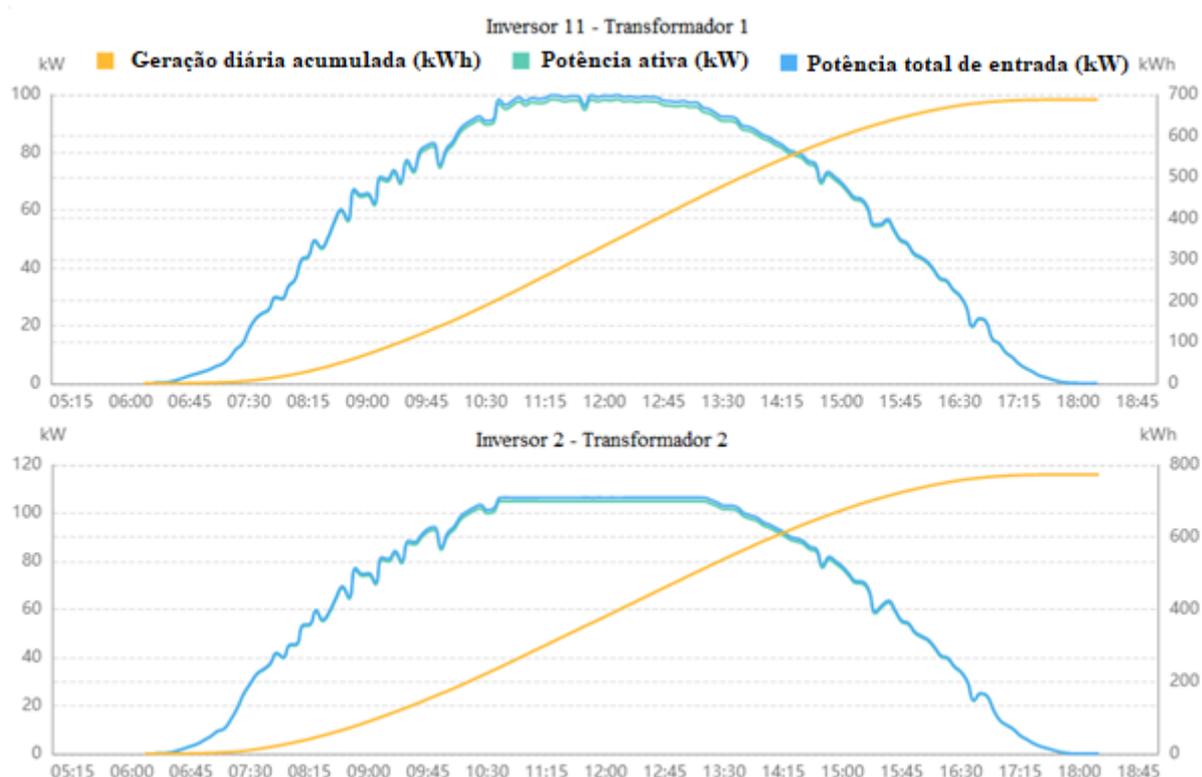
Figura 5.7. Maior e menor produção energética em maio de 2022.

Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

A Figura 5.8 mostra um comparativo das potências instantâneas de saída CA, em kW, do sistema de minigeração para a UCP 11-transformador 1 e a UCP 2-transformador 2 em 19 de maio de 2022. É possível notar que ocorreu o ceifamento apenas na UCP 2-transformador 2 durante o período das 10h40 às 13h15, ou seja, a UCP ficou limitada em sua potência ativa máxima CA de 105 kW, enquanto a outra UCP nem atingiu 100 kW de potência ativa CA no mesmo dia.

A Tabela 5.3 ilustra a produção energética de cada UCP para o dia analisado. Como esperado, as UCP que possuem 10 séries fotovoltaicas demonstraram maior geração de energia, em kWh, do que as UCP com apenas 9 séries. Nessa data, mesmo apresentando 10 séries fotovoltaicas, a UCP 6 - transformador 1 foi a que produziu menos energia, pois apenas 6 de suas 10 séries estavam energizadas, tendo em vista a realização de um serviço pendente de conexão do aterramento existente com o alambrado que havia sido instalado no perímetro da usina. Observa-se, ainda, que apenas as UCP de 10 séries energizadas atingiram sua potência máxima CA de 105 kW.

Figura 5.8. Comparativo da potência de saída CA da UCP 11-transformador 1 e da UCP 2-transformador 2 em 19 de maio de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

Tabela 5.3. Produção energética de cada UCP em 19 maio 2022.

Dispositivo - UCP	Produção Energética (kWh)	Potência CA máxima (kW)	Duração de ligação à rede (h)	Quantidade de séries fotovoltaicas
Inversor 05 - Trafo 02	775,41	105	11,33	10
Inversor 02 - Trafo 02	773,73	105	11,33	10
Inversor 07 - Trafo 02	765,33	105	11,33	10
Inversor 04 - Trafo 01	758,38	105	11,33	10
Inversor 05 - Trafo 01	758,18	105	11,33	10
Inversor 03 - Trafo 01	757,55	105	11,33	10
Inversor 02 - Trafo 01	744,47	105	11,25	10
Inversor 01 - Trafo 01	733,82	105	11,25	10
Inversor 01 - Trafo 02	696,79	98,66	11,33	9
Inversor 07 - Trafo 01	695,07	98,61	11,33	9
Inversor 06 - Trafo 02	694,46	98,19	11,50	9
Inversor 08 - Trafo 01	689,74	98,45	11,33	9
Inversor 11 - Trafo 01	688,39	98,46	11,33	9
Inversor 08 - Trafo 02	686,75	98,13	11,33	9
Inversor 09 - Trafo 02	680,81	97,88	11,33	9
Inversor 11 - Trafo 02	680,40	97,84	11,50	9
Inversor 09 - Trafo 01	678,48	98,54	11,33	9
Inversor 10 - Trafo 02	676,82	97,34	11,50	9
Inversor 10 - Trafo 01	670,85	99,1	11,33	9
				10
Inversor 06 - Trafo 01	465,73	65,3	11,25	Observação: somente 6 energizadas

Fonte: Autoria própria.

5.1.3 Mês de Junho de 2022

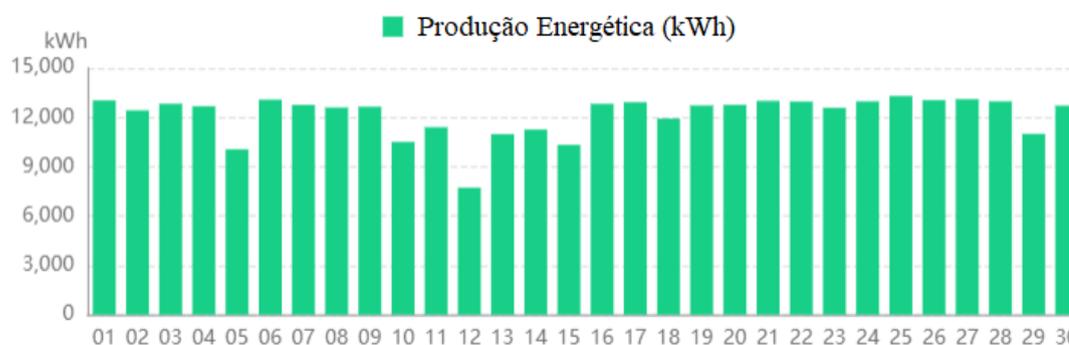
Através do monitoramento remoto, foi possível obter e acompanhar a produção energética, em kWh, da usina fotovoltaica para o mês de junho de 2022 como mostra a Tabela 5.4. Para o mês de análise, foi produzido aproximadamente 365.206 kWh, com potência máxima CA de 105 kW nas UCP em apenas 7 dos 30 dias do mês, em que a maior produção energética diária ocorreu em 25 de junho e a menor em 12 de junho, conforme Figura 5.9.

Tabela 5.4. Produção energética no mês de junho 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/06/2022	13.034,30	11/06/2022	11.401,09	21/06/2022	13.007,36
02/06/2022	12.431,23	12/06/2022	7.729,59	22/06/2022	12.966,04
03/06/2022	12.830,55	13/06/2022	10.982,21	23/06/2022	12.584,70
04/06/2022	12.677,72	14/06/2022	11.260,57	24/06/2022	12.979,12
05/06/2022	10.060,52	15/06/2022	10.331,91	25/06/2022	13.303,48
06/06/2022	13.083,68	16/06/2022	12.824,78	26/06/2022	13.052,04
07/06/2022	12.763,55	17/06/2022	12.924,60	27/06/2022	13.108,16
08/06/2022	12.605,78	18/06/2022	11.929,31	28/06/2022	12.975,76
09/06/2022	12.648,12	19/06/2022	12.723,42	29/06/2022	10.999,34
10/06/2022	10.507,76	20/06/2022	12.766,45	30/06/2022	12.713,11
Produção energética total em junho (kWh)					365.206,25
Produção energética diária média em junho (kWh)					12.173,54

Fonte: Autoria própria.

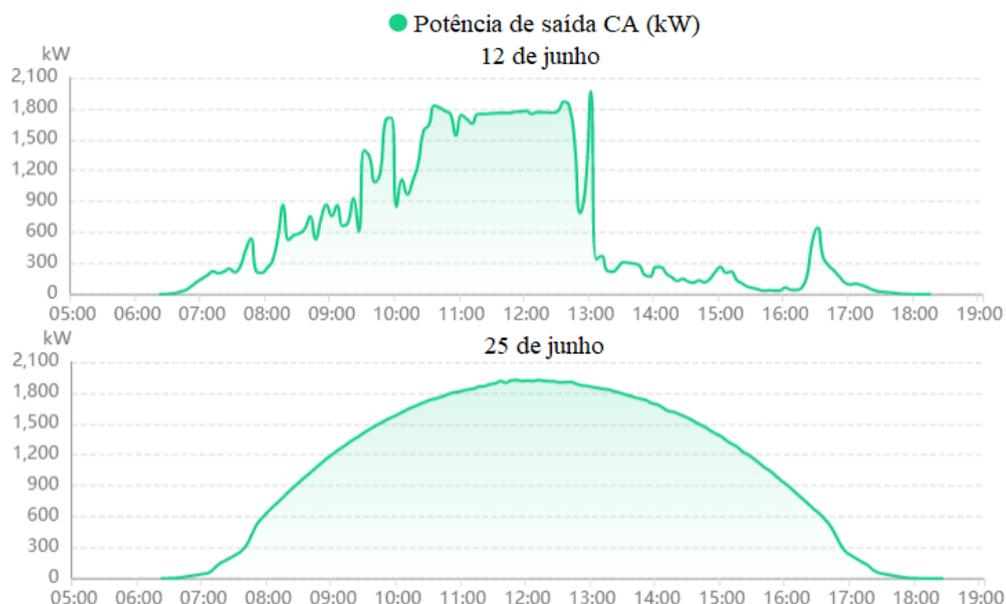
Figura 5.9. Produção energética diária em junho de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

A Figura 5.10 mostra um comparativo das potências instantâneas de saída CA, em kW, do sistema de minigeração durante os dias 12 e 25 de junho. Novamente, o principal fator que contribuiu significativamente para essa diferença de produção foi a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos, tendo em vista que, no dia 25, não houve incidência de nuvens.

Figura 5.10. Maior e menor produção energética em junho de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

5.1.4 Mês de Julho de 2022

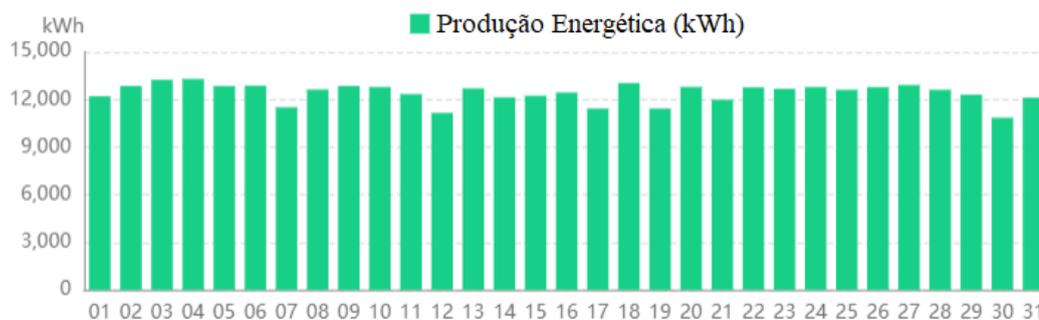
Através do monitoramento remoto, foi possível obter e acompanhar a produção energética, em kWh, da usina fotovoltaica para o mês de julho de 2022 como mostra a Tabela 5.5. Para o mês de análise, foi produzido aproximadamente 385.206 kWh, com potência máxima CA de 105 kW nas UCP em apenas 9 dos 31 dias do mês, em que a maior produção energética diária ocorreu em 4 de julho e a menor em 30 de julho, conforme Figura 5.11.

Tabela 5.5. Produção energética no mês de julho de 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/07/2022	12.209,28	11/07/2022	12.338,37	21/07/2022	11.984,82
02/07/2022	12.854,60	12/07/2022	11.159,09	22/07/2022	12.765,91
03/07/2022	13.246,49	13/07/2022	12.701,01	23/07/2022	12.671,10
04/07/2022	13.293,39	14/07/2022	12.134,20	24/07/2022	12.784,32
05/07/2022	12.847,42	15/07/2022	12.237,09	25/07/2022	12.614,02
06/07/2022	12.871,07	16/07/2022	12.438,25	26/07/2022	12.779,67
07/07/2022	11.514,14	17/07/2022	11.431,65	27/07/2022	12.909,81
08/07/2022	12.630,70	18/07/2022	13.036,43	28/07/2022	12.614,60
09/07/2022	12.851,84	19/07/2022	11.430,44	29/07/2022	12.304,01
10/07/2022	12.783,83	20/07/2022	12.792,45	30/07/2022	10.856,88
				31/07/2022	12.119,46
Produção energética total em julho (kWh)					385.206,34
Produção energética diária média em julho (kWh)					12.426,01

Fonte: Autoria própria.

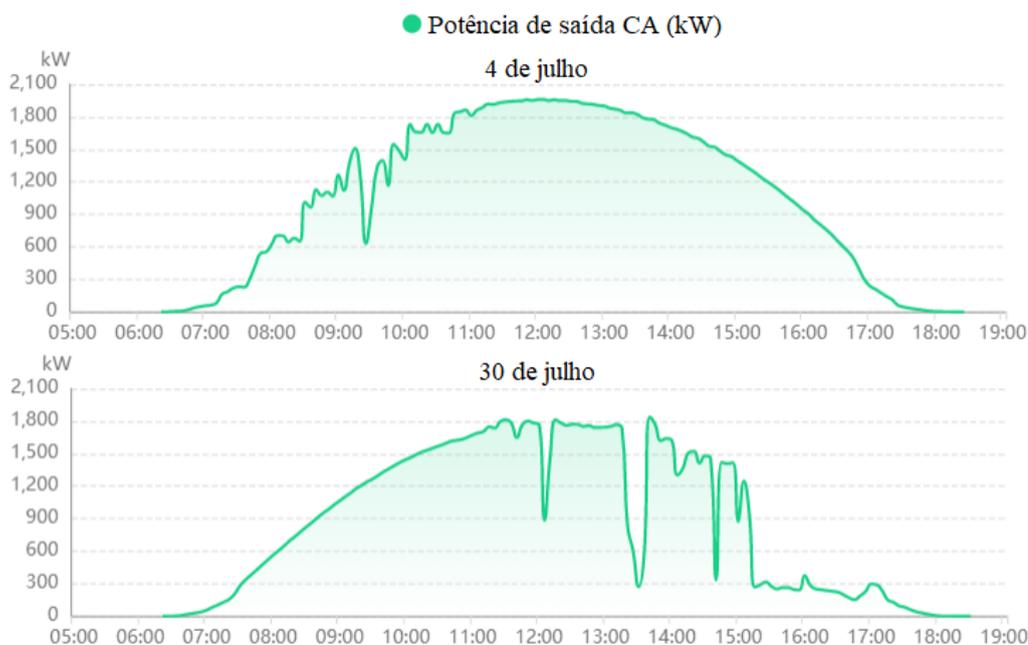
Figura 5.11. Produção energética diária em julho de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

A Figura 5.12 mostra um comparativo das potências instantâneas de saída CA, em kW, do sistema de minigeração durante os dias 04 e 30 de julho. Os fatores que podem contribuir para essa diferença de produção são a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos e a temperatura das células fotovoltaicas.

Figura 5.12. Maior e menor produção energética em julho de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

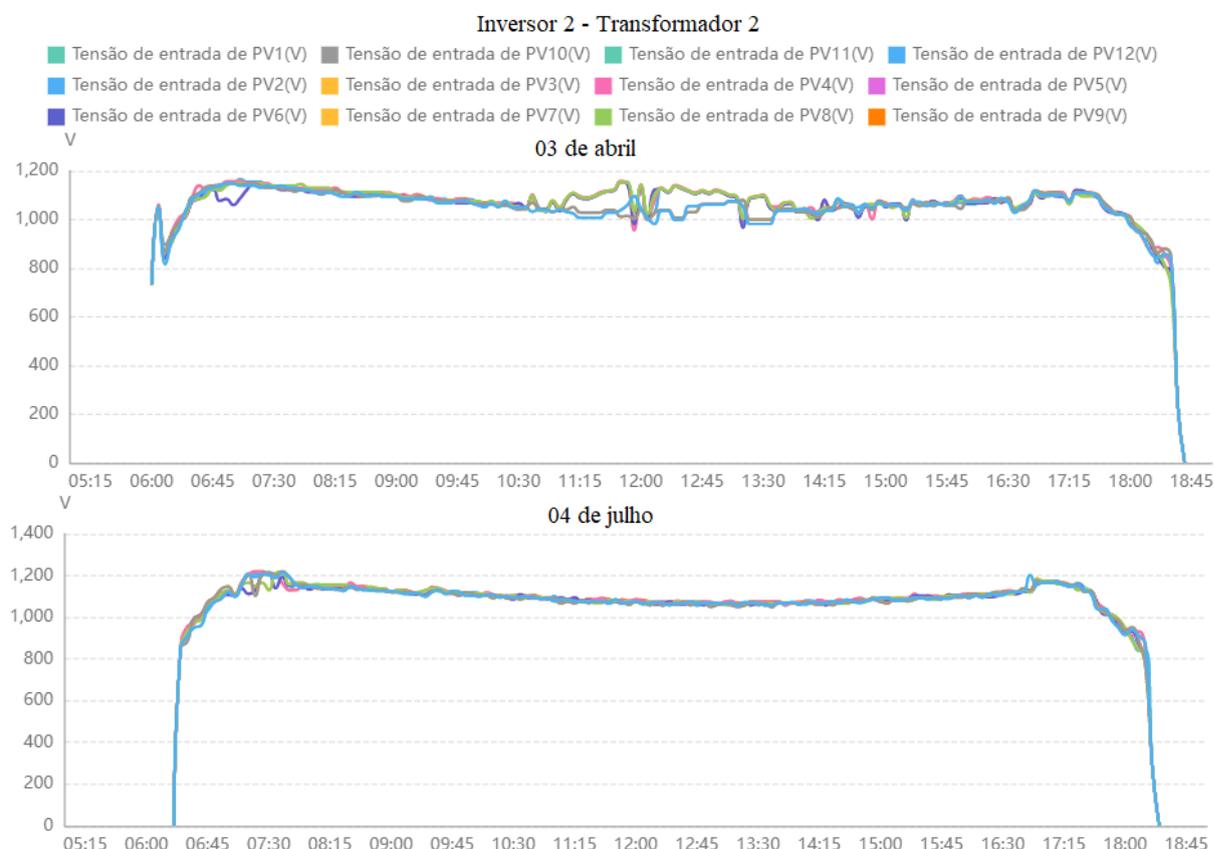
O mês de julho, até o presente momento, foi o mês em que ocorreu a maior produção energética do sistema de minigeração dentro do período de avaliação. Esse fenômeno pode ter sido uma consequência da menor temperatura média mensal ambiente, de 19,38 °C, quando comparado aos demais meses, conforme Figura 4.3, além da única limpeza realizada dos módulos fotovoltaicos finalizada na última quinzena de junho. O mês de abril, por exemplo, apresentou uma média de temperatura ambiente mínima de 21,60 °C e de temperatura máxima de 23,08 °C, correspondendo a

uma temperatura ambiente média mensal de 22,33 °C. Já o mês de julho apresentou uma média de temperatura mínima de 18,56 °C e de temperatura máxima de 20,19 °C (INMET, 2022). Com as temperaturas ambientes mais amenas, conseqüentemente, as temperaturas nas células fotovoltaicas também diminuíram, mitigando-se as perdas nas tensões CC das séries fotovoltaicas em julho de 2022.

Ressalta-se que por não existir uma estação solarimétrica, até o momento, não foi possível verificar as reais temperaturas das células fotovoltaicas, bem como medir outros fatores climáticos, tais como as irradiâncias solares e velocidade do vento no local. Dessa forma, foram observadas as temperaturas ambientes para comparação, e como um possível fator contribuinte para a maior produção energética do sistema para o mês de julho de 2022.

A Figura 5.13 ilustra o comparativo das tensões de entrada CC das séries fotovoltaicas da UCP 2-transformador 2 para os dias de maior produção energética de abril e julho. Em 03 de abril, a temperatura ambiente variou de 19 °C a 28 °C e as tensões das séries fotovoltaicas apresentaram uma média de 1.056 V. Enquanto isso, em 04 de julho, a faixa da temperatura ambiente ficou entre 13 °C e 23 °C com tensões média de entrada CC de 1135 V durante o dia.

Figura 5.13. Comparativo das tensões CC das séries fotovoltaicas da UCP 2-transformador 2 nos dias 3 de abril e 4 de julho de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

5.1.5 Meses de Agosto a Novembro de 2022

Através do monitoramento remoto, foi possível obter e acompanhar a produção energética, em kWh, da usina fotovoltaica para os meses de agosto a novembro de 2022 como mostram as Tabelas 5.6 a 5.9. O mês de agosto foi o primeiro mês em que a produção energética real do sistema de minigeração ficou inferior ao valor teórico esperado dentro do período sob avaliação. Na primeira quinzena do referido mês, ocorreu uma maior incidência de queimadas na região devido ao período de seca (G1,2022), o que ocasionou um aumento da densidade de particulados em suspensão na atmosfera, dificultando a efetiva chegada da radiação solar sobre os módulos. Tem-se como possível explicação que esse fenômeno tenha causado a diminuição da produção energética. Tal comprovação só seria possível com a instalação de estação solarimétrica no local do estudo.

Tabela 5.6. Produção energética no mês de agosto de 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/08/2022	10.452,58	11/08/2022	10.960,32	21/08/2022	13.393,88
02/08/2022	11.452,98	12/08/2022	12.284,75	22/08/2022	13.379,20
03/08/2022	12.328,25	13/08/2022	11.405,76	23/08/2022	13.385,32
04/08/2022	12.324,71	14/08/2022	12.744,04	24/08/2022	12.283,59
05/08/2022	10.484,02	15/08/2022	12.603,15	25/08/2022	11.412,19
06/08/2022	12.189,55	16/08/2022	7.121,18	26/08/2022	11.322,47
07/08/2022	11.991,43	17/08/2022	12.425,79	27/08/2022	12.592,47
08/08/2022	9.152,79	18/08/2022	12.753,29	28/08/2022	11.779,01
09/08/2022	10.153,05	19/08/2022	12.332,23	29/08/2022	12.900,11
10/08/2022	8.539,21	20/08/2022	12.735,26	30/08/2022	12.382,84
				31/08/2022	12.644,20
Produção energética total em agosto (kWh)					363.909,62
Produção energética diária média em agosto (kWh)					11.739,02

Fonte: Autoria própria.

Em 22 de setembro, com o início da primavera, ocorreram pancadas de chuva em várias regiões de Brasília - DF, melhorando a qualidade do ar que estava seco e poluído após 133 dias sem chuva (INMET, 2022). Por este motivo, a produção energética na referida data apresentou o menor valor diário quando comparado aos demais dias de setembro, conforme ilustra a Tabela 5.7.

Tabela 5.7. Produção energética no mês de setembro 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/09/2022	13.338,27	11/09/2022	12.347,70	21/09/2022	10.704,06
02/09/2022	13.230,51	12/09/2022	12.005,27	22/09/2022	4.018,27
03/09/2022	13.057,89	13/09/2022	11.968,70	23/09/2022	6.546,61
04/09/2022	12.421,93	14/09/2022	9.953,88	24/09/2022	12.227,82
05/09/2022	12.783,26	15/09/2022	9.947,15	25/09/2022	7.060,41
06/09/2022	12.435,34	16/09/2022	10.440,63	26/09/2022	13.256,24
07/09/2022	9.850,85	17/09/2022	9.695,76	27/09/2022	11.480,12
08/09/2022	12.565,33	18/09/2022	11.413,22	28/09/2022	12.581,40
09/09/2022	12.672,74	19/09/2022	5.363,23	29/09/2022	12.294,99
10/09/2022	12.883,18	20/09/2022	6.883,77	30/09/2022	12.280,28
Produção energética total em setembro (kWh)					329.847,20
Produção energética diária média em setembro (kWh)					10.994,91

Fonte: Autoria própria.

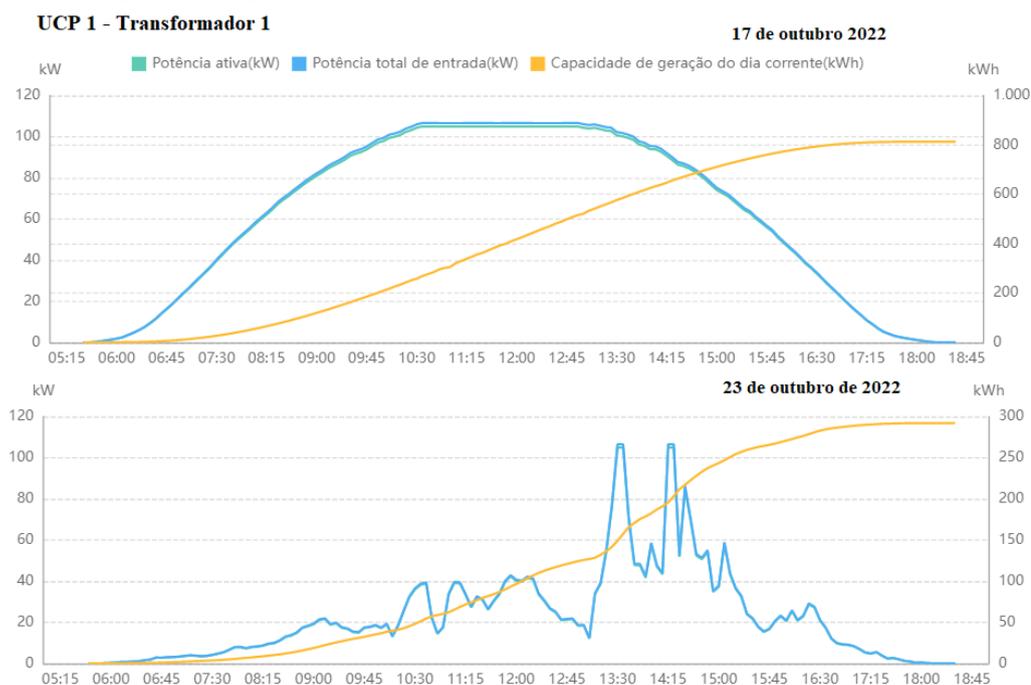
Para outubro, conforme a Tabela 5.8, a maior e a menor produção energética ocorreram, respectivamente, em 17 e 23 de outubro de 2022. A Figura 5.14 mostra um comparativo das potências instantâneas de saída CA, em kW, do sistema de minigeração para a UCP que apresentou a maior capacidade de geração, em kWh, durante os supracitados dias. É possível notar que, em 17 de outubro, a UCP 1-transformador 1 operou em sua potência ativa máxima CA de 105 kW durante um longo período de 10h35 às 12h55, enquanto, no dia de menor geração, somente atingiu essa potência durante 10 minutos.

Tabela 5.8. Produção energética no mês de outubro 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/10/2022	13.105,07	11/10/2022	14.714,35	21/10/2022	8.547,40
02/10/2022	5.946,28	12/10/2022	14.607,69	22/10/2022	8.778,22
03/10/2022	8.603,04	13/10/2022	14.716,77	23/10/2022	5.476,01
04/10/2022	6.636,71	14/10/2022	14.787,91	24/10/2022	6.179,35
05/10/2022	9.045,34	15/10/2022	14.901,89	25/10/2022	13.210,58
06/10/2022	11.520,28	16/10/2022	14.738,82	26/10/2022	11.421,79
07/10/2022	6.456,11	17/10/2022	15.327,59	27/10/2022	12.367,26
08/10/2022	11.663,90	18/10/2022	13.555,04	28/10/2022	9.706,32
09/10/2022	12.359,51	19/10/2022	12.691,88	29/10/2022	9.244,24
10/10/2022	14.688,96	20/10/2022	11.484,96	30/10/2022	12.564,57
				31/10/2022	7.643,17
Produção energética total em outubro (kWh)					346.691,01
Produção energética diária média em outubro (kWh)					11.183,58

Fonte: Autoria própria.

Figura 5.14. Comparativo da potência de saída CA da UCP 1-transformador 1 em 17 e 23 de outubro de 2022.



Fonte: Adaptado do Monitoramento Remoto, *Fusion Solar* 2022.

Os principais fatores que podem contribuir para as variações nas produções diárias apresentadas nos meses de análise são a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos e a temperatura das células fotovoltaicas. A seguir, são apresentados os valores de produção energética para o mês de novembro de 2022 conforme Tabela 5.9.

Tabela 5.9. Produção energética no mês de novembro 2022.

Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)	Data	Produção Energética (kWh)
01/11/2022	12.407,28	11/11/2022	14.202,73	21/11/2022	10.923,15
02/11/2022	6.023,23	12/11/2022	11.277,69	22/11/2022	10.671,25
03/11/2022	8.311,73	13/11/2022	13.421,23	23/11/2022	9.342,12
04/11/2022	11.878,75	14/11/2022	5.182,69	24/11/2022	8.374,17
05/11/2022	14.197,07	15/11/2022	6.814,32	25/11/2022	9.582,36
06/11/2022	16.319,01	16/11/2022	9.812,47	26/11/2022	9.871,42
07/11/2022	13.833,20	17/11/2022	13.701,24	27/11/2022	8.914,46
08/11/2022	12.603,28	18/11/2022	12.754,37	28/11/2022	9.743,13
09/11/2022	16.901,04	19/11/2022	13.133,28	29/11/2022	12.021,44
10/11/2022	9.878,13	20/11/2022	10.092,41	30/11/2022	7.951,78
Produção energética total em novembro (kWh)					330.140,45
Produção energética diária média em novembro (kWh)					11.004,68

Fonte: Autoria própria.

5.1.6 Análise técnica anual pelas simulações

Devido ao período de pandemia, ocorreram atrasos na entrega dos módulos fotovoltaicos importados e, conseqüentemente, na conclusão da obra. Deste modo, este estudo, que inicialmente apresentaria a operação do sistema de minigeração em 12 meses, teve o acompanhamento da análise de desempenho real por 8 meses dos resultados obtidos durante o funcionamento da usina fotovoltaica, além dos dados teóricos obtidos para 1 ano.

Após as simulações efetuadas no *software* SAM com os dados de entrada explicados anteriormente, foi possível obter a análise de desempenho técnico anual da usina de geração distribuída por meio da Tabela 5.10.

Tabela 5.10. Resumo dos resultados anuais técnicos simulados.

Parâmetros de Desempenho Técnicos	Valores
Energia anual (1º ano)	4.382.247 kWh
Fator de capacidade (FC)	20,7%
Rendimento de energia - Produtividade	1.817 kWh/kWp
Taxa de desempenho	0,82

Fonte: Simulação SAM, 2022.

A energia total anual teórica produzida pela usina fotovoltaica, durante o primeiro ano, é de 4.382 MWh, enquanto a energia total anual consumida é de 9.585 MWh. Dessa forma, a energia teórica produzida pela usina representa cerca de 45,72% da energia anual solicitada pela carga. Assim, sugerem-se duas possíveis opções para que a energia produzida pela minigeração fotovoltaica represente 99,98% da energia anual solicitada pela carga. Vale ressaltar, que mesmo com essas duas soluções de compensação do consumo de energia, o consumidor ainda deverá desembolsar o valor cobrado pela demanda contratada do sistema que, atualmente, é de 3.000 kW. Esse valor de demanda contratada poderá ser revisado junto à concessionária e reajustado em contrato, se for o caso.

A primeira opção seria a expansão da usina atual, ou seja, ampliação da capacidade instalada do sistema existente. Em simulações realizadas no SAM, se a usina fosse de 5.570 kWp (para o lado CC), correspondendo a 4.600 kW de potência instalada no lado CA (dentro do limite superior de 5.000 kW para a minigeração), constituída de 12.224 módulos fotovoltaicos, ela supriria 99,98% do consumo anual solicitado pela carga, sendo essa concentrada no horário fora de ponta.

A segunda solução é a construção de uma usina que se adeque à modalidade de autoconsumo remoto, caso não haja condições locais de suporte da rede elétrica ou área disponível para a ampliação do sistema em instalação. O autoconsumo remoto viabiliza que os créditos de energia gerados por um sistema fotovoltaico em um determinado sistema de geração distribuída possam ser usados para compensar o consumo da conta de energia da unidade consumidora em análise, mesmo que sejam em locais diferentes. Para que isso seja possível, é necessário que as unidades estejam na mesma área

de concessão da distribuidora, e contanto que as unidades consumidoras apresentem a mesma titularidade (pessoa física ou pessoa jurídica) nas contas de energia, em conformidade com a REN 687/2015 (ANEEL, 2015).

5.1.7 Comparativo do sistema UFV com outros sistemas de minigeração distribuída

A Tabela 5.11 apresenta o comparativo dos índices de desempenho da usina deste estudo de 2.408 kWp e outros três sistemas de minigeração: Usina de 1.081 kWp em Florianópolis-SC (COSTA, 2021), Usina de 3.000 kWp em Brasília-DF (PEREIRA, 2020) e Usina de 171,6 kWp em Floriano-PI (LIMA, 2018). Observa-se que o fator de capacidade da usina desse estudo, instalada em Brasília, é de 20,7%, representando o melhor desempenho quando comparado às demais. De acordo com o Boletim Mensal de Geração Solar Distribuída do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2021), o valor médio do fator de capacidade verificado das usinas fotovoltaicas foi de 22,2%. Desta forma, o valor obtido pela simulação está coerente.

O rendimento de energia/produtividade da usina (Y_f) é de 1.817 kWh/kWp, apresentando o maior valor dos quatro sistemas e um índice bastante expressivo entre a energia anual líquida CA entregue pelo sistema fotovoltaico no primeiro ano e a potência de pico CC da usina. Através desse índice de desempenho é possível realizar a comparação de sistemas que possuem geradores de diferentes potências de pico, uma vez que normaliza a energia injetada na rede em relação à potência nominal do gerador FV (TELES, 2017). As diferenças que ocorrem podem ser justificadas pelas condições de instalação, eficiência das UCP e pela própria natureza do recurso solar, a qual sofre variações climáticas significativas ao longo do dia, como a presença de nebulosidade e a temperatura, fazendo com que um SFVCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica) seja capaz de operar em sua potência nominal durante poucas horas (ALMEIDA, 2012).

A taxa de desempenho (*Performance Ratio* - PR) da usina é de 82%. Ou seja, a usina possui um total de 18% de perdas geradas por diversas causas, as quais foram consideradas no *software* SAM. Cabe ressaltar que o acúmulo de poeira e o desvio do módulo fotovoltaico das condições de teste padrão são as mais significativas. Segundo (REICH, 2012), as eficiências dos módulos e inversores dos sistemas fotovoltaicos aumentaram continuamente nas últimas décadas, trazendo uma melhora considerável no desempenho dos sistemas. Os intervalos típicos da PR subiram de 50% para 75% no final da década de 1980 e 70– 80% nos anos 90 para valores maiores que 80% atualmente, tornando o valor simulado compatível.

Tabela 5.11. Comparativo de desempenho de três sistemas de minigeração fotovoltaica.

Topologia	Potência nominal	Fator de capacidade-FC	Taxa de desempenho-PR	Produtividade-Yf	LCOE
QGEx Brasília-DF	2.408 kWp	20,70 %	82,0 %	1.817 kWh/kWp	0,18 R\$/kWh
Brasília-DF	3.000 kWp	-	-	1.781 kWh/kWp	0,22 R\$/kWh
Florianópolis-SC	1.081 kWp	15,41 %	78,9 %	1.352 kWh/kWp	0,21 R\$/kWh
Florianópolis-PI	171,6 kWp	17,13 %	74,0 %	1.493 kWh/kWp	0,33 R\$/kWh

Fonte: Autoria própria

5.1.8 Análise mensal da geração teórica e real

Após as simulações efetuadas no *software* SAM com os dados de entrada explicados anteriormente, foi possível obter a análise de desempenho da usina de geração distribuída por meio da Tabela 5.12, comparando os valores teóricos simulados com os valores reais.

Para o mês de abril, obteve-se uma diferença de produção energética de 8.850 kWh, representando 2,47 % de energia a mais produzida do que a esperada teoricamente. Com esse aumento da energia mensal líquida CA, conseqüentemente, os índices de desempenho técnicos também se elevaram.

Para os meses de maio, junho e julho, obtiveram-se uma diferença de produção energética, respectivamente, de 6.377 kWh, 4.962 kWh e 847 kWh, representando 1,80 %, 1,38 % e 0,22 %, nessa ordem, de energia a mais produzida do que a esperada teoricamente.

Para o mês de agosto, obteve-se uma diferença de produção energética de - 41.989 kWh, representando 10,34% de energia a menos produzida do que a esperada teoricamente. Com essa diminuição da energia mensal líquida CA, conseqüentemente, os índices de desempenho técnicos também diminuíram. Para os meses de setembro e outubro, obtiveram-se uma diferença de produção energética, respectivamente, de - 70.858 kWh e - 33.264 kWh, representando 17,68% e 8,75 % de energia a menos produzida do que a esperada teoricamente.

Tabela 5.12. Comparativo dos índices técnicos mensais reais e simulados para o período de análise.

Meses		Produção energética (kWh)	Fator de capacidade (%)	Rendimento de energia (kWh/kWp)	Taxa de desempenho (%)	Diferença de Produção Energética (%)
Abril	Téorico	357.613	20,63%	148,51	85,52%	+ 2,47%
	Real	366.463	21,14%	152,19	87,64%	
Maio	Téorico	353.347	19,72%	146,74	81,78%	+ 1,80%
	Real	359.724	20,08%	149,39	83,25%	
Junho	Téorico	360.244	20,78%	149,6	86,15%	+ 1,38%
	Real	365.206	21,06%	151,66	87,34%	
Julho	Téorico	384.359	21,45%	159,62	88,96%	+ 0,22%
	Real	385.206	21,50%	159,97	89,15%	
Agosto	Téorico	405.899	22,66%	168,56	93,94%	- 10,34%
	Real	363.910	20,31%	151,13	84,22%	
Setembro	Téorico	400.705	23,11%	166,41	95,83%	- 17,68%
	Real	329.847	19,02%	136,98	78,88%	
Outubro	Téorico	379.955	21,21%	157,79	87,94%	- 8,75%
	Real	346.691	19,35%	143,98	80,24%	
Novembro	Téorico	353.760	20,40%	146,91	84,60%	- 6,68%

Real	330.140	19,04%	137,10	78,95%
------	---------	--------	--------	--------

Fonte: Autoria própria.

Sugere-se que essa produção energética medida inferior ao esperado teoricamente, para os meses de agosto e setembro, foi devido à sujidade apresentada nos módulos FV para o período referenciado. Desde a operação da usina fotovoltaica, em 17 de março de 2022, somente foi realizada uma única limpeza na última quinzena de junho. A Figura 5.15 (a) apresenta como estavam os módulos FV após a limpeza, enquanto a Figura 5.18 (b) mostra nitidamente o acúmulo de poeira sobre os mesmos, em 29 de agosto de 2022, durante o período de seca do Distrito Federal.

Figura 5.15. Aspecto visual dos módulos fotovoltaicos: (a) após a limpeza ocorrida na última quinzena de junho; (b) durante o período de seca do Distrito Federal nos meses de agosto e setembro.



(a)



(b)

5.2 ANÁLISE DOS PARÂMETROS ECONÔMICOS

Após as simulações efetuadas no *software* SAM com os dados de entrada explicados anteriormente, foi possível obter os resultados de desempenho econômico teórico anual da usina de geração distribuída por meio da Tabela 5.13.

Tabela 5.13. Resumo dos resultados anuais econômicos simulados.

Parâmetros de Desempenho Econômicos	Valores
Custo nivelado de energia (LCOE)	0,18 R\$/kWh
Faturas elétricas sem o sistema (1º ano)	R\$ 6.582.730
Faturas elétricas com o sistema (1º ano)	R\$ 4.035.720
Período de retorno do investimento	4,6 anos
Custo do investimento UFV-QGEx	R\$ 10.636.855

Fonte: Simulação SAM, 2022.

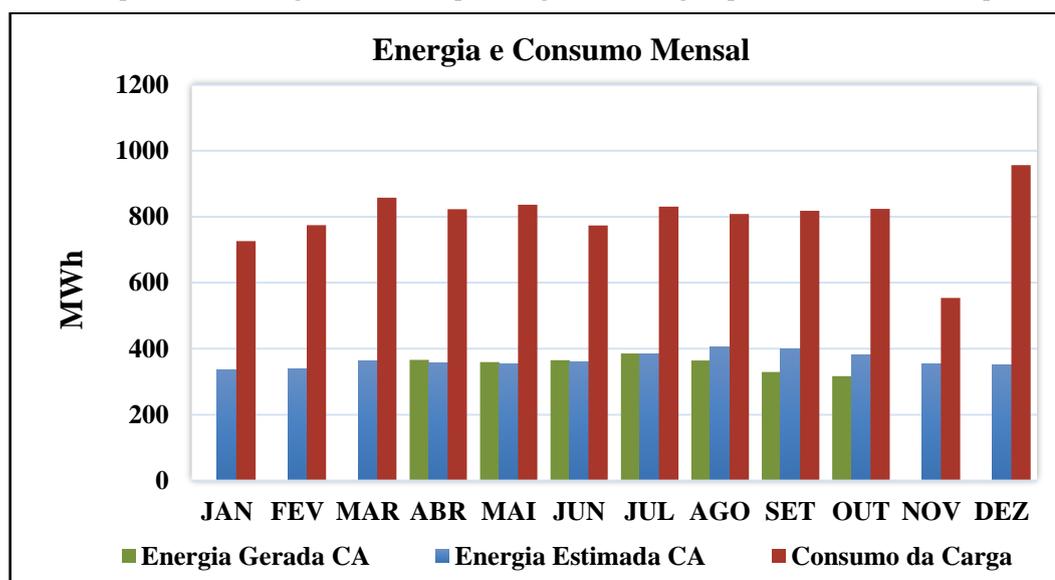
O LCOE esperado da usina do presente estudo é de 0,18 R\$/kWh, apresentando o melhor custo-benefício quando comparado às 3 usinas fotovoltaicas do Piauí e de Santa Catarina, apresentadas na Tabela 5.10, correspondendo a uma proporção entre o custo total da usina e a energia total produzida ao longo de sua vida útil de, aproximadamente, 25 anos.

O gasto anual esperado com as faturas do sistema elétrico após a implementação de geração distribuída, a partir da usina fotovoltaica de 2.408 kWp, será de R\$ 4.035.720, enquanto o gasto anual sem a geração distribuída é de R\$ 6.582.730, o que corresponde a uma redução do gasto anual no primeiro ano de 38,69%, após a implementação do sistema fotovoltaico.

A Figura 5.16 representa o consumo mensal de energia do cliente desse estudo, com média de 798.736,50 kWh/mês, a energia teórica produzida pelo sistema de geração distribuída, com média de 365.187,33 kWh/mês e a energia gerada até o presente momento.

A Tabela 5.14 ilustra o comparativo dos gastos anuais de consumo e de demanda entre o sistema original sem a geração distribuída, com a usina fotovoltaica de 2.408 kWp do estudo e com a usina fictícia para atender cerca de 99,98% do consumo, de 5.570 kWp. Pode-se observar pelo comparativo apresentado nessa tabela, que mesmo com a redução de 45,72% do consumo anual solicitado pela carga, após a instalação da usina de 2.408 kWp a redução anual das faturas será de 38,69% devido ao valor fixo de R\$ 1.034.515, correspondente ao custo anual da demanda contratada. Esse valor sempre será cobrado, mesmo com a construção da usina fictícia que atenderia cerca de 99,98% do consumo. Por fim, a Figura 5.17 apresenta o período de retorno econômico acumulado (*payback*) e o fluxo de caixa anual, R\$, previsto nas simulações do sistema em análise deste investimento durante os 25 anos de sua garantia. O período de retorno do investimento é de 4,6 anos, enquanto que para a usina fictícia seria de 4,9 anos.

Figura 5.16. Comparativo da energia consumida pela carga e das energias produzidas e estimadas pela usina UFV.



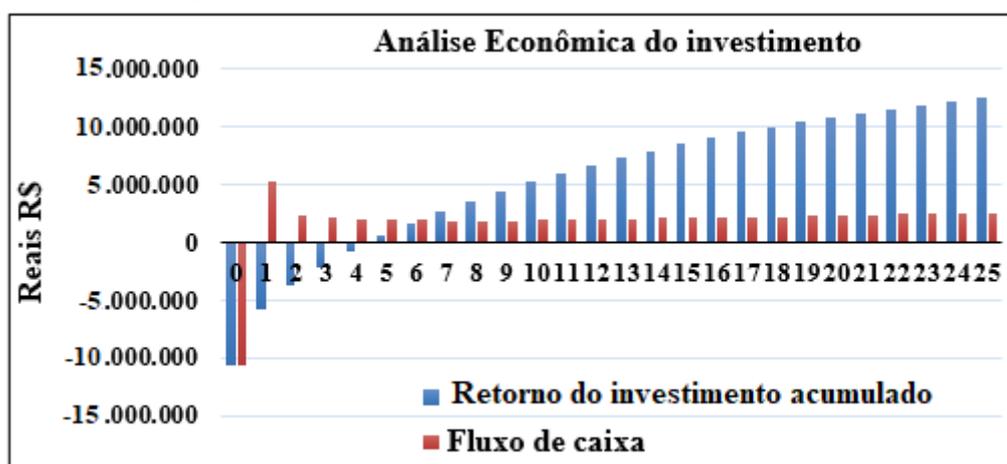
Fonte: Autoria própria.

Tabela 5.14. Comparativo de três topologias do sistema.

Topologia	Consumo anual	Gasto do consumo anual	Gasto da Demanda anual	Redução anual das faturas
Sem UFV	9.584.838 kWh	R\$ 5.548.215	R\$ 1.034.515	0 %
Com UFV 2408 kWp	5.202.591 kWh	R\$ 3.001.205	R\$ 1.034.515	38,69 %
Com UFV 5570 kWp	1.917 kWh	R\$ 1.110	R\$ 1.034.515	84,27 %

Fonte: Autoria própria.

Figura 5.17. Análise econômica do investimento durante 25 anos.



Fonte: Adaptado Simulação SAM, 2022.

A Tabela 5.15 mostra o comparativo das reduções mensais ocorridas, em %, da importação de energia da concessionária após a energização do sistema de minigeração para os meses iniciais deste estudo, em 2019, período pré-pandemia. Como os valores tarifários do consumo de energia modificaram entre 2019 e 2022, para uma comparação fidedigna, foi definido analisar a redução

percentual do consumo em kWh do que a redução do consumo em reais. Porém, caso seja utilizado os valores tarifários do consumo fora de ponta apresentados na Tabela 4.6 para os meses de geração, até o momento, resultaria em uma redução de R\$ 1.618.559,51.

Tabela 5.15. Redução mensal real na importação de energia da concessionária pela unidade consumidora após a energização do sistema UFV-QGEx.

Mês faturado	Consumo Total em 2019 (kWh)	Produção energética UFV em 2022 (kWh)	Redução do consumo (%)
dez/2018	726.104	330.140	45,47%
jan/2019	774.645	0	0
fev/2019	857.879	0	0
mar/2019	822.593	0	0
abr/2019	836.235	0	0
mai/2019	774.174	366.463	47,34%
jun/2019	830.567	359.724	43,31%
jul/2019	809.021	365.206	45,14%
ago/2019	818.461	385.206	47,07%
set/2019	824.405	363.910	44,14%
out/2019	553.964	329.847	59,54%
nov/2019	956.790	346.691	36,23%

Fonte: Autoria própria.

5.3 RESULTADOS DO COMISSIONAMENTO

5.3.1 Resultados das tensões de circuito aberto e polaridade

As Tabelas 5.16 e 5.17 ilustram os resultados das tensões de circuito aberto e suas polaridades para a UCP 11-transformador 1 e para a UCP 2-transformador 2. O restante dos resultados das demais dezoito UCP encontram-se no Anexo C.

Tabela 5.16. Resultados das tensões de circuito aberto medidas para a UCP 11-transformador 1.

Registro das tensões de circuito aberto CC							
Polaridade	V _{oc} (V)	Variação V _{oc} (%)	V _{oc} de referência à terra				
			V+/Terra (V)	Tendência (↑/↓/=)	V-/Terra (V)	Tendência(↑/↓/=)	
1	Positiva	1245	-0,62	63,1	↓	72,1	↓
2	Positiva	1240	-1,02	62,2	↓	69,2	↓
3	Positiva	1241	-0,94	60,3	↓	61,7	↓
4	Positiva	1247	-0,46	71,2	↓	72,3	↓
5	Positiva	1250	-0,22	72,2	↓	64,2	↓
6	Positiva	1264	0,90	74,1	↓	63,1	↓
7	Positiva	1261	0,66	60,6	↓	62,2	↓
8	Positiva	1264	0,90	61,6	↓	64,1	↓
9	Positiva	1263	0,82	66,1	↓	63,2	↓

Fonte: Adaptado MTEC, 2022.

Tabela 5.17. Resultados das tensões de circuito aberto medidas para a UCP 2-transformador 2.

Registro das tensões de circuito aberto CC							
Polaridade	V_{oc} (V)	Variação V_{oc} (%)	V_{oc} de referência à terra				
			V+/Terra (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/Terra (V)	Tend.(↑/↓/=)	
1	Positiva	1216	-0,60	40,2	↓	37,2	↓
2	Positiva	1225	0,13	42,6	↓	38,2	↓
3	Positiva	1223	-0,03	39,9	↓	40,2	↓
4	Positiva	1228	0,38	45,4	↓	39,2	↓
5	Positiva	1217	-0,52	41,6	↓	39,7	↓
6	Positiva	1217	-0,52	43,2	↓	41,3	↓
7	Positiva	1223	-0,03	40,3	↓	44,3	↓
8	Positiva	1228	0,38	40,2	↓	42,2	↓
9	Positiva	1240	1,36	38,2	↓	45,2	↓
10	Positiva	1217	-0,52	39,7	↓	44,5	↓

Fonte: Adaptado MTEC, 2022.

Conforme *datasheet* do módulo fotovoltaico deste estudo, a tensão de circuito aberto V_{oc} para um único módulo nas CTP é de 49,8 V. Dessa forma, como todas as séries fotovoltaicas são compostas por 28 módulos, teríamos, no máximo, 1.394 V de tensão de circuito aberto nas CTP. Pode-se observar que nenhuma das séries fotovoltaicas atingiu esse limiar, o que já era esperado, tendo em vista que com o aumento da temperatura, a V_{oc} diminui 0,25 %/°C.

Além disso, consta na Norma Brasileira ABNT NBR 16274:2014 que para sistemas com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e onde há condições de irradiância estáveis, as medições individuais devem ser comparadas, apresentando praticamente os mesmos valores com variação de até 5%. Dessa forma, após análise dos resultados experimentais, a modificação apresentada foi inferior aos 5% permitidos, caracterizando o bom funcionamento das séries fotovoltaicas.

5.3.2 Resultados das tensões e correntes de operação CC e CA

A Tabela 5.18 ilustra os resultados das tensões e correntes de operação CC e CA para a UCP 6 e 11 do transformador 1 e para a UCP 2 do transformador 2. O restante dos resultados das demais dezessete UCP encontram-se no Anexo C.

Tabela 5.18. Resultados das tensões e correntes de operação CC e CA para as UCP 6 e 11 do transformador 1 e para a UCP 2 do transformador 2.

UCP 6 - Transformador 1			UCP 11 - Transformador 1			UCP 2 - Transformador 2		
Saída CA								
Corrente (A)			Corrente (A)			Corrente (A)		
F1	F2	F3	F1	F2	F3	F1	F2	F3
79,14	78,98	79,21	71,44	71,34	71,38	78,91	78,60	78,54
Tensão (V)			Tensão (V)			Tensão (V)		
F1-F2	F1-F3	F2-F3	F1-F2	F1-F3	F2-F3	F1-F2	F1-F3	F2-F3
771,30	773,70	771,40	776,20	776,80	777,50	781,10	778,80	776,30
Entrada CC								
Série	Corrente(A)	Tensão(V)	Série	Corrente(A)	Tensão(V)	Série	Corrente(A)	Tensão(V)
1	10,40	1016,90	1	10,55	1008,50	1	10,06	1050,60
2	10,85	1016,90	2	10,76	1008,50	2	10,41	1050,60
3	10,40	1025,90	3	10,82	1015,40	3	10,26	1057,00
4	10,56	1025,90	4	10,58	1015,40	4	10,11	1057,00
5	10,62	1007,90	5	10,82	1021,90	5	10,24	1057,80
6	10,43	1007,90	6	10,47	1021,90	6	10,08	1057,80
7	10,56	1005,30	7	10,63	1032,60	7	10,05	1057,70
8	10,58	1005,30	8	10,71	1026,10	8	10,13	1057,70
9	10,85	1024,30	9	10,66	1023,40	9	10,70	1015,00
10	10,43	1028,80	10	*	*	10	10,47	1024,80

Fonte: Adaptado MTEC, 2022.

Conforme *datasheet* do módulo fotovoltaico deste estudo, a tensão CC de máxima potência V_{MP} para um único módulo nas CTP é de 41,2 V. Dessa forma, como todas as séries fotovoltaicas são compostas por 28 módulos, teríamos, no máximo, 1.154 V de tensão CC de máxima potência de operação na CTP. Pode-se observar que nenhuma das séries fotovoltaicas atingiu esse limiar, caracterizando o bom funcionamento das mesmas, além de permanecerem inferior ao valor de 1.080 V previsto como tensão de entrada nominal do *datasheet* da UCP deste estudo.

Além disso, todos os valores de corrente de entrada CC apresentados nas séries fotovoltaicas durante o teste de comissionamento não ultrapassaram o limiar de 11,06 A de corrente de máxima potência I_{MP} constante na folha de dados do módulo fotovoltaico nas CTP.

Ademais, pode-se observar que a corrente máxima CC por MPPT está atendendo à limitação de 22A prevista para esta UCP. Como exemplo, o MPPT-1, composto pelas séries fotovoltaicas 1 e 2, totaliza 21,25 A, 21,31 A e 20,47 A para as UCP mostrados na Tabela 5.17.

Por fim, nota-se, também, que nenhuma das tensões de operação de saída CA entre as fases atingiram o patamar de 800 V previsto como valor de tensão de saída nominal em *datasheet* da UCP deste estudo. Bem como, as correntes de saída CA em operação não alcançaram o valor de corrente máxima de saída de 80,2 A, conforme folha de dados da UCP utilizada.

5.3.3 Resultados das resistências de isolamento

A Tabela 5.19 ilustra os resultados dos testes de resistência de isolamento obtidos por meio dos métodos 1 e 2 da NBR 16274, 2014. Como a tensão do sistema é maior que 500 V, foi utilizada a tensão de ensaio de 1000 V, obtendo resistências maiores do que 1 MΩ, em conformidade com a

norma supracitada.

Tabela 5.19. Resultados dos testes de resistências de isolamento pelo método 1 e 2.

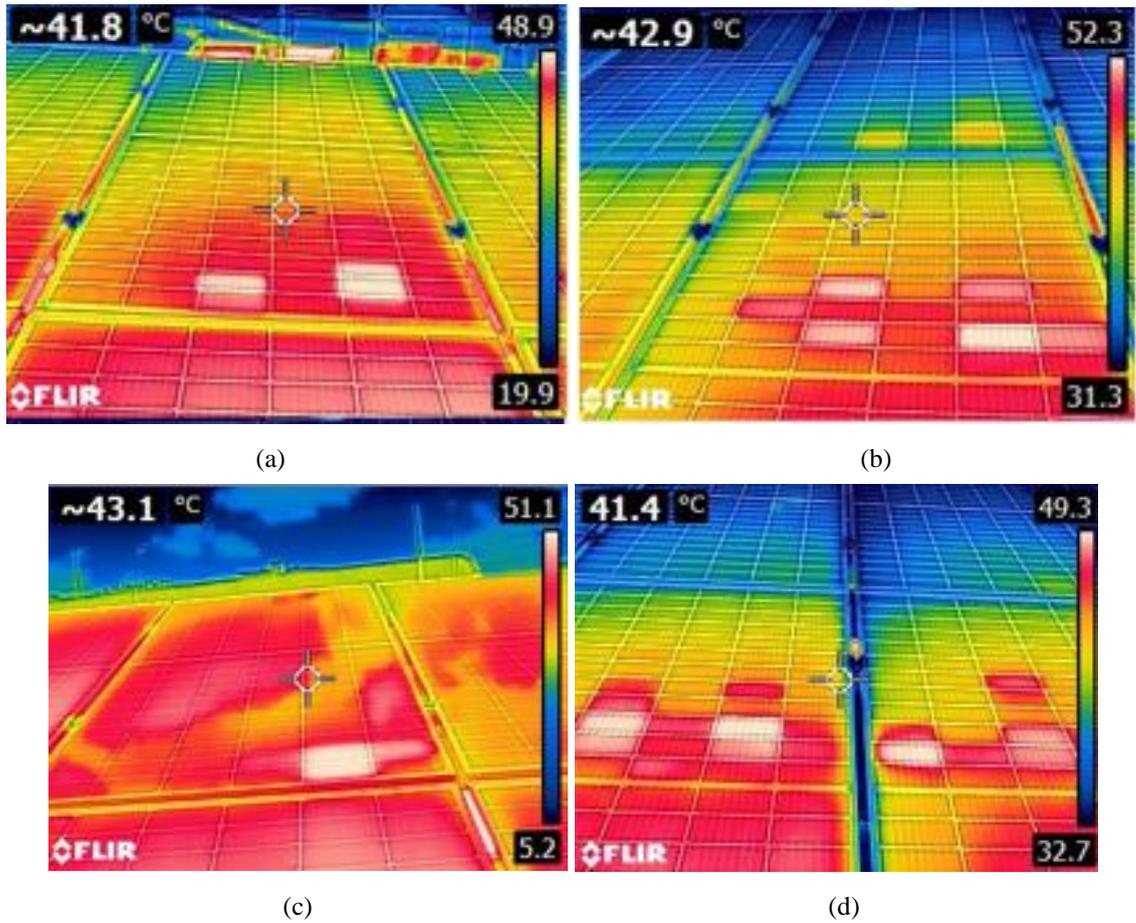
Resultados obtidos da resistência de isolamento															
Identificação	Tensão de Ensaio (V)	Método 1			Método 2			Identificação	Tensão de Ensaio (V)	Método 1			Método 2		
		+T (GΩ)	-T (GΩ)	+/-T (GΩ)	+T (GΩ)	-T (GΩ)	+/-T (GΩ)			+T (GΩ)	-T (GΩ)	+/-T (GΩ)	+T (GΩ)	-T (GΩ)	+/-T (GΩ)
Transformador 01 UCP 01	1000	1240	1240	2000	Transformador 01 UCP 11	1610	1610	1250							
Transformador 01 UCP 02		2000	2000	2000	Transformador 02 UCP 01	2000	2000	2000							
Transformador 01 UCP 03		2000	2000	2000	Transformador 02 UCP 02	2000	2000	2000							
Transformador 01 UCP 04		2000	2000	2000	Transformador 02 UCP 05	1270	1270	1400							
Transformador 01 UCP 05		1350	1350	2000	Transformador 02 UCP 06	1270	1270	1400							
Transformador 01 UCP 06		2000	2000	2000	Transformador 02 UCP 07	1300	1300	2000							
Transformador 01 UCP 07		2000	2000	2000	Transformador 02 UCP 08	1380	1380	2000							
Transformador 01 UCP 08		2000	2000	2000	Transformador 02 UCP 09	1430	1430	2000							
Transformador 01 UCP 09		2000	2000	2000	Transformador 02 UCP 10	1430	1430	2000							
Transformador 01 UCP 10		1710	1710	1570	Transformador 02 UCP 11	1250	1250	2000							

Fonte: Adaptado MTEC, 2022.

5.3.4 Análise termográfica dos arranjos fotovoltaicos

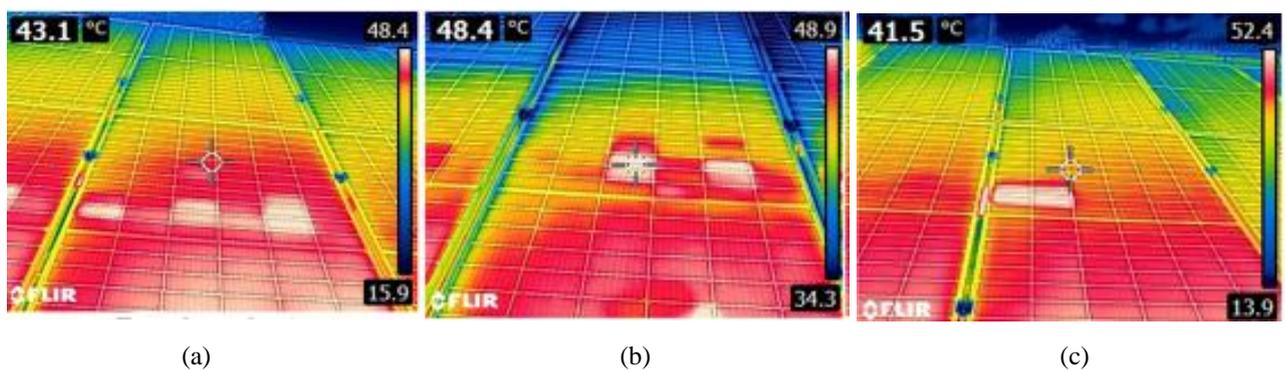
Na primeira semana de abril de 2022, foram realizadas as inspeções dos arranjos fotovoltaicos com câmera IR, seguindo os parâmetros estabelecidos pela NBR 16.274, 2014. Após a varredura inicial com o voo de drone e a verificação dos pontos quentes com a câmera termográfica, foram confirmados 7 módulos fotovoltaicos defeituosos. As Figuras 5.18 (a) e (b) ilustram os 2 módulos com pontos quentes pertencentes à UCP 7 e as Figuras 5.21 (c) e (d) mostram outros 2 módulos defeituosos pertencentes à UCP 10, ambos do transformador 1. Ademais, a Figura 5.19 apresenta os demais 3 módulos com pontos quentes pertencentes às UCP 11 do transformador 1 e 2.

Figura 5.18. Identificação de pontos quentes durante a termografia nas: (a) e (b) UCP 7; (c) e (d) UCP 10 do transformador 1.



Fonte: Adaptado MTEC, 2022.

Figura 5.19. Identificação de pontos quentes durante a termografia nas UCP 11 do transformador 1 (a) e do transformador 2 (b) (c).



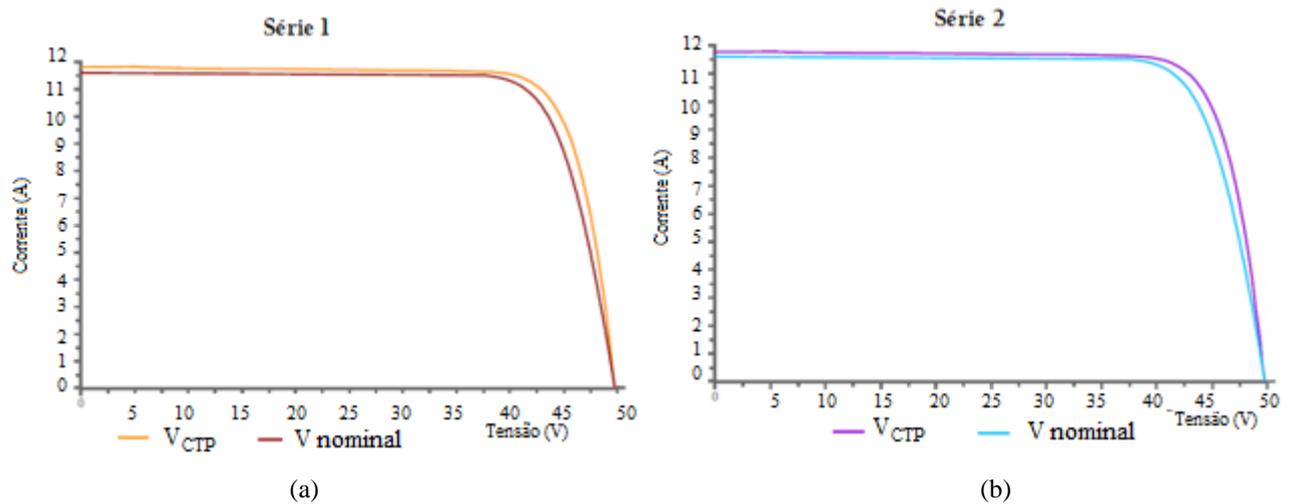
Fonte: Adaptado MTEC, 2022.

Todos os defeitos apresentaram a mesma característica: várias células distribuídas aleatoriamente com pontos quentes. Esse erro apresentado indica um curto-circuito interno no módulo, ocasionado possivelmente por diodos com defeito, sugerindo como providência a substituição do módulo. Externamente esses módulos não apresentavam nenhuma avaria.

5.3.5 Resultados das medições da curva I-V

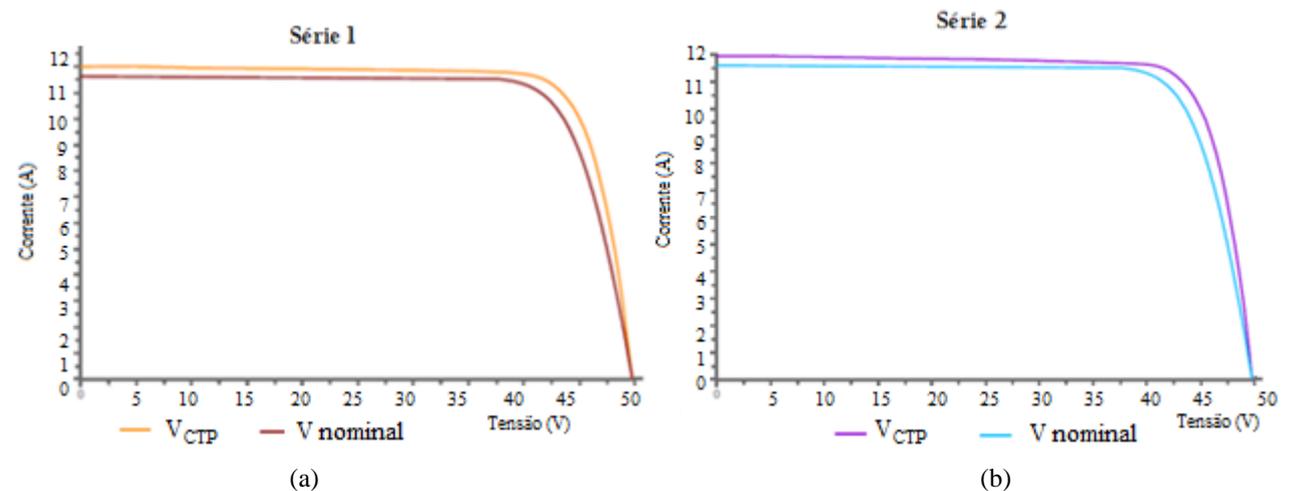
Na última semana de julho de 2022, foram realizadas as medições das curvas I-V dos arranjos fotovoltaicos seguindo os parâmetros estabelecidos pela NBR 16274, para obter os valores de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto circuito (I_{sc}). Os valores máximos de irradiância e temperatura da célula nos dias de teste foram, respectivamente, 781 W/m^2 e $70 \text{ }^\circ\text{C}$. Após a conclusão do ensaio, os valores coletados medidos foram corrigidos para as CTP e comparados aos valores nominais de *datasheet*. As Figuras 5.20 e 5.21 apresentam os resultados obtidos para as séries fotovoltaicas 1 e 2 da UCP 11 pertencente ao transformador 1 e da UCP 2 pertencente ao transformador 2, respectivamente. Os demais resultados dos inversores restantes e suas séries fotovoltaicas podem ser observados no Anexo C.

Figura 5.20. (a) Curva I-V para a série fotovoltaica 1 da UCP 11; (b) Curva I-V para a série fotovoltaica 2 da UCP 11 pertencente ao transformador 1.



Fonte: Adaptado MTEC, 2022.

Figura 5.21. (a) Curva I-V para a série fotovoltaica 1 da UCP 2; (b) Curva I-V para a série fotovoltaica 2 da UCP 2 pertencente ao transformador 2.



É possível observar que os valores medidos corrigidos da I_{sc} para as CTP estão ligeiramente acima dos nominais de 11,61 A, permanecendo próximo aos 11,80 A, enquanto que os valores de V_{oc} medidos corrigidos coincidiram com os nominais de 49,8 V. Além disso, nota-se que ocorre uma maior inclinação na parte final da curva I-V entre o ponto de máxima potência de tensão (V_{MP}) e V_{oc} , caracterizando um aumento da potência máxima medida corrigida em relação ao valor de fabricação de 455 Wp. No entanto, os resultados estão em conformidade com a tolerância aceitável de 3% do *datasheet*, ou seja, chegando até 468 Wp de potência máxima.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos na aferição da energia gerada pela usina fotovoltaica, em kWh, tensão e corrente CC do inversor, potência CA em kW de saída do inversor, monitorados remotamente por um sistema em tempo real. Além disso, foram analisadas as divergências encontradas dos parâmetros calculados em projeto e medidos na implementação do sistema fotovoltaico.

Como resultados teóricos, após a execução de simulações computacionais com a minigeração distribuída em questão, o consumidor apresentou uma redução no consumo do primeiro ano de 45,72%. Além disso, o resultado anual obtido por simulação é de 4.382.247 kWh de energia, um fator de capacidade (FC) de 20,7%, taxa de desempenho (TD) de 82%, rendimento de energia (Yf) de 1.817 kWh/kWp, custo nivelado de energia (LCOE) de R\$ 0,18/kWh e um período de retorno de 4,6 anos.

Como resultados reais, após o funcionamento da usina fotovoltaica por 8 meses, de abril a novembro, obtiveram-se os seguintes indicadores reais de desempenho técnicos e econômicos nesse período: produção energética de 2.517.047 kWh, representando uma diferença de 4,73% em relação a produção energética teórica simulada nesses referidos meses de operação, um fator de capacidade (FC) de 20,35%, taxa de desempenho (TD) de 84,39%, rendimento de energia (Yf) de 1.045,29 kWh/kWp e uma redução no consumo da unidade consumidora de 45,21% em relação aos meses de estudo em 2019.

Por fim, foram ilustrados os resultados obtidos durante os ensaios de comissionamento para os testes de tensão de circuito aberto, tensões e correntes de operação CC e CA, resistências de isolamento, termografia e curva I-V, em conformidade com os parâmetros estabelecidos pela ABNT NBR 16274:2014.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Foi apresentado nesta dissertação o estudo de um sistema elétrico de média tensão, antes e após a implementação de minigeração distribuída a partir de uma usina fotovoltaica de 2.408 kWp energizada em 17 de março de 2022, localizado no Setor Militar Urbano (SMU), em Brasília-DF.

Para os resultados teóricos em 12 meses, o consumidor apresentou uma redução no consumo do primeiro ano de 45,72% devido à geração distribuída, produção energética de 4.382 MWh, um fator de capacidade (FC) de 20,7%, taxa de desempenho (TD) de 82%, rendimento de energia (Yf) de 1.817 kWh/kWp, custo nivelado de energia (LCOE) de R\$ 0,18/kWh e um período de retorno de 4,6 anos. Para os resultados reais em 8 meses de funcionamento, obtiveram-se os seguintes indicadores de desempenho técnicos e econômicos: produção energética de 2.847 MWh, representando uma diferença de - 4,96% em relação à produção energética teórica simulada nesses referidos meses de operação, um fator de capacidade (FC) de 20,19%, taxa de desempenho (TD) de 83,71%, rendimento de energia (Yf) de 1.182 kWh/kWp e uma redução no consumo da unidade consumidora de 45,24% em relação aos meses de referência.

O estudo realizou uma exposição e análise dos principais aspectos técnicos e econômicos, além do acompanhamento de todas as fases de execução do sistema de minigeração distribuída. Ademais, foram citadas as informações e as documentações mínimas que devem ser reunidas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, por meio dos ensaios de comissionamento e dos critérios de inspeção necessários para analisar a segurança da instalação e a adequada operação do sistema.

Dessa forma, garantiu-se uma melhor compreensão das condições que afetam o desempenho e das etapas necessárias para a instalação de um sistema fotovoltaico, trazendo segurança para o surgimento de novos investidores, contribuindo para que a energia solar torne-se cada vez mais significativa na matriz elétrica brasileira.

Do ponto de vista ambiental, até o presente momento, o sistema de minigeração distribuída plantou o equivalente a 1.930 árvores, além de reduzir 1,41 quilotoneladas de emissão de dióxido de carbono (CO₂), colaborando para que o Brasil atinja a meta estabelecida na COP 26, em 2021,

(Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima) de reduzir a emissão de CO₂ em 45% até o ano de 2030. Após as negociações na COP26, foi assinado o Pacto Climático de Glasgow, trazendo a pauta do mercado global de carbono e defendendo a aceleração da transição energética para fontes limpas.

Por fim, ressalte-se a importância da manutenção preventiva do sistema fotovoltaico com a realização da limpeza dos módulos fotovoltaicos e a execução de testes de análise de desempenho com a periodicidade mínima de uma vez ao ano.

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Objetivando dar continuidade aos estudos desenvolvidos neste documento, propõem-se os seguintes trabalhos:

- Acompanhar os resultados obtidos para os meses de dezembro, janeiro, fevereiro e março, de forma a finalizar o estudo anual dos indicadores de desempenho técnicos e econômicos do referido sistema de minigeração analisado;
- Realizar o estudo mensal após a aquisição da estação solarimétrica para comprovar os principais fatores que influenciaram na produção energética do local, tais como: irradiância solar, temperatura, sujidade, etc;
- Produzir um estudo comparativo da viabilidade econômica entre a perda de produção energética pela sujidade e o custo com água e mão de obra para realizar a limpeza da usina, de forma a definir a frequência anual de limpeza dos módulos fotovoltaicos; e
- Acompanhar o desempenho da usina fotovoltaica nos próximos anos para validar se a perda de produção energética está compatível com o esperado pela degradação do sistema em seu período de vida útil, bem como comprovar se o período de retorno coincidiu com o valor simulado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 5419, Associação Brasileira de Normas Técnicas. “Norma Brasileira: Proteção contra descargas atmosféricas”. Rio de Janeiro, 2015

ALMEIDA, M. P. “Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede”, Dissertação - Mestrado em Energia – Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 482”. Brasília, 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 687”. Brasília, 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Sistema de Compensação de Energia Elétrica de Micro e Minigeração Distribuída “. Brasília, 2016.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Micro e Minigeração Distribuída: sistema de compensação de energia”, 2.ed, Brasília, 2016.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Capacidade de geração do Brasil”, 2019. Banco de Informações de Geração. Greener. “*Distributed generation solar photovoltaic market*”. [S.l], 2nd quarter 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 956”. Brasília, 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 1.000”. Brasília, 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Geração Distribuída”, 2021. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acessado em 14 de agosto de 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, 2015. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acessado em agosto de 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais”. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-contudos/procedimentosregulatorios/proret>. Acessado em 16 de outubro de 2022.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR nº 16690 “*Electrical installations of photovoltaic arrangements — Design requirements*”, 1. ed, 2019.

AWAN, A.B. “*Optimization and performance comparison of solar tower and photovoltaic power plants*”. Energy, v.199, 2020.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARROS, M. “Quartel General do Exército, o Forte Caxias, completa 50 anos”. 2021. Disponível em <<https://www.defesaemfoco.com.br/quartel-general-do-exercito-o-forte-caxias-completa-50-anos/>>. Acessado em julho de 2022.
- CARVALHO, F. P. R. “Introdução ao sistema solar fotovoltaico e aplicação de comissionamento na planta solar IFCE-Maracanaú”. Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
- CLIMATE, *One Building Org*, 2021. Disponível em <http://climate.onebuilding.org/WMO_Region_3_South_America/BRA_Brazil/index.html>. Acessado em março de 2021.
- COSTA, L. P. “Avaliação da Viabilidade Técnica e Financeira da Minigeração Solar Fotovoltaica de 1 MWp na Fazenda da Ressacada II da Universidade Federal de Santa Catarina”. p. 61 (Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2021.
- DATSIOS, Z., MIKROPOULOS, P. “*Safe grounding system design for a photovoltaic power station*”, MEDPOWER - *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, 2012.
- DEBASTIANI, G. “Avaliação do desempenho de três sistemas fotovoltaicos, sendo um estático e dois móveis, rotacionados em um plano e dois planos”. Tese de Doutorado. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2022.
- G1, Globo. “DF registra aumento de 17,9% nas ocorrências de incêndios florestais em 2022”. Disponível em: <<https://g1.globo.com/df/distrito-federal/noticia/2022/08/18/df-registra-aumento-de-179percent-nas-ocorrencias-de-incendios-florestais-em-2022.ghtml>> Acessado em agosto de 2022.
- GODOI, L. C. “Elementos inibidores e facilitadores na implantação de geração distribuída no Brasil”. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu - Paraná. 2017.
- GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMDG. 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>>. Acessado em: 16 outubro 2022.
- HT Instruments, Datasheet Traçador de Curva IxV, 2020. Disponível em <<https://www.ht-instruments.com/en/products/photovoltaic-testers/performance-check/solar-i-ve/>>. Acessado em agosto de 2022.
- HUAWEI, *Datasheet* UCP SUN2000-100KTL-H1. Huawei, 2018.
- IEC, International Electrotechnical Commission. IEC n° 61724 “*Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis*”, 1998.
- INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. 2022. Disponível em: <<https://g1.globo.com/df/distrito-federal/noticia/2022/09/22/primavera-comeca-nesta-quinta->

22-com-previsao-de-chuva-no-df.ghtml>. Acessado em outubro de 2022.

INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. 2022. Disponível em: <<https://tempo.inmet.gov.br/TabelaEstacoes/A001>>. Acessado em novembro de 2022.

LEI nº 14.300. “Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)”, Brasília, 6 de janeiro de 2022.

LIMA, J. B. “Análise Comparativa de Performance entre Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede instalados no Piauí e na Europa através de Índices De Mérito”, VII CBENS, Gramado, 2018.

MEDEIROS, I. P. M. “Sistema de controle rastreável para painéis fotovoltaicos: protótipo”. 137 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

MME, Ministério de Minas e Energia. “Balanço energético nacional 2019“. Empresa de Pesquisas Energéticas. Rio de Janeiro, 2019.

MTEC, Comércio e Serviços de Instalações Técnicas. “Projeto Executivo da Obra de Construção de Usina Fotovoltaica de 2.408 kWp”. Brasília, 2022.

NAKABAYASHI R.K., “Microgeração fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras”. São Paulo: USP, 2014.

NEF, Bloomberg New Energy Finance, 2018. “*Climatescope*”. Reino Unido, 2018.

NREL, National Renewable Short W et al “*Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. Energy Laboratory*”. NREL/TP-462-5173 pp. 22-24, 1995.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. “*System Advisor Model, SAM*”. Disponível em <<https://sam.nrel.gov/>>. Acessado em janeiro de 2021.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Boletim Mensal de Geração Solar”. ONS – Brasília, abril, 2021.

PEREIRA,G. N. “Análise de viabilidade técnica e econômica para instalação de usina solar fotovoltaica nos 5 principais aterros do Brasil”. VIII CBENS, Fortaleza, CE, 2020.

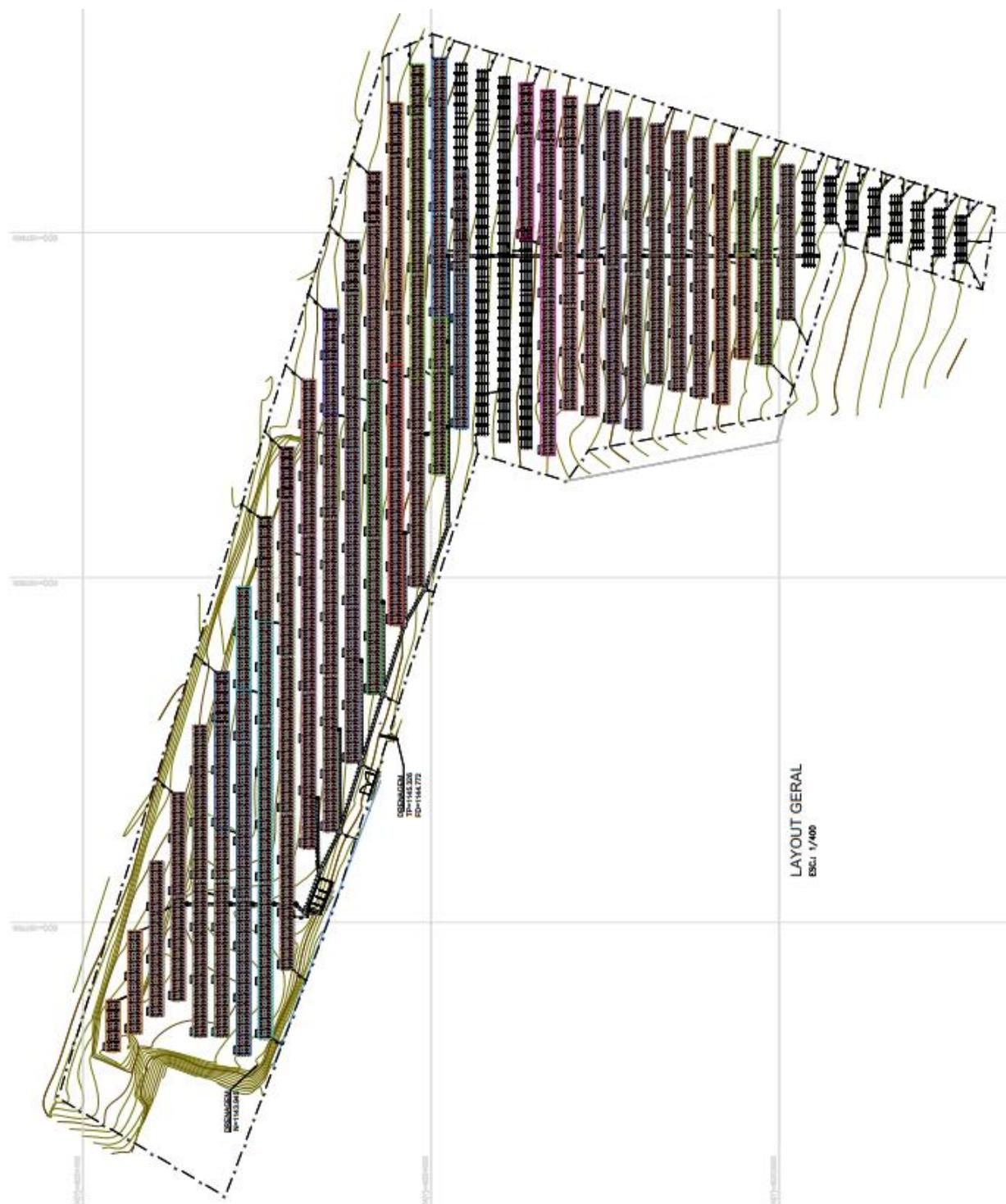
REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G.; KIEFER, K.; REISE, C. *Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic. Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, n. 6, p. 717-726, 2012.

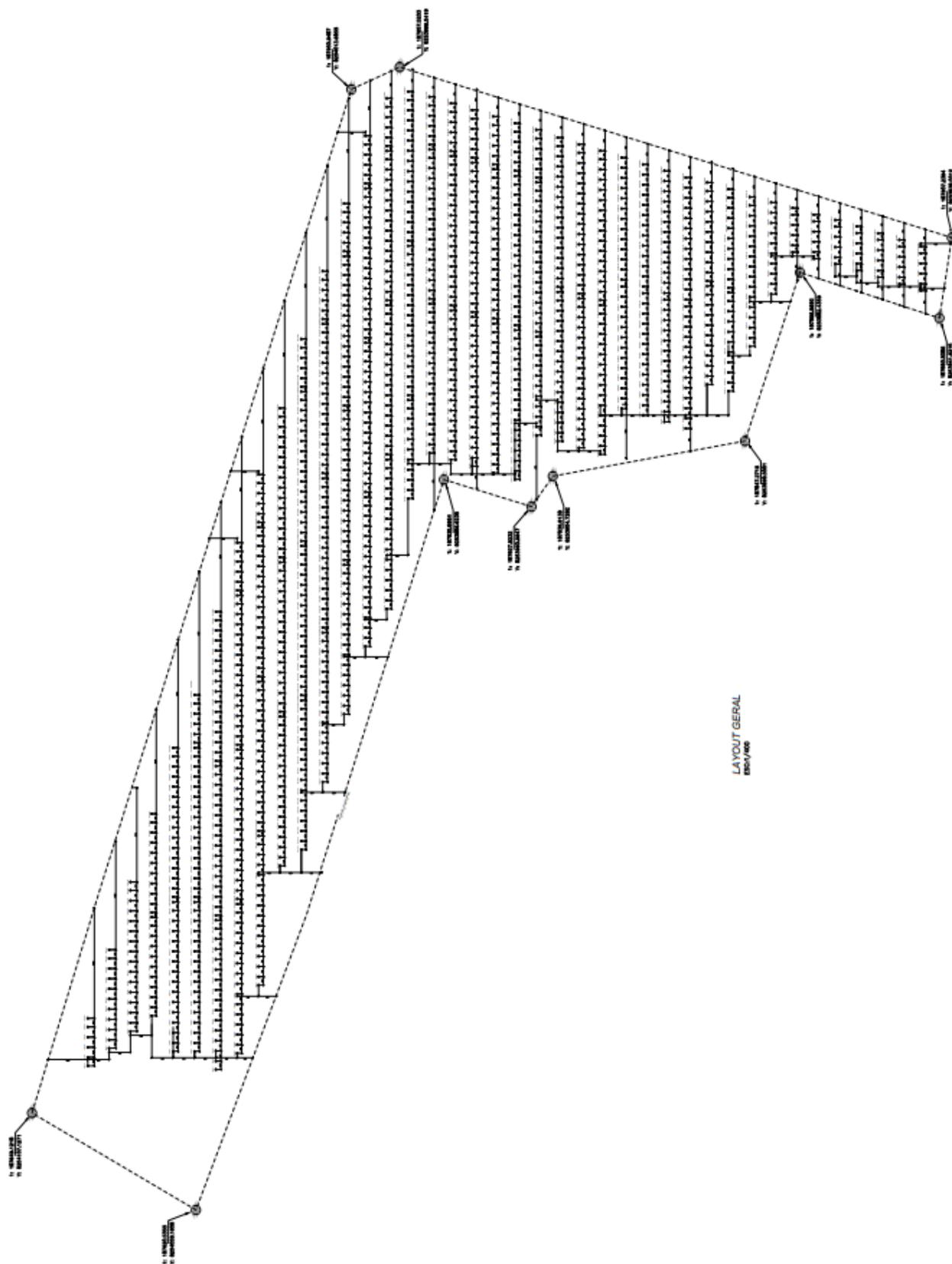
RIOS, C. A. “Análise técnico-econômica de uma usina fotovoltaica flutuante no Lago Paranoá para redução no gasto com consumo da Universidade de Brasília”. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica. Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2019.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- RITTER, M. “Sobredimensionamento do inversor: o que você deve saber”. Disponível em: <<https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/sobredimensionamento-do-inversor>>. Acessado em dezembro de 2020.
- SANTIAGO, J. V. A. “O mercado emergente de energia solar fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2018: avanços, desafios e perspectivas”, Ribeirão Preto: USP, 2019.
- SILVA, H. M. F. da; ARAÚJO, F. J. C. “Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Uma Revisão Bibliográfica”. Revista Ibero-Americana De Humanidades, Ciências E Educação, 8(3), 859–869, 2022.
- SILVEIRA, C. O. “Estudo do potencial da microgeração e minigeração fotovoltaica a partir dos SFVCR instalados na UTFPR – Campus Curitiba”, Curitiba, Paraná, 2018.
- SIMIONI, T. “O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil”. 222 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- SMA “*Performance Ratio: Quality Factor for the PV Plant, Perfratio-Tl-en-1.1*”, Versão 1.1, 2019.
- SOLAR, T. Datasheet do Módulo Monocristalino TSM-455DE17M (II). Trina Solar, 2019.
- SPE, Solar Power Europe. “*Global Market outlook: For solar power 2019-2023*”. Bruxelas, Bélgica, 2019.
- SPE, Solar Power Europe. “*Global Market outlook: For solar power 2021-2025*”. Bruxelas, Bélgica, 2021.
- TELES, M. B. Avaliação operacional das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica de baixa tensão. Dissertação - Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Pará. Belém, 2017.
- THE Weather Channel, 2022. Disponível em: <<https://weather.com/pt-BR/clima/mensalmente/1/Bras%C3%ADlia+Distrito+Federal?canonicalCityId=8675e3c5820a49cd8c6c7fedfe40d577fc73a98bcc1478e082da501059d657f4>>. Acessado em agosto de 2022.
- TORRES, G.S. “Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas no Brasil”. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2021.
- WAENGA, A. C. “Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica”, 2016.

ANEXO A – EXTRATOS DO PROJETO EXECUTIVO





ANEXO B – EXTRATO DO MEMORIAL DE CÁLCULO



MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS CABOS BT-CA

Cabos Trecho INVERSOR - QGBT

Opção 1	Cabo Monopolar Alumínio 90°C 1kV
Método de Instalação	D Tabela 33 NBR 5410
Temperatura	T=35°C solo
Queda de Tensão	Desejado
$\Delta V(\%)$	4
Resistência - 120mm ²	0,3260 Ω /km
Reatância - 120mm ²	0,0983 Ω /km
Resistência - 95mm ²	0,4110 Ω /km
Reatância - 95mm ²	0,1008 Ω /km

Fator de correção de resistividade térmica (Tabela 41 - NBR5410)	1	Fator de correção 0,89
Fator de correção de temperatura (Tabela 40 - NBR5410)	0,89	

Nome do Circuito	Potência (W)	Tensão (V)	Corrente (A)	Capacidade do Cabo (A)	Corrente Ajustada aos Fatores de Correção (A)	Condutor mm ²	Tamanho (m)	Resistência elétrica máxima (Ω /Km) Data Sheet	Cálculo Queda de Tensão (%)
INV.1-01 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	43,70	0,4110	0,28
INV.1-02 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	31,26	0,4110	0,20
INV.1-03 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	25,08	0,4110	0,16
INV.1-04 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	18,90	0,4110	0,12
INV.1-05 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	12,72	0,4110	0,08
INV.1-06 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	40,80	0,4110	0,26
INV.1-07 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	62,46	0,4110	0,40
INV.1-08 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	83,14	0,4110	0,53
INV.1-09 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	101,17	0,4110	0,65
INV.1-10 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	122,16	0,4110	0,79
INV.1-11 - QGBT-01	100000	800	72,25	164	145,96	95	162,19	0,4110	1,04
INV.2-01- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	153,45	0,3260	1,38
INV.2-02- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	203,22	0,3260	0,99
INV.2-03- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	215,36	0,3260	1,31
INV.2-04- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	221,63	0,3260	1,38
INV.2-05- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	234,05	0,3260	1,42
INV.2-06- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	240,13	0,3260	1,50
INV.2-07- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	246,29	0,3260	1,54
INV.2-08- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	258,82	0,3260	1,58
INV.2-09- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	271,34	0,3260	1,66
INV.2-10- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	283,80	0,3260	1,82
INV.2-11- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	290,30	0,3260	1,87
INV.2-12- QGBT-02	100000	800	72,25	186	165,54	120	308,73	0,3260	1,98



MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS CABOS BT-CA

Cabos Trecho INVERSOR - QGBT

Opção 1 Cabo Monopolar Cobre 90°C 1kV
 Método de Instalação D Tabela 33 NBR 5410
 Temperatura T=35°C
 Queda de Tensão Desejado
 $\Delta V(\%)$ 4
 Resistência 0,0178 m Ω /m

	Fator de correção
Fator de correção de resistividade térmica (Tabela 41 - NBR5410)	1
Fator de correção de temperatura (Tabela 40 - NBR5410)	0,96
	0,96

Nome do Circuito	Potência (W)	Tensão (V)	Corrente (A)	Capacidade do Cabo (A)	Corrente Ajustada aos Fatores de Correção (A)	Condutor mm ²	Tamanho (m)	Resistência elétrica máxima (Ω /Km) Data Sheet	Cálculo Queda de Tensão (%)
QGBT01/TRAFO01	1100000	800	794,80	1167	1120,32	240	14	0,0178	0,04
QGBT02/TRAFO02	1200000	800	867,05	1167	1120,32	240	12	0,0178	0,04

ANEXO B – EXTRATO DO MEMORIAL DE CÁLCULO DA EMPRESA CONTRATADA



MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS CABOS (BT-CC)



1. Cálculo Cabos Trecho String - Inversor

Cabo Reicon Cabo ReSolar 6,00mm² 1,8kV

Opção 1 Cabo solar unipolar 1X6mm² 120°C 1,8kV COBRE 0,00339 Ω/m

Método de instalação D Tabela 33 NBR 5410

Temperatura solo T=30°C

Queda de Tensão Desejado

ΔV (%) 1

Fator de correção de resistividade térmica (Tabela 41 - NBR5410)	1	Fator de correção
Fator de correção de temperatura (Tabela 40 - NBR5410)	0,93	
Fator de Agrupamento (Tabela 40 da NBR 5410)	0,57	
		0,5301

Legenda Circuitos:		ST - W . X . Y . Z							
ST = String		W=QGBT, X=Inversor, Y=Mesa, Z=String							
Referente a cada Usina:	QGBT-1 : W.X.Y.Z	ST- Y.Z	QGBT-2: ST-W.X.Y.Z						
Nome do Circuito	Potência (W)	Tensão Voc (V)	Corrente Máxima no Circuito (A)	Capacidade do Cabo (A)	Capacidade do Cabo Ajustada aos Fatores de Correção (A)	Condutor (mm ²)	Tamanho (m)	Cálculo Queda de Tensão (%)	Cabo escolhido (mm ²)

Lista QGBT 1

ST-1.1.1.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	58,55	0,29%	6,0
ST-1.1.2.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	45,35	0,22%	6,0
ST-1.1.2.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	30,69	0,15%	6,0
ST-1.1.3.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	29,85	0,15%	6,0
ST-1.1.3.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	14,43	0,07%	6,0
ST-1.1.3.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	14,83	0,07%	6,0
ST-1.1.4.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	22,72	0,11%	6,0
ST-1.1.4.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	6,92	0,03%	6,0
ST-1.1.4.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,84	0,04%	6,0
ST-1.1.4.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,11	0,11%	6,0
ST-1.2.5.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	41,60	0,21%	6,0
ST-1.2.5.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	26,46	0,13%	6,0
ST-1.2.5.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	16,73	0,08%	6,0
ST-1.2.5.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	18,22	0,09%	6,0
ST-1.2.5.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	33,21	0,16%	6,0
ST-1.2.5.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	48,24	0,24%	6,0
ST-1.2.6.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	31,33	0,16%	6,0
ST-1.2.6.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	16,41	0,08%	6,0
ST-1.2.6.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	9,42	0,05%	6,0
ST-1.2.6.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	12,09	0,06%	6,0
ST-1.3.6.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,13	0,17%	6,0
ST-1.3.6.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	50,35	0,25%	6,0
ST-1.3.6.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	66,11	0,33%	6,0
ST-1.3.7.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	37,82	0,19%	6,0
ST-1.3.7.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	22,79	0,11%	6,0
ST-1.3.7.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	6,76	0,03%	6,0
ST-1.3.7.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	3,68	0,02%	6,0
ST-1.3.7.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	22,13	0,11%	6,0
ST-1.3.7.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	37,24	0,18%	6,0
ST-1.3.7.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	53,00	0,26%	6,0
ST-1.4.7.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	75,77	0,37%	6,0
ST-1.4.7.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	90,75	0,45%	6,0
ST-1.4.8.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	36,00	0,18%	6,0
ST-1.4.8.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,72	0,10%	6,0
ST-1.4.8.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,14	0,04%	6,0
ST-1.4.8.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,73	0,06%	6,0
ST-1.4.8.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	26,70	0,13%	6,0
ST-1.4.8.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	41,68	0,21%	6,0
ST-1.4.8.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	57,34	0,28%	6,0
ST-1.4.8.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	72,33	0,36%	6,0
ST-1.5.8.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	92,95	0,46%	6,0
ST-1.5.8.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	114,81	0,57%	6,0
ST-1.5.9.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	14,17	0,07%	6,0
ST-1.5.9.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	3,59	0,02%	6,0
ST-1.5.9.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	16,26	0,08%	6,0
ST-1.5.9.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	31,96	0,16%	6,0
ST-1.5.9.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	46,97	0,23%	6,0
ST-1.5.9.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	61,98	0,31%	6,0
ST-1.5.9.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	77,68	0,38%	6,0

ANEXO B – EXTRATO DO MEMORIAL DE CÁLCULO DA EMPRESA CONTRATADA



MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS CABOS (BT-CC)



1. Cálculo Cabos Trecho String - Inversor

Cabo Reicon Cabo ReiSolar 6,00mm² 1,8kV

Opção 1 Cabo solar unipolar 1X6mm² 120°C 1,8kV COBRE

0,00339 Ω/m

Método de Instalação D Tabela 33 NBR 5410

Temperatura solo T=30°C

Queda de Tensão Desejado

ΔV (%) 1

		Fator de correção
Fator de correção de resistividade térmica (Tabela 41 - NBR5410)	1	0,5301
Fator de correção de temperatura (Tabela 40 - NBR5410)	0,93	
Fator de Agrupamento (Tabela 40 da NBR 5410)	0,57	

Legenda Circuitos:		ST - W .X .Y .Z							
ST = String		W=QGBT, X=Inversor, Y=Mesa, Z=String							
Referente a cada Usina:	QGBT-1 : W.X.Y.Z		ST-	QGBT-2: ST-W.X.Y.Z					
Nome do Circuito	Potência (W)	Tensão Voc (V)	Corrente Máxima no Circuito (A)	Capacidade do Cabo (A)	Capacidade do Cabo Ajustada aos Fatores de Correção (A)	Condutor (mm²)	Tamanho (m)	Cálculo Queda de Tensão (%)	Cabo escolhido (mm²)
ST-1.5.9.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	92,71	0,46%	6,0
ST-1.6.9.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	87,80	0,43%	6,0
ST-1.6.9.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	103,41	0,51%	6,0
ST-1.6.10.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,99	0,04%	6,0
ST-1.6.10.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	13,30	0,07%	6,0
ST-1.6.10.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,50	0,10%	6,0
ST-1.6.10.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	36,18	0,18%	6,0
ST-1.6.10.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	51,18	0,25%	6,0
ST-1.6.10.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	66,23	0,33%	6,0
ST-1.6.10.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	81,89	0,41%	6,0
ST-1.6.10.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	96,87	0,48%	6,0
ST-1.7.10.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	103,14	0,51%	6,0
ST-1.7.11.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,12	0,11%	6,0
ST-1.7.11.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,05	0,04%	6,0
ST-1.7.11.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	13,15	0,07%	6,0
ST-1.7.11.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,95	0,10%	6,0
ST-1.7.11.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,96	0,18%	6,0
ST-1.7.11.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	50,95	0,25%	6,0
ST-1.7.11.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	66,63	0,33%	6,0
ST-1.7.11.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	81,62	0,40%	6,0
ST-1.8.11.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	87,94	0,44%	6,0
ST-1.8.11.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	103,60	0,51%	6,0
ST-1.8.12.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,01	0,11%	6,0
ST-1.8.12.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,97	0,04%	6,0
ST-1.8.12.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	13,08	0,06%	6,0
ST-1.8.12.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,87	0,10%	6,0
ST-1.8.12.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,87	0,18%	6,0
ST-1.8.12.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	50,85	0,25%	6,0
ST-1.8.12.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	66,51	0,33%	6,0
ST-1.9.12.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	72,64	0,36%	6,0
ST-1.9.12.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	90,77	0,45%	6,0
ST-1.9.12.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	106,38	0,53%	6,0
ST-1.9.13.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,03	0,10%	6,0
ST-1.9.13.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	4,18	0,02%	6,0
ST-1.9.13.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	16,12	0,08%	6,0
ST-1.9.13.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,91	0,12%	6,0
ST-1.9.13.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,90	0,19%	6,0
ST-1.9.13.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	53,88	0,27%	6,0
ST-1.10.13.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	60,76	0,30%	6,0
ST-1.10.13.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	75,37	0,37%	6,0
ST-1.10.13.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	90,37	0,45%	6,0
ST-1.10.13.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	105,98	0,52%	6,0
ST-1.10.14.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,01	0,10%	6,0
ST-1.10.14.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,30	0,04%	6,0
ST-1.10.14.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,15	0,04%	6,0
ST-1.10.14.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,88	0,12%	6,0
ST-1.10.14.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,87	0,19%	6,0
ST-1.11.14.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,18	0,19%	6,0
ST-1.11.14.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	53,91	0,27%	6,0
ST-1.11.14.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	68,94	0,34%	6,0
ST-1.11.14.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	83,99	0,42%	6,0
ST-1.11.14.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	99,66	0,49%	6,0
ST-1.11.15.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,0562	0,19%	6,0
ST-1.11.15.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,04	0,11%	6,0
ST-1.11.15.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,47	0,04%	6,0
ST-1.11.15.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,42	0,04%	6,0

ANEXO B – EXTRATO DO MEMORIAL DE CÁLCULO DA EMPRESA CONTRATADA

Legenda Circuitos:		ST - W .X .Y .Z										
ST = String		W=QGBT, X=Inversor, Y=Mesa, Z=String										
Referente a cada Usina:	QGBT-1 : ST- W.X.Y.Z		QGBT-2: ST-W.X.Y.Z					Capacidade do Cabo Ajustada aos Fatores de Correção (A)	Condutor (mm ²)	Tamanho (m)	Cálculo Queda de Tensão (%)	Cabo escolhido (mm ²)
	Potência (W)	Tensão Voc (V)	Corrente Máxima no Circuito (A)	Capacidade do Cabo (A)								

Lista QGBT 2										
Nome do Circuito	Potência (W)	Tensão Voc (V)	Corrente Máxima no Circuito (A)	Capacidade do Cabo (A)	Capacidade do Cabo Ajustada aos Fatores de Correção (A)	Condutor (mm ²)	Tamanho (m)	Cálculo Queda de Tensão (%)	Cabo escolhido (mm ²)	
ST-2.1.15.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	34,09	0,17%	6,0	
ST-2.1.15.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	41,53	0,21%	6,0	
ST-2.1.15.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	57,21	0,28%	6,0	
ST-2.1.15.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	72,20	0,36%	6,0	
ST-2.1.15.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	90,28	0,45%	6,0	
ST-2.1.16.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	105,91	0,52%	6,0	
ST-2.1.16.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,08	0,11%	6,0	
ST-2.1.16.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,84	0,04%	6,0	
ST-2.1.16.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,73	0,04%	6,0	
ST-2.1.16.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	21,98	0,11%	6,0	
ST-2.2.16.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,49	0,06%	6,0	
ST-2.2.16.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,95	0,04%	6,0	
ST-2.2.16.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	17,87	0,09%	6,0	
ST-2.2.16.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	32,92	0,16%	6,0	
ST-2.2.16.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	47,94	0,24%	6,0	
ST-2.2.17.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	48,17	0,24%	6,0	
ST-2.2.17.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	33,25	0,16%	6,0	
ST-2.2.17.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	18,34	0,09%	6,0	
ST-2.2.17.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,41	0,06%	6,0	
ST-2.2.17.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,64	0,10%	6,0	
ST-2.3.17.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	44,99	0,22%	6,0	
ST-2.3.18.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	60,95	0,30%	6,0	
ST-2.3.18.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	47,38	0,23%	6,0	
ST-2.3.18.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	32,30	0,16%	6,0	
ST-2.3.18.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	17,22	0,09%	6,0	
ST-2.3.18.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,42	0,04%	6,0	
ST-2.3.18.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	13,43	0,07%	6,0	
ST-2.3.18.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	28,56	0,14%	6,0	
ST-2.3.18.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	43,91	0,22%	6,0	
ST-2.3.19.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	63,00	0,31%	6,0	
ST-2.4.19.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	33,15	0,16%	6,0	
ST-2.4.19.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	18,07	0,09%	6,0	
ST-2.4.19.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,80	0,04%	6,0	
ST-2.4.19.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,85	0,06%	6,0	
ST-2.4.19.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	26,90	0,13%	6,0	
ST-2.4.20.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	42,51	0,21%	6,0	
ST-2.4.20.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	54,14	0,27%	6,0	
ST-2.4.20.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	39,25	0,19%	6,0	
ST-2.4.20.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	24,36	0,12%	6,0	
ST-2.4.20.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,58	0,06%	6,0	
ST-2.5.20.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	17,75	0,09%	6,0	
ST-2.5.20.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	33,24	0,16%	6,0	
ST-2.5.20.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	48,84	0,24%	6,0	
ST-2.5.21.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	53,46	0,26%	6,0	
ST-2.5.21.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,36	0,19%	6,0	
ST-2.5.21.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,25	0,12%	6,0	
ST-2.5.21.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	6,94	0,03%	6,0	
ST-2.5.21.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,49	0,04%	6,0	
ST-2.5.21.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	22,61	0,11%	6,0	
ST-2.5.22.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,25	0,19%	6,0	
ST-2.6.22.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	53,91	0,27%	6,0	
ST-2.6.22.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,86	0,19%	6,0	
ST-2.6.22.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,81	0,12%	6,0	
ST-2.6.22.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,04	0,04%	6,0	
ST-2.6.22.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	9,52	0,05%	6,0	
ST-2.6.22.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,71	0,10%	6,0	

ANEXO B – EXTRATO DO MEMORIAL DE CÁLCULO DA EMPRESA CONTRATADA

Nome do Circuito	Potência (W)	Tensão Voc (V)	Corrente Máxima no Circuito (A)	Capacidade do Cabo (A)	Capacidade do Cabo Ajustada aos Fatores de Correção (A)	Condutor (mm ²)	Tamanho (m)	Cálculo Queda de Tensão (%)	Cabo escolhido (mm ²)
ST-2.6.22.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	36,34	0,18%	6,0
ST-2.6.23.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	53,31	0,26%	6,0
ST-2.6.23.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,31	0,19%	6,0
ST-2.6.23.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,75	0,12%	6,0
ST-2.7.23.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,67	0,04%	6,0
ST-2.7.23.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,32	0,10%	6,0
ST-2.7.24.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,40	0,18%	6,0
ST-2.7.24.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	48,51	0,24%	6,0
ST-2.7.24.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	33,64	0,17%	6,0
ST-2.7.24.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	18,74	0,09%	6,0
ST-2.7.24.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,84	0,06%	6,0
ST-2.7.24.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	21,15	0,10%	6,0
ST-2.7.24.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	36,07	0,18%	6,0
ST-2.7.25.10	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	54,82	0,27%	6,0
ST-2.8.25.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	29,66	0,15%	6,0
ST-2.8.25.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	14,53	0,07%	6,0
ST-2.8.25.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,31	0,04%	6,0
ST-2.8.25.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	15,45	0,08%	6,0
ST-2.8.25.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	30,45	0,15%	6,0
ST-2.8.26.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,53	0,18%	6,0
ST-2.8.26.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,61	0,10%	6,0
ST-2.8.26.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,40	0,06%	6,0
ST-2.8.26.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	18,38	0,09%	6,0
ST-2.9.26.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	43,38	0,21%	6,0
ST-2.9.27.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,05	0,17%	6,0
ST-2.9.27.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	19,76	0,10%	6,0
ST-2.9.27.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,27	0,04%	6,0
ST-2.9.27.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,85	0,06%	6,0
ST-2.9.27.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	26,85	0,13%	6,0
ST-2.9.28.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,70	0,19%	6,0
ST-2.9.28.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,76	0,12%	6,0
ST-2.9.28.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	11,56	0,06%	6,0
ST-2.10.28.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,78	0,10%	6,0
ST-2.10.28.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	32,19	0,16%	6,0
ST-2.10.29.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	38,19	0,19%	6,0
ST-2.10.29.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,12	0,11%	6,0
ST-2.10.29.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	7,75	0,04%	6,0
ST-2.10.29.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,49	0,04%	6,0
ST-2.10.29.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	22,46	0,11%	6,0
ST-2.10.30.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,44	0,18%	6,0
ST-2.10.30.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	22,91	0,11%	6,0
ST-2.11.30.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	8,55	0,04%	6,0
ST-2.11.30.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	22,76	0,11%	6,0
ST-2.11.31.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	30,23	0,15%	6,0
ST-2.11.31.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	15,31	0,08%	6,0
ST-2.11.31.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	12,27	0,06%	6,0
ST-2.11.31.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	23,58	0,12%	6,0
ST-2.11.32.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	27,04	0,13%	6,0
ST-2.11.32.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	20,79	0,10%	6,0
ST-12.32.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	29,98	0,15%	6,0
ST-12.33.1	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	9,62	0,05%	6,0
ST-12.33.2	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	16,18	0,08%	6,0
ST-12.34.3	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	15,94	0,08%	6,0
ST-12.35.4	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	25,48	0,13%	6,0
ST-12.36.5	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	28,80	0,14%	6,0
ST-12.37.6	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	35,25	0,17%	6,0
ST-12.38.7	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	41,81	0,21%	6,0
ST-12.39.8	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	48,27	0,24%	6,0
ST-12.40.9	12600	1475,6	10,77	42	22,26	6,0	54,81	0,27%	6,0

ANEXO C – EXTRATO DO COMISSIONAMENTO

REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO – UCP 1 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.1.1.1	Positiva	1257	44,7	↓	48,3	↓
2	1.1.2.2	Positiva	1257	46,3	↓	49,3	↓
3	1.1.2.3	Positiva	1262	42,3	↓	48,3	↓
4	1.1.3.4	Positiva	1258	47,3	↓	49,3	↓
5	1.1.3.5	Positiva	1264	46,3	↓	49,7	↓
6	1.1.3.6	Positiva	1270	46,3	↓	47,3	↓
7	1.1.4.7	Positiva	1255	47,3	↓	49,3	↓
8	1.1.4.8	Positiva	1247	46,3	↓	48,7	↓
9	1.1.4.9	Positiva	1248	46,3	↓	47,3	↓
10	1.1.4.10	Positiva	1266	44,2	↓	49,3	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 2 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.2.5.1	Positiva	1260	44,3	↓	46,3	↓
2	1.2.5.2	Positiva	1256	45,7	↓	48,3	↓
3	1.2.5.3	Positiva	1255	46,3	↓	48,3	↓
4	1.2.5.4	Positiva	1259	43,2	↓	48,6	↓
5	1.2.5.5	Positiva	1265	42,3	↓	42,3	↓
6	1.2.5.6	Positiva	1274	40,2	↓	41,3	↓
7	1.2.6.7	Positiva	1278	43,4	↓	42,6	↓
8	1.2.6.8	Positiva	1278	41,3	↓	42,3	↓
9	1.2.6.9	Positiva	1269	39,3	↓	43,4	↓
10	1.2.6.10	Positiva	1269	44,2	↓	44,5	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 3 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.3.6.1	Positiva	1264	43,2	↓	49,3	↓
2	1.3.6.2	Positiva	1266	38,2	↓	42,3	↓
3	1.3.6.3	Positiva	1270	39,2	↓	44,3	↓
4	1.3.7.4	Positiva	1274	38,9	↓	43,2	↓
5	1.3.7.5	Positiva	1269	43,8	↓	45,3	↓
6	1.3.7.6	Positiva	1271	42,9	↓	46,9	↓
7	1.3.7.7	Positiva	1268	41,8	↓	47,9	↓
8	1.3.7.8	Positiva	1267	43,8	↓	46,9	↓
9	1.3.7.9	Positiva	1268	43,3	↓	46,7	↓
10	1.3.7.10	Positiva	1265	43,9	↓	46,9	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 4 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)

ANEXO C – EXTRATO DO COMISSONAMENTO

1	1.4.7.1	Positiva	1277	40,2	↓	47,3	↓
2	1.4.7.2	Positiva	1281	40,7	↓	43,2	↓
3	1.4.8.3	Positiva	1275	32,7	↓	42,3	↓
4	1.4.8.4	Positiva	1266	37,8	↓	42,3	↓
5	1.4.8.5	Positiva	1246	38,9	↓	40,3	↓
6	1.4.8.6	Positiva	1248	38,9	↓	40,9	↓
7	1.4.8.7	Positiva	1280	34,8	↓	39,2	↓
8	1.4.8.8	Positiva	1281	34,9	↓	39,7	↓
9	1.4.8.9	Positiva	1279	40,3	↓	44,3	↓
10	1.4.8.10	Positiva	1275	42,3	↓	45,3	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 5 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.5.8.1	Positiva	1275	43,2	↓	47,2	↓
2	1.5.8.2	Positiva	1278	45,3	↓	47,2	↓
3	1.5.9.3	Positiva	1289	39,3	↓	40,3	↓
4	1.5.9.4	Positiva	1300	38,2	↓	38,3	↓
5	1.5.9.5	Positiva	1306	37,9	↓	42,3	↓
6	1.5.9.6	Positiva	1319	38,9	↓	38,7	↓
7	1.5.9.7	Positiva	1297	37,5	↓	38,6	↓
8	1.5.9.8	Positiva	1297	38,9	↓	43,7	↓
9	1.5.9.9	Positiva	1298	39,2	↓	42,7	↓
10	1.5.9.10	Positiva	1298	39,3	↓	39,3	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 6 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.6.9.1	Positiva	1307	46,3	↓	48,3	↓
2	1.6.9.2	Positiva	1290	42,1	↓	42,3	↓
3	1.6.10.3	Positiva	1307	38,5	↓	45,2	↓
4	1.6.10.4	Positiva	1296	38,9	↓	40,2	↓
5	1.6.10.5	Positiva	1311	40,2	↓	44,2	↓
6	1.6.10.6	Positiva	1287	38,2	↓	43,2	↓
7	1.6.10.7	Positiva	1305	39,2	↓	45,9	↓
8	1.6.10.8	Positiva	1297	42,9	↓	45,3	↓
9	1.6.10.9	Positiva	1303	38,9	↓	49,1	↓
10	1.6.10.10	Positiva	1314	44,2	↓	47,9	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 7 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.7.10.1	Positiva	1250	32,9	↓	37,2	↓
2	1.7.11.2	Positiva	1254	34,9	↓	36,2	↓
3	1.7.11.3	Positiva	1252	31,2	↓	40,2	↓
4	1.7.11.4	Positiva	1251	36,4	↓	38,2	↓
5	1.7.11.5	Positiva	1247	34,2	↓	37,6	↓
6	1.7.11.6	Positiva	1246	31,6	↓	36,2	↓
7	1.7.11.7	Positiva	1252	32,2	↓	33,2	↓
8	1.7.11.8	Positiva	1245	33,2	↓	34,2	↓
9	1.7.11.9	Positiva	1247	31,2	↓	39,3	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 8 TRANSFORMADOR 1							

ANEXO C – EXTRATO DO COMISSONAMENTO

	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.8.11.1	Positiva	1245	48,5	↓	50,4	↓
2	1.8.11.2	Positiva	1252	50,2	↓	48,9	↓
3	1.8.12.3	Positiva	1249	47,9	↓	51,9	↓
4	1.8.12.4	Positiva	1220	50,8	↓	50,6	↓
5	1.8.12.5	Positiva	1253	50,9	↓	51,9	↓
6	1.8.12.6	Positiva	1240	49,1	↓	51,2	↓
7	1.8.12.7	Positiva	1239	50,7	↓	51,4	↓
8	1.8.12.8	Positiva	1241	48,3	↓	50,2	↓
9	1.8.12.9	Positiva	1238	49,1	↓	49,1	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 9 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.9.12.1	Positiva	1234	50,2	↓	54,2	↓
2	1.9.12.2	Positiva	1247	47,3	↓	49,2	↓
3	1.9.12.3	Positiva	1257	49,7	↓	46,3	↓
4	1.9.13.4	Positiva	1257	49,2	↓	49,4	↓
5	1.9.13.5	Positiva	1221	47,3	↓	51,2	↓
6	1.9.13.6	Positiva	1254	43,7	↓	50,2	↓
7	1.9.13.7	Positiva	1221	48,2	↓	48,2	↓
8	1.9.13.8	Positiva	1222	46,9	↓	49,3	↓
9	1.9.13.9	Positiva	1226	48,3	↓	49,3	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 10 TRANSFORMADOR 1							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	1.10.13.1	Positiva	1267	43,6	↓	49,2	↓
2	1.10.13.2	Positiva	1252	50,2	↓	52,7	↓
3	1.10.13.3	Positiva	1262	48,2	↓	51,7	↓
4	1.10.13.4	Positiva	1267	47,4	↓	48,3	↓
5	1.10.14.5	Positiva	1270	47,2	↓	46,4	↓
6	1.10.14.6	Positiva	1265	49,7	↓	49,7	↓
7	1.10.14.7	Positiva	1257	49,4	↓	48	↓
8	1.10.14.8	Positiva	1255	48,8	↓	47,9	↓
9	1.10.14.9	Positiva	1240	51,2	↓	49,1	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 1 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.1.15.1	Positiva	1272	33,4	↓	39,2	↓
2	2.1.15.2	Positiva	1267	37,1	↓	42,1	↓
3	2.1.15.3	Positiva	1267	38,4	↓	36,7	↓
4	2.1.15.4	Positiva	1272	38,1	↓	41,2	↓
5	2.1.15.5	Positiva	1274	39,2	↓	40,5	↓
6	2.1.16.6	Positiva	1275	37,9	↓	42,3	↓
7	2.1.16.7	Positiva	1289	35,3	↓	38,2	↓
8	2.1.16.8	Positiva	1282	38,2	↓	39,9	↓
9	2.1.16.9	Positiva	1280	35,7	↓	37,2	↓

REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 5 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.5.20.1	Positiva	1242	40,2	↓	50,3	↓
2	2.5.20.2	Positiva	1245	47,3	↓	49,3	↓
3	2.5.20.3	Positiva	1249	40,9	↓	43,3	↓
4	2.5.21.4	Positiva	1266	40,3	↓	49,3	↓
5	2.5.21.5	Positiva	1261	46,9	↓	50,2	↓
6	2.5.21.6	Positiva	1252	49,2	↓	48,7	↓
7	2.5.21.7	Positiva	1240	46,3	↓	47,2	↓
8	2.5.21.8	Positiva	1249	50,3	↓	49,2	↓
9	2.5.21.9	Positiva	1247	51,9	↓	41,2	↓
10	2.5.21.10	Positiva	1249	48,2	↓	49,2	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 6 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.6.22.1	Positiva	1269	36,6	↓	42,1	↓
2	2.6.22.2	Positiva	1266	44,2	↓	43,2	↓
3	2.6.22.3	Positiva	1272	37,1	↓	43,1	↓
4	2.6.22.4	Positiva	1269	34,2	↓	39,2	↓
5	2.6.22.5	Positiva	1270	44,1	↓	46,1	↓
6	2.6.22.6	Positiva	1276	41,4	↓	43,1	↓
7	2.6.22.7	Positiva	1274	40,7	↓	41,2	↓
8	2.6.23.8	Positiva	1255	42,6	↓	44,1	↓
9	2.6.23.9	Positiva	1253	40,2	↓	42,1	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 7 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.7.23.1	Positiva	1258	36,2	↓	37,2	↓
2	2.7.23.2	Positiva	1258	38,7	↓	36,2	↓
3	2.7.24.3	Positiva	1265	32,6	↓	35,4	↓
4	2.7.24.4	Positiva	1266	31,2	↓	36,4	↓
5	2.7.24.5	Positiva	1273	33	↓	36,7	↓
6	2.7.24.6	Positiva	1273	34,6	↓	36,2	↓
7	2.7.24.7	Positiva	1275	35,4	↓	38,2	↓
8	2.7.24.8	Positiva	1280	36,2	↓	37,4	↓
9	2.7.24.9	Positiva	1284	34,2	↓	36,9	↓
10	2.7.25.10	Positiva	1285	34,6	↓	35,3	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 8 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.8.25.1	Positiva	1264	44,1	↓	45,2	↓
2	2.8.25.2	Positiva	1256	42,2	↓	46,3	↓
3	2.8.25.3	Positiva	1258	44,1	↓	48,1	↓
4	2.8.25.4	Positiva	1251	44,6	↓	48,7	↓
5	2.8.25.5	Positiva	1250	43,7	↓	49,3	↓

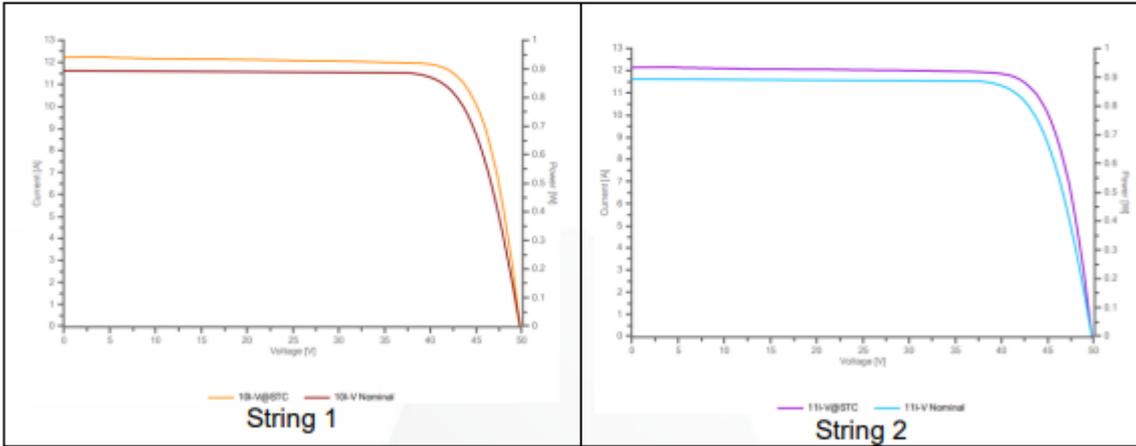
ANEXO C – EXTRATO DO COMISSONAMENTO

6	2.8.25.6	Positiva	1259	42,1	↓	48,7	↓
7	2.8.25.7	Positiva	1262	43,5	↓	47,2	↓
8	2.8.25.8	Positiva	1260	44,8	↓	49,3	↓
9	2.8.25.9	Positiva	1245	45,7	↓	50,7	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 9 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.9.26.1	Positiva	1248	56,2	↓	45,2	↓
2	2.9.27.2	Positiva	1240	56,2	↓	44,1	↓
3	2.9.27.3	Positiva	1247	51,7	↓	44,3	↓
4	2.9.27.4	Positiva	1258	46,2	↓	42,1	↓
5	2.9.27.5	Positiva	1248	46,1	↓	41,1	↓
6	2.9.27.6	Positiva	1244	44,7	↓	42,8	↓
7	2.9.28.7	Positiva	1249	49,9	↓	45,2	↓
8	2.9.28.8	Positiva	1244	44,5	↓	41,4	↓
9	2.9.28.9	Positiva	1241	44,2	↓	43,1	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 10 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.10.28.1	Positiva	1225	44,12	↓	41,3	↓
2	2.10.28.2	Positiva	1216	44,7	↓	42,1	↓
3	2.10.29.3	Positiva	1237	41,1	↓	48,2	↓
4	2.10.29.4	Positiva	1229	47,2	↓	38,2	↓
5	2.10.29.5	Positiva	1246	42,1	↓	44,1	↓
6	2.10.29.6	Positiva	1230	43,2	↓	44,7	↓
7	2.10.29.7	Positiva	1219	38,9	↓	42,1	↓
8	2.10.30.8	Positiva	1238	39,1	↓	44,2	↓
9	2.10.30.9	Positiva	1236	44,2	↓	43,1	↓
REGISTO DE DADOS DAS ENTRADAS CC - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - UCP 11 TRANSFORMADOR 2							
	Alocação	Polaridade	Voc (V)	Voc de referência à terra			
				V+/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)	V-/GRD (V)	Tend.(↑/↓/=)
1	2.11.30.1	Positiva	1230	47,32	↓	40,1	↓
2	2.11.30.2	Positiva	1251	44,26	↓	46,7	↓
3	2.11.31.3	Positiva	1246	45,16	↓	44,2	↓
4	2.11.31.4	Positiva	1232	47,12	↓	46,1	↓
5	2.11.31.5	Positiva	1238	43,17	↓	42,7	↓
6	2.11.31.6	Positiva	1233	44,06	↓	40,1	↓
7	2.11.32.7	Positiva	1235	46,7	↓	47,1	↓
8	2.11.32.8	Positiva	1240	40,2	↓	48,7	↓
9	2.11.32.9	Positiva	1235	41,1	↓	42,2	↓

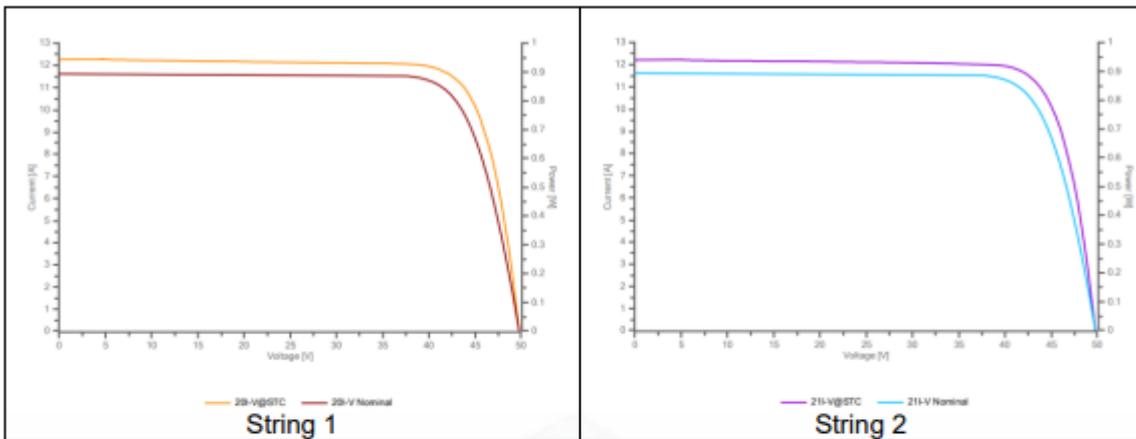


Curvas I -V

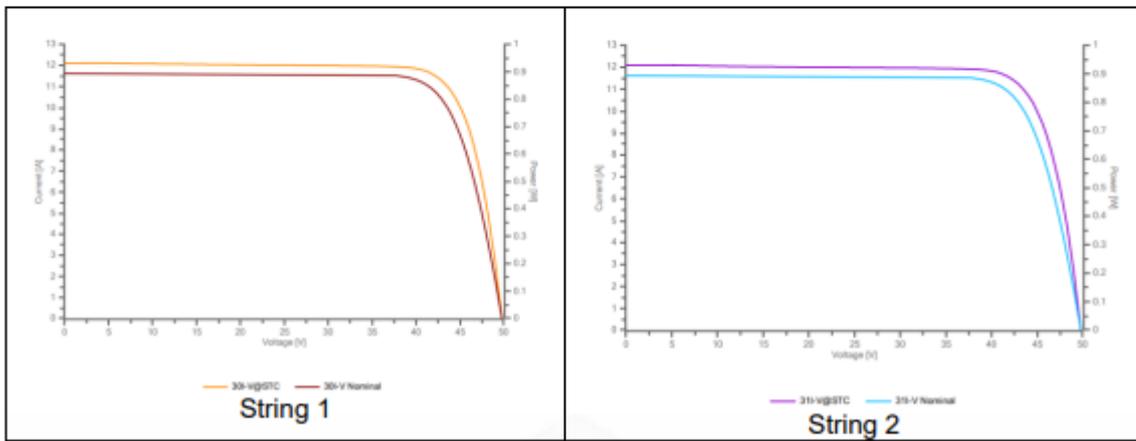
Inversor 1 Transformador 1



Inversor 2 Transformador 1



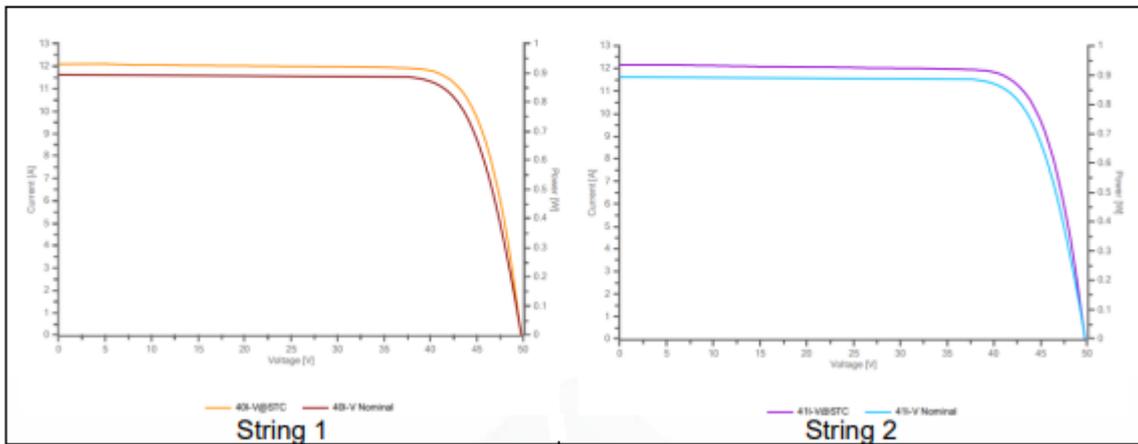
Inversor 3 Transformador 1



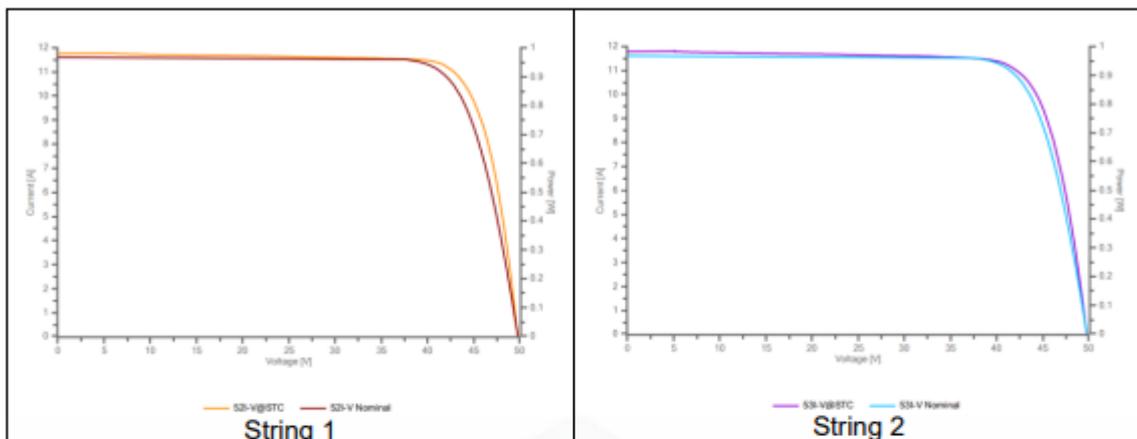


Curvas I - V

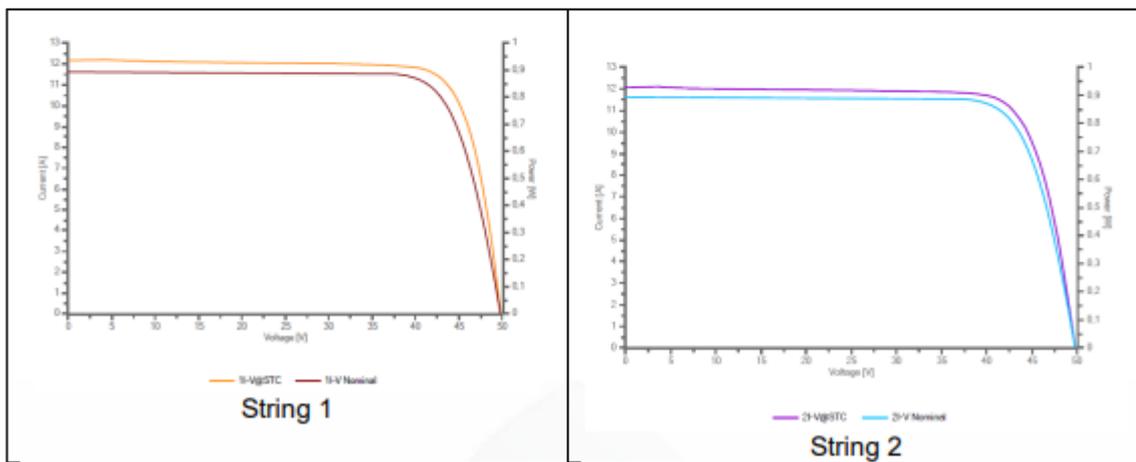
Inversor 4 Transformador 1



Inversor 5 Transformador 1



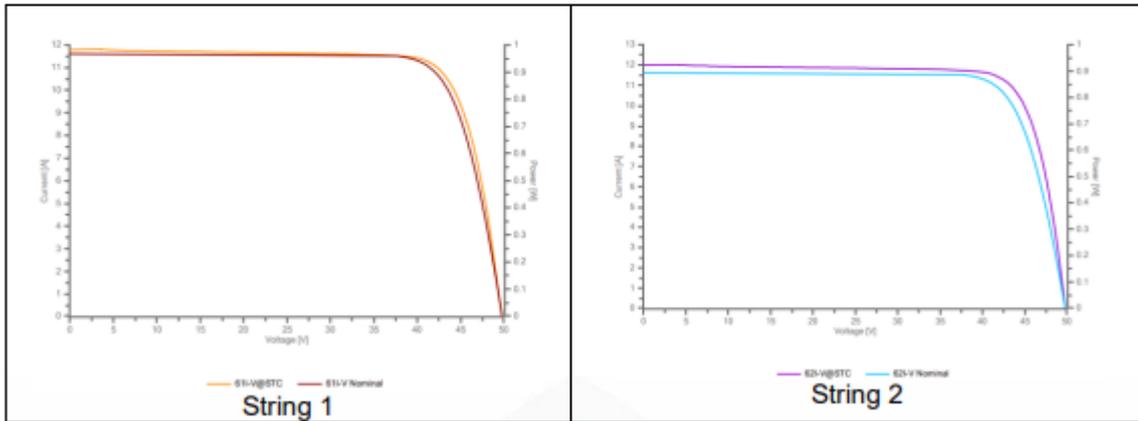
Inversor 6 Transformador 1



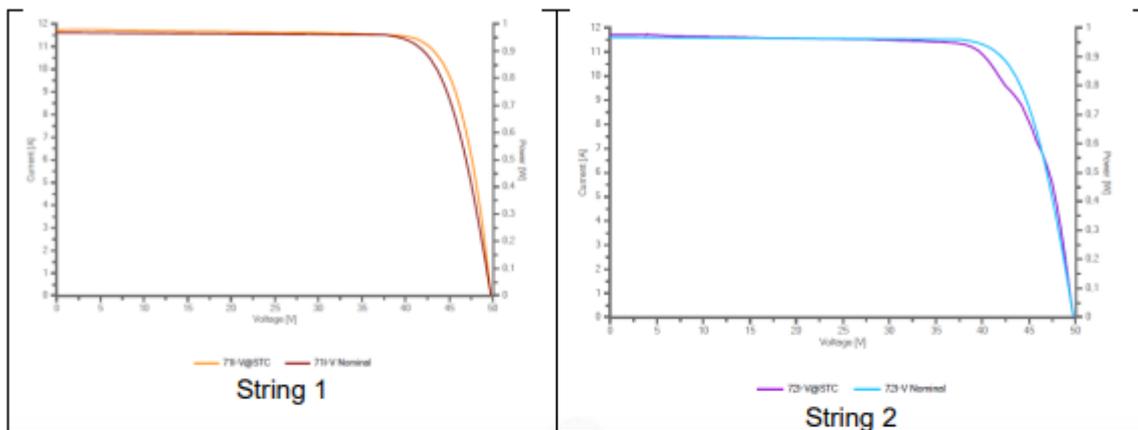


Curvas I -V

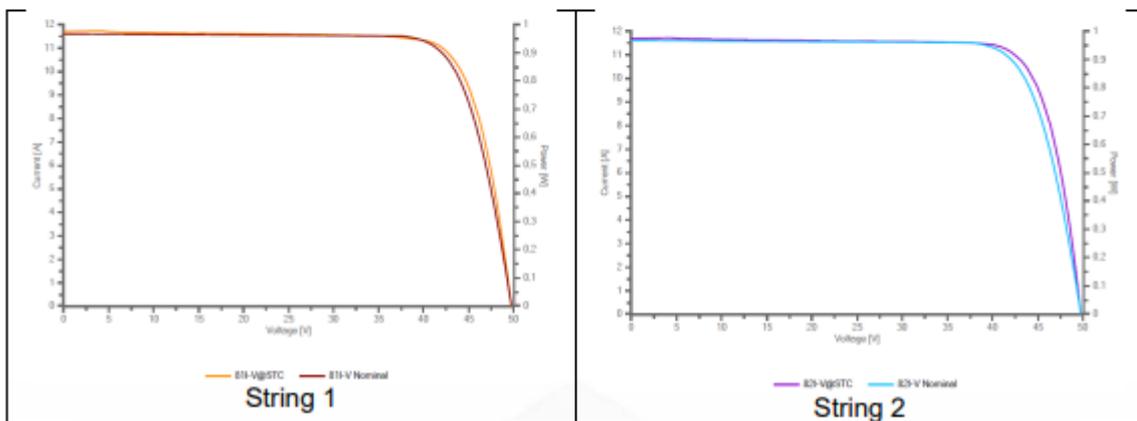
Inversor 7 Transformador 1



Inversor 8 Transformador 1



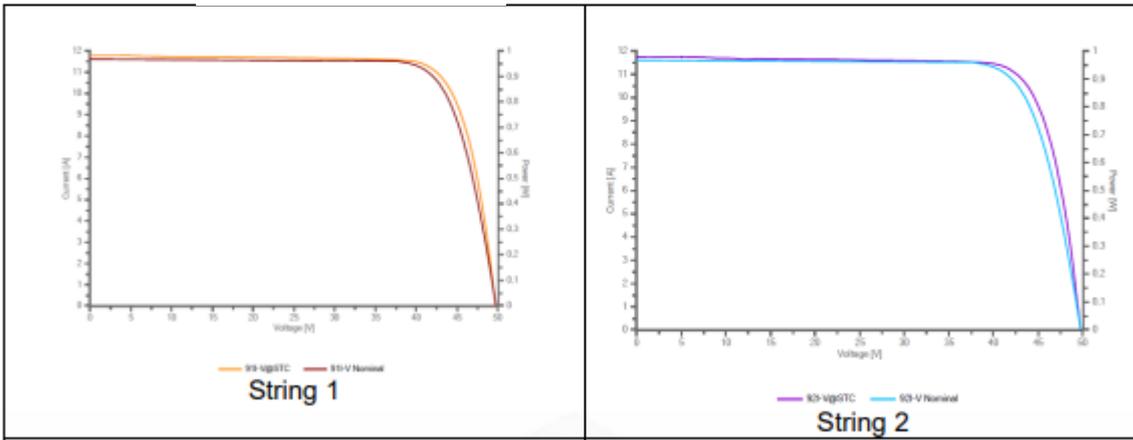
Inversor 9 Transformador 1



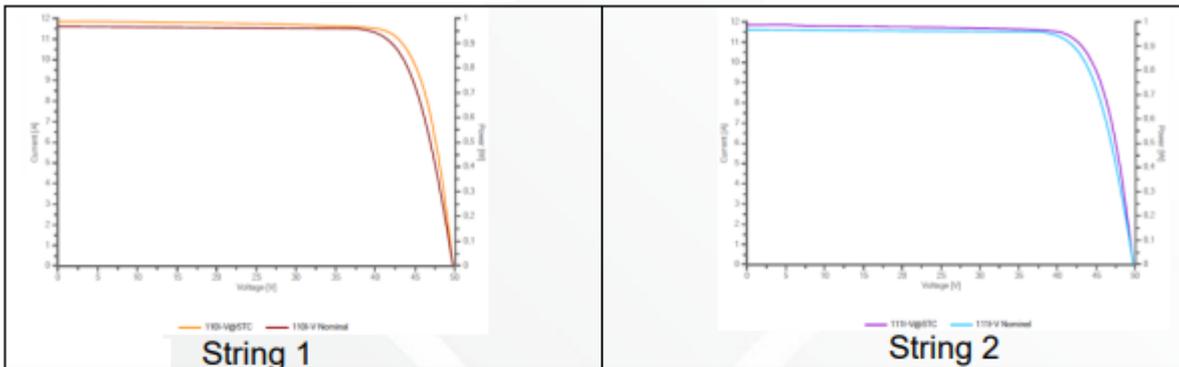


Curvas I - V

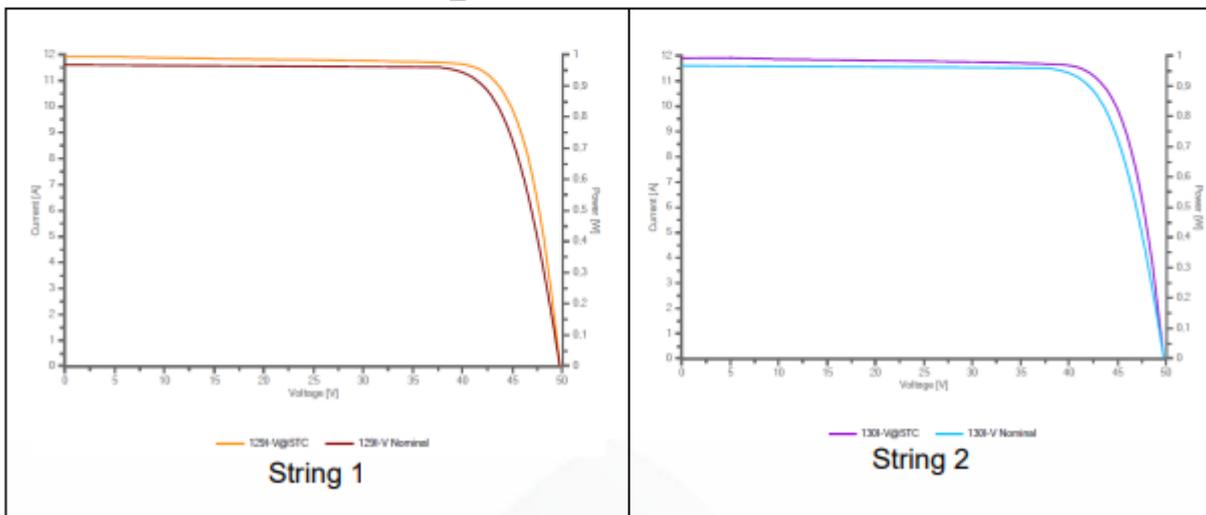
Inversor 10 Transformador 1



Inversor 1 Transformador 2



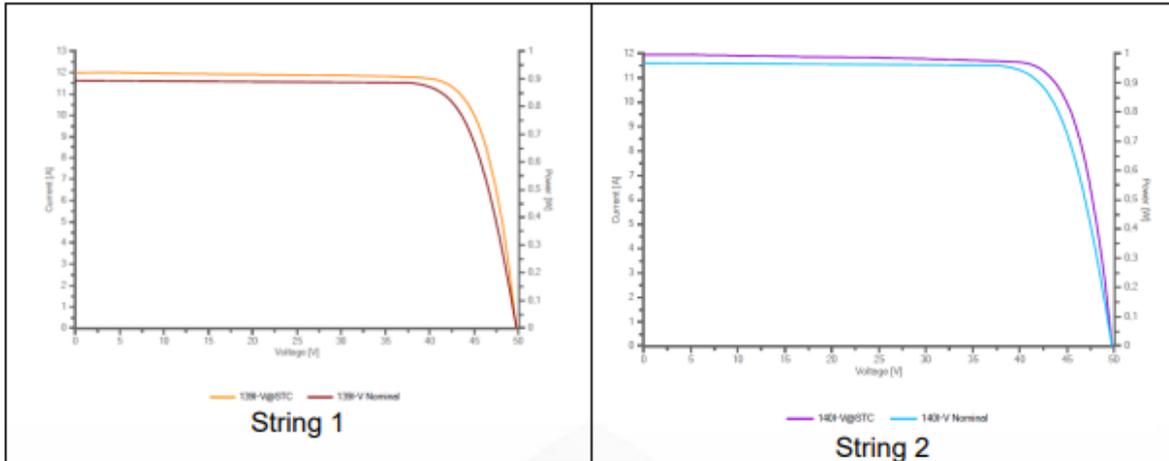
Inversor 5 Transformador 2



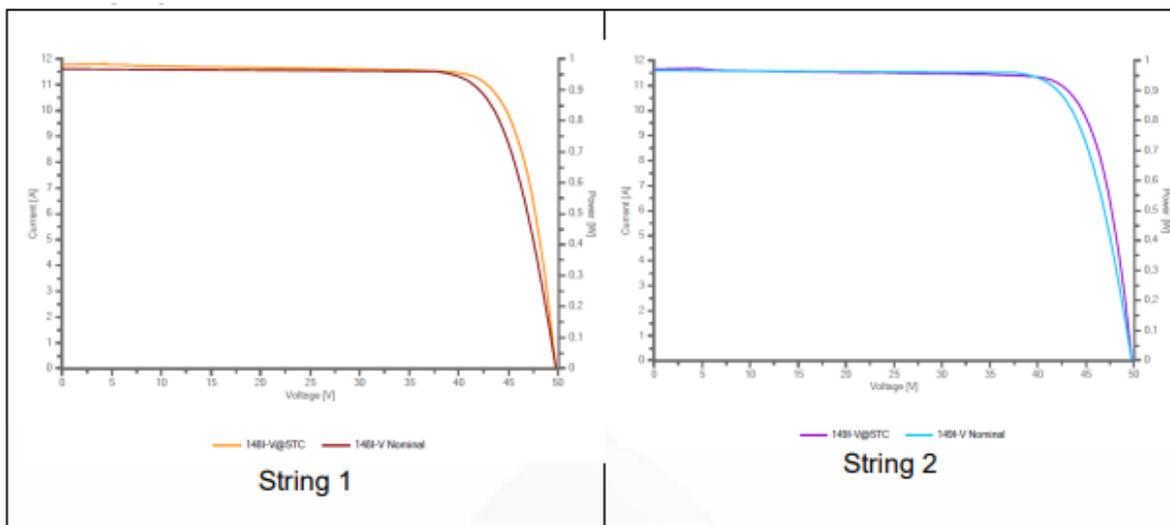


Curvas I - V

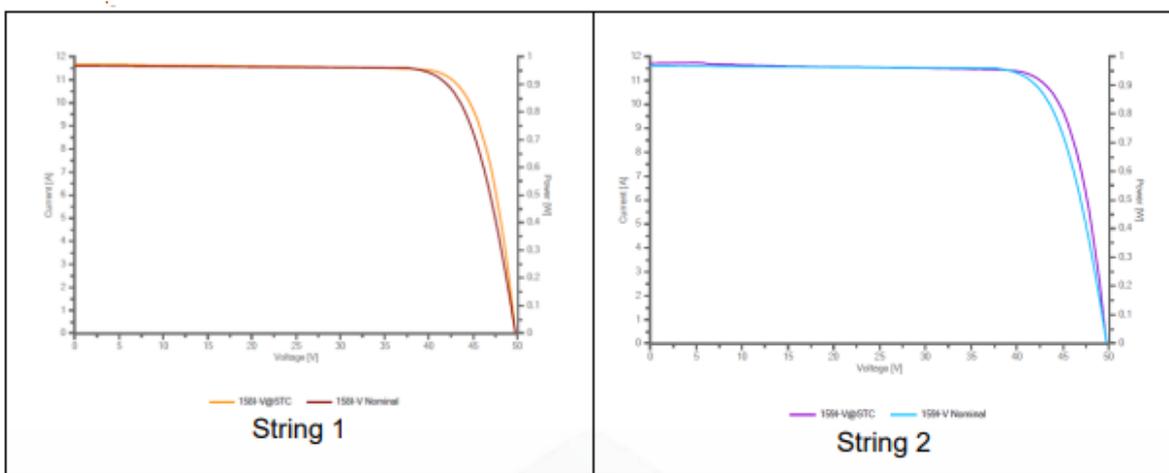
Inversor 6 Transformador 2



Inversor 7 Transformador 2



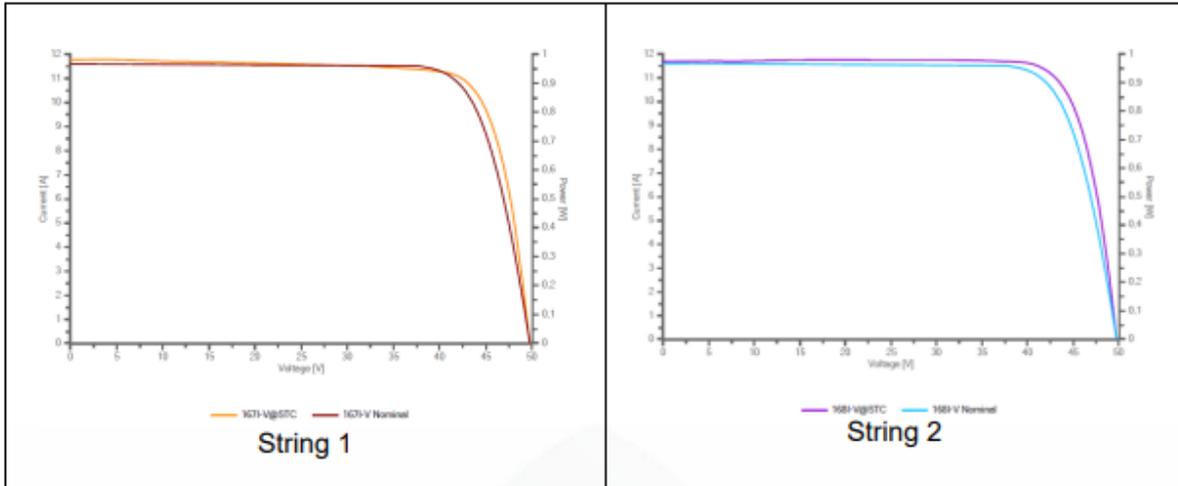
Inversor 8 Transformador 2



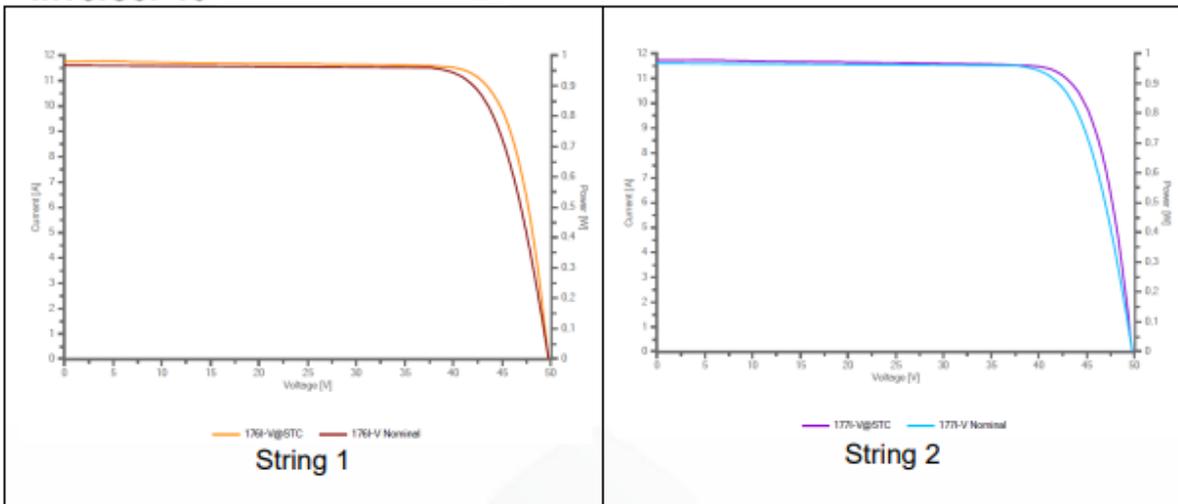


Curvas I-V

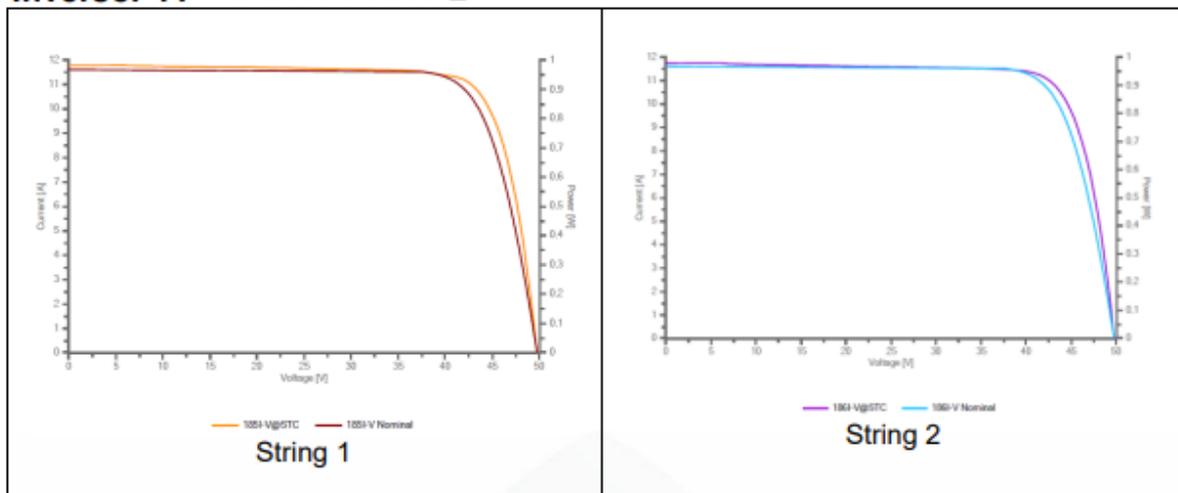
Inversor 9 Transformador 2



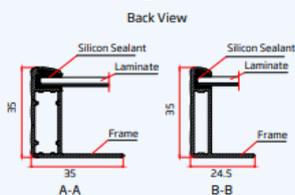
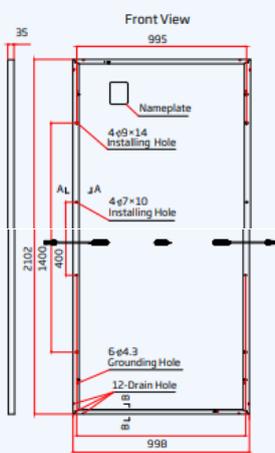
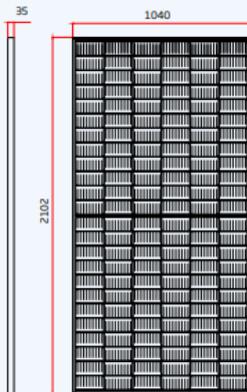
Inversor 10 Transformador 2



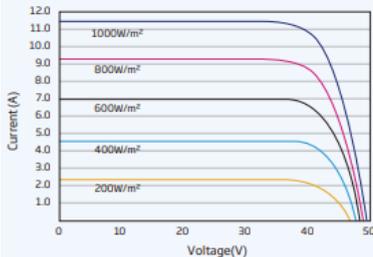
Inversor 11 Transformador 2



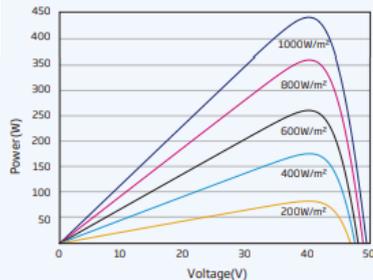
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(445W)



P-V CURVES OF PV MODULE(445W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	435	440	445	450	455	460
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	40.7	40.8	41.0	41.2	41.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.74	10.82	10.90	10.98	11.06	11.13
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	49.0	49.2	49.4	49.6	49.8	50.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.61	11.68
Module Efficiency η_m (%)	19.9	20.1	20.4	20.6	20.8	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	328	332	336	340	344	347
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.2	38.4	38.5	38.7	38.9	39.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.60	8.66	8.71	8.77	8.84	8.89
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.1	46.3	46.5	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.11	9.18	9.24	9.29	9.36	9.41

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.34%/ °C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.25%/ °C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/ °C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 682 pieces



Smart String Inverter (SUN2000-100KTL-H1)

Technical Specifications	SUN2000-100KTL-H1
	Efficiency
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
	Input
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
	Output
Rated AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	105,000 VA
Max. AC Active Power (cos ϕ =1)	105,000 W
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A
Max. Output Current	80.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	General
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	77 kg (169.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	Standard Compliance (more available upon request)
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, UTE C 15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 2006006 IN