



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WENDERSON REBOUÇAS DA SILVA

**ANÁLISE DE PERFORMANCE ATRAVÉS DO *SOFTWARE* PVSYST DE
GERAÇÕES SOLARES FOTOVOLTAICAS COM POTÊNCIA DE ATÉ 10 kW_p
CONECTADOS À REDE NA CIDADE DE FORTALEZA/CEARÁ NO ANO DE 2021**

FORTALEZA

2022

WENDERSON REBOUÇAS DA SILVA

ANÁLISE DE PERFORMANCE ATRAVÉS DO *SOFTWARE* PVSYST DE GERAÇÕES
SOLARES FOTOVOLTAICAS COM POTÊNCIA DE ATÉ 10 kW_p CONECTADOS À
REDE NA CIDADE DE FORTALEZA/CEARÁ NO ANO DE 2021

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Programa de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. MSc. Carlos Gustavo Castelo
Branco.

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S584a Silva, Wenderson Rebouças da.
Análise de performance através do software PVsyst de gerações solares fotovoltaicas com potência de até 10 kWp conectados à rede na cidade de Fortaleza/Ceará no ano de 2021 / Wenderson Rebouças da Silva. – 2022.
108 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco.
1. Geração fotovoltaica. 2. Fatores de perdas. 3. Software PVsyst. I. Título.
- CDD 621.3
-

WENDERSON REBOUÇAS DA SILVA

ANÁLISE DE PERFORMANCE ATRAVÉS DO *SOFTWARE* PVSYSYST DE GERAÇÕES
SOLARES FOTOVOLTAICAS COM POTÊNCIA DE ATÉ 10 kW_p CONECTADOS À
REDE NA CIDADE DE FORTALEZA/CEARÁ NO ANO DE 2021

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Programa de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Ceará,
como requisito parcial à obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 22 / 07 / 2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. MSc. Carlos Gustavo Castelo Branco (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Kléber de Araújo Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Paulo Wesley Costa Tavares de Oliveira
Grid Power Solutions Engenharia

Eng. Diego Uchoa Viana
Mais Sol Energias Renováveis

À Deus.

À minha família, em especial aos meus pais,
Valdeci e Ozana.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, que me deu o dom da vida, a saúde e a vontade de lutar todos os dias pelos meus objetivos.

Aos meus pais, Valdeci e Ozana, por estarem sempre ao meu lado, por me proporcionar uma educação de qualidade, independente das circunstâncias, e por me mostrarem que a vida não seria fácil, mas com fé e luta podemos sempre conquistar nossos sonhos.

Às minhas irmãs, Fabiana e Valdiana, por me apoiarem em todos os momentos.

Aos meus sobrinhos, Vanderson, Vitória, Isabelly e Sophia, por também estarem juntos à mim nessa caminhada.

À minha namorada, Aryanne, por sempre me motivar à conclusão deste trabalho.

Ao meu orientador, Prof. MSc. Carlos Gustavo Castelo Branco, pela paciência, confiança e orientação neste trabalho.

Aos participantes da banca examinadora, Prof. Dr. Francisco Kléber Lima de Araújo, Eng. Paulo Wesley Costa Tavares de Oliveira e Eng. Diego Uchoa Viana, pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC, que contribuíram em todos esses anos com minha formação acadêmica, como ser humano e profissional.

Aos meus amigos e colegas que fiz dentro da universidade durante todos esses anos, que dividiram comigo horas de estudo, trabalho, dedicação, noites em claro e experiências, primordiais para a conclusão desta etapa da minha vida.

Aos meus amigos e colegas de trabalho, que ao longo desses anos me ajudaram a obter o conhecimento adquirido para a concepção deste trabalho, em especial aos meus atuais companheiros diários de trabalho, Ivan Fonteles, Idemberg Nascimento, e aos amigos Lucas Maia, Elaine Pereira, Carolina Barrozo, Júlio Maciel e Pâmela Silva, que também dividiram comigo aprendizado na área fotovoltaica.

Às instituições Mais Sol Energias Renováveis e Grid Power Solutions, que por meio de seus administradores contribuíram com os insumos necessários a este trabalho.

“Faça o teu melhor, na condição que você tem, enquanto você não tem condições melhores, para fazer melhor ainda!” (Mário Sérgio Cortella).

“A persistência é o caminho do êxito.” (Charles Chaplin).

RESUMO

Em virtude do considerável crescimento da demanda de energia elétrica e a busca pelo uso de fontes de energias substitutas às não renováveis para geração de energia elétrica, a geração fotovoltaica ganha destaque pela sua grande expansão mundial. O presente trabalho tem por objetivo realizar a análise da geração média mensal encontradas em quatro usinas já instaladas na cidade de Fortaleza – CE, e com base nesta análise realizar o estudo de simulação no *software PVsyst* para determinar os parâmetros mais adequados à estudos de estimativas de geração em novas instalações. A pesquisa apresenta inicialmente a fundamentação para o uso deste *software*, definições sobre engenharia solar e descrição das perdas oriundas da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Logo em seguida, são apresentados os dados de geração real destas usinas disponíveis nos supervisórios de cada fabricante de inversor e comparados aos dados obtidos em simulações através do *software PVsyst*. Ao final do estudo, é identificado que dentre os cenários possíveis de simulação, aquele definido como ‘*PVGIS TMY 5.2 3D Perdas*’ é o mais fidedigno dentre os estudados para obtenção dos resultados.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica, Fatores de perdas, *Software PVsyst*.

ABSTRACT

Due to the considerable growth in electricity demand and the search for the use of renewable energy sources to generate electricity, solar photovoltaic generation is highlighted by its great worldwide expansion. This paper aims to carry out the analysis of the average monthly generation found in four plants already installed in the city of Fortaleza - CE, and based on this analysis to carry out the simulation study in the PVsyst *software* to determine the most suitable parameters for studies of estimates of generation in new facilities. The research initially shows the fundamentals of using the *software*, definitions about solar engineering and description of the solar photovoltaic systems losses connected to the grid. Then, the real generation data of these plants available in the supervisory of each inverter manufacturer are presented and compared to the data obtained in simulations through the PVsyst *software*. At the end of this paper, it is identified that among the possible simulation scenarios, the one defined as '*PVGIS TMY 5.2 3D Losses*' is the most reliable among those studied to obtain the results.

Keywords: Photovoltaic generation, Loss factors, PVsyst *Software*.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Oferta de energia elétrica no Brasil em 2021.....	21
Figura 2 – Geração de energia decorrente da MMGD no Brasil.....	22
Figura 3 – Capacidade instalada da MMGD no Brasil.....	22
Figura 4 – Planilha de dimensionamento solar.....	26
Figura 5 – Usina sob análise após instalação.....	27
Figura 6 – Área disponível para instalação da usina FV.....	28
Figura 7 – Análise da geração de desempenho mensal.....	30
Figura 8 – Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes.....	31
Figura 9 – Solstícios e equinócios.....	32
Figura 10 – Ângulos notáveis em solarimetria.....	33
Figura 11 – Amplitude de valores do ângulo de declinação.....	34
Figura 12 – Componentes da irradiância solar.....	36
Figura 13 – Esquema característico de um SFVCR.....	37
Figura 14 – Curva I x V.....	40
Figura 15 – Curva de eficiência do inversor.....	42
Figura 16 – Vista aérea do SFVCR 01.....	46
Figura 17 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 01.....	46
Figura 18 – Vista aérea do SFVCR 02.....	48
Figura 19 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 02.....	48
Figura 20 – Vista aérea do SFVCR 03.....	50
Figura 21 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 03.....	50
Figura 22 – Vista aérea do SFVCR 04.....	52
Figura 23 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 04.....	52
Figura 24 – Curvas de potência de um inversor com e sem oversizing.....	54
Figura 25 – Abertura do PVsyst.....	56
Figura 26 – Página inicial do PVsyst.....	56
Figura 27 – Inserção das coordenadas geográficas no PVsyst.....	57
Figura 28 – Importação dos dados climáticos no PVsyst.....	57
Figura 29 – Confirmação do ficheiro meteorológico no PVsyst.....	58
Figura 30 – Parâmetro sistema na página principal do PVsyst.....	58
Figura 31 – Processo de definição do sistema e seus parâmetros no PVsyst.....	59
Figura 32 – Parâmetro perdas detalhadas na página principal do PVsyst.....	59

Figura 33 – Campo perdas térmicas no PVsyst.....	60
Figura 34 – Campo perdas ôhmicas no PVsyst.....	61
Figura 35 – Campo qualidade dos módulos – LID – mismatch no PVsyst.....	62
Figura 36 – Campo perdas devidas à sujidade no PVsyst.....	62
Figura 37 – Campo perdas IAM no PVsyst.....	63
Figura 38 – Campo auxiliares no PVsyst.....	64
Figura 39 – Campo envelhecimento no PVsyst.....	65
Figura 40 – Campo indisponibilidade no PVsyst.....	65
Figura 41 – Campo indisponibilidade no PVsyst.....	66
Figura 42 – Parâmetro sombras próximas no PVsyst.....	66
Figura 43 – Campo construção/perspectiva no PVsyst.....	67
Figura 44 – Detalhe do arquivo 3D importado para o PVsyst.....	67
Figura 45 – Detalhe do arquivo 3D com os módulos no PVsyst.....	68
Figura 46 – Parâmetro disposição módulos do PVsyst.....	68
Figura 47 – Detalhe da ligação das strings da usina no PVsyst.....	69
Figura 48 – Parâmetro executar simulação do PVsyst.....	69
Figura 49 – Detalhe da simulação realizada pelo PVsyst.....	70
Figura 50 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 01 no PVsyst.....	72
Figura 51 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 02 no PVsyst.....	74
Figura 52 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 03 no PVsyst.....	76
Figura 53 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 04 no PVsyst.....	78
Figura A.1 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 Meteonorm 8.0 Default.....	87
Figura A.2 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 Meteonorm 8.0 Perdas.....	88
Figura A.3 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 NASA-SSE Default.....	89
Figura A.4 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 NASA-SSE Perdas.....	90
Figura A.5 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 PVGIS TMY 5.2 Default.....	91
Figura A.6 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 PVGIS TMY 5.2 Perdas.....	92
Figura B.1 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 Meteonorm 8.0 Default.....	93
Figura B.2 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 Meteonorm 8.0 Perdas.....	94
Figura B.3 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 NASA-SSE Default.....	95
Figura B.4 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 NASA-SSE Perdas.....	96
Figura B.5 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 PVGIS TMY 5.2 Default.....	97

Figura B.6 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 PVGIS TMY 5.2 Perdas.....	98
Figura C.1 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 Meteonorm 8.0 Default.....	99
Figura C.2 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 Meteonorm 8.0 Perdas.	100
Figura C.3 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 NASA-SSE Default.	101
Figura C.4 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 NASA-SSE Perdas.....	102
Figura C.5 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 PVGIS TMY 5.2 Default. ...	103
Figura C.6 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 PVGIS TMY 5.2 Perdas.....	104
Figura D.1 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 Meteonorm 8.0 Default.....	105
Figura D.2 – Página 9/10 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 Meteonorm 8.0 Perdas.	106
Figura D.3 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 NASA-SSE Default.	107
Figura D.4 – Página 9/10 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 NASA-SSE Perdas.	108
Figura D.5 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 PVGIS TMY 5.2 Default. ...	109
Figura D.6 – Página 9/10 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 PVGIS TMY 5.2 Perdas. ...	110

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Geração mensal de energia do SFVCR 01 em 2021.	47
Gráfico 2 – Geração mensal de energia do SFVCR 02 em 2021.	49
Gráfico 3 – Geração mensal de energia do SFVCR 03 em 2021.	51
Gráfico 4 – Geração mensal de energia do SFVCR 04 em 2021.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das principais características das usinas estudadas.....	53
Tabela 2 – Dados de geração do SFVCR 01.	73
Tabela 3 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 01.	73
Tabela 4 – Dados de geração do SFVCR 02.	75
Tabela 5 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 02.	75
Tabela 6 – Dados de geração do SFVCR 03.	77
Tabela 7 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 03.	77
Tabela 8 – Dados de geração do SFVCR 04.	79
Tabela 9 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 04.	79
Tabela 10 – Resumo da comparação entre as gerações anuais dos sistemas analisados.	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	Massa de ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DDP	Diferença de Potencial Elétrico
DOU	Diário Oficial da União
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FG	Fator de Geração
FV	Fotovoltaico (a)
GD	Geração Distribuída
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
IAM	<i>Incidence Angle Modifier</i>
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PID	<i>Potential Induced Degradation</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFVH	Sistema Fotovoltaico Híbrido
SGSF	Sistema de Geração Solar Fotovoltaico (a)
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UFC	Universidade Federal do Ceará
UV	Ultravioleta

LISTA DE SÍMBOLOS

°	Graus
'	Minutos
°C	Graus Celsius
%	Porcentagem
δ	Declinação solar
θ_z	Zenital solar
φ	Latitude do local
ω	Ângulo horário solar
Alb	Albedo
G	Irradiância global horizontal
G_0	Irradiância extraterrestre
G_{DIF}	Irradiância difusa horizontal
G_{DIR}	Irradiância direta horizontal
G_I	Irradiância no plano inclinado
G_N	Irradiância direta normal
GWh	Giga-watt-hora
H	Irradiação global horizontal
H_0	Irradiação extraterrestre
H_{DIF}	Irradiação difusa horizontal
H_{DIR}	Irradiação direta horizontal
H_I	Irradiação no plano inclinado
H_N	Irradiação direta normal
I_{SC}	Corrente de Curto Circuito
kW	kilo-watt
kWp	kilo-watt-pico
MW	Mega-watt
O ₂	Gás oxigênio
P_{MAX}	Potência Máxima
Si	Silício
TWh	Tera-watt-hora
U_C	Fator de perdas térmicas constante
U_V	Fator de perdas térmicas devido ao vento

V	Volts
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
W	Watt
Wh/m^2	Watt-hora por metro quadrado
W/m^2	Watt por metro quadrado
$W/m^2.K$	Watt por metro quadrado-Kelvin

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	20
1.1 Cenário energético nacional	20
1.2 Motivação	23
1.3 Objetivos.....	24
1.3.1 Objetivos específicos.....	24
1.4 Estrutura do trabalho	24
2 REVISÃO DE LITERATURA	26
3 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	31
3.1 O sistema de geração solar fotovoltaico	36
3.2 Fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos	38
3.2.1 Perda por sujidade	39
3.2.2 Perda por temperatura.....	39
3.2.3 Perda por sombreamento	40
3.2.4 Perda no inversor	41
3.2.5 Perda por descasamento de módulos (mismatch).....	42
3.2.6 Perdas nos circuitos elétricos CC e CA	43
3.2.7 Perdas por degradação dos módulos.....	43
3.2.8 Perdas pelo ângulo de incidência solar.....	44
4 ANÁLISES REAIS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS	45
4.1 Usina fotovoltaica 01	45
4.2 Usina fotovoltaica 02.....	47
4.3 Usina fotovoltaica 03.....	49
4.4 Usina fotovoltaica 04.....	51
5 SIMULAÇÕES DOS SISTEMAS REAIS.....	55
5.1 Procedimento realizado no PVsyst.....	55
5.2 Resultados simulados obtidos através do PVsyst.....	70
5.2.1 Usina fotovoltaica 01	72
5.2.2 Usina fotovoltaica 02.....	74
5.2.3 Usina fotovoltaica 03.....	76
5.2.4 Usina fotovoltaica 04.....	78
6 CONCLUSÃO.....	80
6.1 Sugestões para trabalhos futuros	81

REFERÊNCIAS	82
APÊNDICE A – SIMULAÇÕES DO PVSYST PARA A USINA FOTOVOLTAICA 01	87
APÊNDICE B – SIMULAÇÕES DO PVSYST PARA A USINA FOTOVOLTAICA 02	93
APÊNDICE C – SIMULAÇÕES DO PVSYST PARA A USINA FOTOVOLTAICA 03	99
APÊNDICE D – SIMULAÇÕES DO PVSYST PARA A USINA FOTOVOLTAICA 04.....	105

1 INTRODUÇÃO

1.1 Cenário energético nacional

Em virtude do considerável crescimento da demanda de energia elétrica e a busca pelo uso de fontes de energias substitutas às não renováveis para geração de energia elétrica, a geração fotovoltaica (FV) ganha destaque pela sua grande expansão mundial.

Particularmente no Brasil, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR), popularmente descritos como ON-GRID, apresentam um expressivo crescimento principalmente após a regulamentação promovida pela Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo esta posteriormente atualizada pela RN nº 687/2015. Estas resoluções estabeleciam, até então, as condições gerais para a conexão da microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica e ao sistema de compensação de energia elétrica.

O ano de 2017 foi determinante para a energia solar fotovoltaica no Brasil pois alguns projetos de geração centralizada contratados nos leilões de 2014 e 2015 começaram a entrar em funcionamento.

Outro fator importante para a popularização dos SFVCRs é a sanção pelo atual presidente da república em janeiro/2022 da Lei nº 14.300/2022 que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, a chamada Geração Distribuída (GD). Apesar de sua importância crescente para o setor elétrico nacional, a GD não possuía lei própria que pudesse trazer a necessária segurança jurídica para os agentes que atuam nesse segmento e permitir o seu crescimento de forma sustentável.

Conforme texto publicado no Diário Oficial da União (DOU) pela lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, entende-se como:

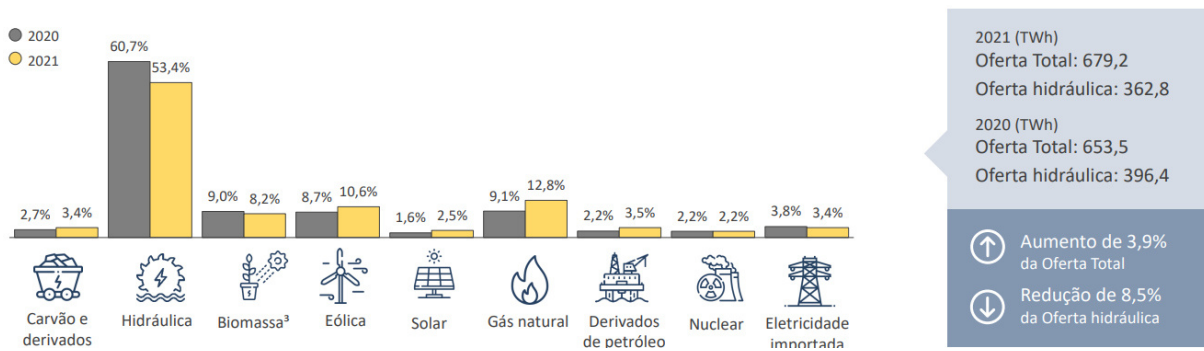
Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras; (DOU, 2022).

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras; (DOU, 2022).

De acordo com o relatório síntese do Balanço Energético Nacional (BEN) publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2022 com ano base 2021, este ano foi marcado por mudanças na matriz elétrica brasileira em função da escassez hídrica ao longo do ano.

A falta de chuvas neste período ocasionou uma redução do nível dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas do país e por consequência a redução da oferta de hidreletricidade. Para compensar a redução de 8,5% da oferta hidráulica em 2021 em detrimento do aumento de 3,9% da oferta total, outras fontes de energia tiveram um papel importante, a se ressaltar a energia eólica (+ 26,7%), o gás natural (+ 46,2%), o carvão vapor (+ 47,2%) e a solar fotovoltaica (+ 55,9%), conforme apresentado na Figura 1 a seguir:

Figura 1 – Oferta de energia elétrica no Brasil em 2021.

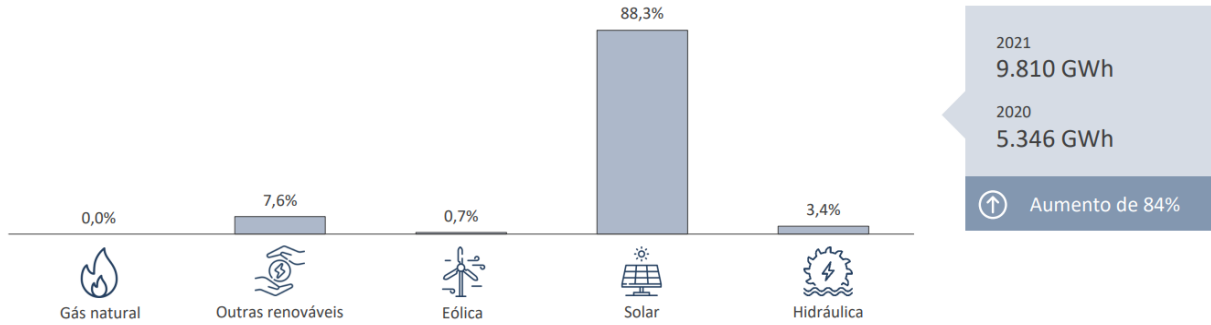


Fonte: (BEN, 2022).

No ano de 2020, a oferta de energia elétrica proveniente da fonte solar fotovoltaica correspondeu à 10,46 TWh (1,6% da oferta total de 653,5 TWh). Já para o ano de 2021, a oferta de energia originada desta fonte correspondeu à 16,98 TWh (2,5% da oferta total de 679,2 TWh). Embora esteja especificado no relatório síntese um avanço de 55,9% desta fonte, em números absolutos este aumento foi de 62,4%.

Levando-se em consideração apenas a Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), o ano de 2021 apresentou um aumento de 84% em relação ao ano de 2020, conforme apresentado na Figura 2 a seguir:

Figura 2 – Geração de energia decorrente da MMGD no Brasil.

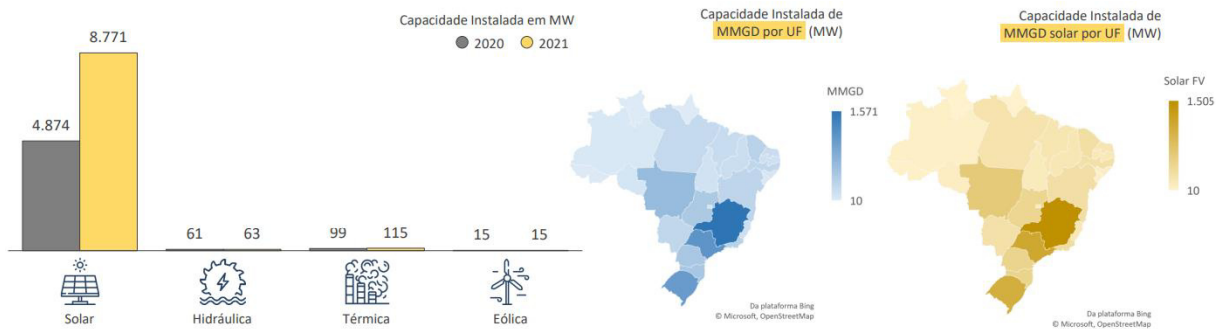


Fonte: (BEN, 2022).

No cenário apresentado acima, a energia solar fotovoltaica representou 88,3% da MMGD em 2021, sendo a principal responsável pelo aumento registrado, com números absolutos de 8.662 GWh de geração.

No que tange à capacidade instalada de MMGD no Brasil, ainda segundo o BEN com ano base 2021, o país atingiu a marca de 8.964 MW de potência instalada, com a energia solar fotovoltaica sendo responsável por 8.771 MW (97,85 % do total), conforme pode-se observar na Figura 3 a seguir.

Figura 3 – Capacidade instalada da MMGD no Brasil.



Fonte: (BEN, 2022).

Ainda segundo a Figura 3, pode-se observar o franco crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, que apenas entre os anos de 2020 à 2021 apresentou um crescimento de 79,95 %, saindo de 4.874 MW para 8.771 MW. Este crescimento foi influenciado principalmente pela expansão da fonte solar nos estados de Minas Gerais, São Paulo, Santa Catarina Rio Grande do Sul e Mato Grosso.

Enquanto isso, as demais fontes de geração participantes do sistema de MMGD cresceram 3,28 % em fontes de energia hidráulica e 16,16 % em fontes de energia térmica, ou não apresentaram crescimento como no caso da fonte de energia eólica.

Embora a capacidade instalada de fontes térmica e hidráulica tenham apresentado algum crescimento em 2021, a participação majoritária da capacidade instalada através de módulos fotovoltaicos é que define atualmente o segmento de MMGD no Brasil. Essa evolução mostra que os Sistemas de Geração Solar Fotovoltaicos (SGSF) caracterizados como MMGD se tornaram mais populares mediante o acesso da população à novas informações.

1.2 Motivação

Um bom projeto fotovoltaico é aquele que atende por completo a necessidade do cliente, que se inicia na abordagem inicial com a compreensão da sua necessidade de demanda em energia, prossegue em um bom atendimento comercial com preço justo mediante a qualidade dos equipamentos utilizados, passa pelo levantamento técnico correto das instalações com visitas e simulações de geração, caminha com a homologação, montagem e conexão do sistema dentro de um prazo adequado e regido pela concessionária local, e continua no pós venda com o acompanhamento de geração e eventuais falhas que possam ocorrer.

Tendo em vista o crescente número de instalações fotovoltaicas no Brasil e particularmente no estado do Ceará, faz-se necessário averiguar mediante procedimento de pós venda e consultoria se o sistema fotovoltaico instalado está realmente funcionando de acordo com o que fora projetado e montado.

À propósito, tal procedimento deveria ser um padrão adotado por todas as empresas prestadoras de serviços de instalação FV, porém a falta de capacitação no mercado aliado à uma forte concorrência de preços é bastante preocupante, o que resulta em fortes prejuízos financeiros para os clientes finais.

Neste sentido, como forma de retroalimentar as premissas de projeto e balizar adequadamente futuros profissionais, foram escolhidas algumas plantas solares FV, instaladas no ano de 2020 em Fortaleza – CE, para análise e estudo de suas respectivas gerações.

Também serão utilizadas todas as ferramentas a nível de projeto, para que se possa tornar esta análise a mais fidedigna possível, tais como: uso de drones para mapeamento do local de instalação e uso de *software* profissional para a realização das simulações.

Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo realizar a análise da geração média mensal no ano de 2021 encontradas em quatro usinas já implantadas na cidade de

Fortaleza – CE, sob diferentes parametrizações e base de dados meteorológicos. Os estudos de simulação serão realizados no *software PVsyst*, pois o mesmo se mostra mais confiável e preciso sob diversas circunstâncias. Ao final deste estudo serão recomendadas parametrizações mais adequadas a serem utilizadas em futuros estudos de implementação de novas instalações.

1.3 Objetivos

Dada a crescente demanda para a implementação de SGSFs no Brasil, e mais especificamente no estado do Ceará, o presente trabalho tem por objetivo principal determinar os parâmetros mais adequados a serem utilizados no *software PVsyst* para a simulação de implementação de novas instalações.

1.3.1 Objetivos específicos

Mediante a análise proposta no objetivo principal deste trabalho, tem-se os seguintes objetivos específicos:

- Levantamento bibliográfico sobre engenharia solar e perdas elétricas em SGSFs.
- Coletar os dados de geração dos quatro SGSF localizados em Fortaleza – CE no ano de 2021.
- Determinar o rendimento de cada um dos quatro SGSF no ano de 2021.
- Apresentação do *software PVsyst*, utilizado durante o trabalho.
- Simular através do *software PVsyst*, os quatro SGSFs localizados em Fortaleza – CE.
- Comparar os dados coletados de geração média mensal dos quatro SGSFs com as simulações realizadas neste *software*.
- Determinar os parâmetros mais adequados a serem utilizados neste *software* para as futuras simulações prévias antes da implementação das suas respectivas usinas.

1.4 Estrutura do trabalho

Além deste primeiro capítulo, que consiste na introdução sobre o assunto abordado neste trabalho, contendo o balanço energético nacional e a evolução da GD no ano de 2021, a

motivação do trabalho, os objetivos e sua estrutura, apresentam-se a seguir mais 5 capítulos, com o objetivo de facilitar a compreensão de todo o estudo.

No capítulo 2 será apresentada a pesquisa bibliográfica do trabalho como forma de se obter um referencial teórico contendo as justificativas para utilização do *software PVsyst*.

No capítulo 3 serão abordadas a caracterização dos SGSFs, contendo algumas definições sobre engenharia solar, sistema solar fotovoltaico e o detalhamento das perdas encontradas nesse tipo de sistema.

No capítulo 4 serão detalhadas as gerações médias reais encontradas nas quatro usinas utilizadas no estudo.

No capítulo 5 será apresentado o *software PVsyst* utilizado para análise e obtenção dos resultados, detalhados os parâmetros de configuração e expostas as análises obtidas com o seu auxílio.

No capítulo 6 serão explicitadas as conclusões do estudo realizado neste trabalho, considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Atualmente, os métodos mais comuns para realização de dimensionamentos de usinas FV são obtidos por *softwares* profissionais de simulação, planilhas de instituições financeiras, cálculos manuais e planilhas interativas devidamente parametrizadas e com fórmulas relativamente simples (ARAÚJO, 2020).

Dentre esses métodos, os *softwares* profissionais exigem conhecimento específico para sua utilização, as planilhas de instituições de financiamento exigem informações complexas e são voltadas a análises financeiras e o dimensionamento por meio de cálculos manuais possuem certa complexidade e qualquer erro humano pertinente ao cálculo provocará retrabalho (ARAÚJO, 2020). A Figura 4 a seguir apresenta a visão inicial da planilha proposta por Araújo (2020).

Figura 4 – Planilha de dimensionamento solar.

Fonte: (ARAÚJO, 2020).

Como já dito anteriormente, um bom projeto FV é aquele que atenda por completo a necessidade do cliente. Em um primeiro momento, até mais em caráter comercial em detrimento ao caráter técnico, é fato que dentre as opções de dimensionamento citadas a utilização de planilhas interativas e parametrizadas se mostra um método ágil e eficiente na concepção de um projeto FV. Contudo, o dimensionamento da usina não pode ser resumido apenas a esta forma de análise, cabendo ao responsável técnico do projeto a comprovação de que a geração de energia proposta inicialmente será atendida.

É neste exato momento que surge a necessidade da realização de simulações de geração e vários *softwares* voltados à projetos de energia solar fotovoltaica, tais como *PVsystem*, *PVSOL*, *HOMER*, são grandes aliados dos projetistas. Observa-se que dentre os *softwares* citados e outros mais que aqui não foram mencionados, o *PVsystem* é um que apresenta grande utilização por profissionais da área e acadêmicos.

No trabalho pesquisado e proposto por Araújo (2020, p. 42) foi relatado que: “Apesar de não ter um grau de complexidade na elaboração semelhante ao do *PVsystem*, a planilha apresentou um erro relativo máximo de 22%, contra 25% do programa computacional, o que é bastante satisfatório.”

Outros estudos realizados utilizando métodos de simulação de geração FV também utilizam o *PVsystem* como ferramenta de análise, tais como Portela (2020), Brito (2015) e Borba (2020).

Em seu estudo, Portela (2020) realiza uma análise financeira e de desempenho de planta solar fotovoltaica conectada à rede e também utiliza o *PVsystem* como ferramenta para seu desenvolvimento. A Figura 5 apresenta a usina utilizada em sua análise após instalada. Segundo Portela (2020, p. 73): “Quanto à análise de sombreamento, a usina e os obstáculos foram modelados no *software PVsystem* e simulada para as condições mais reais quanto possíveis da usina, buscando o pior caso de sombreamento, que resultou numa perda de 1,21 %.”

Figura 5 – Usina sob análise após instalação.



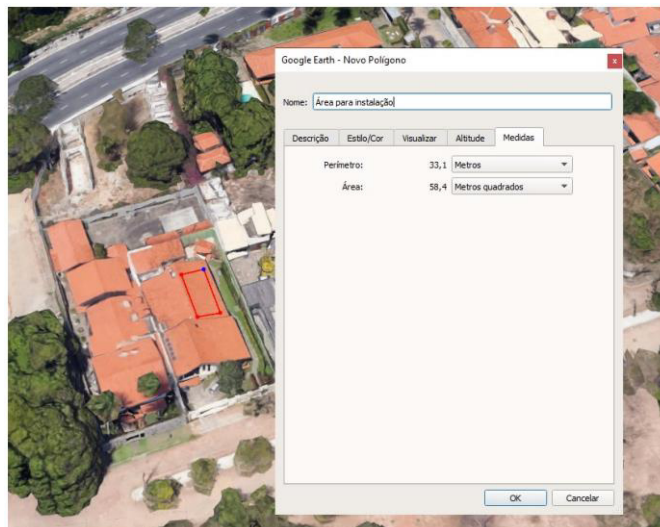
Fonte: (PORTELA, 2020).

Em uma linha de raciocínio semelhante, Brito (2015) realiza um estudo de caso de uma usina fotovoltaica didática com localização próxima a cidade de Patos, na Paraíba. Este trabalho também utiliza o *PVsyst* como *software* de análise. A partir desse estudo, Brito (2015, p. 43) diz que: “Apesar deste estudo de caso ter mostrado de forma limitada o uso do *software*, é possível realizar vários tipos de projetos com os mais diversos tipos de sistemas e nos mais variados tipos de regiões.”

A Figura 6 a seguir apresenta a área disponível para instalação de uma usina FV em um outro estudo realizado para comparação de dimensionamento de um SFVCR entre o método manual e simulações utilizando o *PVsyst*. Neste estudo, Borba (2020, p. 75) chega à seguinte conclusão:

Portanto, os resultados da simulação foram validados pela proximidade dos resultados em relação ao dimensionamento manual, fazendo com que o dimensionamento de sistemas de microgeração fotovoltaica com assistência de *software* sejam uma alternativa interessante, especialmente quando são considerados fatores encontrados na realidade, como sombreamento.

Figura 6 – Área disponível para instalação da usina FV.



Fonte: (BORBA, 2020).

Pode-se dizer que o *PVsyst* é uma ferramenta de análise utilizada com frequência em trabalhos acadêmicos. Contudo, algo perceptível em alguns trabalhos analisados é que não justificam a utilização deste *software* e não se encontram nestes estudos a parametrização utilizada para obtenção dos resultados, uma vez que o *software* apresenta itens que necessitam de valores determinados por quem o utiliza e a partir disso o *PVsyst* retorne com os resultados calculados.

Além dos *softwares* já mencionados neste estudo é possível encontrar no mercado mais de 20 deles reconhecidos por integradores FV, sendo cada um com amplo conjunto de ferramentas e recursos. Para encontrar uma correlação entre dados reais e simulados, analisou-se através dos *softwares PVsyst, PVSOL, HOMER* uma planta real com potência de 336,96 kWp em Campinas, São Paulo (DE SOUZA SILVA *et al.*, 2020).

O *HOMER* (do inglês *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) é definido como um modelo computacional desenvolvido pela *NREL* (do inglês *National Renewable Energy Laboratory*) para auxiliar no projeto de sistemas fotovoltaicos. Com este *software* pode-se projetar sistemas FV, sistemas eólicos, hidrelétricos, sistemas à diesel, gasolina ou biogás, geradores, e células de combustível (DE SOUZA SILVA *et al.*, 2020).

O *PVSOL* é um programa desenvolvido pela *Valentin Software* para projeto e simulação de vários tipos de sistemas fotovoltaicos. O grande atrativo deste *software* é a interface amigável, reduzindo a complexidade se comparado a outros *softwares* de projeto e simulação (DE SOUZA SILVA *et al.*, 2020).

O *PVsyst* é um *software* dedicado para estudo, dimensionamento e análise de dados de sistemas FV capaz de fornecer uma análise completa, incluindo dimensionamento, otimização, estimativa de potência à longo prazo, perdas por sombreamento com design 3D, condições financeiras e estimativas de retorno, com um vasto banco de dados de equipamentos. O *software* apresenta resultados na forma de relatórios e gráficos que podem ser exportados para o Microsoft Excel e Matlab, por exemplos (DE SOUZA SILVA *et al.*, 2020).

Em relação ao desempenho de cada um dos *softwares* em comparação com o desempenho real da usina, percebeu-se que o *HOMER* apresenta um resultado de geração bastante otimista enquanto o *PVSOL* retorna um resultado bastante conservador, já o *PVsyst* é aquele que disponibiliza um resultado mais próximo dos valores reais, como apresentado na Figura 7 (DE SOUZA SILVA *et al.*, 2020).

Figura 7 – Análise da geração de desempenho mensal.

Software	Month	P _r	E _D
Real	May	80.03 %	32.98 MWh
	June	90.74 %	33.59 MWh
	July	83.99 %	35.74 MWh
	August	79.38 %	38.32 MWh
	Average	83.54 %	35.16 MWh
PVsyst	May	84.20 %	34.70 MWh
	June	84.50 %	31.28 MWh
	July	84.30 %	35.87 MWh
	August	83.30 %	40.21 MWh
	Average	84.10 %	35.52 MWh
PV*SOL	May	88.30 %	31.02 MWh
	June	88.92 %	28.51 MWh
	July	89.41 %	32.18 MWh
	August	85.02 %	34.33 MWh
	Average	87.91 %	31.51 MWh
HOMER	May	89.99 %	34.90 MWh
	June	90.02 %	32.73 MWh
	July	90.01 %	34.69 MWh
	August	89.99 %	41.18 MWh
	Average	90.00 %	35.86 MWh

Fonte: (DE SOUZA SILVA et al., 2020).

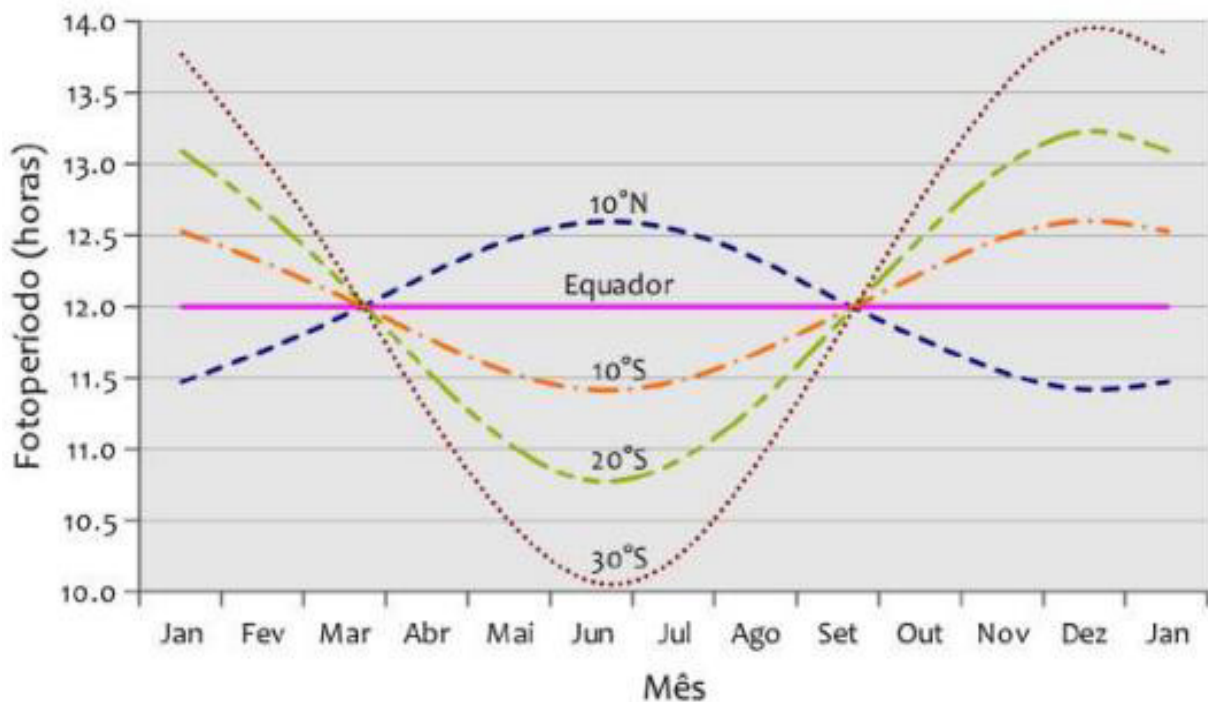
Considerando toda contextualização apresentada, pode-se inferir que a utilização do *software PVsyst* aliado a uma parametrização adequada resultará na obtenção de resultados promissores e próximos aos valores reais monitorados nas plantas. Portanto, o autor optou por utilizar esta plataforma para a realização dos estudos deste trabalho.

3 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

A obtenção de energia elétrica a partir de fontes de energia solar é uma das alternativas energéticas mais promissoras atualmente. A rigor, a energia proveniente do Sol não é renovável, mas tratada como uma fonte de energia inesgotável se considerarmos a escala de tempo da vida no nosso planeta (PEREIRA *et al.*, 2017).

A duração do período do dia e a quantidade de energia solar incidente em um ponto qualquer da superfície terrestre possui variabilidade temporal característica de dois ciclos: o ciclo anual e o ciclo diário. O ciclo anual ocorre em decorrência do ângulo de inclinação em $23,45^\circ$ do eixo axial do planeta em relação ao plano orbital da Terra em torno do Sol. A Figura 8 apresenta a variação do período do dia ao longo do ano para diferentes latitudes (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 8 – Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes.

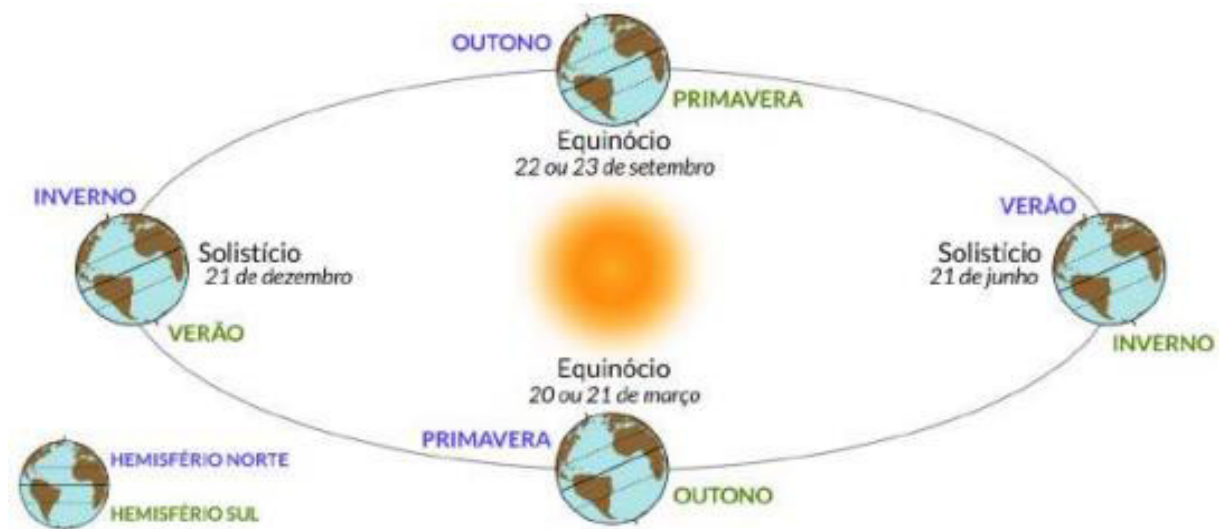


Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017).

A duração do dia está diretamente relacionada com as estações do ano. Conforme convenção astronômica, as estações do ano ocorrem em detrimento dos solstícios – período em que o Sol, mediante seu movimento aparente na esfera celeste, alcança a maior declinação em latitude medida a partir do Equador – e os equinócios – momento em que o Sol, em sua órbita

aparente, cruza o Equador terrestre. O verão no hemisfério Sul acontece quando o polo Sul está voltado para o Sol, já o inverno acontece quando o polo Sul está voltado para a direção oposta ao Sol, conforme pode-se observar na Figura 9 (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 9 – Solstícios e equinócios.

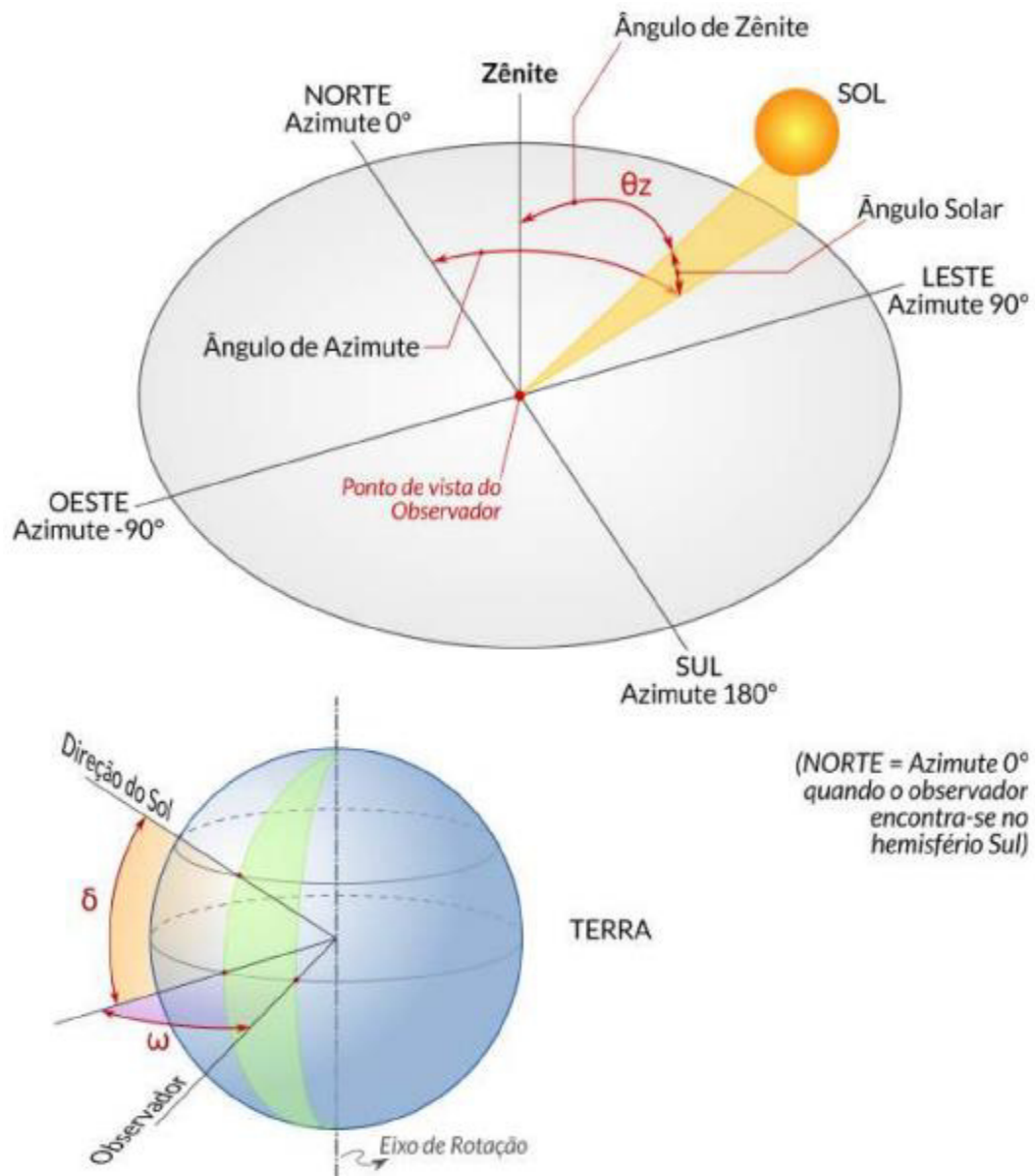


Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017).

A palavra equinócio possui origem em latim e significa “noite igual” e este termo é utilizado para denominar os dois dias do ano (21 de março e 22 de setembro) em que dia e noite possuem a mesma duração, conseqüentemente a mesma radiação solar, em ambos os hemisférios. O equinócio de março corresponde ao início do outono enquanto o equinócio de setembro estabelece o início da primavera no hemisfério Sul (PEREIRA *et al.*, 2017).

Além do movimento de translação orbital descrito anteriormente, a Terra realiza em torno do seu eixo o movimento de rotação, que está ligado ao ciclo diário da variação da incidência da energia proveniente do Sol. Para descrever os dois ciclos da variação da radiação solar que incide sobre o nosso planeta, utilizam-se conceitos importantes descritos geometricamente como os ângulos apresentados na Figura 10. A compreensão geométrica e espacial destes conceitos permite definir a posição do Sol em relação a qualquer ponto sobre a superfície terrestre e descrever numericamente sua variação diária e sazonal (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 10 – Ângulos notáveis em solarimetria.



Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

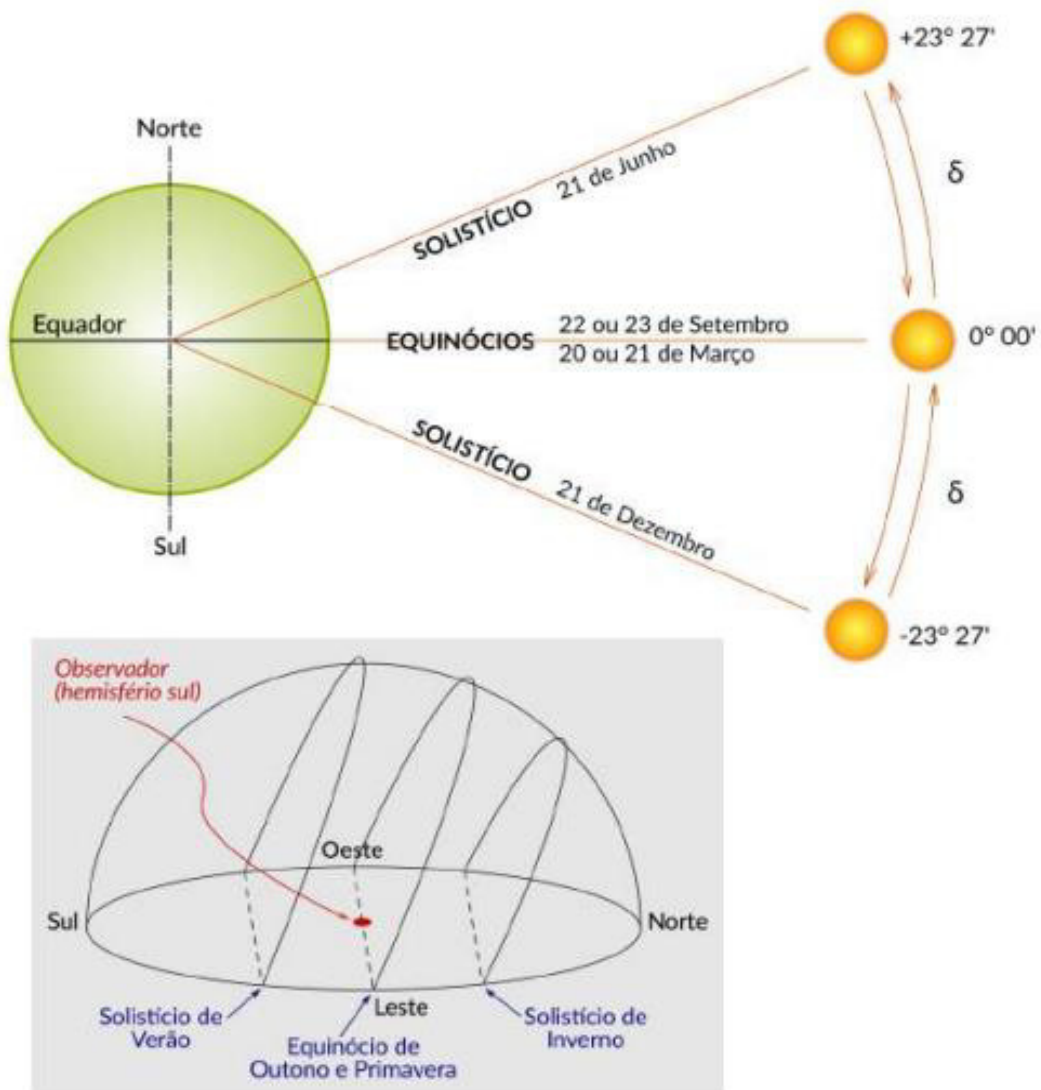
Mediante o apresentado na Figura 10, pode-se determinar que os conceitos importantes a serem compreendidos são (PEREIRA et al., 2017):

- O ângulo azimutal solar, como o ângulo formado entre o meridiano do observador e a linha de projeção da direção do Sol no plano horizontal. Este ângulo pode variar entre -180° e $+180^\circ$.
- O ângulo zenital solar (θ_z), como o ângulo formado entre a vertical no ponto de observação e a direção deste ponto na superfície terrestre ao Sol. Este ângulo pode

ser obtido tendo em mãos os valores de latitude do local (φ), a declinação solar (δ) e o ângulo horário solar (ω).

- O ângulo horário solar (ω), como o ângulo correspondente ao deslocamento angular do movimento aparente do Sol provocado pela rotação Terra, apresentando variação entre -180° e $+180^\circ$, onde cada 15° de variação corresponde ao período de uma hora diária.
- A declinação solar (δ), como o ângulo formado entre a inclinação do plano equatorial da Terra e a linha de direção Sol-Terra, apresentando variação ao longo do ano entre $-23^\circ 27'$ e $+23^\circ 27'$. A Figura 11 indica a amplitude destes valores obtidos ao longo do ano.

Figura 11 – Amplitude de valores do ângulo de declinação.



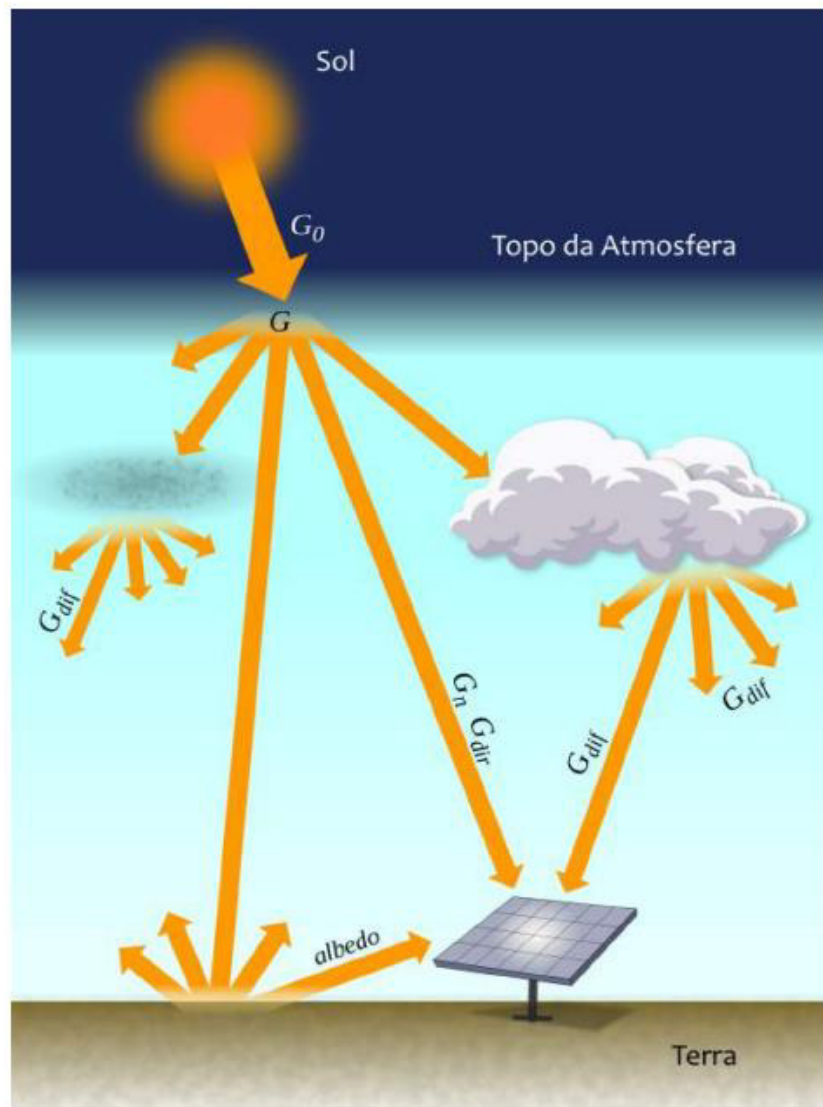
Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

Outros conceitos importantes a serem compreendidos dizem respeito à irradiância solar (W/m^2), que possui duas componentes: direta e difusa. Sua componente direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre o ponto de observação e o Sol, compreendendo a parcela não afetada por processos radiativos de absorção e espelhamento ocorridos na atmosfera. Já a componente difusa compreende a radiação proveniente de todas as demais direções que são originárias dos processos de espelhamento pelos gases e partículas que compõem a atmosfera. A definição apresentada neste trabalho é a seguinte (PEREIRA *et al.*, 2017):

- Irradiância extraterrestre (G_0): é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário localizado no topo da atmosfera.
- Irradiância direta normal (G_N): é a taxa de energia incidente por unidade de área oriunda do Sol e que incide perpendicularmente em uma superfície.
- Irradiância difusa horizontal (G_{DIF}): é a taxa de energia incidente em uma superfície por unidade de área proveniente do espelhamento do feixe solar direto pelos gases e partículas que compõem a atmosférica.
- Irradiância direta horizontal (G_{DIR}): é a taxa de energia incidente por unidade de área em uma superfície horizontal proveniente do feixe solar direto. Pode-se determinar seu valor pelo produto entre a irradiância direta normal (G_N) e o cosseno do ângulo zenital solar.
- Irradiância global horizontal (G): é a taxa de energia total por unidade de área incidente em uma superfície horizontal. Seu valor é obtido pela soma $G = G_{DIF} + G_{DIR}$ ou $G = G_{DIF} + G_N \cdot \cos(\theta_z)$, onde θ_z é o ângulo zenital.
- Irradiância no plano inclinado (G_I): é a taxa de energia total por unidade de área incidente em uma superfície na latitude do local em relação à superfície terrestre. em uma superfície horizontal proveniente do feixe solar direto. Pode-se determinar seu valor pelo produto entre a irradiância direta normal (G_N) e o cosseno do ângulo zenital solar.
- Albedo (Alb): é a fração de potência recebida em uma superfície mediante à refletância dos arredores e do solo onde se encontra um dispositivo (TONOLO, 2019).

A Figura 12 demonstra a irradiância ao atingir a atmosfera e seu espelhamento. A integral da irradiância ao longo do tempo é denominada irradiação solar (Wh/m^2) ou energia irradiante incidente acumulada em um período de tempo. Para esta integral ao longo de um dia, adota-se a simbologia H_0 , H_N , H_{DIF} , H_{DIR} , H e H_I , respectivamente (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 12 – Componentes da irradiância solar.



Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017).

3.1 O sistema de geração solar fotovoltaico

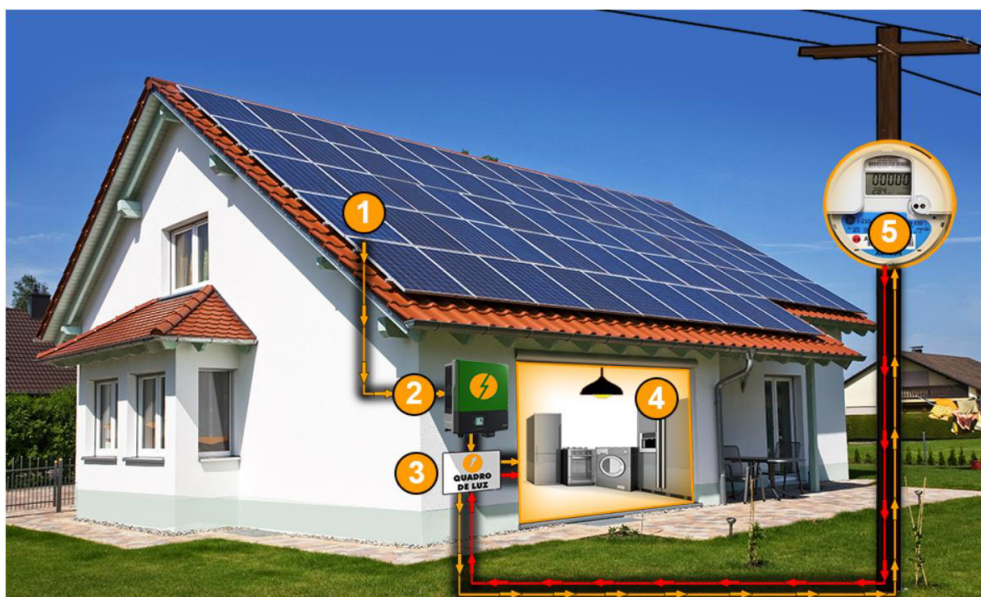
Os sistemas fotovoltaicos funcionam mediante dois equipamentos principais: o módulo fotovoltaico, que realiza a conversão da luz em energia elétrica por meio do efeito fotoelétrico; e o inversor solar, que converte a corrente elétrica contínua (CC) oriunda dos

módulos em corrente elétrica alternada (CA), para que ele possa ser utilizado pelo consumidor. São conhecidos atualmente três tipos de SGSF:

- Sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR), também conhecido como ON-GRID: este tipo de sistema é conectado à rede elétrica da concessionária local, que contabiliza a energia excedente produzida durante o período de geração e proporciona ao consumidor utilizá-la fora deste período.
- Sistema fotovoltaico isolado (SFVI), também conhecido como OFF-GRID: este sistema faz uso de banco de baterias para armazenamento da energia excedente produzida durante o período de geração, e por consequência sua utilização fora deste período ou caso a demanda instantânea requerida pela instalação seja maior que a demanda produzida naquele momento.
- Sistema fotovoltaico híbrido (SFVH): este sistema é a junção do SFVCR ao SFVI, onde além de ser conectado à rede elétrica da concessionária local também possui banco de baterias para armazenamento da energia.

Será utilizado como objeto de análise neste trabalho o SFVCR. Conforme pode-se observar na Figura 13 a seguir, este tipo de sistema possui, basicamente, os seguintes componentes principais:

Figura 13 – Esquema característico de um SFVCR.



Fonte: (PORTAL SOLAR, 2022).

1. Os módulos fotovoltaicos captam a luz do sol e produzem CC por meio de arranjos em série e em paralelo.
2. O inversor solar transforma a energia em CC produzida pelos módulos fotovoltaicos para energia em CA, com o propósito de conexão com a rede elétrica local.
3. O ponto de conexão entre o SGSF e a rede elétrica local, geralmente localizado no quadro de distribuição da unidade consumidora. Neste ponto também se encontram os dispositivos de seccionamento e proteção do SGSF.
4. As cargas da unidade consumidora, que durante o período de geração usufruem da energia gerada instantaneamente pelo SGSF e fora deste horário utilizam-se do sistema de compensação de créditos regulamentado pela ANEEL.
5. O ponto de conexão da unidade consumidora com a concessionária de energia elétrica local. Para que haja a correta contabilização da energia consumida da concessionária e da energia excedente injetada no sistema elétrico, faz-se necessário a instalação de um medidor bidirecional.

3.2 Fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos

O desempenho dos SGSFs está diretamente ligado à alguns fatores, tais como localização geográfica, qualidade dos equipamentos, direcionamento e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos. Um projeto bem dimensionado requer a utilização de ferramentas eficazes para que as perdas oriundas desse sistema sejam as menores possíveis (TONOLO, 2019).

Comumente os fabricantes de módulos fotovoltaicos disponibilizam em seus manuais as características elétricas de seus produtos em condições padrões de teste *STC* (do inglês *standard test conditions*), com irradiância solar à 1.000 W/m², massa de ar à 1,5 e temperatura da célula à 25 °C. Como dito, estas características são aplicadas à testes controlados em laboratórios e dificilmente serão encontradas em instalações ao ar livre (TONOLO, 2019).

Os SGSFs apresentam inúmeros fatores de perdas elétricas e várias condições ambientais interferem em sua eficiência. Todas essas características devem ser levadas em consideração para que se possa realizar um dimensionamento confiável e com as expectativas mais realistas possíveis (TONOLO, 2019).

Os fatores que interferem diretamente no desempenho dos SGSFs são a sujidade, a temperatura, o sombreamento, as perdas no inversor, o descasamento de módulos (*mismatch*),

as perdas nos circuitos elétricos CC e CA, a degradação dos módulos e o ângulo de incidência solar. Todos esses aspectos serão abordados a seguir (TONOLO, 2019).

3.2.1 Perda por sujidade

Existem na atmosfera diferentes tipos de partículas com formas e tamanhos distintos, dentre elas a poluição, a poeira e os materiais orgânicos. A sujidade nada mais é do que o acúmulo destes materiais sobre os módulos fotovoltaicos, provocando uma barreira entre a irradiância solar e as células e, conseqüentemente, redução na sua potência elétrica de saída (BEATTIE *et al.*, 2012) (HICKEL, 2017) (SILUK, 2017).

O acúmulo de sujeira nos módulos é um processo natural que varia para diferentes localidades, sendo baseadas na geografia, clima e urbanização de uma região. As condições ambientais importantes que determinam essas características são umidade, vento (variação na velocidade, direção e magnitude) e variações sazonais (TONOLO, 2019).

O ângulo de inclinação a qual os módulos são instalados possui um papel importante neste fator de perda. Se considerarmos os efeitos da gravidade, as superfícies inclinadas tendem a acumular menos poeira do que as superfícies horizontais, portanto, para regiões próximas à linha do Equador é recomendado a instalação de módulos com inclinação mínima de 10° a fim de um menor acúmulo de sujeira e do favorecimento a autolimpeza. Mesmo com essa orientação é de boa prática a lavagem periódica dos módulos para retirada de materiais que não tenham sido limpos pela água da chuva, tais como excrementos de pássaros (TAMIZHMANI *et al.*, 2016) (MANI e PILLAI, 2010) (PINHO e GALDINO, 2014).

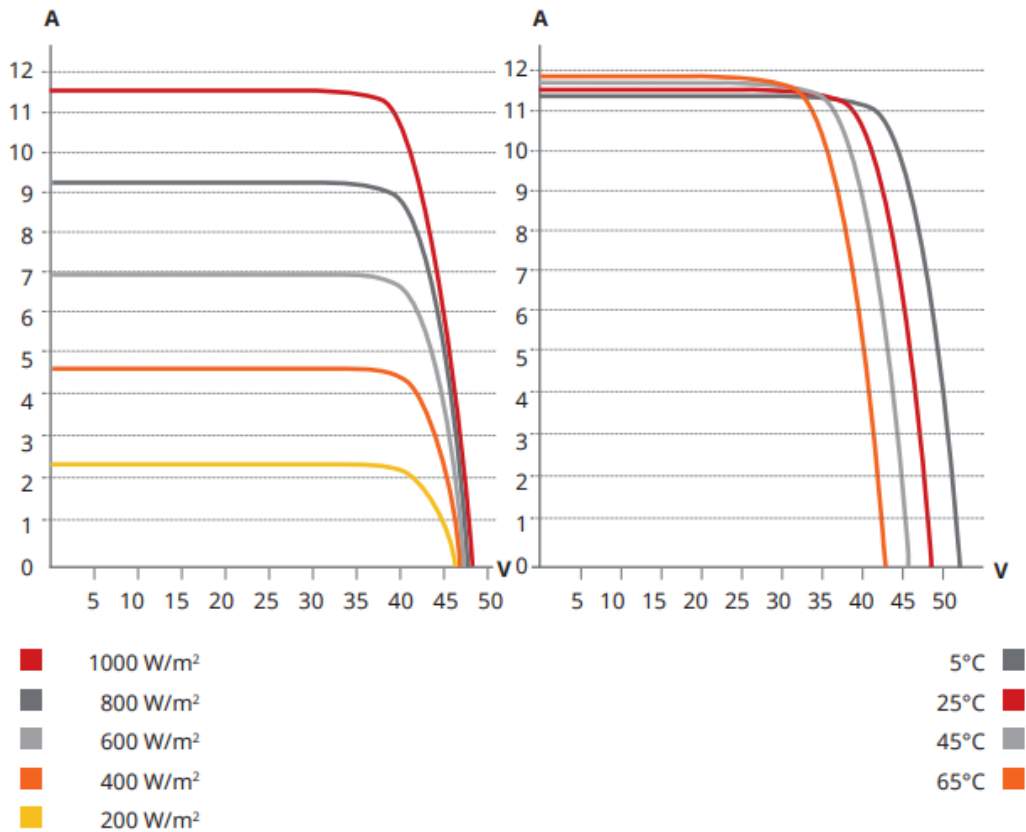
3.2.2 Perda por temperatura

A temperatura do módulo é um parâmetro com grande interferência no SGSF. Cada modelo de módulo fotovoltaico possui uma curva única característica de tensão e corrente (curva I x V) com um ponto de máxima potência *MPP* (do inglês *Maximum Power Point*) exclusivo para cada condição de irradiação e temperatura encontrados (TONOLO, 2019).

O efeito fotovoltaico apresenta uma relação diretamente proporcional entre a irradiação incidente na superfície e a energia produzida. A Figura 14 a seguir apresenta a curva I x V dos módulos fotovoltaicos da fabricante Canadian Solar, modelos CS3W-430~455-MS. Pode-se observar a característica do efeito fotovoltaico com a variação na irradiação e também

os efeitos da temperatura, para a irradiância constante em 1.000 W/m^2 , na potência de saída do módulo (TONOLO, 2019).

Figura 14 – Curva $I \times V$.



Fonte: (CANADIAN, 2020).

Pode-se verificar que o aumento na temperatura ambiente reduz a potência de saída do módulo. É por este motivo que os fabricantes de módulos disponibilizam também coeficientes de temperatura para a potência máxima do módulo (P_{MAX}), para a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e para a corrente de curto circuito (I_{SC}). Conhecer todas essas características dos módulos faz com que sejamos mais assertivos quanto a operação real do SGSF.

3.2.3 Perda por sombreamento

A instalação de SGSFs estão sujeitas à fatores de sombreamento, ocasionado por árvores, postes, telhados vizinhos, antenas, etc. Módulos parcialmente sombreados são propícios à formação de pontos quentes, onde a potência gerada acaba dissipando-se nas células

sombreadas por onde flui uma corrente reversa relativamente alta. A fim de evitar esse tipo de incidente são inseridos diodos de desvios (*by-pass*) (ALMEIDA, 2012) (DE MELO, 2012).

Dentro de uma configuração de *string*, caracterizada pela ligação em série de vários módulos fotovoltaicos, o sombreamento de um dos módulos ocasiona a redução de potência deste e conseqüentemente limitação de potência nos demais módulos que fazem parte desse arranjo. Atualmente, existem otimizadores de potência que são instalados pontualmente em módulos que venham a prejudicar a geração da *string*, reduzindo assim as perdas oriundas desse tipo de circunstância.

3.2.4 Perda no inversor

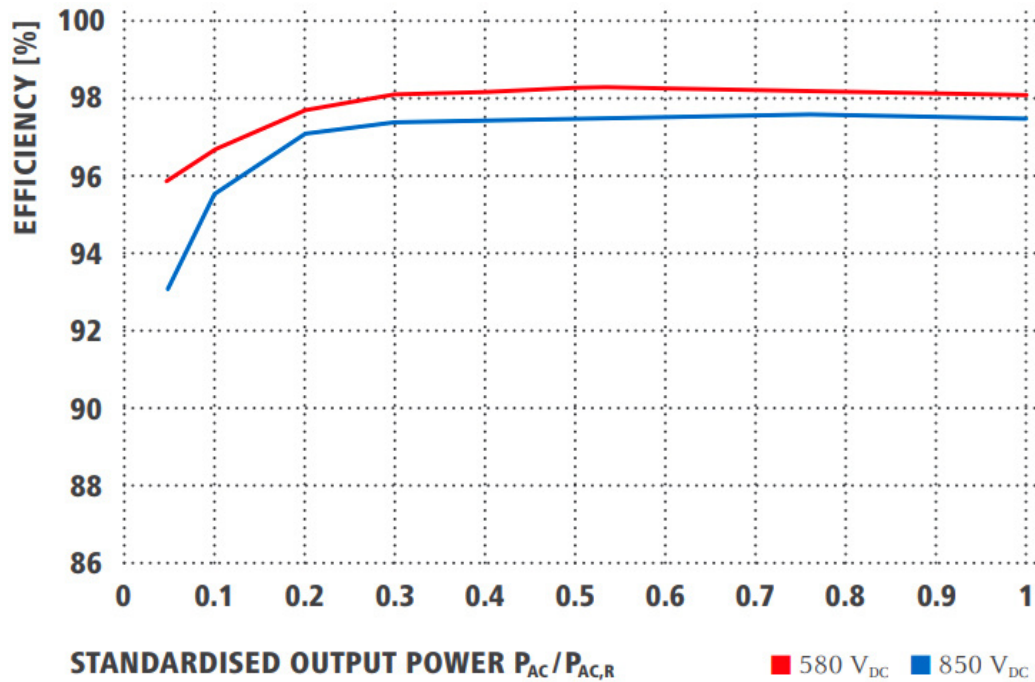
O inversor é um equipamento eletrônico que converte a energia em forma de corrente contínua para a forma de corrente alternada. Em SFVCR eles devem obedecer aos níveis de tensão e frequência exigidos pela concessionária de energia local.

A eficiência desta conversão nos mostra o nível de perdas durante esse processo, que pode ser alcançada pela relação entre a potência de saída CA do inversor pela potência de entrada CC. Diversos fatores intrínsecos contribuem para essas perdas, tais como a presença de transformadores, as perdas ferromagnéticas, o autoconsumo do equipamento e as perdas na eletrônica de potência (PERIN *et al.*, 2016) (VERMA e SINGHAL, 2015).

Fatores alheios ao sistema de funcionamento do equipamento também contribuem para a eficiência do sistema. Como visto anteriormente, a temperatura ao qual o sistema está submetido interfere diretamente na eficiência dos módulos e para o inversor não seria diferente. A variação da irradiância no decorrer do dia também implica na eficiência do inversor, uma vez que as flutuações na potência de saída e no *MPP* dos módulos podem fazer com que o inversor opere fora da faixa de melhor desempenho.

A Figura 15 a seguir demonstra a curva de eficiência de um inversor comercial da fabricante Fronius, para os modelos Eco 25.0-3-S e 27.0-3-S. Pode-se observar que além da faixa de tensão CC de operação do equipamento, outro fator que também pode acarretar em uma menor eficiência deste inversor é seu baixo carregamento, índice este que se torna praticamente constante a partir de certo ponto.

Figura 15 – Curva de eficiência do inversor.



Fonte: (FRONIUS, 2015).

3.2.5 Perda por descasamento de módulos (*mismatch*)

O efeito chamado de incompatibilidade ou descasamento de módulos, ou apenas *mismatch*, é o resultado de pequenas inconsistências no desempenho entre módulos conectados em uma mesma *string*. Esse efeito é causado principalmente por dois aspectos: a dispersão de propriedades elétricas e a não uniformidade de iluminação em células fotovoltaicas (TONOLO, 2019).

O primeiro aspecto citado pode ser minimizado já durante o processo de fabricação dos módulos. O segundo aspecto pode ser contornado no momento da montagem do sistema, com uma análise criteriosa do local da instalação no que tange à incidência de sombreamentos parciais e dos ângulos de inclinação encontrados (TONOLO, 2019).

Este efeito pode ser um ponto crítico em uma instalação, uma vez que, dentro de uma mesma *string*, a potência de saída individual de cada módulo participante deste circuito fica limitada à menor potência encontrada nesse grupo.

3.2.6 Perdas nos circuitos elétricos CC e CA

As perdas causadas pela dissipação de calor são comumente mais altas no lado do circuito de CC, no trecho compreendido entre os módulos e o inversor. Geralmente esse trecho é mais longo do que o lado do circuito CA pois normalmente o inversor é posicionado próximo ao ponto de conexão com a rede elétrica (NASCIMENTO, 2013) (NOBRE, 2015).

Por este motivo é de suma importância o dimensionamento adequado destes condutores já que frequentemente o lado CC atinge valores próximos à 1.000 V. A escolha da isolamento adequada e o dimensionamento das sessões dos condutores para que a queda de tensão nesse trecho do circuito seja inferior à 1,5 % contribuem para que essas perdas sejam reduzidas (NASCIMENTO, 2013) (VERMA e SINGHAL, 2015).

3.2.7 Perdas por degradação dos módulos

Um dos pontos mais importantes para a popularização dos SGSFs é a confiabilidade à longo prazo. Atualmente, a garantia fornecida pelos fabricantes de inversores é de 10 anos, em média, enquanto a garantia fornecida pelos fabricantes de módulos é de 12 à 15 anos para defeitos na fabricação e acabamento e de 25 à 30 anos para a potência linear de saída.

Como todo componente eletrônico, os módulos também estão susceptíveis a efeitos de degradação ao longo do tempo. Um módulo fotovoltaico degradado provavelmente continuará a desempenhar sua principal função que é a de gerar energia a partir da luz solar, porém trabalhará fora dos limites aceitáveis garantidos pelo fabricante (NDIAYE *et al.*, 2013).

Geralmente, os principais efeitos de degradação nos módulos estão relacionados à fatores ambientais, tais como temperatura, umidade, entrada de água e intensidade de raios UV (NDIAYE *et al.*, 2014).

A umidade atinge o módulo pela sua entrada através das bordas do laminado. Com isso, a corrosão degrada a moldura metálica externa, a junção entre as células e suas conexões metálicas, provocando perda no desempenho (NDIAYE *et al.*, 2013).

Outros fenômenos que podem atingir os módulos fotovoltaicos são o *browning* e o *yellowing*. Ambos os casos correspondem ao escurecimento da camada de EVA (etil vinil acetato). O *yellowing* corresponde ao amarelamento desta camada e é considerada o passo inicial ao *browning*, que é quando esta camada adquire um tom amarronzado. A principal causa desses efeitos são a radiação UV incidente, as altas temperaturas e a composição da resina de encapsulamento (GALDINO e SILVA, 2014) (OLIVEIRA, 2017).

Outros efeitos que podem afetar o desempenho dos módulos são a delaminação e o aparecimento de bolhas. O primeiro consiste na perda de aderência ou separação entre as diferentes camadas do módulo fotovoltaico, e atinge geralmente as bordas e os cantos do módulo, provocando aumento da reflexão e penetração de água, conseqüentemente perda de potência de saída. O segundo ocorre comumente na parte de trás do módulo e é provocado pela liberação de gases oriundos de reações químicas, dificultando a dissipação de calor e superaquecendo as células (OLIVEIRA *et al.*, 2018) (GALDINO e SILVA, 2014) (MUNOZ *et al.*, 2011).

Quebras e rachaduras de vidro também são fatores de degradação dos módulos. Geralmente elas podem ser detectadas por inspeção visual e se originar durante a instalação, a manutenção ou transporte, ou por fatores externos como vandalismo e efeitos climáticos. Em algumas situações, elas também podem se originar durante o processo de fabricação (TONOLO, 2019).

Ponto quente é uma área, geralmente a célula inteira, de um módulo operando com temperatura acima do normal. Pode ser ocasionada por sombreamento parcial, incompatibilidade de células ou falhas de conexão (TONOLO, 2019).

Por fim, o potencial de degradação induzida (*PID* do inglês *Potential Induced Degradation*) está relacionado à perda de potência observada em SFVCRs. Esse fenômeno é criado pela alta diferença de potencial elétrico (DDP) entre o sistema FV e a terra, e ocasionado quando um grande número de módulos é conectado em uma mesma *string* (TONOLO, 2019).

3.2.8 Perdas pelo ângulo de incidência solar

O melhor ângulo de inclinação para qualquer sistema FV é aquele que favorece a maior geração anual de energia para este local. A absorção máxima da radiação solar ocorre quando a superfície do módulo é instalada perpendicularmente aos raios direto do sol, comumente encontrada igualando o ângulo de instalação ao ângulo de latitude do local. Nem sempre é possível que isso ocorra, uma vez que geralmente se utiliza o telhado das edificações para a instalação do sistema FV (TONOLO, 2019).

4 ANÁLISES REAIS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS

Para o objeto de estudo que este trabalho se destina serão realizadas as análises de geração mensal no ano de 2021 de quatro SFVCR instalados na cidade de Fortaleza. Todas as instalações visitadas fazem parte do grupo B, ou seja, são conectadas em baixa tensão na rede elétrica da concessionária de energia local, Enel Distribuição Ceará. Cada uma delas será apresentada ao longo deste capítulo.

Importante ressaltar que a escolha das quatro usinas apresentadas neste estudo em meio à outras que também poderiam ser analisadas se dá por alguns aspectos semelhantes:

- Todas foram instaladas no ano de 2020, portanto estão no segundo ano de operação.
- Não apresentam histórico de falhas.
- Não apresentam casos de manutenções ou limpezas.
- Possuem dados completos de geração dia à dia no ano de 2021.

4.1 Usina fotovoltaica 01

A usina fotovoltaica 01 está localizada no bairro de Fátima, em Fortaleza – CE, e possui as características técnicas listadas a seguir. Logo em seguida, as Figura 16 mostra a vista aérea da instalação e a Figura 17 mostra a instalação do inversor e suas proteções CC e CA. Deve-se considerar para efeito de análise apenas os módulos destacados em vermelho, já que os outros 4 módulos compõem outro sistema que não será objeto de estudo.

- Potência instalada em módulos: 3,90 kWp.
- Potência instalada em inversor: 5,00 kW.
- Detalhe dos módulos: 10 unidades de 390 Wp da fabricante JINKO SOLAR, tipo monocristalino, modelo JKM390M-72H-V.
- Detalhe do inversor: 1 unidade de 5,0 kW da fabricante PHB SOLAR, modelo PHB5000D-NS.

Uma característica importante da usina fotovoltaica 01 é que está localizada em uma região da cidade de Fortaleza com alta concentração de prédios, fator este que provoca uma maior região de sombreamento sobre a instalação. Outro aspecto a ser notado nesta usina

é que o inversor e os equipamentos de proteção estão instalados em local arejado e de fácil acesso.

Figura 16 – Vista aérea do SFVCR 01.



Fonte: O próprio autor.

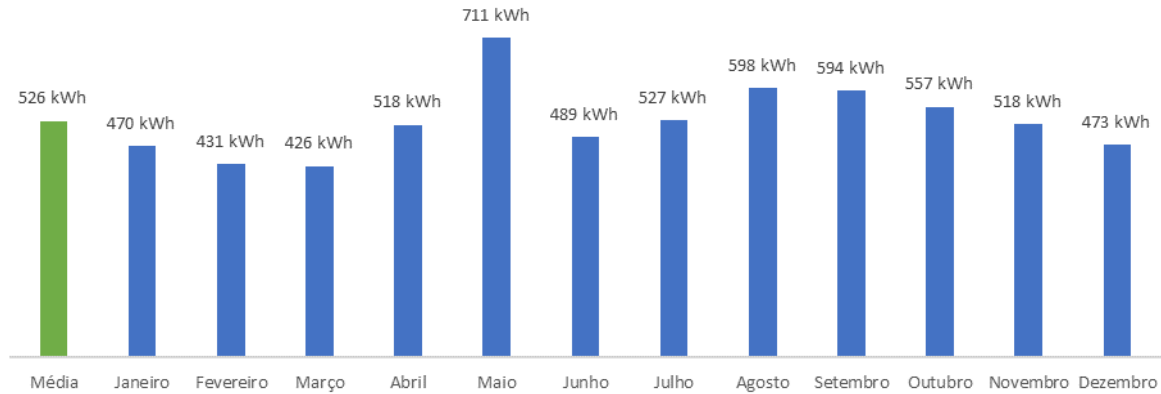
Figura 17 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 01.



Fonte: O próprio autor.

A partir do supervisorio da fabricante do inversor, pode-se obter os seguintes dados de geração para o ano de 2021 apresentados no Gráfico 1 a seguir:

Gráfico 1 – Geração mensal de energia do SFVCR 01 em 2021.



Fonte: Adaptado do supervisorio SolarPortal.

4.2 Usina fotovoltaica 02

A usina fotovoltaica 02 está localizada no bairro Cambeba, em Fortaleza – CE, e possui as características técnicas listadas a seguir. Logo em seguida, as Figuras 18 mostra a vista aérea da instalação e 19 mostra a instalação do inversor e suas proteções CC e CA.

- Potência instalada em módulos: 6,03 kWp.
- Potência instalada em inversor: 5,00 kW.
- Detalhe dos módulos: 18 unidades de 335 Wp da fabricante JINKO SOLAR, tipo policristalino, modelo JKM335PP-72-V.
- Detalhe do inversor: 1 unidade de 5,0 kW da fabricante PHB SOLAR, modelo PHB5000D-NS.

A usina fotovoltaica 02 está situada em uma região mais afastada do centro da cidade de Fortaleza. Nesta região há uma grande concentração de condomínios horizontais e pouca interferência de sombreamento. Um aspecto importante sobre esta usina é que o inversor e os equipamentos de proteção estão instalados em local confinado, com pouca ventilação natural e de acesso restrito.

Figura 18 – Vista aérea do SFVCR 02.



Fonte: O próprio autor.

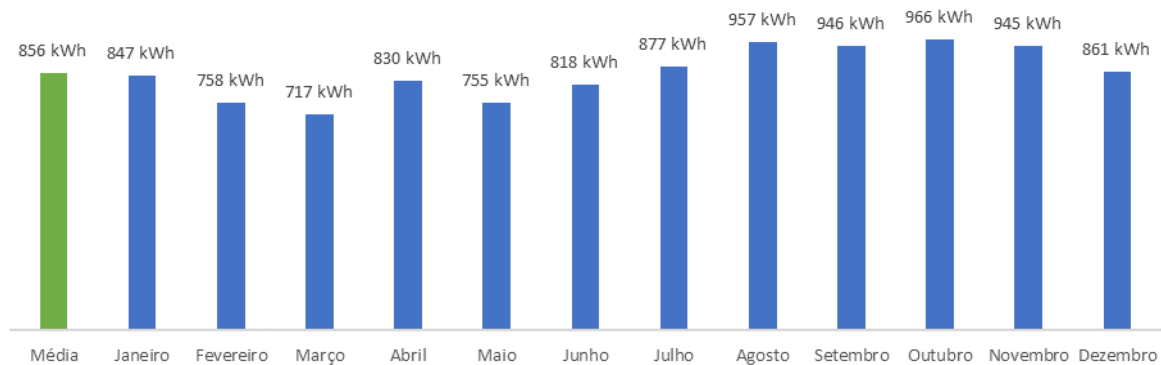
Figura 19 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 02.



Fonte: O próprio autor.

A partir do supervisor da fabricante do inversor, pode-se obter os seguintes dados de geração para o ano de 2021 apresentados no Gráfico 2 a seguir:

Gráfico 2 – Geração mensal de energia do SFVCR 02 em 2021.



Fonte: Adaptado do supervisório SolarPortal.

4.3 Usina fotovoltaica 03

A usina fotovoltaica 03 está localizada no bairro Carlito Pamplona, em Fortaleza – CE, e possui as características técnicas listadas a seguir. Logo em seguida, as Figuras 20 mostra a vista aérea da instalação e 21 mostra a instalação do inversor e suas proteções CC e CA.

- Potência instalada em módulos: 4,05 kWp.
- Potência instalada em inversor: 5,00 kW.
- Detalhe dos módulos: 10 unidades de 405 Wp da fabricante TRINA SOLAR, tipo monocristalino, modelo TSM-405DE15M(II).
- Detalhe do inversor: 1 unidade de 5,0 kW da fabricante GOODWE SOLAR, modelo GW5000D-NS.

A usina fotovoltaica 03 está instalada em uma região próxima ao centro da cidade de Fortaleza. Nesta região há uma grande densidade demográfica e alguns pontos de sombreamento provocados por árvores próximas à edificação. Um aspecto importante sobre esta usina é que o inversor e os equipamentos de proteção estão instalados em local com grande trânsito de pessoas, com pouca ventilação natural e de livre acesso.

Figura 20 – Vista aérea do SFVCR 03.



Fonte: O próprio autor.

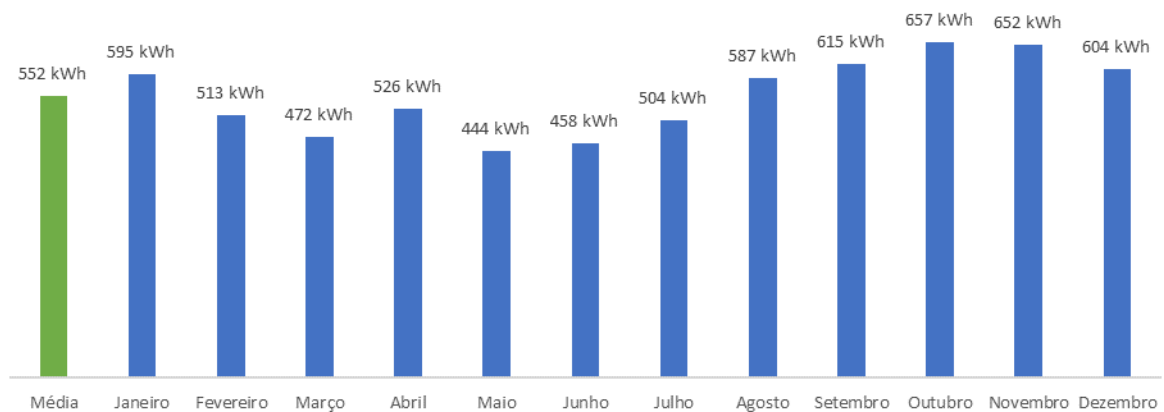
Figura 21 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 03.



Fonte: O próprio autor.

A partir do supervisor da fabricante do inversor, pode-se obter os seguintes dados de geração para o ano de 2021 apresentados no Gráfico 3 a seguir:

Gráfico 3 – Geração mensal de energia do SFVCR 03 em 2021.



Fonte: Adaptado do supervisório SolarPortal.

4.4 Usina fotovoltaica 04

A usina fotovoltaica 04 está localizada no bairro Passaré, em Fortaleza – CE, e possui as características técnicas listadas a seguir. Logo em seguida, as Figuras 22 mostra a vista aérea da instalação e 23 mostra a instalação do inversor e suas proteções CC e CA.

- Potência instalada em módulos: 7,37 kWp.
- Potência instalada em inversores: 6,50 kW.
- Detalhe dos módulos: 22 unidades de 335 Wp da fabricante JINKO SOLAR, tipo policristalino, modelo JKM335PP-72-V.
- Detalhe dos inversores: 1 unidade de 5,0 kW da fabricante PHB SOLAR, modelo PHB5000D-NS e 1 unidade de 1,5 kW da fabricante PHB SOLAR, modelo PHB1500-XS.

Assim com a usina fotovoltaica 02, a usina fotovoltaica 04 também está situada em uma região mais afastada do centro da cidade de Fortaleza. Nesta região há uma grande concentração de áreas verdes e pouca interferência de sombreamento. Um aspecto importante sobre esta usina é que nela estão instalados 2 inversores, o que torna a análise deste cenário mais delicado por conta da divisão entre as *strings* de cada um deles. O inversor e os equipamentos de proteção estão instalados em local arejado, com boa ventilação natural e de fácil acesso.

Figura 22 – Vista aérea do SFVCR 04.



Fonte: O próprio autor.

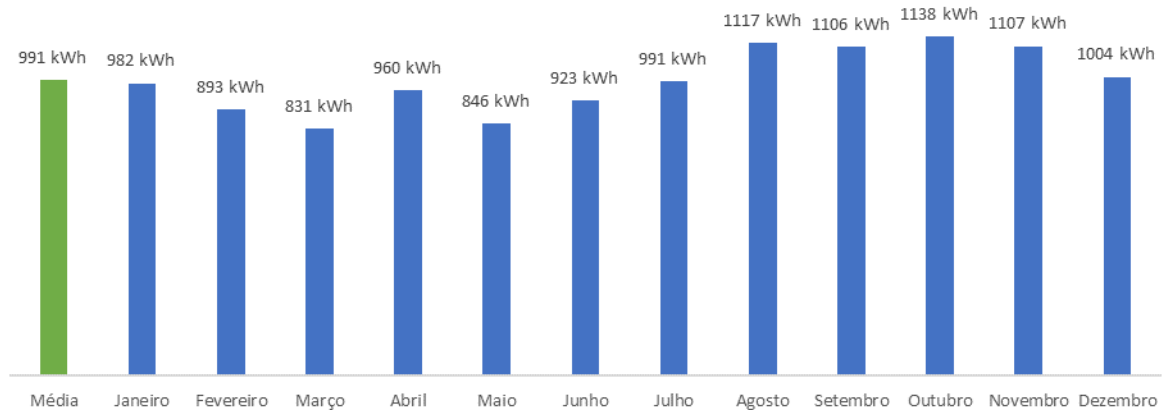
Figura 23 – Detalhe do inversor e proteções CC e CA do SFVCR 04.



Fonte: O próprio autor.

A partir do supervisor da fabricante do inversor, pode-se obter os seguintes dados de geração para o ano de 2021 apresentados no Gráfico 4 a seguir:

Gráfico 4 – Geração mensal de energia do SFVCR 04 em 2021.



Fonte: Adaptado do supervisor SolarPortal.

Pode-se observar que um aspecto comum entre as curvas de geração mensal anual das quatro usinas estudadas é que elas seguem um padrão semelhante entre si. Esta é a curva característica para usinas instaladas com latitudes próximas às encontradas no estado do Ceará e que possuem condições climáticas semelhantes à nossa.

Percebe-se que durante as estações do verão e outono, comumente denominada como quadra chuvosa no estado do Ceará, compreendida entre os meses de dezembro à maio existe um decréscimo de geração mensal coincidentemente devido ao maior índice de chuvas. Já entre as estações do inverno e primavera, compreendida entre os meses de junho à novembro ocorre um acréscimo de geração mensal de energia.

A Tabela 1 a seguir apresenta um resumo entre as usinas analisadas. Mediante sua análise, pode-se verificar que a usina que possui o melhor fator de geração é a usina fotovoltaica 02, instalada no bairro Cambeba. Pode-se afirmar que a usina fotovoltaica 01 possui um bom rendimento se comparada às outras usinas analisadas, uma vez que o índice de sombreamento que a atinge é consideravelmente maior que as demais.

Tabela 1 – Resumo das principais características das usinas estudadas.

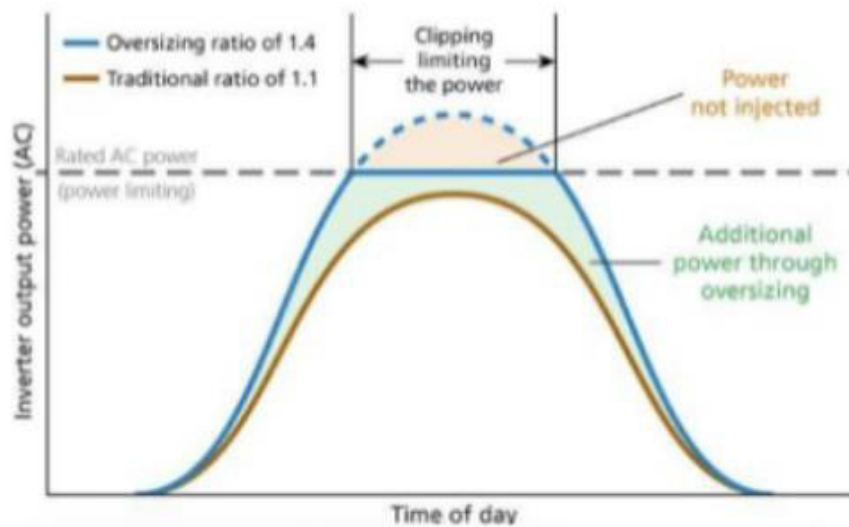
	UFVCR 01	UFVCR 02	UFVCR 03	UFVCR 04
Potência Total	3,90 kWp	6,03 kWp	4,05 kWp	7,37 kWp
Potência em Inversor(es)	5,00 kW	5,00 kW	5,00 kW	6,50 kW
FDI	0,78	1,21	0,81	1,13
Geração Média Anual	526 kWh	856 kWh	552 kWh	991 kWh
FG	134,87 kWh/kWp/mês	141,96 kWh/kWp/mês	136,30 kWh/kWp/mês	134,46 kWh/kWp/mês

Fonte: O próprio autor.

Entendam-se como fator de geração (FG) a relação entre a geração média anual e a potência total do sistema e fator de dimensionamento do inversor (FDI) a relação entre a potência total e a potência em inversor(es). Com este fator pode-se encontrar a sobrecarga ou não ao qual o inversor está submetido, também chamado de *oversizing*.

Como pode-se observar na Figura 24 a seguir, a curva de potência de um inversor apresenta o tempo no eixo X e a potência do sistema no eixo Y. Para os sistemas que não apresentam *oversizing* (curva em laranja), nos horários com maior irradiância solar o inversor entregará a máxima potência dos módulos fotovoltaicos. Já para sistemas que apresentam *oversizing* (curva em azul), observa-se que existe uma entrega de maior potência na maior parte do tempo, principalmente no início da manhã e no final da tarde, porém é neste cenário que ocorre um outro efeito denominado *clipping*, comumente encontrado nos horários com maior irradiância solar, que é quando o inversor limita a potência de saída dos módulos fotovoltaicos para que a potência do sistema não ultrapasse a potência nominal do equipamento.

Figura 24 – Curvas de potência de um inversor com e sem *oversizing*.



Fonte: (CANAL SOLAR, 2021).

Para as usinas estudadas, apenas a UFVCR 02 e a UFVCR 04 possuem *oversizing*, com 21 % e 13 %, respectivamente. A UFVCR 01 e a UFVCR 03 operam com potência inferior à potência nominal dos seus respectivos inversores. Pode-se então afirmar que a existência de *oversizing* poderá ou não comprometer o rendimento da usina, sendo necessário para uma melhor análise que os fabricantes forneçam as curvas de eficiência dos seus equipamentos, algo que geralmente não é encontrado em seus manuais e *datasheets*.

5 SIMULAÇÕES DOS SISTEMAS REAIS

Para efeito de comparação aos resultados obtidos no capítulo anterior, onde detalhou-se cada um dos quatro SFVCR com suas respectivas gerações mensais, apresenta-se neste capítulo as análises através do *software PVsyst* de cada uma destas usinas.

O *PVsyst* é um *software* desenvolvido pela Universidade de Genebra, na Suíça, e foi projetado para ser utilizado por arquitetos, engenheiros, pesquisadores e estudantes que possuam interesse em trabalhar com sistemas fotovoltaicos. Ele possui um vasto banco de dados climáticos e dados técnicos completos de diversos fabricantes de equipamentos utilizados em sistemas FV. O site da empresa desenvolvedora do *software* disponibiliza gratuitamente pelo período de 30 dias sua última versão com todos os recursos disponíveis. Será utilizado neste trabalho a versão 7.2.16.

Além do *software PVsyst* também será utilizado neste trabalho o *software Agisoft Metashape*. Este *software* realiza o processamento fotogramétrico de imagens digitais para geração de dados espaciais 3D.

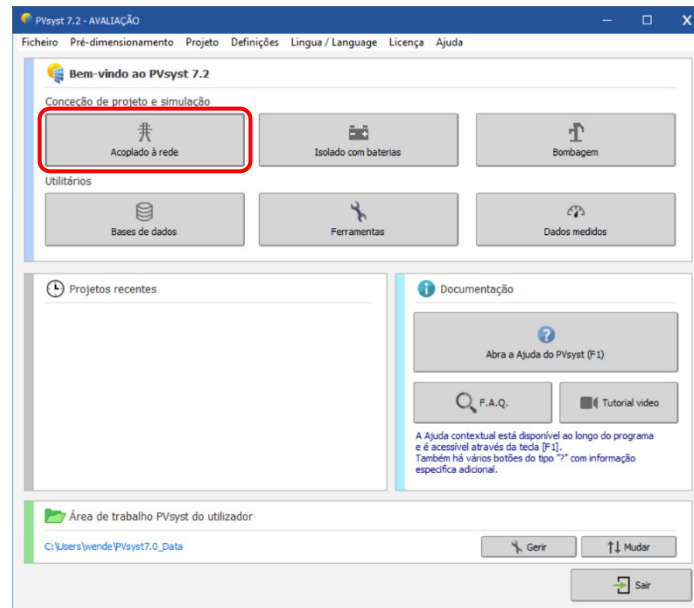
O procedimento para a realização destas simulações inicia-se com o levantamento fotográfico com auxílio de um drone de todos os quatro SFVCR. Basicamente, em cada um dos quatro levantamentos realizados são obtidas diversas fotos circundando em 360° a instalação para a obtenção do máximo de detalhes de cada uma delas e dos seus arredores.

Em posse das fotos de cada uma das usinas, utiliza-se o *software Agisoft Metashape* para geração dos seus respectivos modelos 3D. Estes modelos serão utilizados na próxima etapa do procedimento, que consiste na simulação de cada um dos sistemas no *software PVsyst*.

5.1 Procedimento realizado no PVsyst

O procedimento realizado dentro do *software PVsyst* é relativamente simples, mas que requer estudo e compreensão sobre alguns aspectos que serão abordados a seguir. Inicialmente, escolhe-se a forma de concepção do projeto. Como todas as quatro usinas tratam-se de SFVCR, em todas serão escolhidas a opção ‘acoplado à rede’, conforme mostra a Figura 25 a seguir:

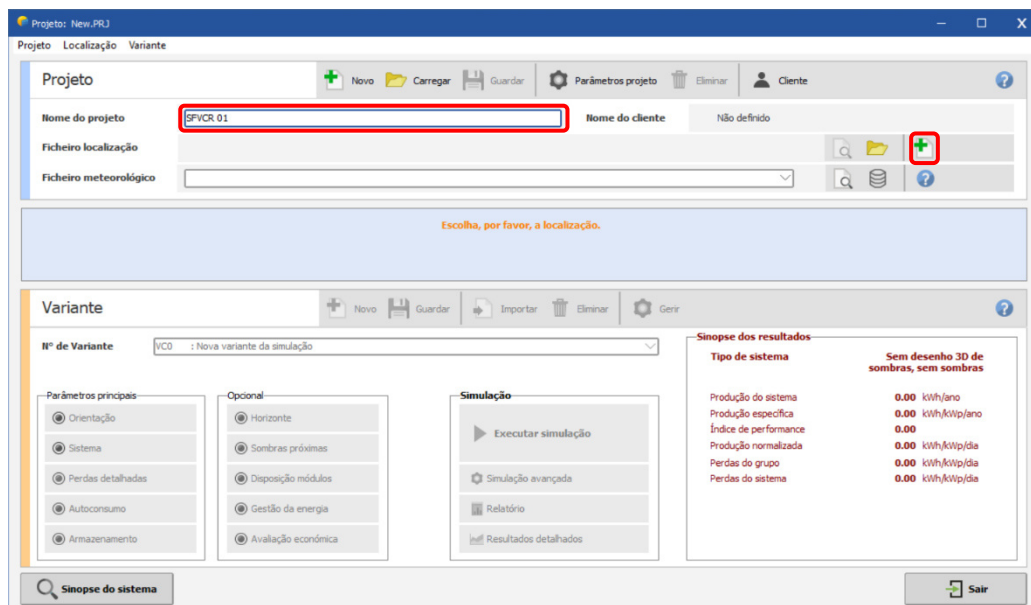
Figura 25 – Abertura do PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O próximo passo realizado é escolha do nome e do ficheiro meteorológico da usina em questão, conforme descrito na Figura 26 a seguir:

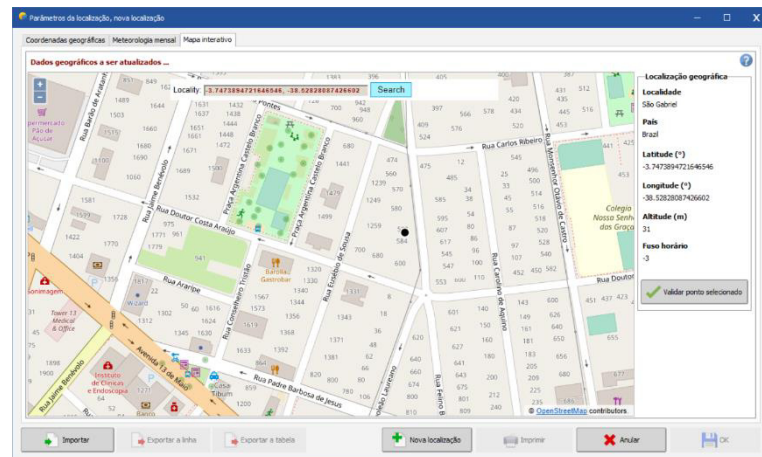
Figura 26 – Página inicial do PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

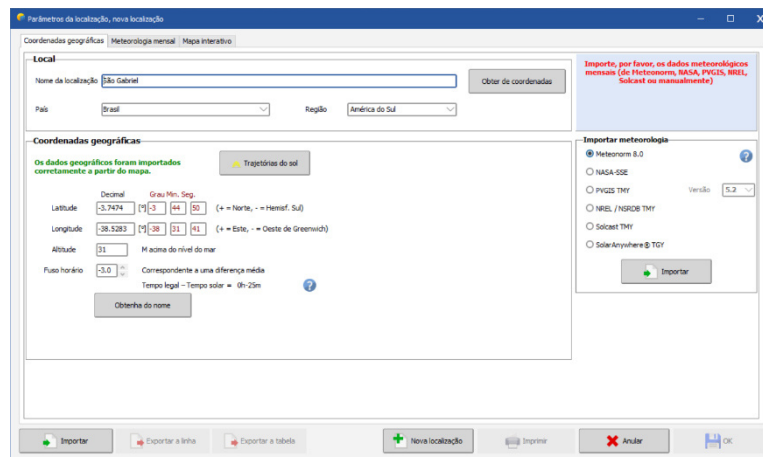
Neste próximo passo, colocam-se as coordenadas geográficas da usina para que o *PVsys* localize o ficheiro meteorológico mais próximo do local para que possamos importar seus dados climáticos. Na próxima etapa o *PVsys* já disponibiliza informações como irradiação horizontal total, irradiação difusa horizontal, temperatura, velocidade do vento, turvação de linke e umidade relativa. Os passos descritos acima são apresentados nas Figuras 27, 28 e 29 a seguir:

Figura 27 – Inserção das coordenadas geográficas no *PVsys*.



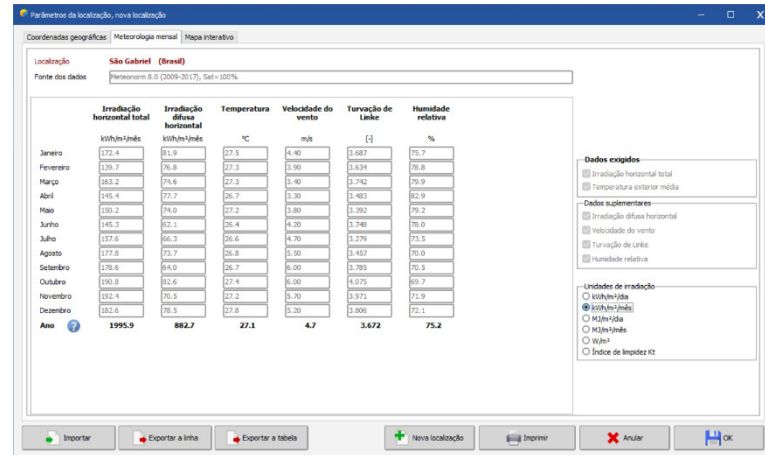
Fonte: O próprio autor.

Figura 28 – Importação dos dados climáticos no *PVsys*.



Fonte: O próprio autor.

Figura 29 – Confirmação do ficheiro meteorológico no PVsyst.

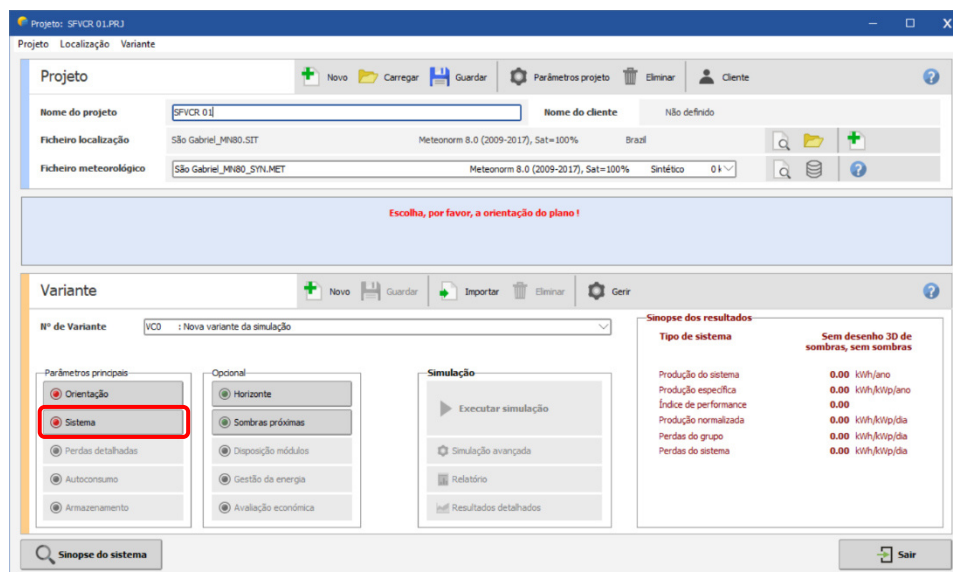


Fonte: O próprio autor.

Já definidos nome e ficheiro meteorológico, a próxima etapa dentro do PVsyst é no parâmetro 'sistema', conforme ilustrado nas Figuras 30 e 31 a seguir, sua definição.

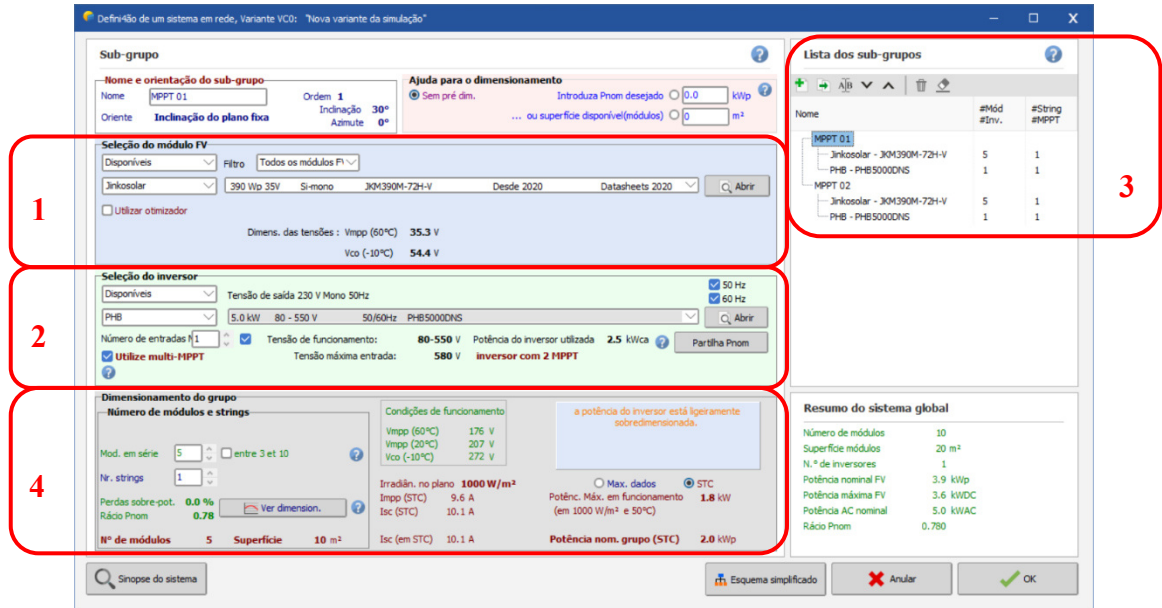
1. Escolhe(m)-se o(s) modelo(s) dos módulos.
2. Define(m)-se o(s) modelo(s) do(s) inversor(es).
3. Divide-se o sistema conforme a quantidade de *maximum power point tracking (MPPT)* disponíveis no inversor.
4. Distribui-se os módulos por *strings* em seus respectivos MPPTs.

Figura 30 – Parâmetro sistema na página principal do PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

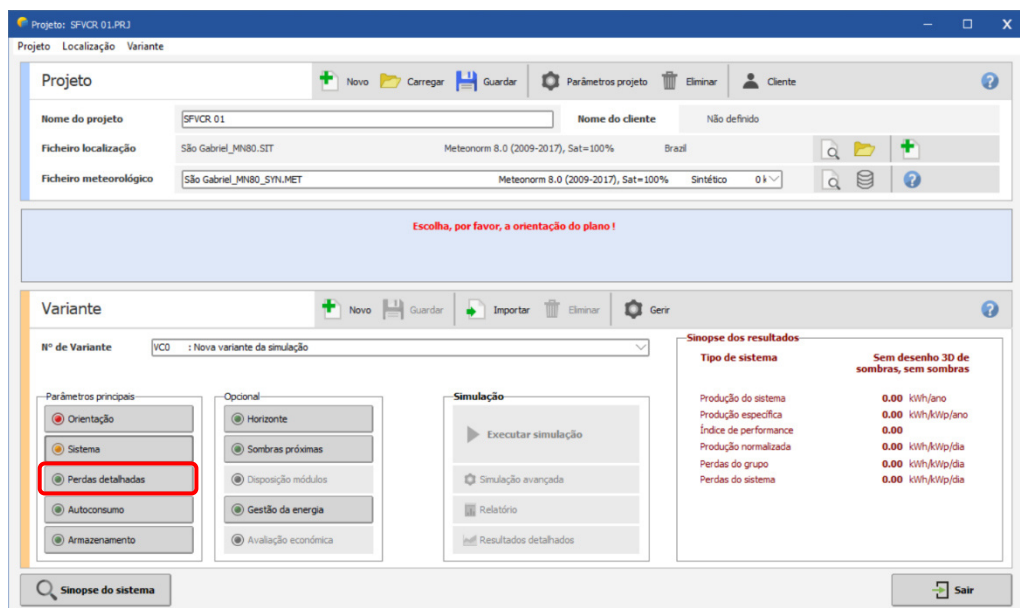
Figura 31 – Processo de definição do sistema e seus parâmetros no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

A próxima etapa a ser realizada trata-se da escolha dos parâmetros de 'perdas detalhadas', conforme destacado na Figura 32. Cada campo deste parâmetro será apresentado a seguir.

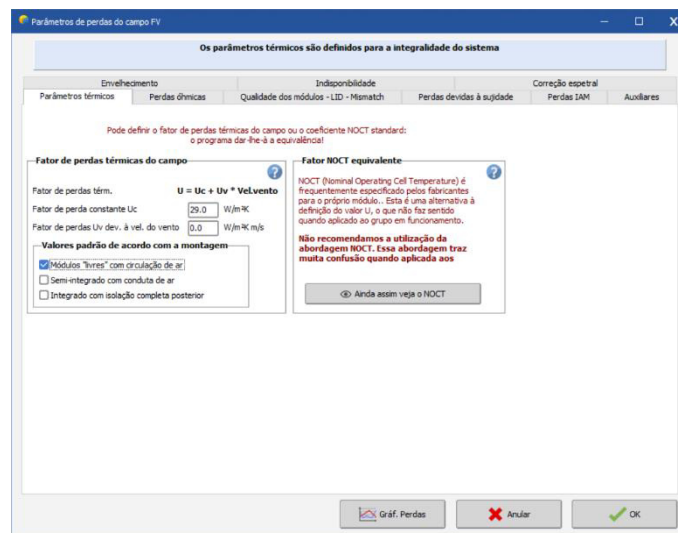
Figura 32 – Parâmetro perdas detalhadas na página principal do PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O primeiro campo deste parâmetro chama-se ‘parâmetros térmicos’. O comportamento térmico da usina é determinado por um balanço de energia entre a temperatura ambiente e o aquecimento da célula devido à radiação incidente. Na ausência de dados medidos confiáveis, o PVsyst propõe um valor padrão sem dependência do vento, ou seja, assumindo para este uma velocidade média. O valor proposto para um novo projeto pelo *software* é $UC = 20 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e $UV = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, porém esse valor é alterado conforme se determina o tipo de montagem da usina (módulos “livres” com circulação de ar, semi-integrado com circulação de ar, integrado com isolamento completa posterior). Para todos os casos analisados neste trabalho optou-se pela escolha do tipo módulos “livres” com circulação de ar, já que todos eles estão posicionados nos telhados das respectivas instalações. Nesse cenário, considera-se $UC = 20 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e $UV = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, conforme detalhado na Figura 33.

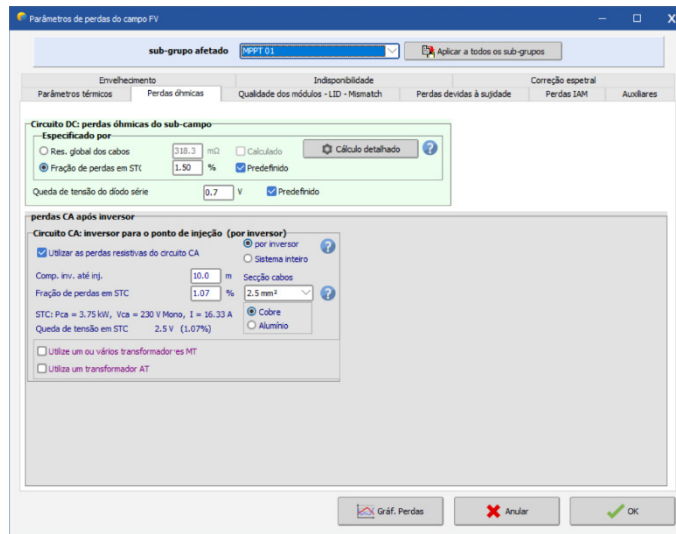
Figura 33 – Campo perdas térmicas no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O segundo campo deste parâmetro chama-se ‘perdas ôhmicas’. Neste campo define-se as perdas por resistência elétrica nos circuitos CC e CA. Para o circuito CC, o *software* predefine uma fração de 1,5 % de perdas em condições STC e uma queda de tensão no diodo série de 0,7 V. Já para o circuito CA, especificam-se o comprimento do circuito entre o inversor e o ponto de conexão na rede e a seção dos cabos que compõem esse trecho. Com estes valores preenchidos, o *software* calcula a fração de perdas em STC nesse trajeto. Essas especificações estão descritas na Figura 34.

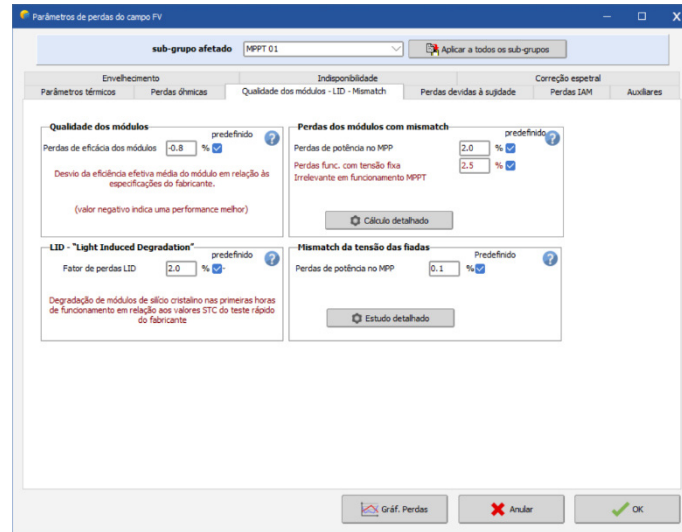
Figura 34 – Campo perdas ôhmicas no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O terceiro campo deste parâmetro chama-se ‘*qualidade dos módulos, LID, mismatch*’. O item ‘*qualidade dos módulos*’ diz respeito a confiabilidade no desempenho real em relação às especificações do fabricante. Por padrão, o PVsyst especifica o valor de $\frac{1}{4}$ da tolerância definida pelo fabricante (ex. especificação de $0 \sim +3 \%$, valor considerado de $-0,75 \%$). O item ‘*LID*’ é uma perda de desempenho que surge, principalmente nos módulos policristalinos, nas primeiras horas de exposição ao sol. Esta perda está relacionada a qualidade de fabricação dos *wafers*, e varia entre 1% e 3% . A exposição à luz de vestígios de Oxigênio (O_2) incluídos no Silício (Si) fundido durante o processo de fabricação dos módulos fazem com que o O_2 capture elétrons e formem lacunas que são perdidas pelo efeito fotovoltaico. O valor padrão proposto pelo PVsyst é de 2% . O item ‘*perdas dos módulos com mismatch*’ define a incompatibilidade entre os módulos, uma vez que a corrente elétrica mais baixa especifica a corrente elétrica de toda a *string*. O valor padrão predefinido para as perdas de potência no MPP é de 2% . O item ‘*mismatch da tensão das fiadas*’ define a diferença de potência obtida entre o somatório de cada módulo em uma *string* e a potência obtida através da curva $I \times V$ deste conjunto. As principais causas do efeito *mismatch* são: a diferença entre os parâmetros de cada módulo, os efeitos de *LID*, a degradação não uniforme entre os módulos, a sujidade, sombras parciais, a não homogeneidade de irradiância na parte traseira de módulos bifaciais. O PVsyst determina como padrão o valor de $0,1 \%$. Todos os itens descritos acima estão especificados na Figura 35 a seguir.

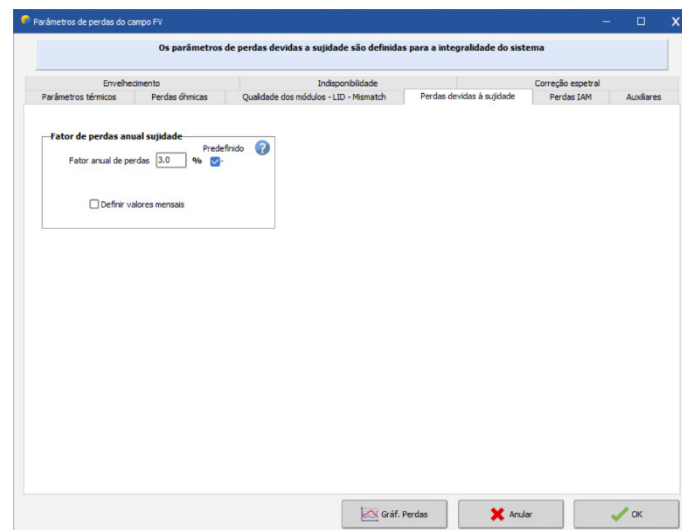
Figura 35 – Campo qualidade dos módulos – LID – mismatch no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O quarto campo deste parâmetro chama-se ‘perdas devido a sujidade’. O efeito da sujidade nada mais é do que o acúmulo de sujeira no sistema e está fortemente ligado as condições ambientais na qual a instalação está exposta. Em zonas de chuva média esse valor é baixo e pode até ser negligenciado (menor que 1 %). Em zonas agrícolas, urbanas e industriais esse valor não deve ser desprezado. Os excrementos de pássaros também podem ter interferência significativa, uma vez que muitas vezes não são removidos por eventos chuvosos, mas seu impacto pode ser considerado relativamente pequeno (menor que 2 %). O *software* considera um fator padrão de 3 %, conforme descrito na Figura 36.

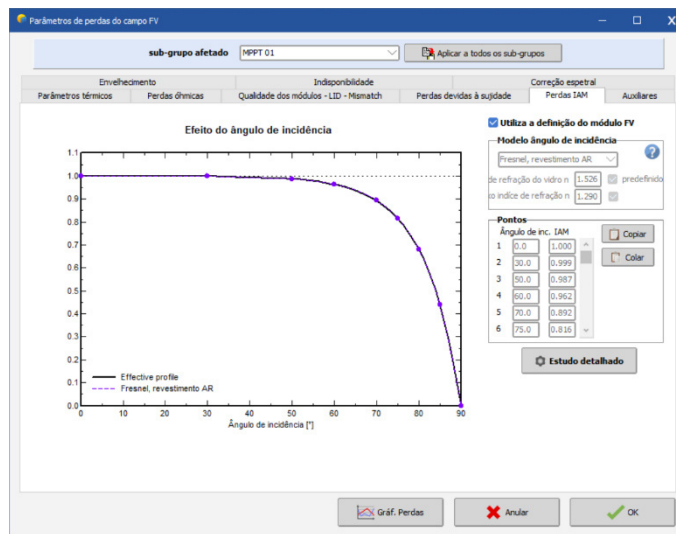
Figura 36 – Campo perdas devidas à sujidade no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O quinto campo deste parâmetro chama-se ‘perdas IAM’. O *Incidence Angle Modifier (IAM)* corresponde a diminuição da irradiância que realmente atinge a superfície das células fotovoltaicas. Essa diminuição deve-se principalmente às reflexões na cobertura do vidro, que aumenta com o ângulo de incidência. O *PVsyst* utiliza as leis de Fresnel para essa determinação, conforme mostra a Figura 37.

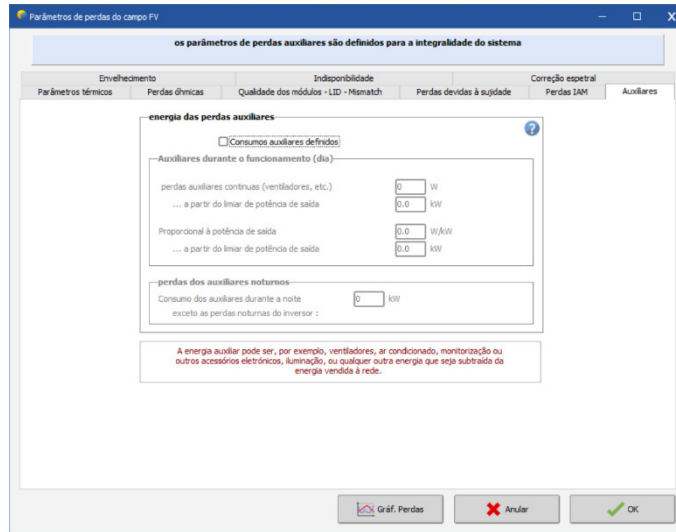
Figura 37 – Campo perdas IAM no *PVsyst*.



Fonte: O próprio autor.

O sexto campo deste parâmetro chama-se ‘auxiliares’. São consideradas perdas auxiliares todo o consumo de energia elétrica utilizado para gerenciar o sistema, como por exemplo ventiladores, ar condicionado, dispositivos eletrônicos, luzes, etc. Esta perda somente será contabilizada na simulação quando marcado ‘consumos de auxiliares definidos’. A descrição desta perda está apresentada na Figura 38.

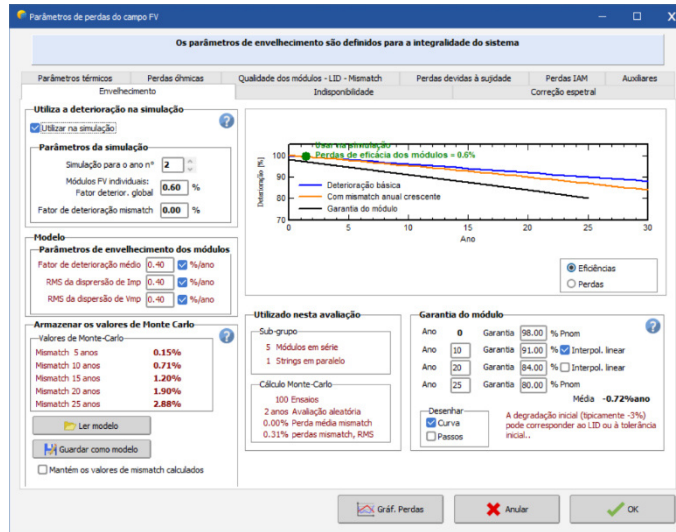
Figura 38 – Campo auxiliares no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O sétimo campo deste parâmetro chama-se ‘*envelhecimento*’. As principais partes de um sistema FV sujeitas ao envelhecimento são: o próprio módulo fotovoltaico causadas pela degradação natural a longo prazo e a progressiva incompatibilidade entre eles, as baterias em sistema de armazenamento, os inversores que eventualmente precisam ser reparados ou substituídos, cabos, disjuntores, protetores de surto e os demais componentes que compõem o sistema. A degradação do módulo fotovoltaico dá origem a uma perda constante de eficiência que denominaremos de ‘fator de perda de degradação’. É utilizada nesta análise a taxa de degradação anual recomendada pelo fabricante do módulo fotovoltaico, que deve ser entendida como um limite inferior para as perdas neste componente. Os valores pré-determinados no *PVsyst* para a perda inicial é de 2 % e 20 % ao longo dos próximos 20 anos, porém com o constante avanço de tecnologia empregada nesses equipamentos, deve-se observar as especificações de cada fabricante. Outro ponto a ser observado para os módulos é a evolução do *mismatch*. Todos os módulos não serão degradados na mesma proporção e distribuindo essas taxas de perda em torno da média entre eles haverá uma perda adicional por descasamento, que aumentará gradativamente ao longo do tempo. No *PVsyst* pode-se especificar o valor correspondente a raiz média quadrada (*RMS* do inglês *root mean square*) desta distribuição e será avaliado através do método Monte-Carlo a sua incompatibilidade ao longo do tempo. Estes parâmetros são apresentados na Figura 39 a seguir.

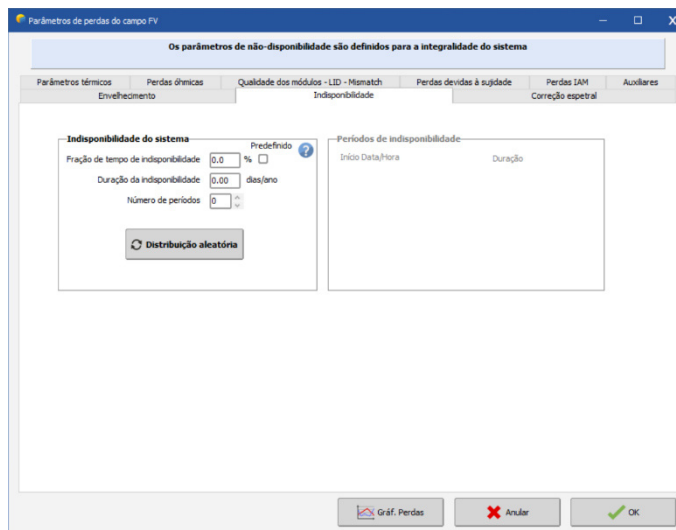
Figura 39 – Campo envelhecimento no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O oitavo campo deste parâmetro chama-se 'indisponibilidade'. Como o nome já diz, nesse campo pode-se prever a ocorrência de desligamentos da instalação, causados por falhas do sistema ou paradas de manutenção. Isso é um dado de difícil mensuração, portanto o PVsyst pode criá-lo de forma aleatória. Na Figura 40 a seguir apresenta-se o campo descrito acima.

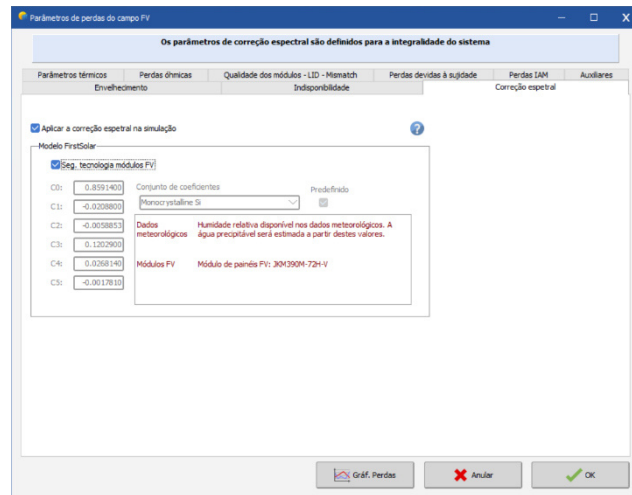
Figura 40 – Campo indisponibilidade no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

O nono campo deste parâmetro chama-se ‘*correção espectral*’. Neste campo leva-se em consideração as mudanças no espectro solar devido à dispersão e absorção na atmosfera, e dependem do teor de água, dos aerossóis e da distância de viagem da luz, expressa em massa de ar (AM). O modelo utilizado nesta análise é o FirstSolar e está descrito na Figura 41 a seguir.

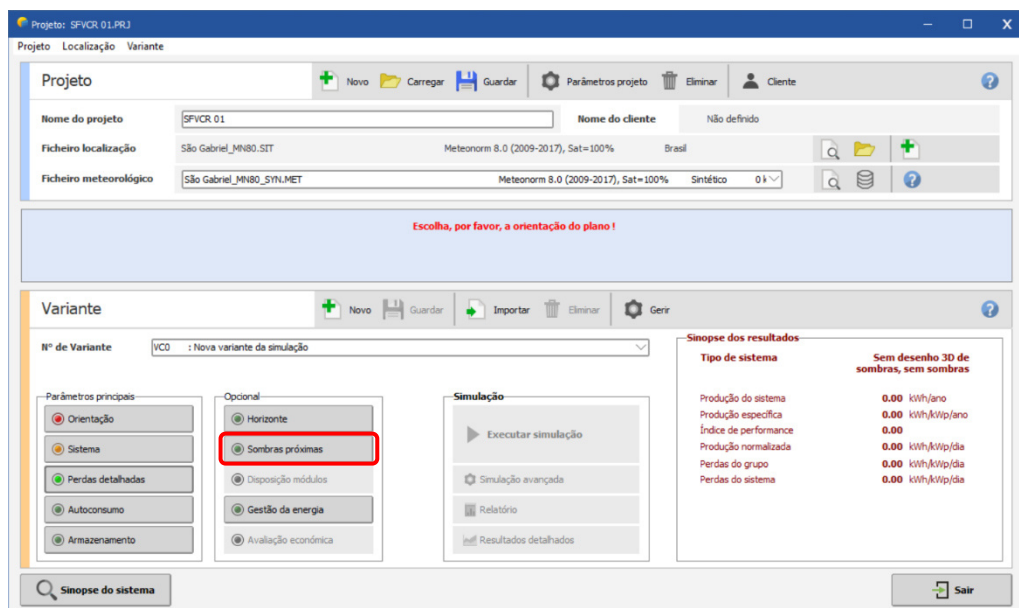
Figura 41 – Campo indisponibilidade no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

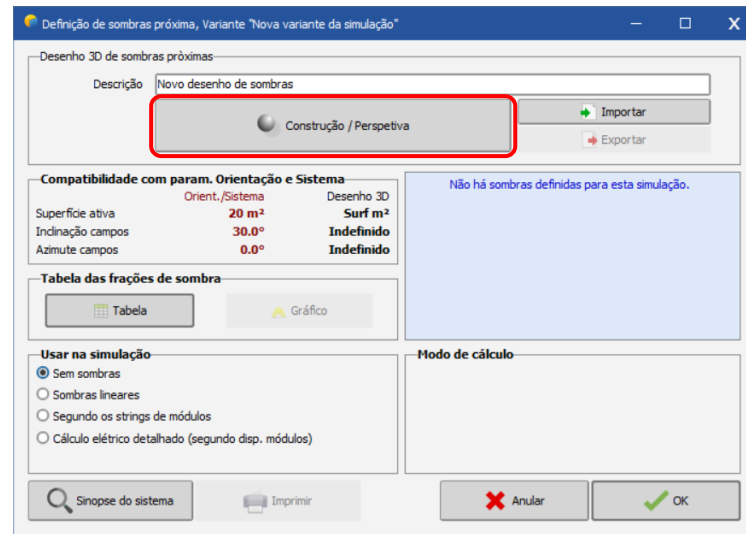
Com o sistema definido e todas as perdas detalhadas, o próximo passo é o cálculo das sombras próximas, conforme apresentado nas Figuras 42 e 43.

Figura 42 – Parâmetro sombras próximas no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

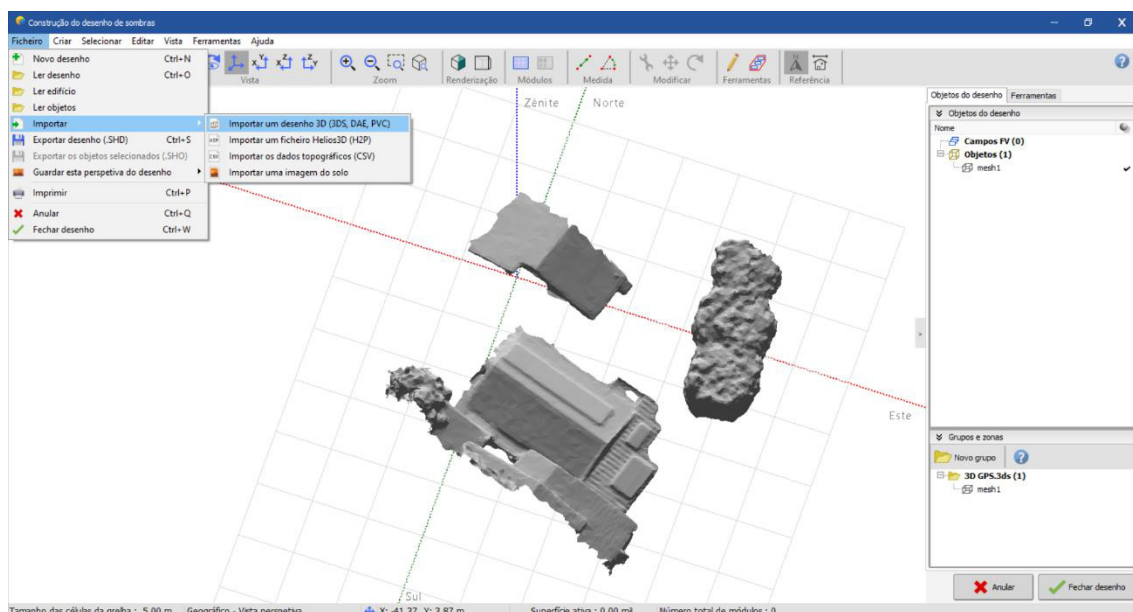
Figura 43 – Campo construção/perspectiva no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

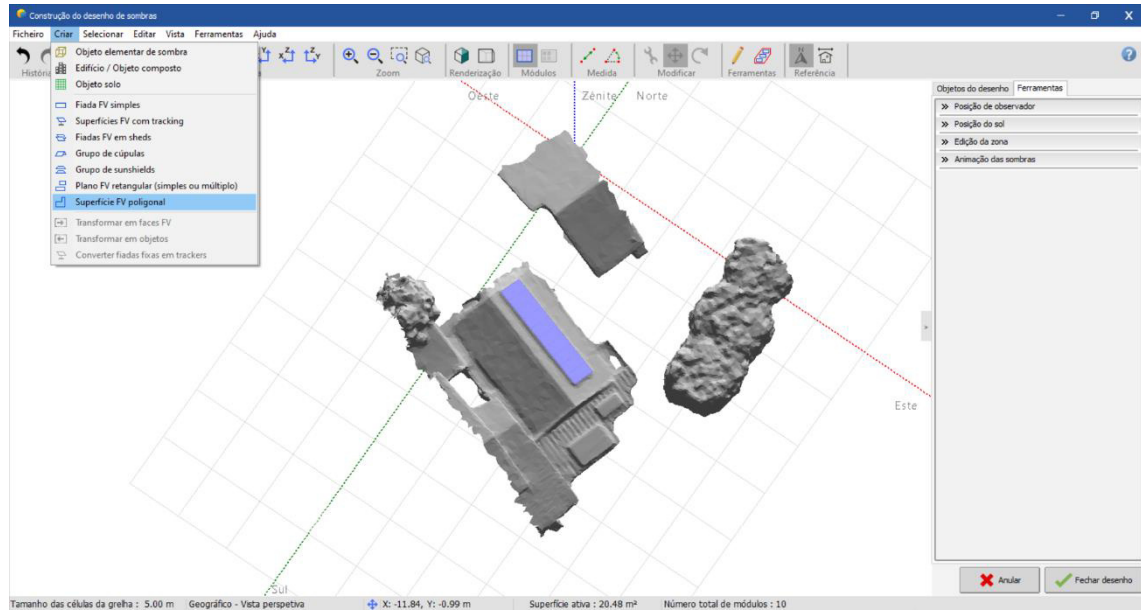
Para este parâmetro, a fim de ser o mais fidedigno possível à realidade, utiliza-se o arquivo 3D obtido com o auxílio do *software Agisoft Metashape* como construção da edificação e posicionamento dos módulos, conforme apresentadas nas Figuras 44 e 45 a seguir. É importante salientar que, além desta forma de obtenção desta construção, o *PVsyst* também permite essa definição através da utilização de elementos poligonais. Feito isto pode-se realizar o cálculo de sombras através da opção 'cálculo elétrico detalhado'.

Figura 44 – Detalhe do arquivo 3D importado para o PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

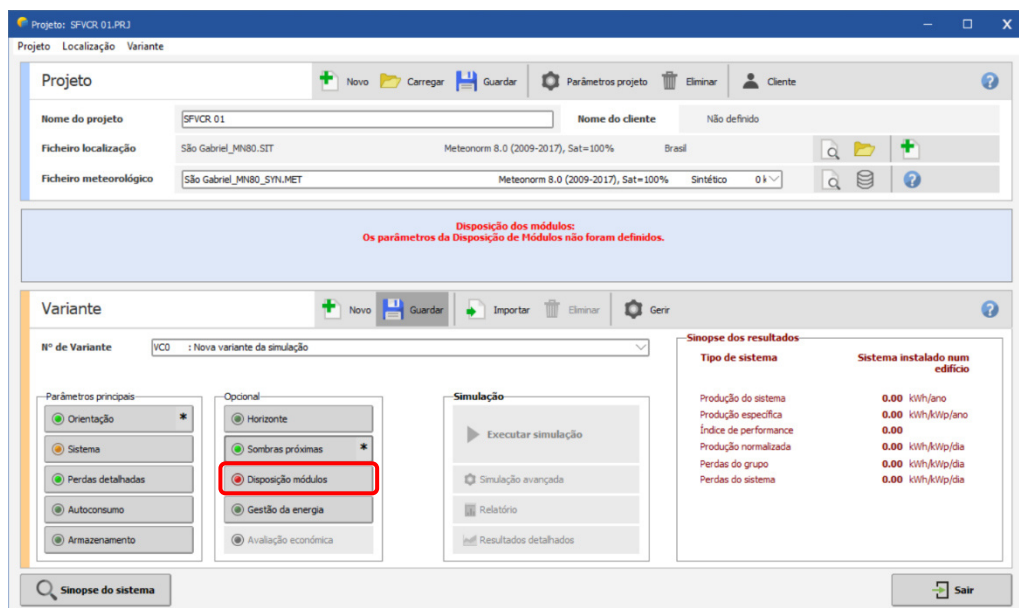
Figura 45 – Detalhe do arquivo 3D com os módulos no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

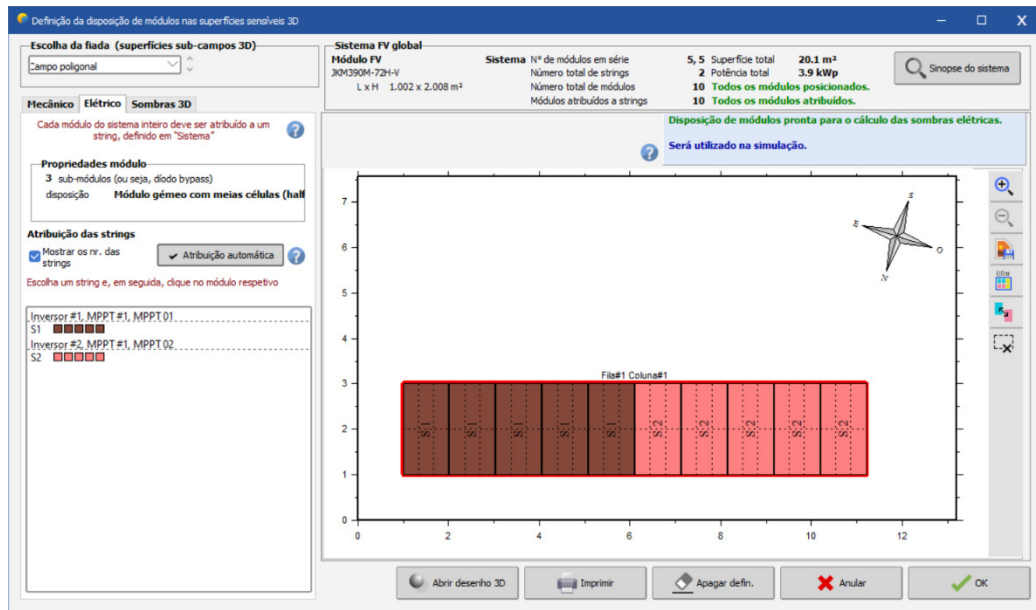
Agora, o último passo antes da simulação consiste na determinação da configuração de ligação entre os módulos que compõem a usina, conforme mostrados nas Figuras 46 e 47 a seguir.

Figura 46 – Parâmetro disposição módulos do PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

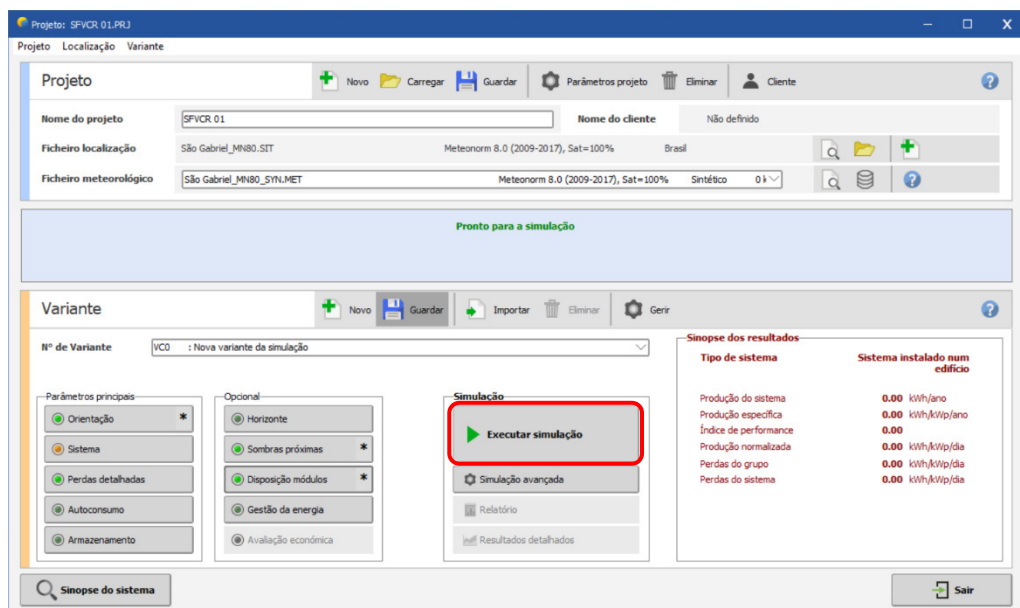
Figura 47 – Detalhe da ligação das strings da usina no PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

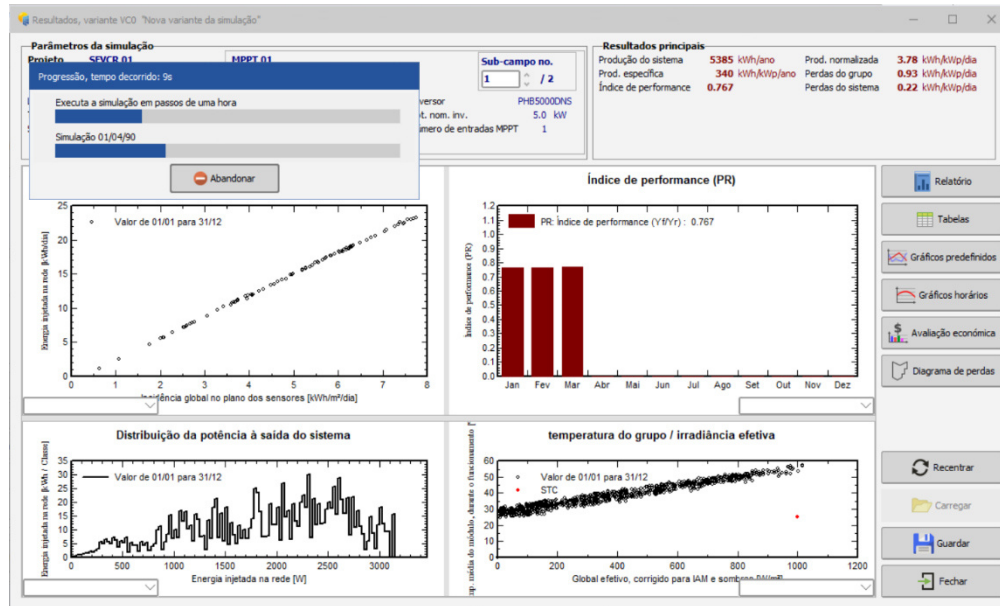
Por fim, após todo processo pode-se realizar a simulação do sistema FV, conforme detalhados nas Figuras 48 e 49. Feito isto, o PVsyst nos disponibiliza um relatório contendo todas as informações inseridas ao longo deste procedimento e os resultados obtidos ao longo do período de 1 ano.

Figura 48 – Parâmetro executar simulação do PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

Figura 49 – Detalhe da simulação realizada pelo PVsyst.



Fonte: O próprio autor.

5.2 Resultados simulados obtidos através do PVsyst

É importante destacar que o procedimento descrito até então mostra o processo feito para a obtenção dos resultados simulados da usina fotovoltaica 01, ou seja, estes mesmos passos serão repetidos para a análise das usinas fotovoltaicas 02, 03 e 04. Os parâmetros utilizados em todas as simulações serão analisados para que possa ser realizada a comparação à geração de energia real obtida no ano de 2021 em cada uma delas.

Para as quatro usinas utilizadas no estudo, realizaram-se 24 simulações com variações entre os dados meteorológicos e os parâmetros de perdas detalhadas em todas elas.

Com relação aos dados meteorológicos, utilizaram-se para efeito de comparação os três principais bancos de dados para a criação dos sites geográficos:

- Meteonorm 8.0.
- NASA-SSE.
- PVGIS TMY.

Já com relação aos parâmetros de perdas detalhadas, utilizaram-se os parâmetros com modelo 3D e perdas *default* e os parâmetros com modelo 3D e perdas detalhadas. Para as simulações com perdas detalhadas, utilizaram-se os seguintes parâmetros:

- Parâmetros térmicos: para o campo ‘valores padrão de acordo com a montagem’ utilizou-se *módulos “livres” com circulação de ar*, que define $U_C = 29 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e $U_V = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$.
- Perdas ôhmicas: para o campo ‘Circuito DC: perdas ôhmicas do sub-campo’ utilizou-se o valor já predefinido de 1,5 % para fração de perdas em STC. Para o campo ‘Queda de tensão do diodo série’ considera-se a existência de perdas e estabelece o valor de 0,7 V, o sugerido pelo *software*. Para o campo ‘Circuito CA: inversor para o ponto de injeção (por inversor)’ considera-se também essa perda e estabelece como 5 metros a distância entre o inversor e o ponto de injeção e 4,0 mm² para a seção dos cabos (para todos os inversores das simulações foi utilizado este valor). Importante ressaltar que essa distância é variável conforme o local de instalação do inversor e a seção dos cabos varia conforme a potência deste mesmo inversor.
- Qualidade dos módulos – LID – Mismatch: os campos ‘Qualidade dos módulos’, ‘Perdas dos módulos com mismatch’ e ‘Mismatch da tensão das fiadas’ já apresentam valores predefinidos e não foram alterados nas simulações. Para o campo ‘LID – Light Induced Degradation’ considera-se a existência de perdas e estabelece o valor de 2,0 %, o sugerido pelo *software*.
- Perdas devido à sujidade: Para o campo ‘Fator de perdas anual sujidade’ considera-se a existência de perdas e estabelece o valor de 3,0 %, o sugerido pelo *software*.
- Perdas IAM: já se considera para este parâmetro o sugerido como predefinido pelo *software*.
- Auxiliares: para o campo ‘Energia das perdas auxiliares’ não serão consideradas perdas.
- Envelhecimento: considera-se nas simulações a existência de perdas por deterioração dos módulos e estabelece o ano 2 para a simulação de todas as usinas. Importante ressaltar que este valor varia conforme o ano de instalação do sistema.
- Indisponibilidade: para o campo ‘Indisponibilidade do sistema’ considera-se a existência de perdas e estabelece o valor de 2,0 %, o sugerido pelo *software*.
- Correção espectral: considera-se a existência de perdas e aplicado a correção espectral nas simulações, com valores utilizados os definidos pelo *software*.

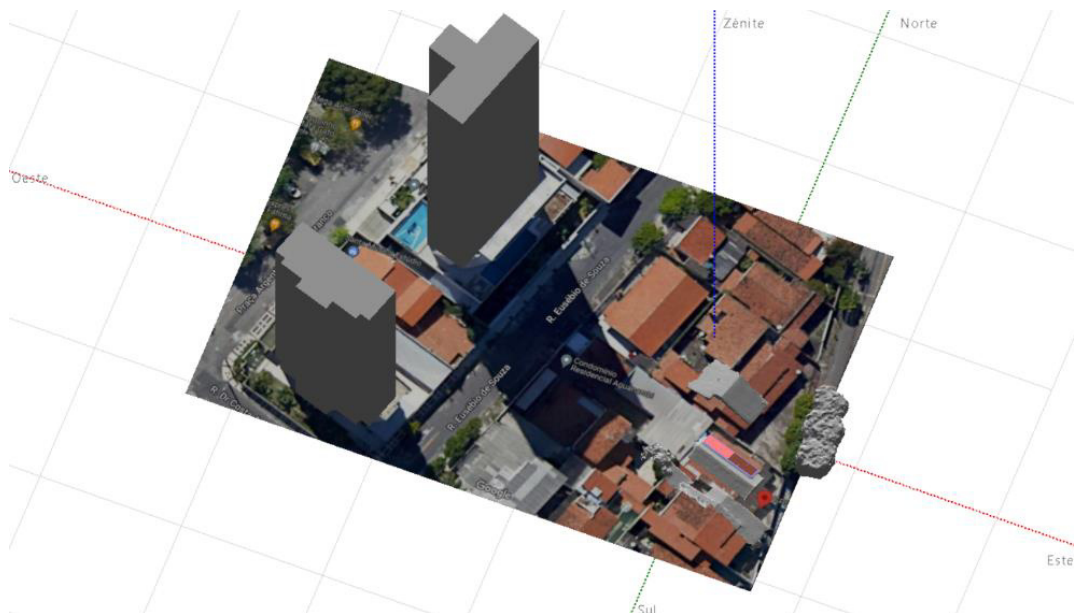
Os resultados obtidos em cada instalação serão apresentados a seguir.

5.2.1 Usina fotovoltaica 01

A usina fotovoltaica 01 está localizada no bairro de Fátima e possui potência instalada de 3,90 kWp, composta por 10 módulos de 390 Wp da JINKO SOLAR, tipo monocristalino, modelo JKM390M-72H-V e 1 inversor de 5,0 kW da PHB SOLAR, modelo PHB5000D-NS. O posicionamento dos módulos no *PVsystem* está apresentado na Figura 50 a seguir. Abaixo seguem as características reais desta usina e transcritas para o *software PVsystem*:

- *Strings* MPPT 01: 1 *string* de 5 módulos em série.
- Inclinação MPPT 01: 17 °.
- Azimute MPPT 01: - 18 °.
- *Strings* MPPT 02: 1 *string* de 5 módulos em série.
- Inclinação MPPT 02: 17 °.
- Azimute MPPT 02: - 18 °.
- Localização: - 3.75 °S, -38.53 °O.
- Altitude: 31 metros.

Figura 50 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 01 no *PVsystem*.



Fonte: O próprio autor.

Como apresentado na descrição deste sistema, esta usina possui à oeste dois edifícios que provocam sombreamento ao longo do ano em parte do período da tarde e que

foram considerados nas simulações. Os dados de geração real e os dados obtidos através das seis simulações realizadas para esta usina serão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados de geração do SFVCR 01.

Mês	Geração Real	Meteonorm 8.0		NASA-SSE		PVGIS TMY 5.2	
		3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas
		VC0	VC1	VC2	VC3	VC4	VC5
Média	526 kWh	478 kWh	453 kWh	514 kWh	489 kWh	544 kWh	517 kWh
Janeiro	470 kWh	469 kWh	455 kWh	484 kWh	468 kWh	495 kWh	478 kWh
Fevereiro	431 kWh	384 kWh	371 kWh	434 kWh	418 kWh	448 kWh	393 kWh
Março	426 kWh	488 kWh	475 kWh	471 kWh	418 kWh	596 kWh	522 kWh
Abril	518 kWh	439 kWh	379 kWh	439 kWh	425 kWh	448 kWh	434 kWh
Mai	711 kWh	438 kWh	427 kWh	471 kWh	458 kWh	500 kWh	487 kWh
Junho	489 kWh	429 kWh	419 kWh	471 kWh	459 kWh	486 kWh	473 kWh
Julho	527 kWh	459 kWh	448 kWh	517 kWh	505 kWh	490 kWh	477 kWh
Agosto	598 kWh	525 kWh	512 kWh	584 kWh	570 kWh	619 kWh	607 kWh
Setembro	594 kWh	554 kWh	504 kWh	638 kWh	578 kWh	666 kWh	651 kWh
Outubro	557 kWh	541 kWh	468 kWh	606 kWh	549 kWh	637 kWh	621 kWh
Novembro	518 kWh	522 kWh	508 kWh	537 kWh	520 kWh	584 kWh	514 kWh
Dezembro	473 kWh	486 kWh	472 kWh	514 kWh	497 kWh	560 kWh	543 kWh
Total	6311 kWh	5734 kWh	5438 kWh	6166 kWh	5865 kWh	6529 kWh	6200 kWh

Fonte: O próprio autor.

A partir dos dados apresentados anteriormente, onde estão presentes a geração real da usina e os resultados obtidos através das simulações, pode-se extrair na Tabela 3 a seguir um comparativo entre a geração anual e todas as simulações realizadas para essa instalação. Mediante análise das Tabelas 2 e 3, pode-se destacar que as simulações em que foram utilizados os dados do PVGIS TMY 5.2 possuem geração anual mais próximos à geração real. Todavia, as simulações em que foram utilizados os dados do Meteonorm 8.0 se mostraram mais conservadoras se comparadas às realizadas com utilização dos dados da NASA-SSE.

Tabela 3 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 01.

Geração Real	6311 kWh	Desvio
Meteonorm 8.0 3D Default	5734 kWh	9,14%
Meteonorm 8.0 3D Perdas	5438 kWh	13,83%
NASA-SSE 3D Default	6166 kWh	2,30%
NASA-SSE 3D Perdas	5865 kWh	7,07%
PVGIS TMY 5.2 3D Default	6529 kWh	-3,45%
PVGIS TMY 5.2 3D Perdas	6200 kWh	1,76%

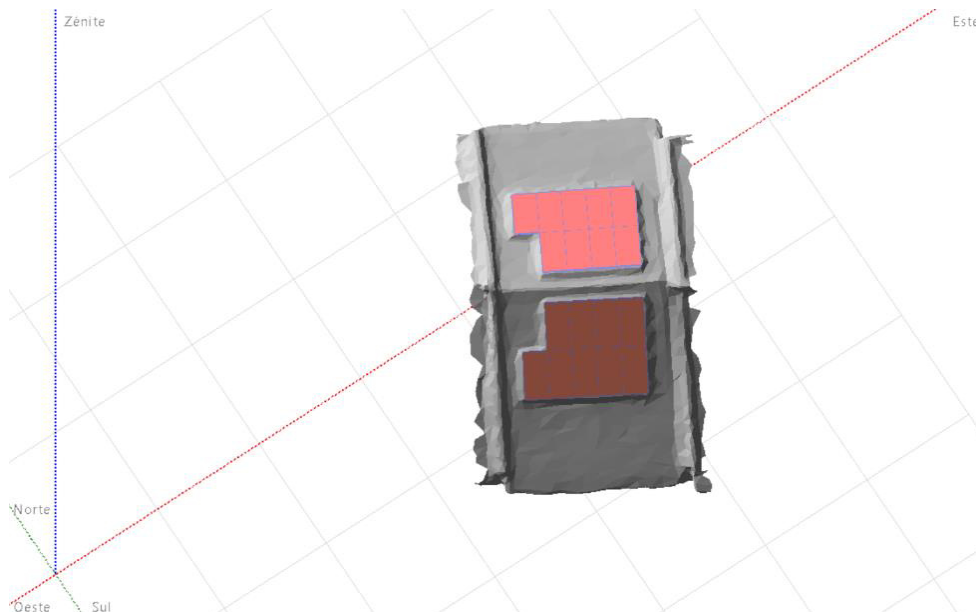
Fonte: O próprio autor.

5.2.2 Usina fotovoltaica 02

A usina fotovoltaica 02 está localizada no bairro Cambeba e possui potência instalada de 6,03 kWp, composta por 18 módulos de 335 Wp da JINKO SOLAR, tipo policristalino, modelo JKM335PP-72-V e 1 inversor de 5,0 kW da PHB SOLAR, modelo PHB5000D-NS. O posicionamento dos módulos no *PVsystem* está apresentado na Figura 51 a seguir. Abaixo seguem as características reais desta usina e transcritas para o *software PVsystem*:

- *Strings* MPPT 01: 1 *string* de 9 módulos em série.
- Inclinação MPPT 01: 19 °.
- Azimute MPPT 01: - 150 °.
- *Strings* MPPT 02: 1 *string* de 9 módulos em série.
- Inclinação MPPT 02: 21 °.
- Azimute MPPT 02: - 29 °.
- Localização: - 3.80 °S, -38.49 °O.
- Altitude: 27 metros.

Figura 51 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 02 no *PVsystem*.



Fonte: O próprio autor.

Os dados de geração real e os dados obtidos através das seis simulações realizadas para esta usina serão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados de geração do SFVCR 02.

Mês	Geração Real	Meteonorm 8.0		Nasa-SSE		PVGIS TMY 5.2	
		3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas
		VC0	VC1	VC2	VC3	VC4	VC5
Média	856 kWh	775 kWh	744 kWh	832 kWh	802 kWh	870 kWh	835 kWh
Janeiro	847 kWh	798 kWh	783 kWh	822 kWh	808 kWh	843 kWh	829 kWh
Fevereiro	758 kWh	649 kWh	588 kWh	726 kWh	712 kWh	714 kWh	699 kWh
Março	717 kWh	762 kWh	745 kWh	741 kWh	723 kWh	839 kWh	824 kWh
Abril	830 kWh	680 kWh	605 kWh	676 kWh	607 kWh	736 kWh	721 kWh
Mai	755 kWh	712 kWh	697 kWh	764 kWh	748 kWh	804 kWh	789 kWh
Junho	818 kWh	694 kWh	679 kWh	752 kWh	676 kWh	716 kWh	702 kWh
Julho	877 kWh	742 kWh	728 kWh	839 kWh	824 kWh	885 kWh	872 kWh
Agosto	957 kWh	837 kWh	741 kWh	930 kWh	856 kWh	979 kWh	966 kWh
Setembro	946 kWh	829 kWh	813 kWh	937 kWh	923 kWh	958 kWh	945 kWh
Outubro	966 kWh	875 kWh	861 kWh	990 kWh	976 kWh	1017 kWh	909 kWh
Novembro	945 kWh	883 kWh	869 kWh	908 kWh	895 kWh	967 kWh	892 kWh
Dezembro	861 kWh	838 kWh	824 kWh	893 kWh	878 kWh	984 kWh	877 kWh
Total	10277 kWh	9299 kWh	8933 kWh	9978 kWh	9626 kWh	10442 kWh	10025 kWh

Fonte: O próprio autor.

A partir dos dados apresentados anteriormente, onde estão presentes a geração real da usina e os resultados obtidos através das simulações, pode-se extrair na Tabela 5 a seguir um comparativo entre a geração anual e todas as simulações realizadas para essa instalação. Mediante análise das Tabelas 4 e 5, pode-se destacar que as simulações em que foram utilizados os dados do PVGIS TMY possuem geração anual mais próximos à geração real. Mais uma vez, as simulações em que foram utilizados os dados do Meteonorm 8.0 se mostraram mais conservadoras se comparadas às realizadas com utilização dos dados da NASA-SSE.

Tabela 5 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 02.

Geração Real	10277 kWh	Desvio
Meteonorm 8.0 3D Default	9299 kWh	9,52%
Meteonorm 8.0 3D Perdas	8933 kWh	13,08%
NASA-SSE 3D Default	9978 kWh	2,91%
NASA-SSE 3D Perdas	9626 kWh	6,33%
PVGIS TMY 5.2 3D Default	10442 kWh	-1,61%
PVGIS TMY 5.2 3D Perdas	10025 kWh	2,45%

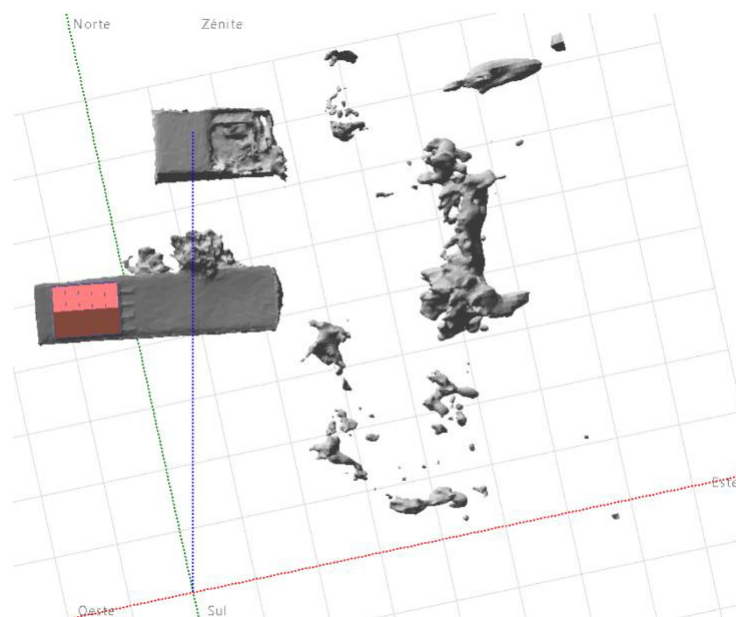
Fonte: O próprio autor.

5.2.3 Usina fotovoltaica 03

A usina fotovoltaica 03 está localizada no bairro Carlito Pamplona e possui potência instalada de 4,05 kWp, composta por 10 módulos de 405 Wp da TRINA SOLAR, tipo monocristalino, modelo TSM-405DE15M(II) e 1 inversor de 5,0 kW da GOODWE SOLAR, modelo GW5000D-NS. O posicionamento dos módulos no *PVsystem* está apresentado na Figura 52 a seguir. Abaixo seguem as características reais desta usina e transcritas para o *software PVsystem*:

- *Strings* MPPT 01: 1 *string* de 5 módulos em série.
- Inclinação MPPT 01: 16 °.
- Azimute MPPT 01: 172 °.
- *Strings* MPPT 02: 1 *string* de 5 módulos em série.
- Inclinação MPPT 02: 16 °.
- Azimute MPPT 02: 172 °.
- Localização: - 3.71 °S, -38.56 °O.
- Altitude: 30 metros.

Figura 52 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 03 no *PVsystem*.



Fonte: O próprio autor.

Os dados de geração real e os dados obtidos através das seis simulações realizadas para esta usina serão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Dados de geração do SFVCR 03.

Mês	Geração Real	Meteonorm 8.0		Nasa-SSE		PVGIS TMY 5.2	
		3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas
		VC0	VC1	VC2	VC3	VC4	VC5
Média	552 kWh	531 kWh	507 kWh	563 kWh	533 kWh	585 kWh	559 kWh
Janeiro	595 kWh	598 kWh	582 kWh	620 kWh	605 kWh	634 kWh	619 kWh
Fevereiro	513 kWh	468 kWh	423 kWh	529 kWh	513 kWh	542 kWh	527 kWh
Março	472 kWh	524 kWh	462 kWh	502 kWh	486 kWh	491 kWh	454 kWh
Abril	526 kWh	443 kWh	428 kWh	438 kWh	423 kWh	432 kWh	402 kWh
Mai	444 kWh	438 kWh	422 kWh	456 kWh	440 kWh	480 kWh	426 kWh
Junho	458 kWh	409 kWh	395 kWh	433 kWh	418 kWh	471 kWh	455 kWh
Julho	504 kWh	452 kWh	436 kWh	487 kWh	470 kWh	521 kWh	504 kWh
Agosto	587 kWh	529 kWh	511 kWh	576 kWh	512 kWh	586 kWh	568 kWh
Setembro	615 kWh	559 kWh	542 kWh	627 kWh	565 kWh	647 kWh	631 kWh
Outubro	657 kWh	639 kWh	597 kWh	716 kWh	698 kWh	733 kWh	667 kWh
Novembro	652 kWh	672 kWh	657 kWh	684 kWh	594 kWh	729 kWh	714 kWh
Dezembro	604 kWh	643 kWh	628 kWh	688 kWh	673 kWh	751 kWh	736 kWh
Total	6627 kWh	6374 kWh	6083 kWh	6756 kWh	6397 kWh	7017 kWh	6703 kWh

Fonte: O próprio autor.

A partir dos dados apresentados anteriormente, onde estão presentes a geração real da usina e os resultados obtidos através das simulações, pode-se extrair na Tabela 7 a seguir um comparativo entre a geração anual e todas as simulações realizadas para essa instalação. Mediante análise das Tabelas 6 e 7, pode-se destacar que as simulações em que foram utilizados os dados do PVGIS TMY possuem geração anual mais próximos à geração real, sendo otimistas nesta comparação. Assim como nos cenários anteriores, as simulações em que foram utilizados os dados do Meteonorm 8.0 se mostraram mais conservadoras se comparadas às realizadas com utilização dos dados da NASA-SSE.

Tabela 7 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 03.

Geração Real	6627 kWh	Desvio
Meteonorm 8.0 3D Default	6374 kWh	3,81%
Meteonorm 8.0 3D Perdas	6083 kWh	8,20%
NASA-SSE 3D Default	6756 kWh	-1,95%
NASA-SSE 3D Perdas	6397 kWh	3,46%
PVGIS TMY 5.2 3D Default	7017 kWh	-5,89%
PVGIS TMY 5.2 3D Perdas	6703 kWh	-1,15%

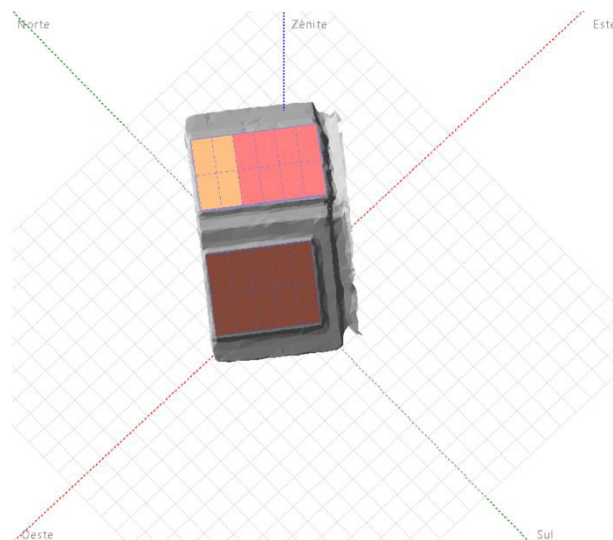
Fonte: O próprio autor.

5.2.4 Usina fotovoltaica 04

A usina fotovoltaica 04 está localizada no bairro Passaré e possui potência instalada de 7,37 kWp, composta por 22 módulos de 335 Wp da JINKO SOLAR, tipo policristalino, modelo JKM335PP-72-V, 1 inversor de 5,0 kW da PHB SOLAR, modelo PHB5000D-NS e 1 inversor da PHB SOLAR, modelo PHB1500-XS. O posicionamento dos módulos no *PVsyst* está apresentado na Figura 53 a seguir. Abaixo seguem as características reais desta usina e transcritas para o *software PVsyst*:

- *Strings* MPPT 01: 1 *string* de 10 módulos em série.
- Inclinação MPPT 01: 17 °.
- Azimute MPPT 01: 144 °.
- *Strings* MPPT 02: 1 *string* de 8 módulos em série.
- *Strings* MPPT 03: 1 *string* de 4 módulos em série.
- Inclinação MPPTs 02 e 03: 18 °.
- Azimute MPPTs 02 e 03: - 136 °.
- Localização: - 3.82 °S, -38.53 °O.
- Altitude: 38 metros.

Figura 53 – Posicionamento dos módulos do SFVCR 04 no *PVsyst*.



Fonte: O próprio autor.

Os dados de geração real e os dados obtidos através das seis simulações realizadas para esta usina serão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Dados de geração do SFVCR 04.

Mês	Geração Real	Meteonorm 8.0		Nasa-SSE		PVGIS TMY 5.2	
		3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas	3D Default	3D Perdas
		VC0	VC1	VC2	VC3	VC4	VC5
Média	991 kWh	959 kWh	921 kWh	1028 kWh	988 kWh	1083 kWh	1046 kWh
Janeiro	982 kWh	980 kWh	870 kWh	1009 kWh	991 kWh	1029 kWh	1011 kWh
Fevereiro	893 kWh	800 kWh	727 kWh	899 kWh	880 kWh	913 kWh	896 kWh
Março	831 kWh	931 kWh	913 kWh	904 kWh	886 kWh	1036 kWh	884 kWh
Abril	960 kWh	850 kWh	831 kWh	841 kWh	823 kWh	1008 kWh	991 kWh
Mai	846 kWh	884 kWh	865 kWh	950 kWh	932 kWh	994 kWh	976 kWh
Junho	923 kWh	859 kWh	842 kWh	938 kWh	921 kWh	1008 kWh	991 kWh
Julho	991 kWh	928 kWh	909 kWh	1045 kWh	847 kWh	1102 kWh	1085 kWh
Agosto	1117 kWh	1042 kWh	1022 kWh	1159 kWh	1141 kWh	1210 kWh	1194 kWh
Setembro	1106 kWh	1026 kWh	1007 kWh	1165 kWh	1148 kWh	1141 kWh	1030 kWh
Outubro	1138 kWh	1091 kWh	1071 kWh	1220 kWh	1113 kWh	1233 kWh	1216 kWh
Novembro	1107 kWh	1086 kWh	983 kWh	1109 kWh	1093 kWh	1186 kWh	1170 kWh
Dezembro	1004 kWh	1033 kWh	1014 kWh	1098 kWh	1079 kWh	1131 kWh	1113 kWh
Total	11897 kWh	11510 kWh	11054 kWh	12337 kWh	11854 kWh	12991 kWh	12557 kWh

Fonte: O próprio autor.

A partir dos dados apresentados anteriormente, onde estão presentes a geração real da usina e os resultados obtidos através das simulações, pode-se extrair na Tabela 9 a seguir um comparativo entre a geração anual e todas as simulações realizadas para essa instalação. Mediante análise das Tabelas 8 e 9, pode-se destacar que as simulações em que foram utilizados os dados do NASA-SSE possuem geração anual mais próximos à geração real, resultado este diferente dos encontrados nas análises anteriores. Para esta usina, as simulações em que foram utilizados os dados do Meteonorm 8.0 se mostraram conservadoras, já as simulações em que foram utilizados os dados do PVGIS TMY 5.2 se mostraram bem otimistas se comparadas a geração real.

Tabela 9 – Comparação entre as gerações anuais do SFVCR 04.

Geração Real	11897 kWh	Desvio
Meteonorm 8.0 3D Default	11510 kWh	3,25%
Meteonorm 8.0 3D Perdas	11054 kWh	7,08%
NASA-SSE 3D Default	12337 kWh	-3,70%
NASA-SSE 3D Perdas	11854 kWh	0,36%
PVGIS TMY 5.2 3D Default	12991 kWh	-9,20%
PVGIS TMY 5.2 3D Perdas	12557 kWh	-5,55%

Fonte: O próprio autor.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve por objetivo realizar a análise da geração média mensal encontrada em quatro usinas já implantadas na cidade de Fortaleza – CE, e com base nesta análise realizar o estudo de simulação no *software PVsyst* para determinar os parâmetros mais adequados para estudos de implementação em novas instalações. Com esta análise também será possível determinar a produção específica de cada sistema no ano de 2021.

Realizaram-se ao todo 24 simulações das quatro usinas, com variação entre os dados meteorológicos e os parâmetros de perdas, a fim de comparação com a geração real obtida de cada uma delas através dos seus respectivos supervisórios de monitoramento. O resumo dos resultados encontrados é o apresentado na Tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Resumo da comparação entre as gerações anuais dos sistemas analisados.

	UFVCR 01		UFVCR 02		UFVCR 03		UFVCR 04	
Geração Real	6311 kWh	Desvio	10277 kWh	Desvio	6627 kWh	Desvio	11897 kWh	Desvio
Meteonorm 8.0 Default	5734 kWh	9,14%	9299 kWh	9,52%	6374 kWh	3,81%	11510 kWh	3,25%
Meteonorm 8.0 Perdas	5438 kWh	13,83%	8933 kWh	13,08%	6083 kWh	8,20%	11054 kWh	7,08%
NASA-SSE Default	6166 kWh	2,30%	9978 kWh	2,91%	6756 kWh	-1,95%	12337 kWh	-3,70%
NASA-SSE Perdas	5865 kWh	7,07%	9626 kWh	6,33%	6397 kWh	3,46%	11854 kWh	0,36%
PVGIS TMY 5.2 Default	6529 kWh	-3,45%	10442 kWh	-1,61%	7017 kWh	-5,89%	12991 kWh	-9,20%
PVGIS TMY 5.2 Perdas	6200 kWh	1,76%	10025 kWh	2,45%	6703 kWh	-1,15%	12557 kWh	-5,55%

Fonte: O próprio autor.

Pode-se concluir ao final de todo este estudo que, primeiro, o *software PVsyst*, utilizado por engenheiros, arquitetos e estudantes, é uma ferramenta de bastante confiabilidade em suas análises. Ele possui uma vasta gama de interpretações e nos permite uma variabilidade de resultados, além de passar por constantes atualizações.

Segundo, mediante todas as análises realizadas pode-se concluir que a simulação indicada como '*PVGIS TMY 5.2 3D Perdas*' é a mais fidedigna neste estudo. Dentre as três opções de meteorologia empregadas nas quatro instalações, a *PVGIS TMY* nos retornou o resultado mais aproximados da geração real em três delas, nas usinas fotovoltaicas 02, 03 e 04. Dentre essas três usinas, em duas delas, as usinas fotovoltaicas 01 e 03, a utilização dos parâmetros com definição das perdas detalhadas dentro do *PVsyst* nos retornou os menores desvios entre a geração real e a simulação.

Pode-se verificar também que o único cenário que mostrou divergência nos resultados se comparados aos demais é naquele em que o sistema possui dois inversores. Não

se pode concluir que este fator seja determinante no resultado, mas que, como dito inicialmente, merece ser melhor observado devido sua peculiaridade.

É importante ficar claro que as perdas existem nos sistemas FV e não podem ser desprezadas. Cabe, para um bom dimensionamento entre consumo e geração, as devidas análises da instalação a fim de que a demanda de energia solicitada pela instalação seja atendida pelo projeto de geração própria.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Na mesma linha de pesquisa, sugere-se alguns temas para futuros trabalhos a serem desenvolvidos:

1. Análise com a mesma metodologia empregada neste trabalho, para uma quantidade maior de usinas.
2. Análise com a mesma metodologia empregada neste estudo, para usinas com potência instalada acima de 10 kWp.
3. Análise com a mesma metodologia apresentada neste trabalho, para usinas com outra forma de instalação, sejam elas em solo, laje, carport, etc.
4. Análise no *software PVsyst* entre a geração obtida através de dados de sites geográficos disponíveis em comparação à dados medidos em estações solarimétricas/meteorológicas existentes.
5. Estudo comparativo mais aprofundado entre o *software PVsyst* e outros *softwares* empregados em dimensionamentos de usinas fotovoltaicas, tais como *PVSOL*, *HOMER*, *RETscreen*, etc.
6. Avaliação do impacto do *oversizing* no rendimento de usinas de geração solar FV.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- ANEEL. **Geração Distribuída**, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 16 jun. 2022.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012**, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2022.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de Novembro de 2015**, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2022.
- ARAÚJO, Kaio Rodrigo Silva de. **Uma nova proposta de dimensionamento de usina solar fotovoltaica sem sombreamento no estado do Ceará**. 2020.
- BEATTIE, N. S.; MOIR, R. S.; CHACKO, C.; BUFFONI, G.; ROBERTS, S. H.; PEARSALL, N. M. Understanding the Effects of Sand and Dust Accumulation on Photovoltaic Modules. **Renewable Energy**, v. 48, p. 448-452, 2012.
- BORBA, Tiago Machado. **Dimensionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede: um comparativo entre o método manual e simulações utilizando PVsyst**. 2020.
- BRITO, Kal-El Basílio *et al.* **Estudo de caso de um projeto de unidade de captação de energia fotovoltaica empregando o *software* PVsyst**. 2015.
- CANADIAN SOLAR. **Hiku Super High Power Mono Perc Module**, [s.d]. Disponível em: https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-MS_EN.pdf. Acesso em: 28 jun. 2022.

CANAL SOLAR. **Oversizing e Clipping: Até que Valor pode Sobredimensionar um Sistema?**, 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-ate-que-valor-pode-sobredimensionar-um-sistema/>. Acesso em 19 jul. 2022.

DE SOUZA SILVA, João Lucas et al. **A comparative performance of PV power simulation software with an installed PV plant**. In: 2020 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT). IEEE, 2020. p. 531-535.

DOU. **Lei nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022**, 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 20 jul. 2022.

EPE. **Balço Energético Nacional: Relatório Síntese 2022 – Ano Base 2021**. Rio de Janeiro, 2022.

FRONIUS. **Fronius Eco 25.0-3-S**, [s.d]. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-eco/fronius-eco-25-0-3-s>. Acesso em: 28 jun. 2022.

GALDINO, M. A.; DA SILVA, P. de C. Subsídios para Identificação Visual de Problemas em Células e Módulos Fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, n. 2, p. 159-170, 2014.

HICKEL, Bernardo Meyer. **O Impacto no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Causado pelo Acúmulo de Sujeira sobre os Módulos FV – Metodologia e Avaliação através de Curvas IxV em Campo**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

MANI, M.; PILLAI, R. Impact of Dust on Solar Photovoltaic (PV) Performance: Research Status, Challenges and Recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 3124–3131, 2010.

MELO, Emerson Gonçalves de. **Geração Solar Fotovoltaica: Estimativa do Fator de Sombreamento e Irradiação em Modelos Tridimensionais de Edificações.** 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

MUNOZ, M. A.; ALONSO-GARCÍA, M. C.; VELA, N.; CHENLO, F. Early Degradation of Silicon PV Modules and Guaranty Conditions, **Solar Energy**, v. 85, p. 2264–2274, 2011.

NASCIMENTO, Lucas Rafael. **A Avaliação de Longo Prazo de um Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação Urbana e Conectado à Rede Elétrica Pública.** 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KOBI, A.; KÉBÉ, C. M. F.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V. Degradations of Silicon Photovoltaic Modules: A Literature Review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140–151, 2013.

NDIAYE, A.; KÉBÉ, C. M. F.; CHARKI, A. NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V.; KOBI, A. Degradation Evaluation of Crystalline-silicon Photovoltaic Modules After a Few Operation Years in a Tropical Environment. **Solar Energy**, v. 103, p. 70–77, 2014.

NOBRE, A. M. **Short-term Solar Irradiance Forecasting and Photovoltaic Systems Performance in a Tropical Climate in Singapore.** 2015. 252 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

OLIVEIRA, Luís Guilherme Mmonteiro. **Avaliação de Fatores que Influenciam na Estimativa da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

OLIVEIRA, M. C. C.; DINIZ, A. S. A. C.; VIANA, M. M.; LINS, V. F. C. The Causes and Effects of Degradation of Encapsulant Ethylene Vinyl Acetate Copolymer (EVA) in Crystalline Silicon Photovoltaic Modules: A Review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2299–2317, 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; de LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; de ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; de SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, 2ª Edição, 2017.

PERIN, A. L.; PRIEB, C. W. M.; KRENZINGER, A. Montagem de Bancada para Ensaio Elétricos e Térmicos de Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede. **Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente**, La Plata, v. 4, p. 1361-1371, 2016.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

PORTAL SOLAR. **Como Funciona a Energia Solar**, [s.d]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-energia-solar.html>. Acesso em: 25 jun. 2022.

PORTELA, João Paulo Gomes. **Análise financeira e de desempenho de planta solar fotovoltaica de 244,95 kWp conectada à rede**. 2020.

PVsystem Photovoltaic *Software*. **PVsystem 7 Help**, 2022. Disponível no *software*. Acesso em: 05 jul. 2022.

PVsystem Photovoltaic *Software*. **Recursos**, 2022. Disponível em: <https://www.pvsystem.com/features/>. Acesso em: 01 jul. 2022.

ROCHA, Bruno Francisco Alves da. **Análise da produção de energia gerada de um sistema fotovoltaico em Rio Negro em comparação com os valores de energia simulados pelo software PVSyst**. 2019.

SHAREENERGY. **Fatos que Marcaram o Setor Solar em 2017**, 2017. Disponível em: <https://www.shareenergy.com.br/fatos-que-marcaram-o-setor-solar-em-2017/>. Acesso em: 15 jun. 2022.

SILUK, Andrei Ruppenthal. **Análise do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Aplicados à Edificação**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

TAMIZHMANI, G.; KING, B.; VENKATESAN, A.; DELINE, C.; PAVGI, A.; TATAPUDI, S.; KUITCHE, J.; CHOKOR, A.; ASMAR, M. E. Regional Soiling Stations for PV: Soiling Loss Analysis. **43rd Photovoltaic Specialists Conference**, Portland, p. 1741-1746, 2016.

TONOLO, Édwin Augusto. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR campus Curitiba**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2019.

VERMA, A.; SINGHAL, S. Solar PV Performance Parameter and Recommendation for Optimization of Performance in Large Scale Grid Connected Solar PV Plant – Case Study. **Journal of Energy and Power Sources**, v. 2, n. 1, p. 40-53, 2015.

APÊNDICE A – SIMULAÇÕES DO PVSYS PARA A USINA FOTOVOLTAICA 01

Figura A.1 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 Meteonorm 8.0 Default.

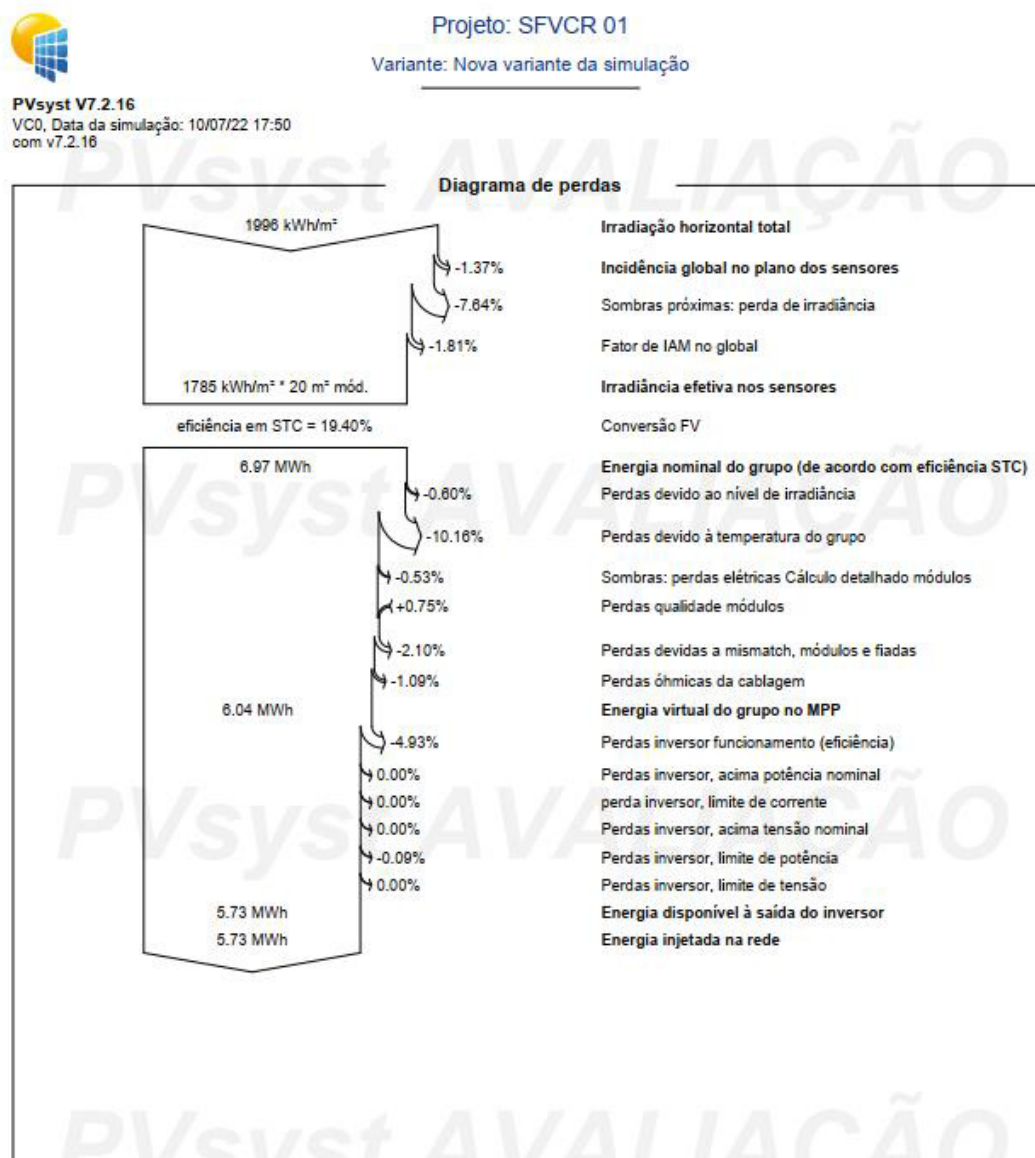
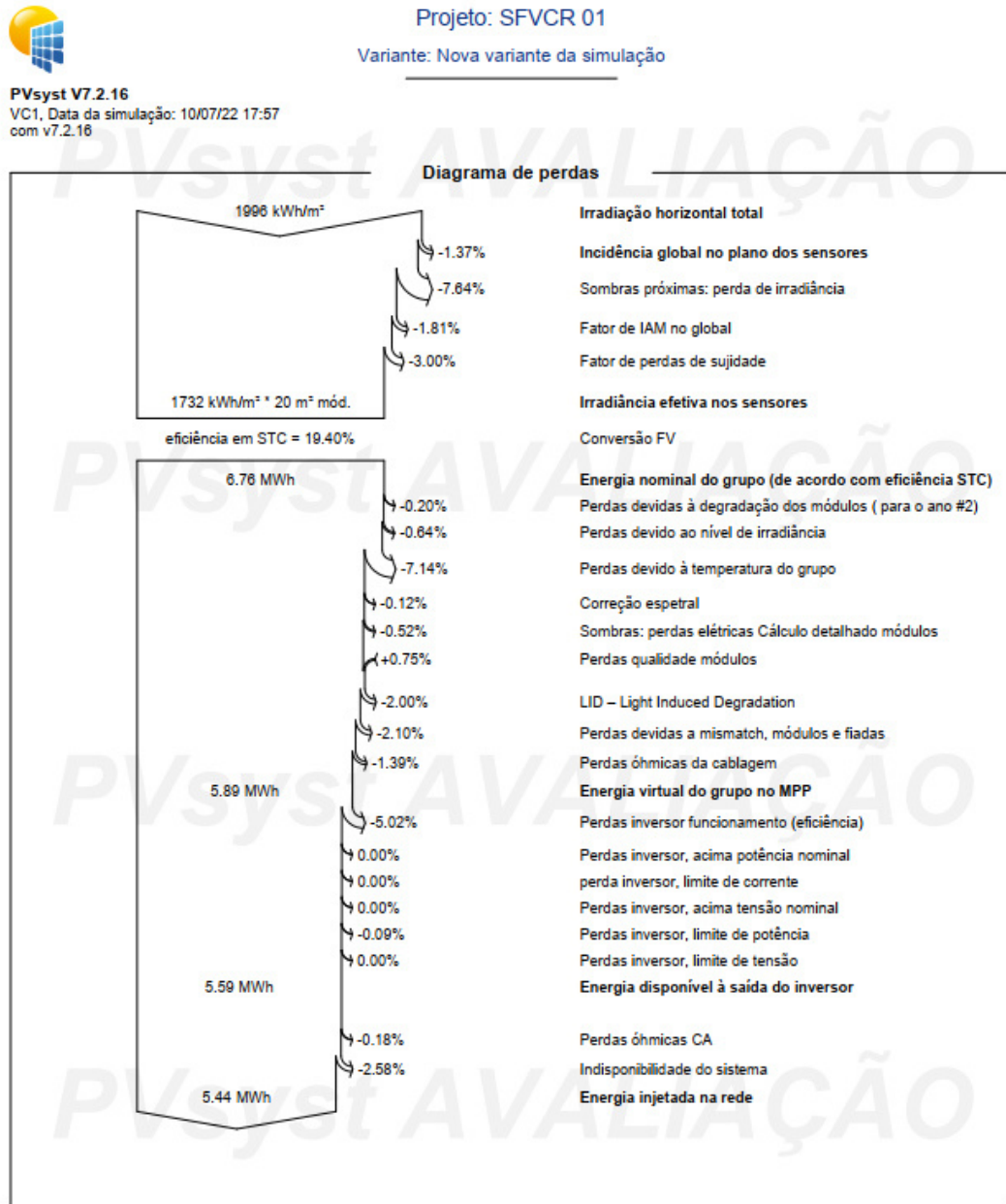
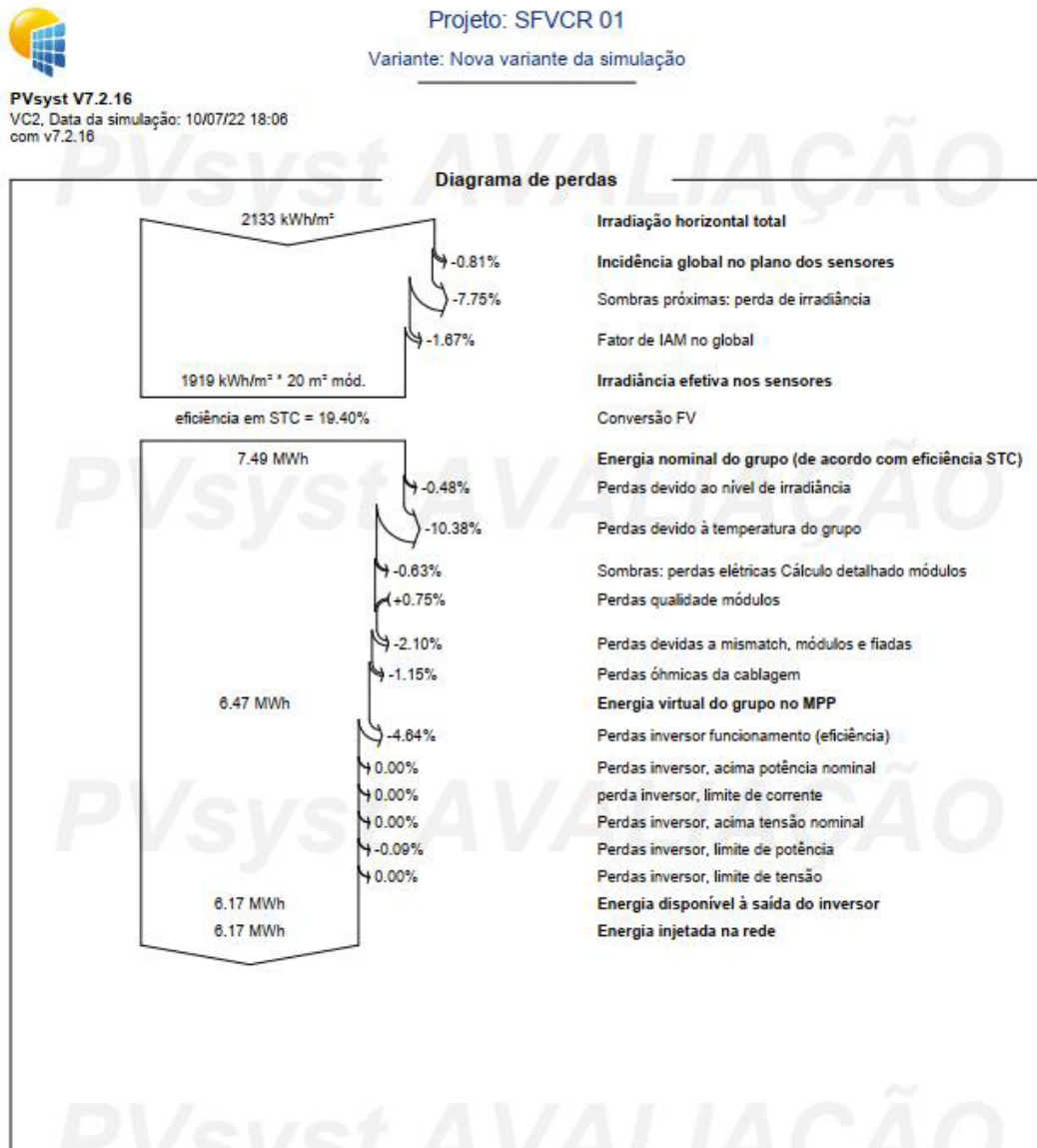


Figura A.2 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 Meteonorm 8.0 Perdas.



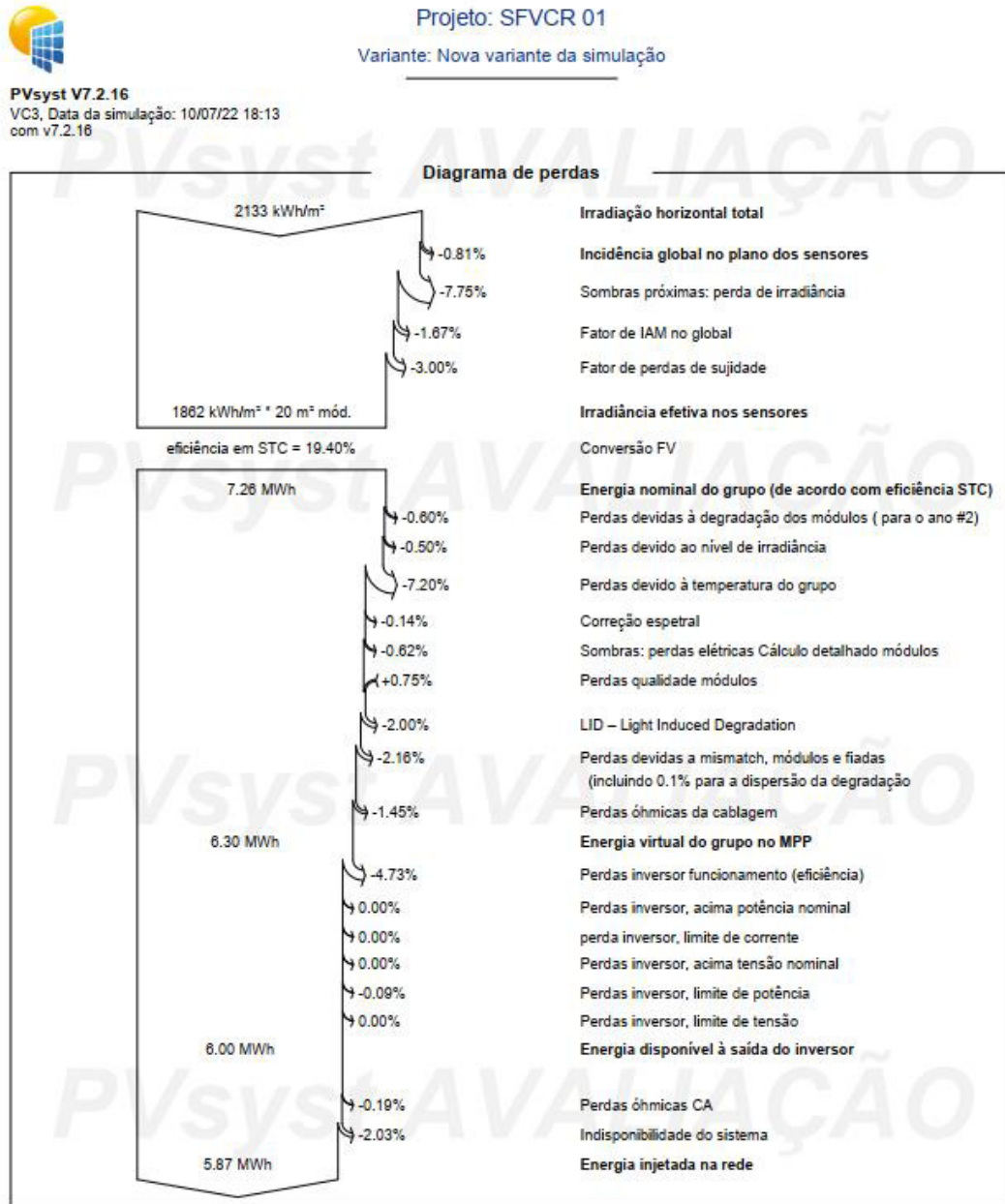
Fonte: O próprio autor.

Figura A.3 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 NASA-SSE Default.



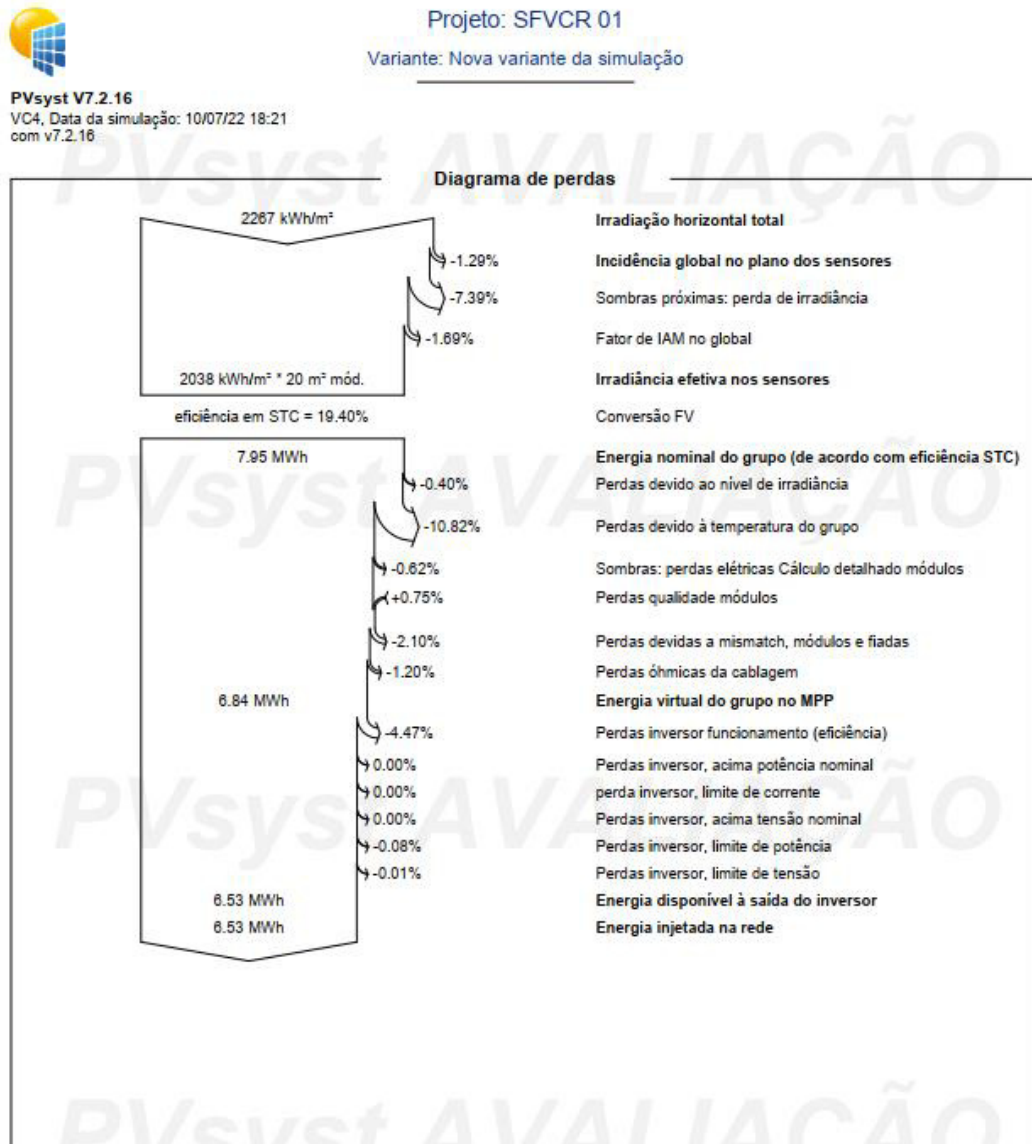
Fonte: O próprio autor.

Figura A.4 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 NASA-SSE Perdas.



Fonte: O próprio autor.

Figura A.5 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 PVGIS TMY 5.2 Default.



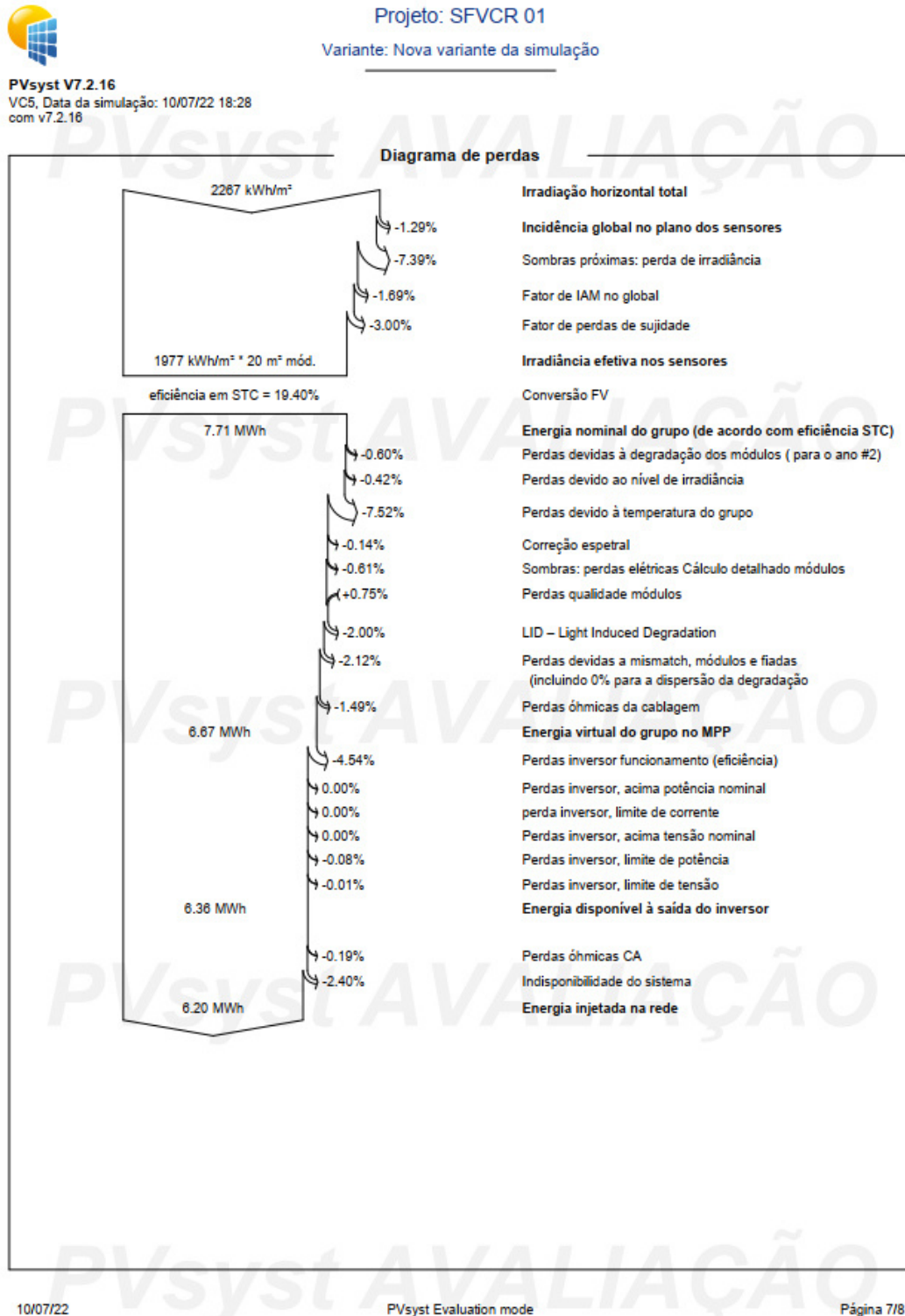
10/07/22

PVsyst Evaluation mode

Página 7/8

Fonte: O próprio autor.

Figura A.6 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 01 PVGIS TMY 5.2 Perdas.



Fonte: O próprio autor.

APÊNDICE B – SIMULAÇÕES DO PVSYS PARA A USINA FOTOVOLTAICA 02

Figura B.1 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 Meteonorm 8.0 Default.

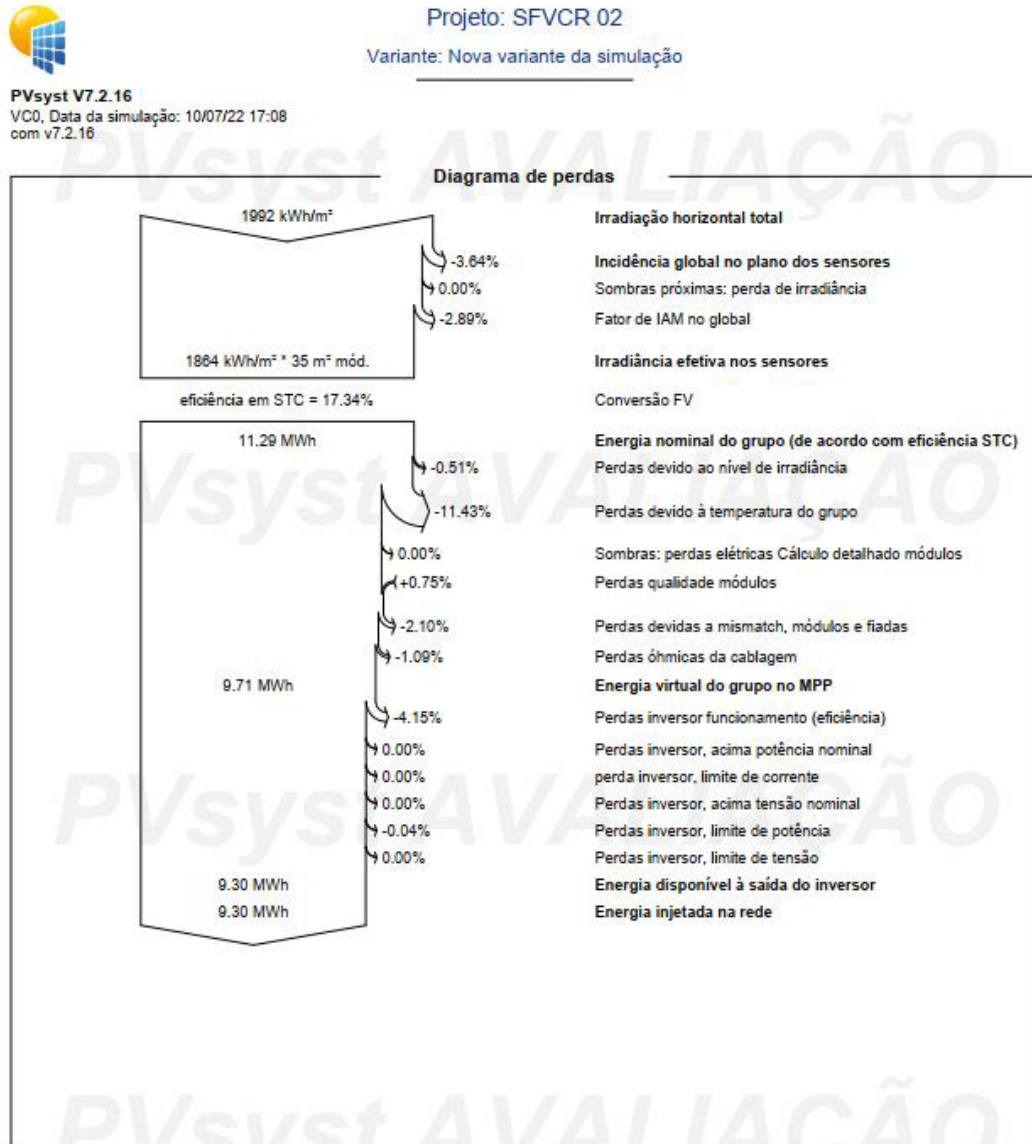
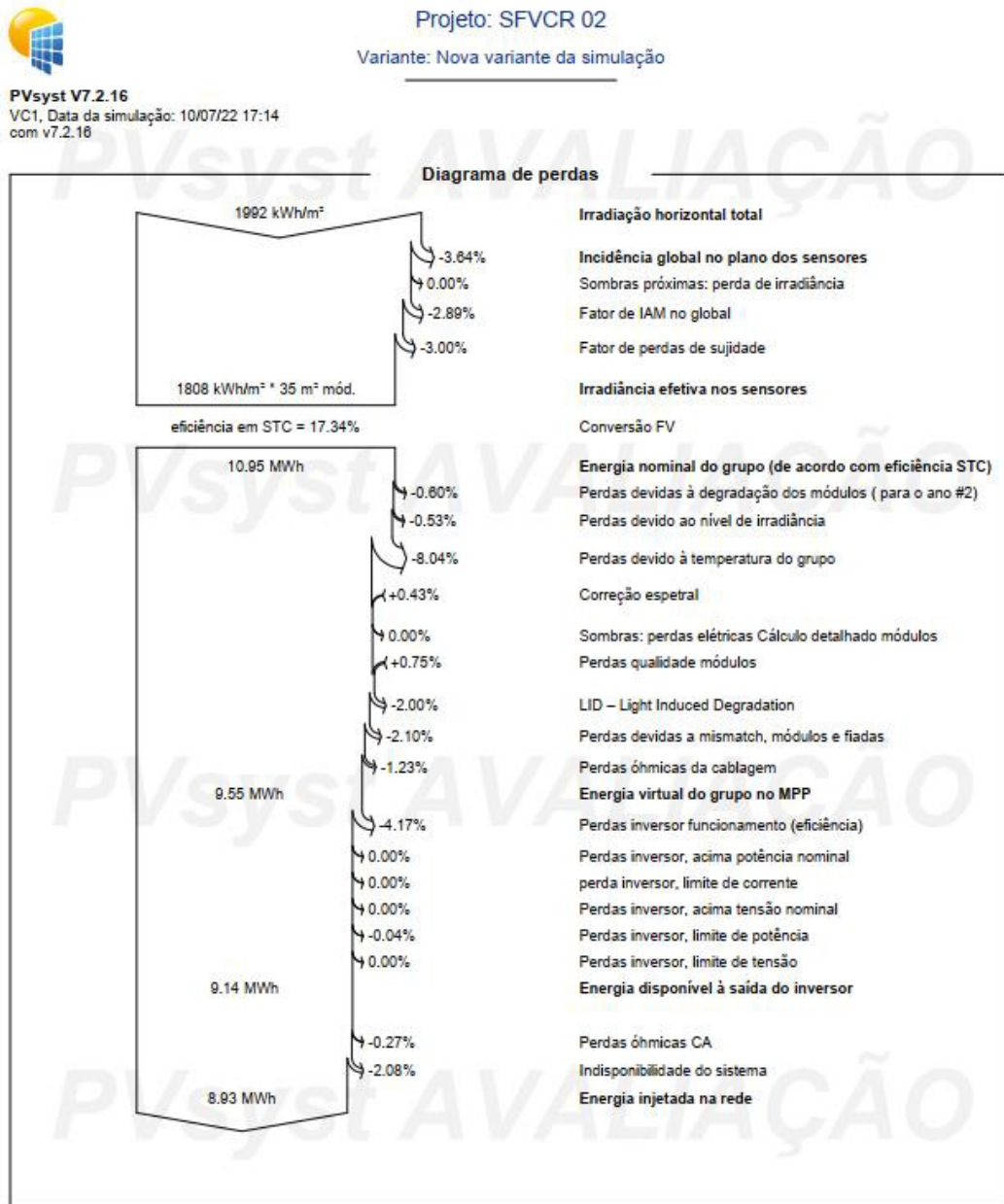
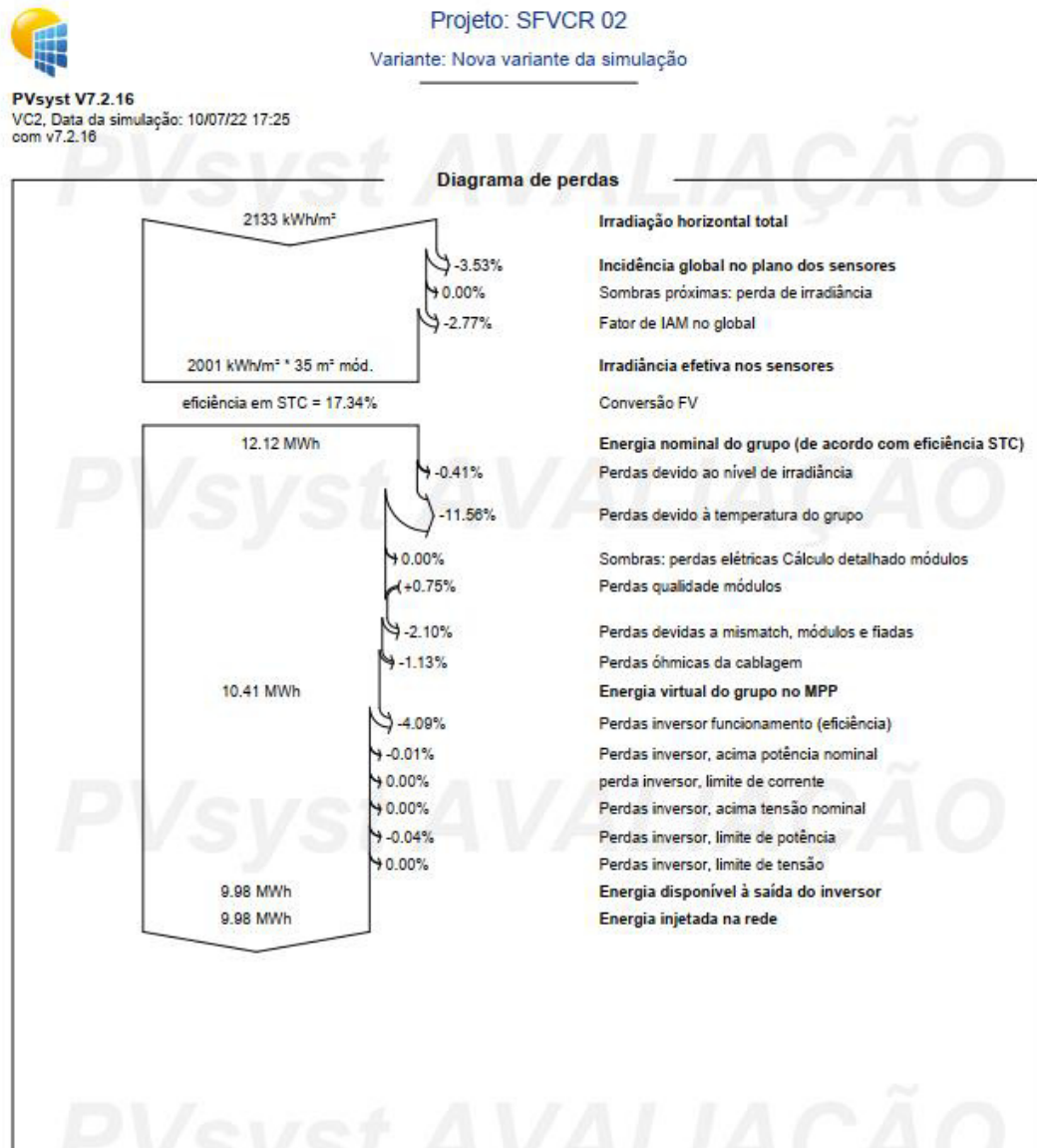


Figura B.2 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 Meteonorm 8.0 Perdas.



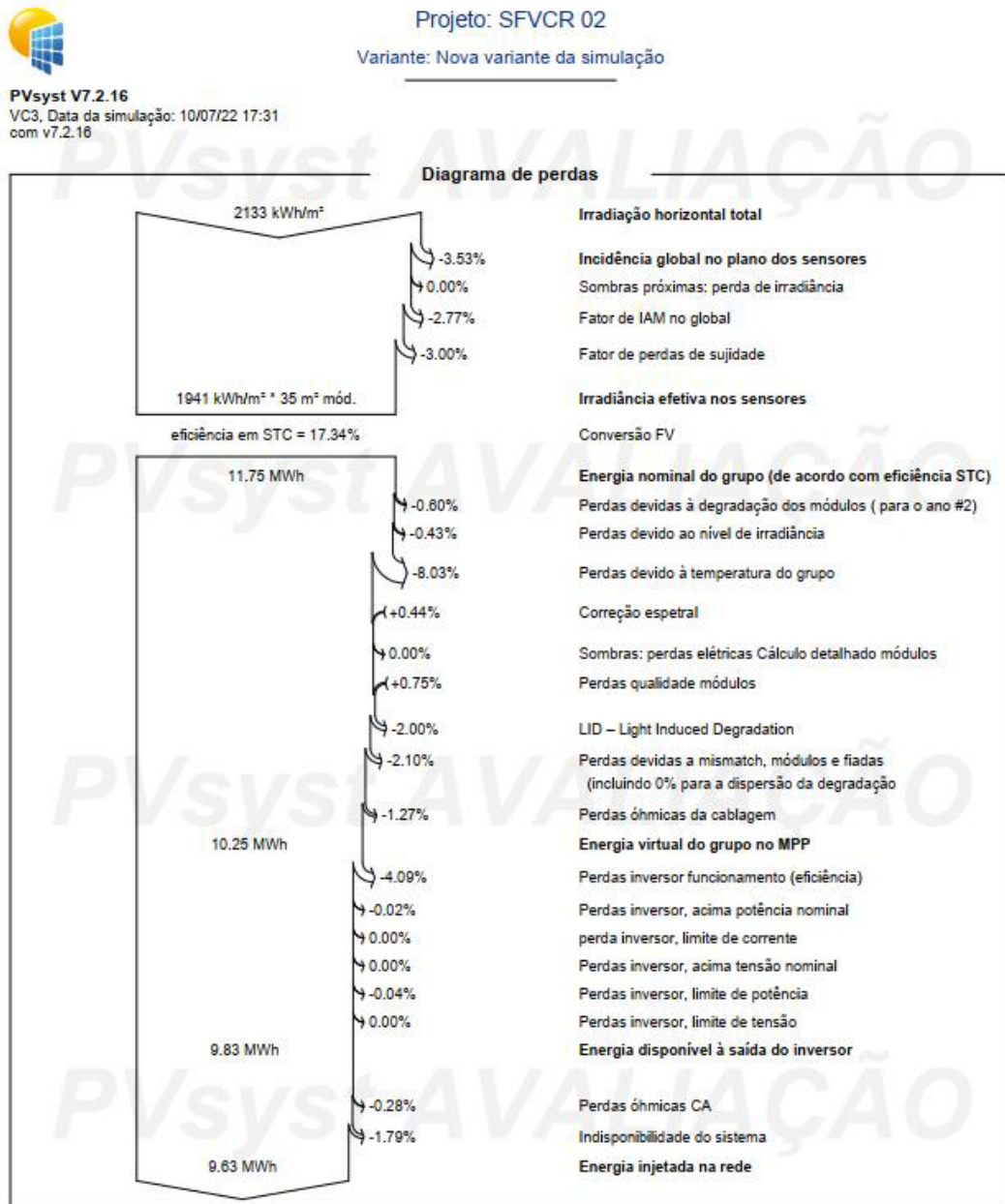
Fonte: O próprio autor.

Figura B.3 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 NASA-SSE Default.



Fonte: O próprio autor.

Figura B.4 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 NASA-SSE Perdas.



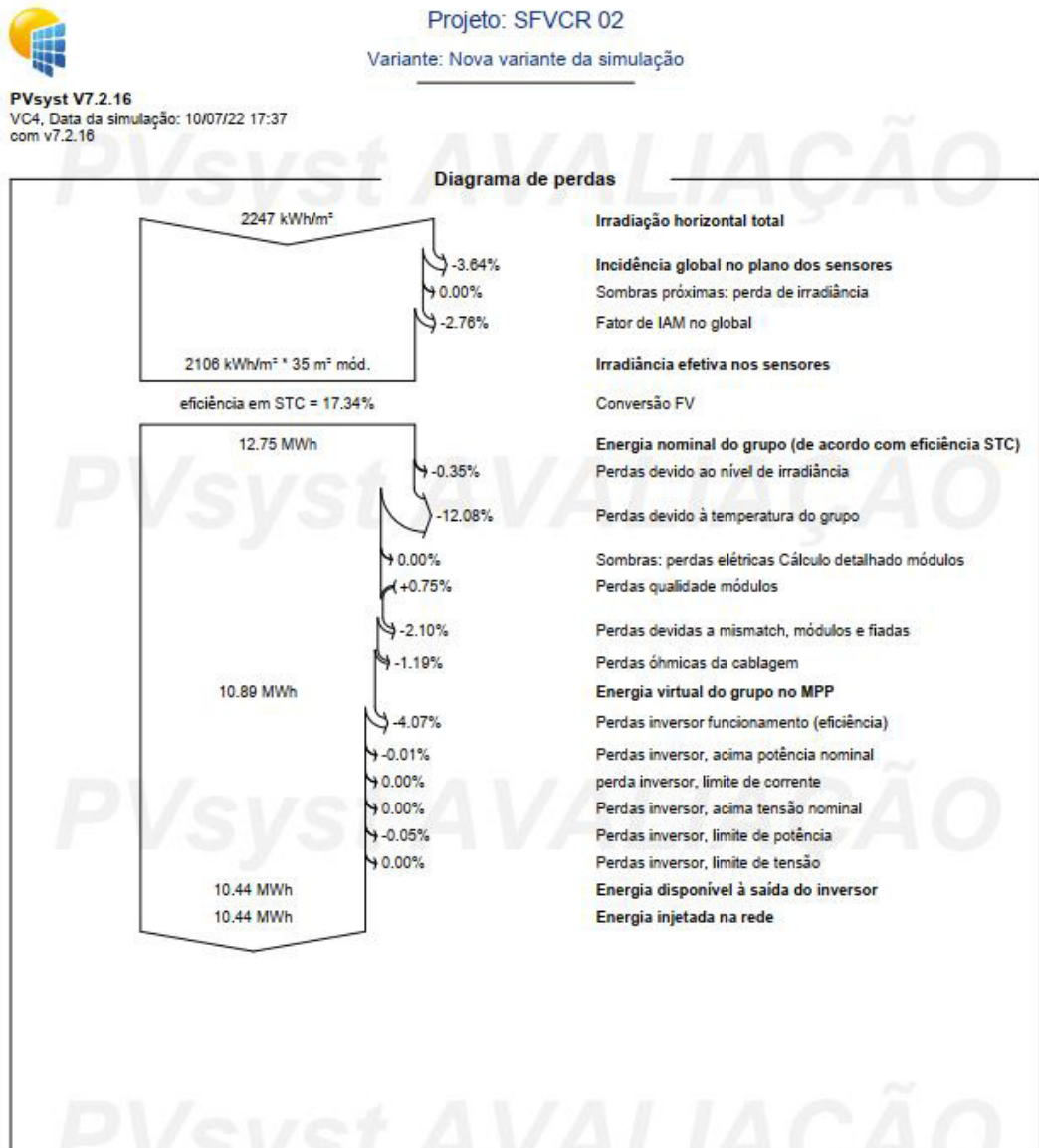
10/07/22

PVsyst Evaluation mode

Página 8/9

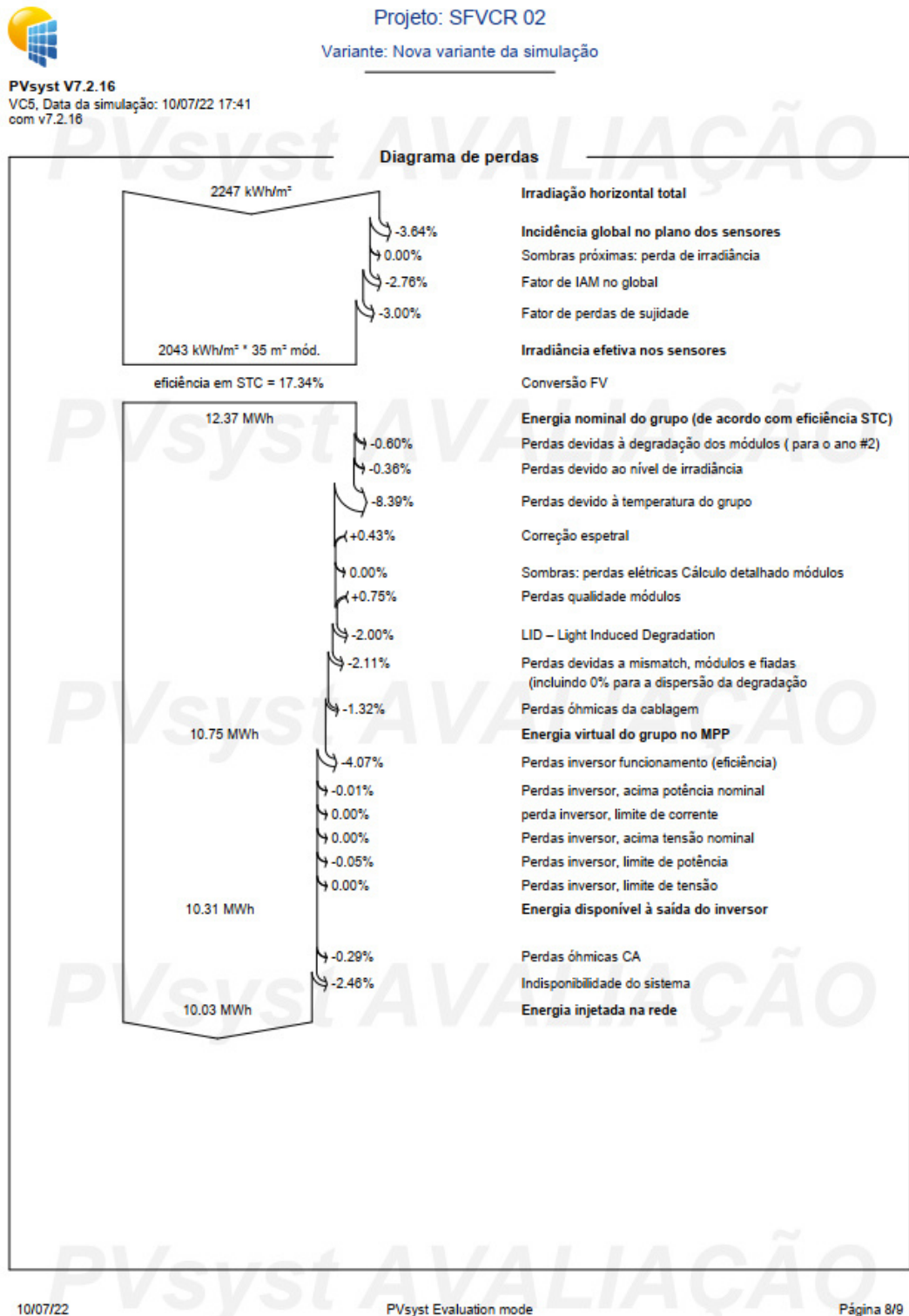
Fonte: O próprio autor.

Figura B.5 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 PVGIS TMY 5.2 Default.



Fonte: O próprio autor.

Figura B.6 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 02 PVGIS TMY 5.2 Perdas.



10/07/22

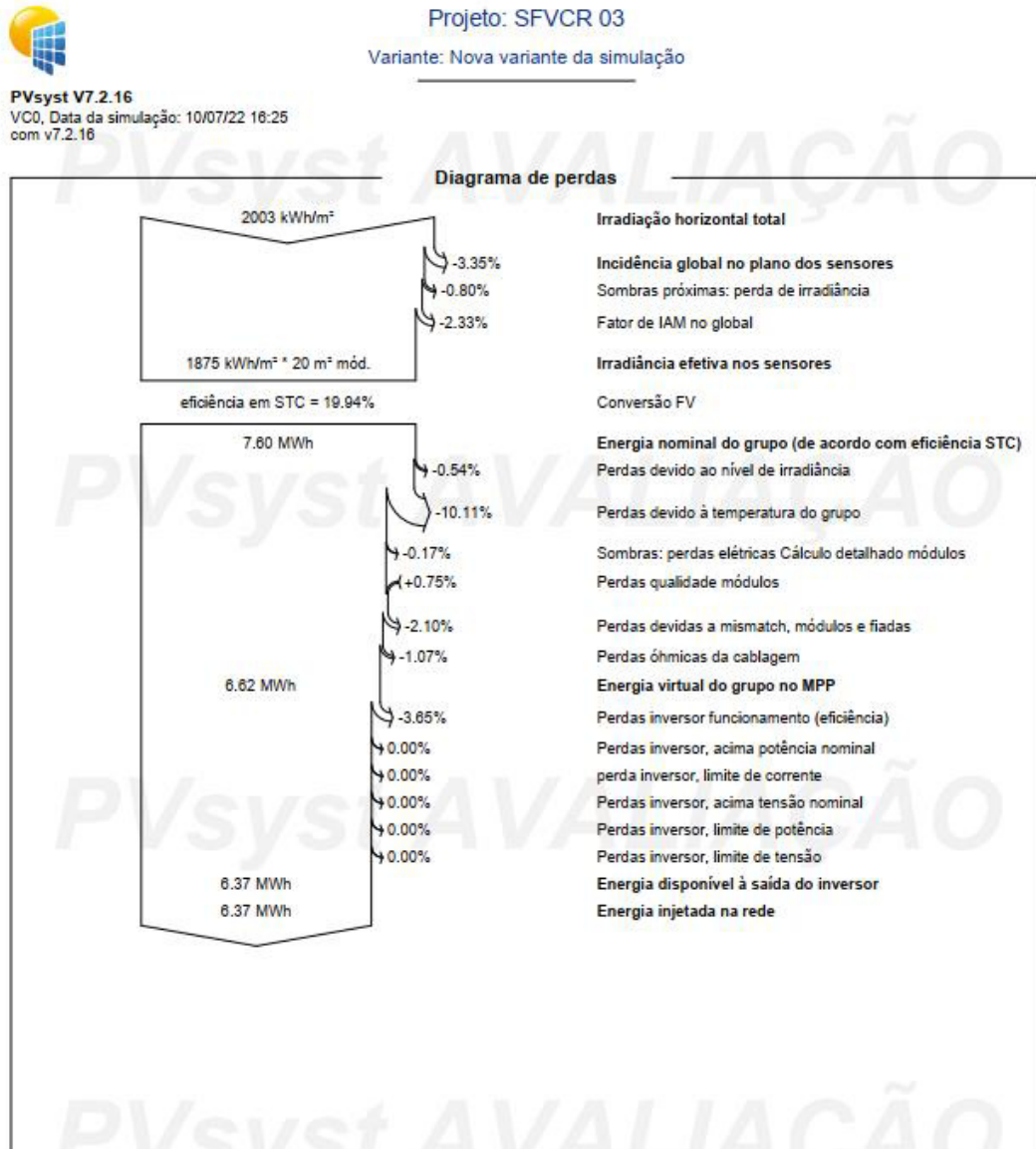
PVsyst Evaluation mode

Página 8/9

Fonte: O próprio autor.

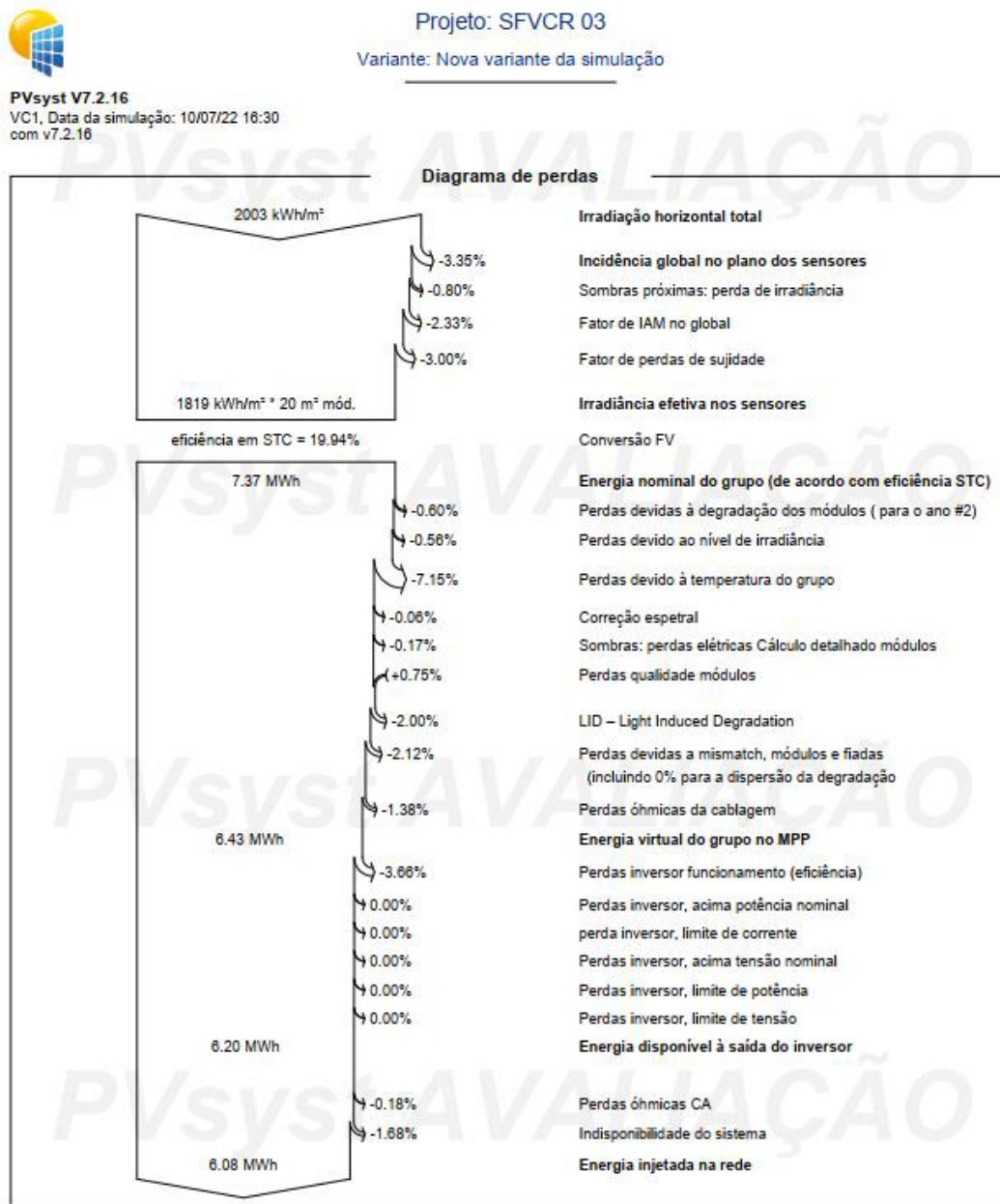
APÊNDICE C – SIMULAÇÕES DO PVSYS PARA A USINA FOTOVOLTAICA 03

Figura C.1 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 Meteonorm 8.0 Default.



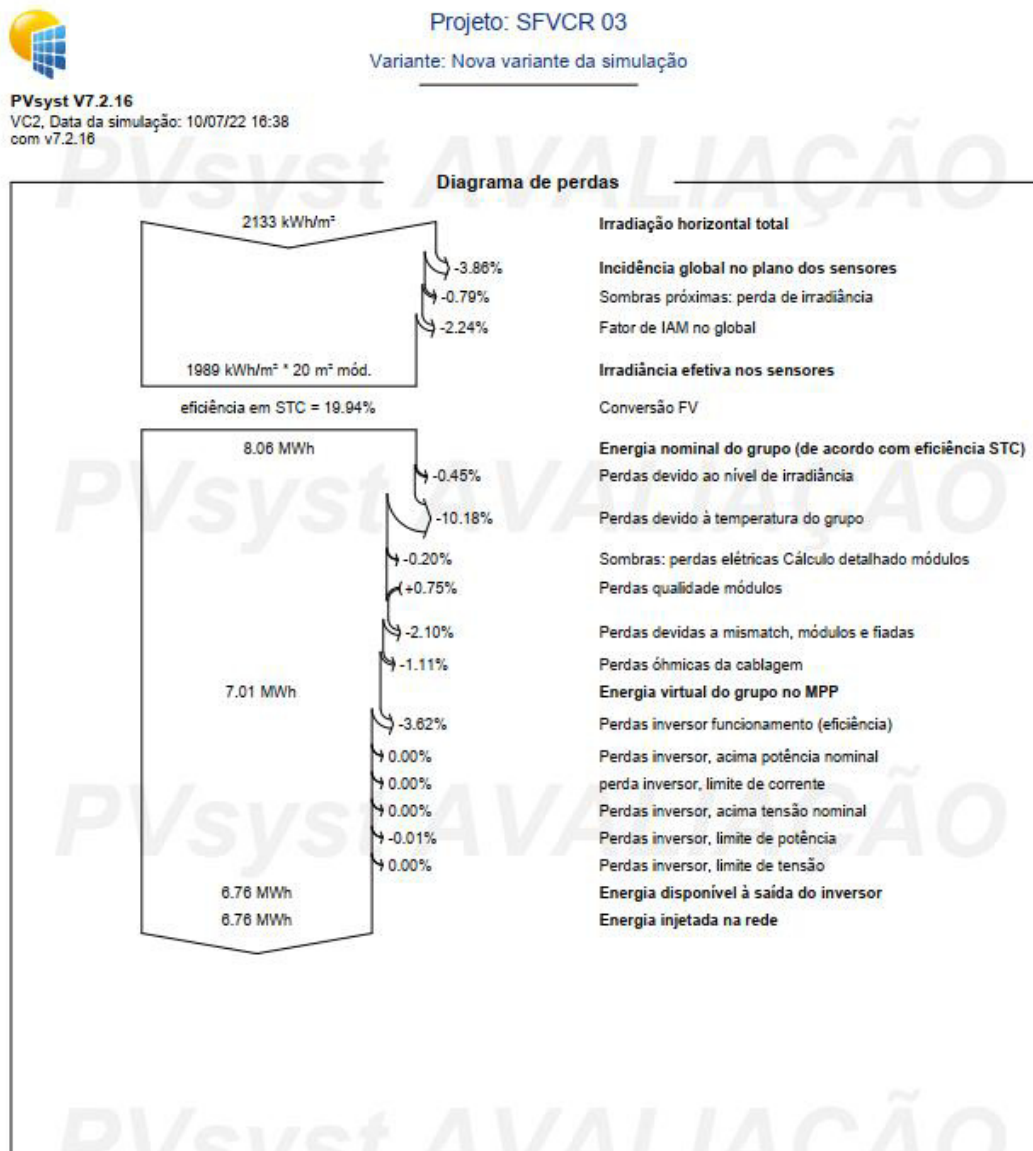
Fonte: O próprio autor.

Figura C.2 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 Meteonorm 8.0 Perdas.



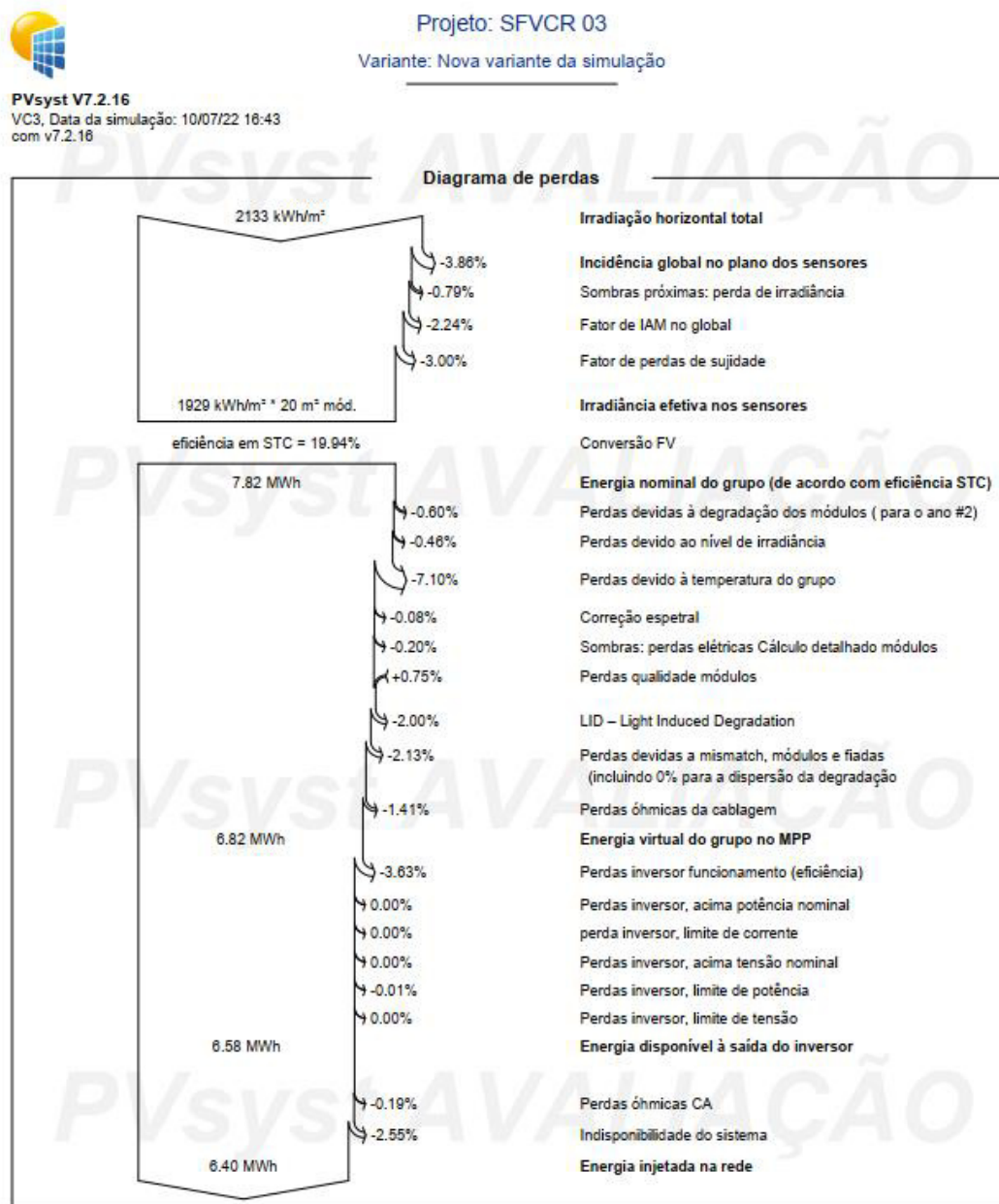
Fonte: O próprio autor.

Figura C.3 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 NASA-SSE Default.



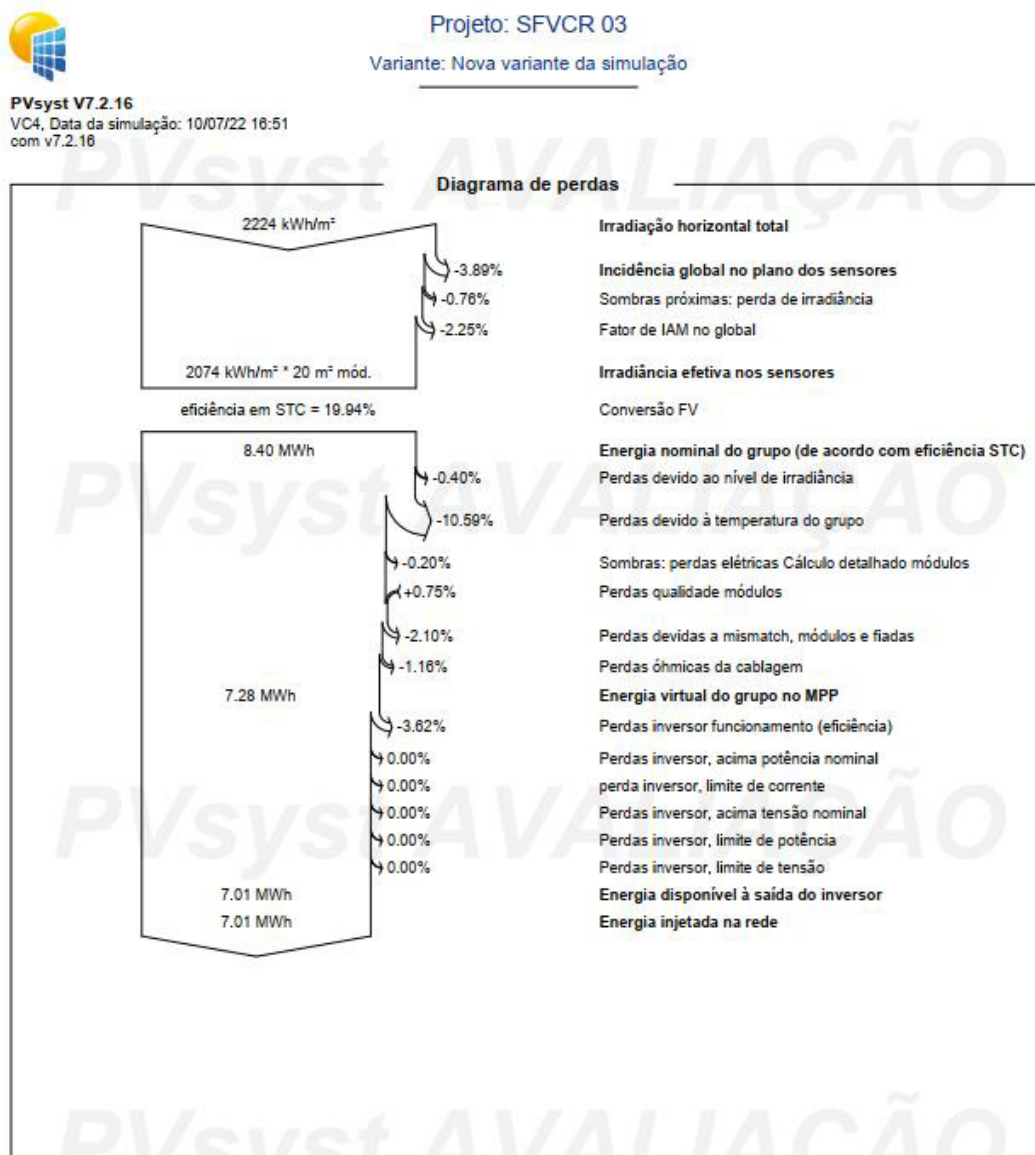
Fonte: O próprio autor.

Figura C.4 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 NASA-SSE Perdas.



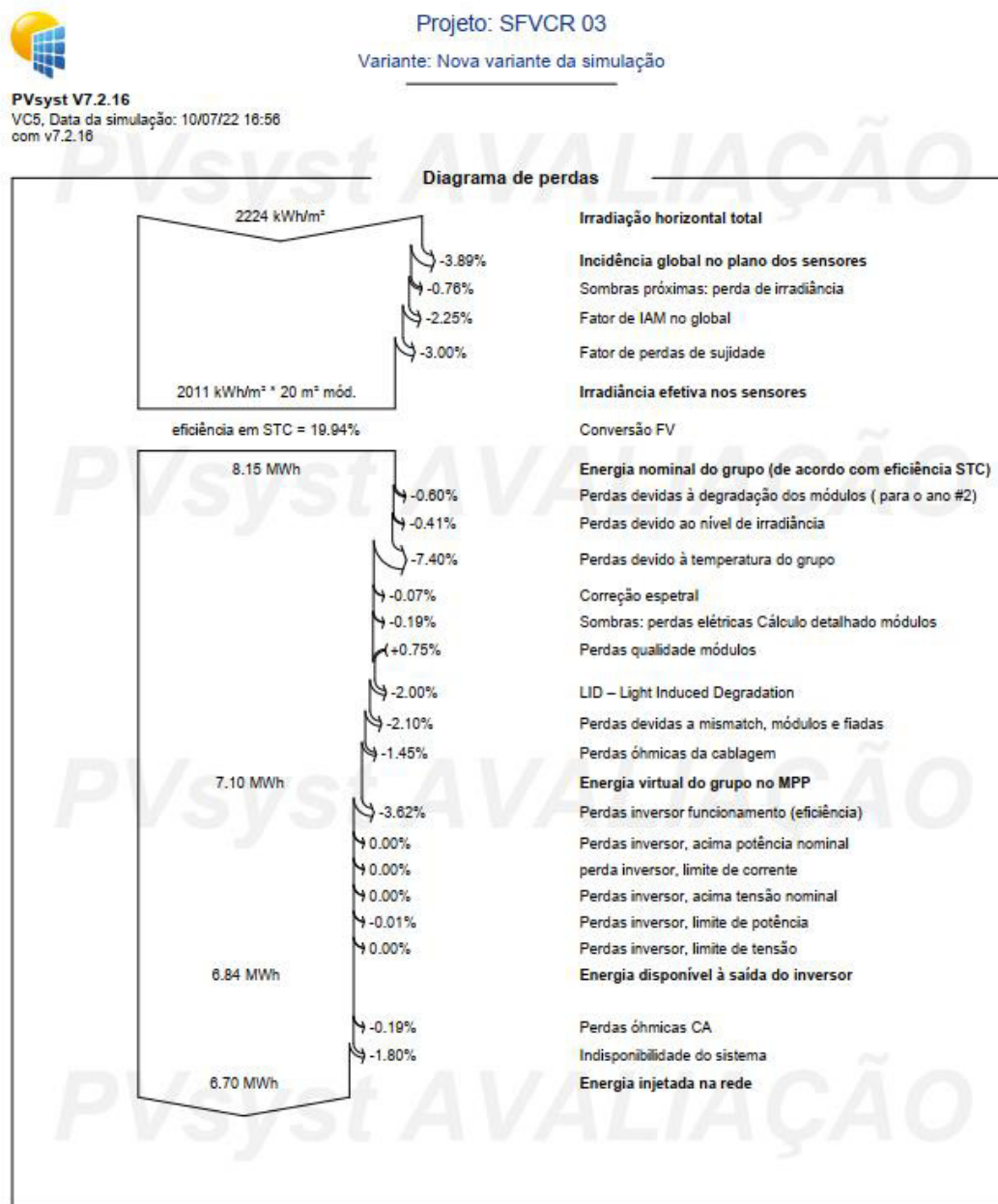
Fonte: O próprio autor.

Figura C.5 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 PVGIS TMY 5.2 Default.



Fonte: O próprio autor.

Figura C.6 – Página 7/8 do relatório do PVsyst do SFVCR 03 PVGIS TMY 5.2 Perdas.



Fonte: O próprio autor.

APÊNDICE D – SIMULAÇÕES DO PVSYS PARA A USINA FOTOVOLTAICA 04

Figura D.1 – Página 8/9 do relatório do PVSyst do SFVCR 04 Meteonorm 8.0 Default.

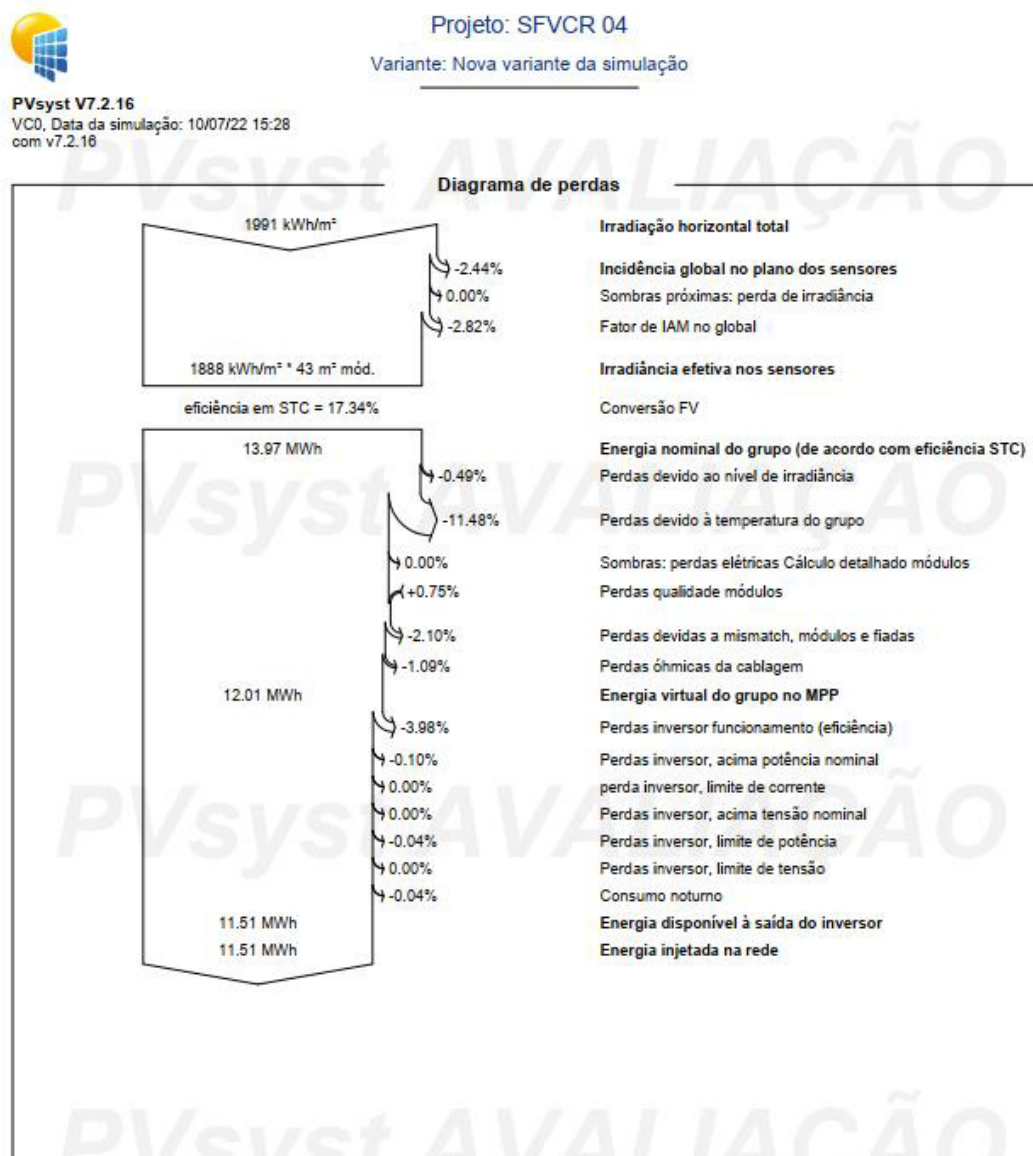
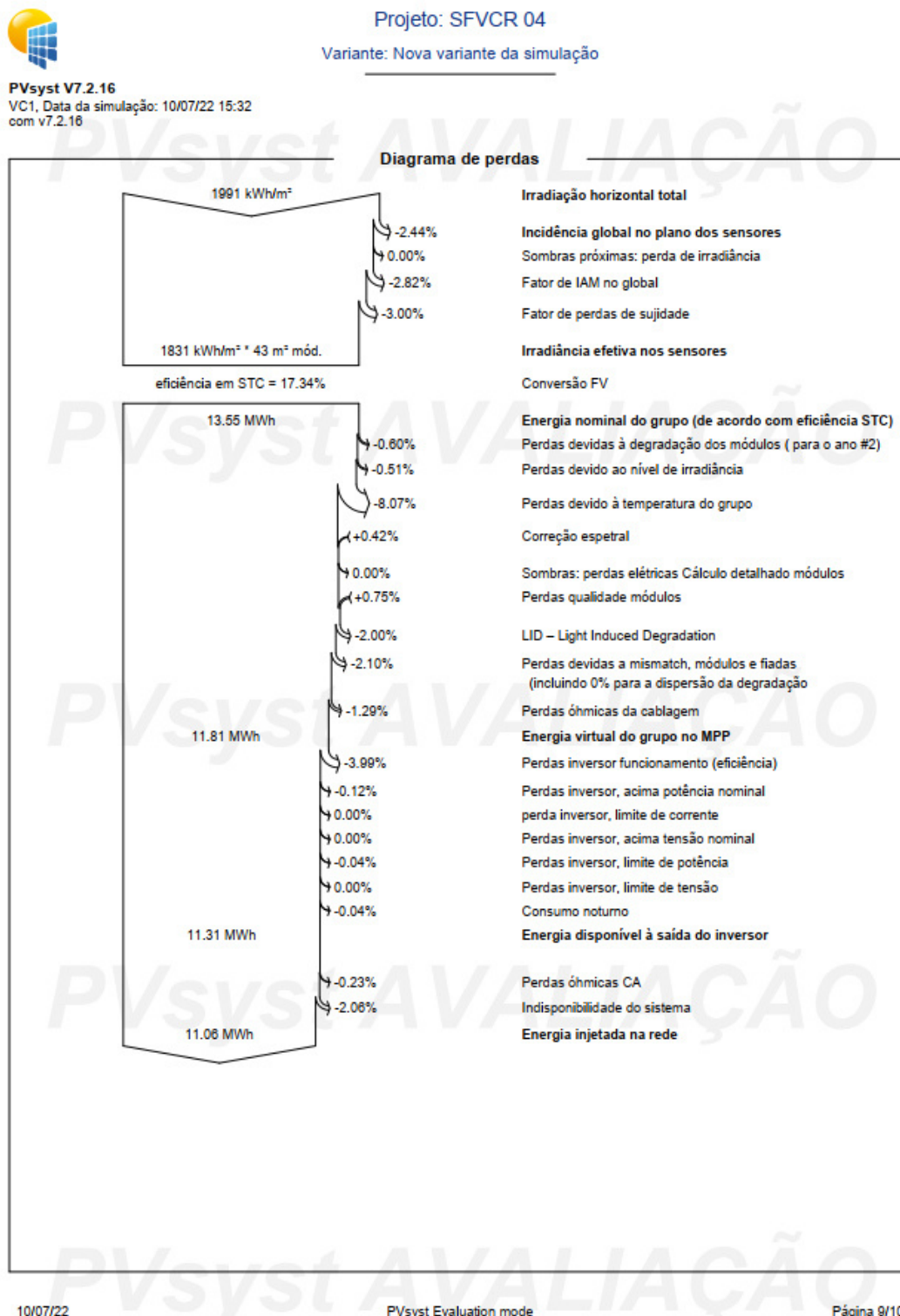


Figura D.2 – Página 9/10 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 Meteororm 8.0 Perdas.



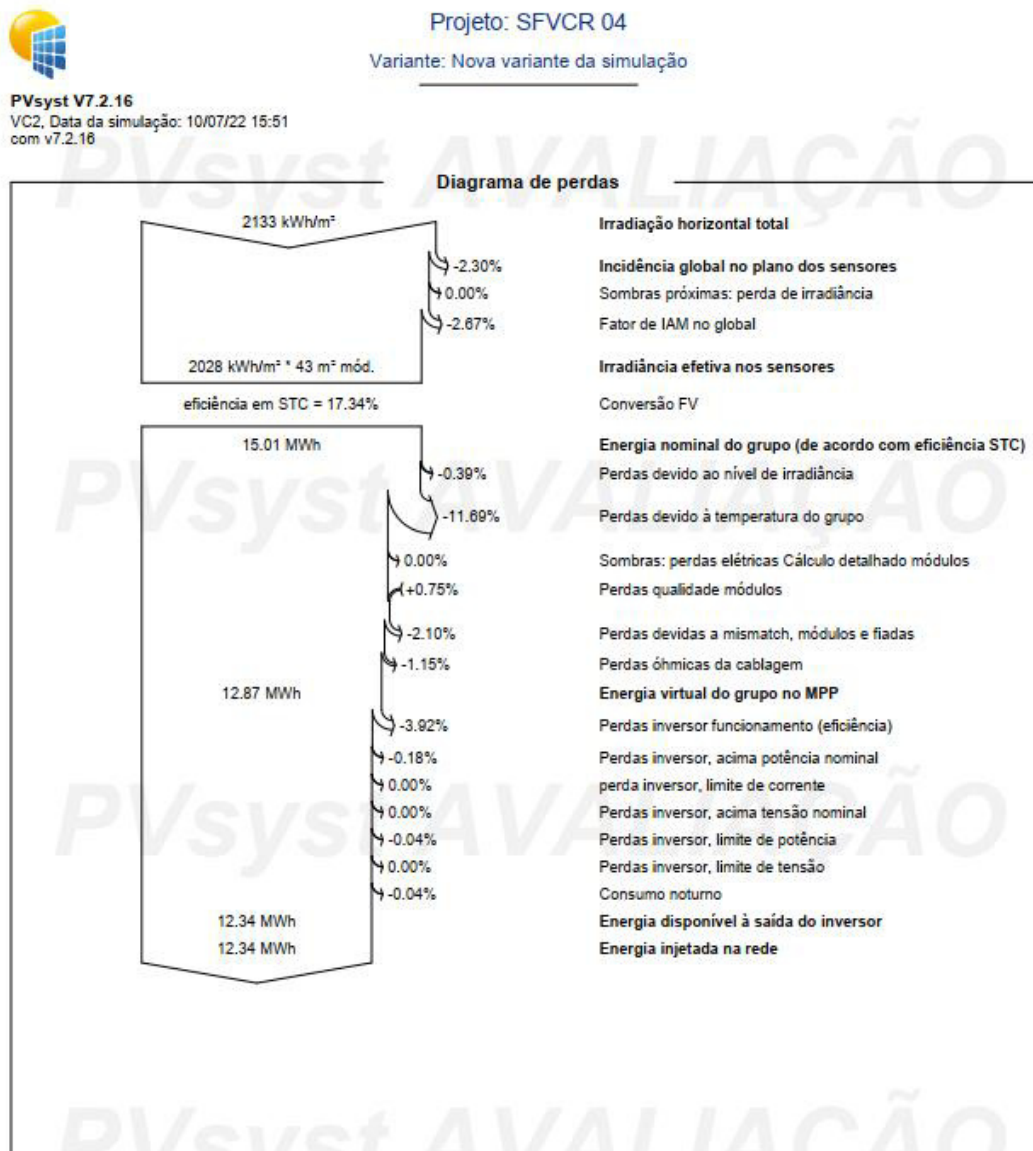
10/07/22

PVsyst Evaluation mode

Página 9/10

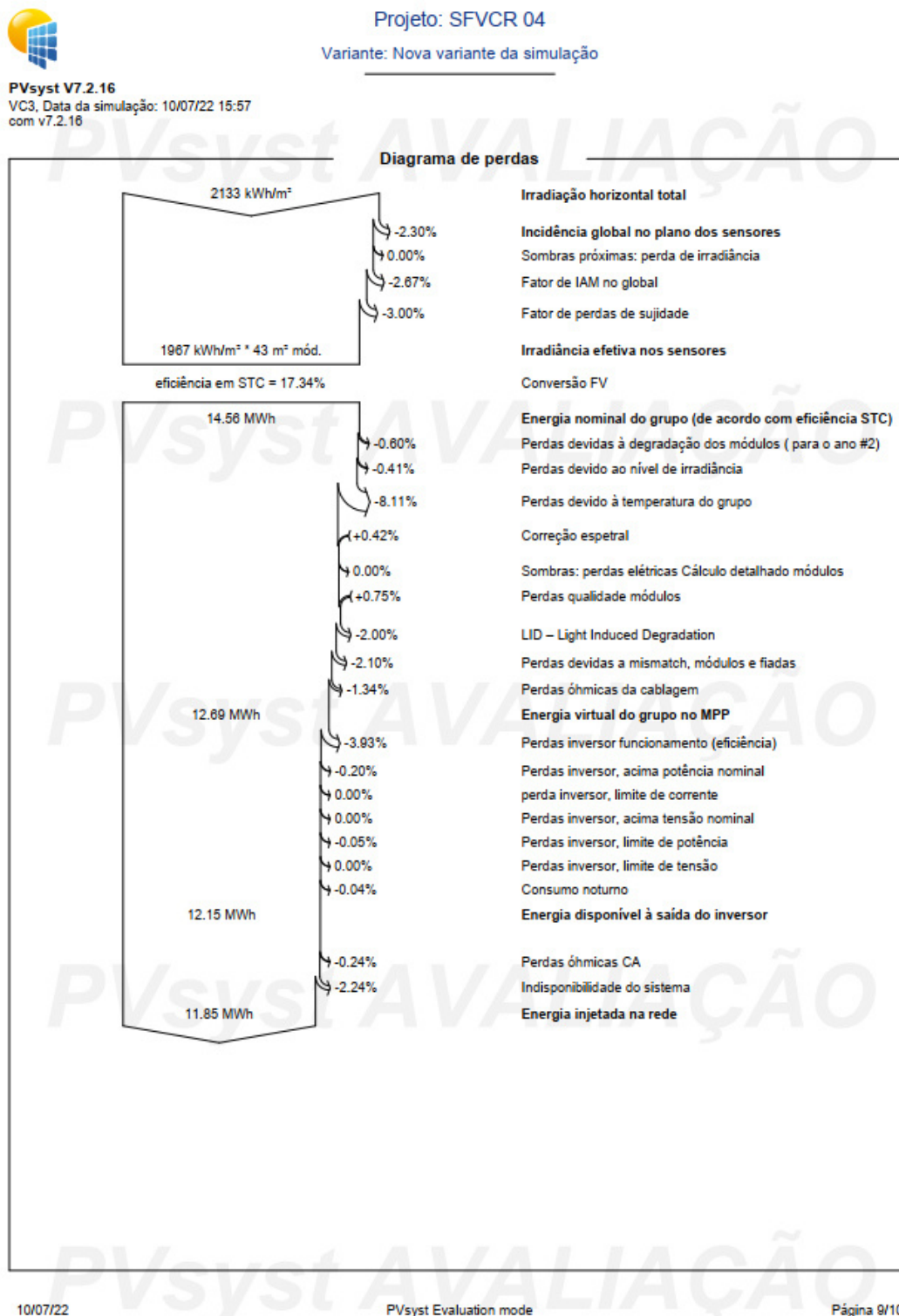
Fonte: O próprio autor.

Figura D.3 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 NASA-SSE Default.



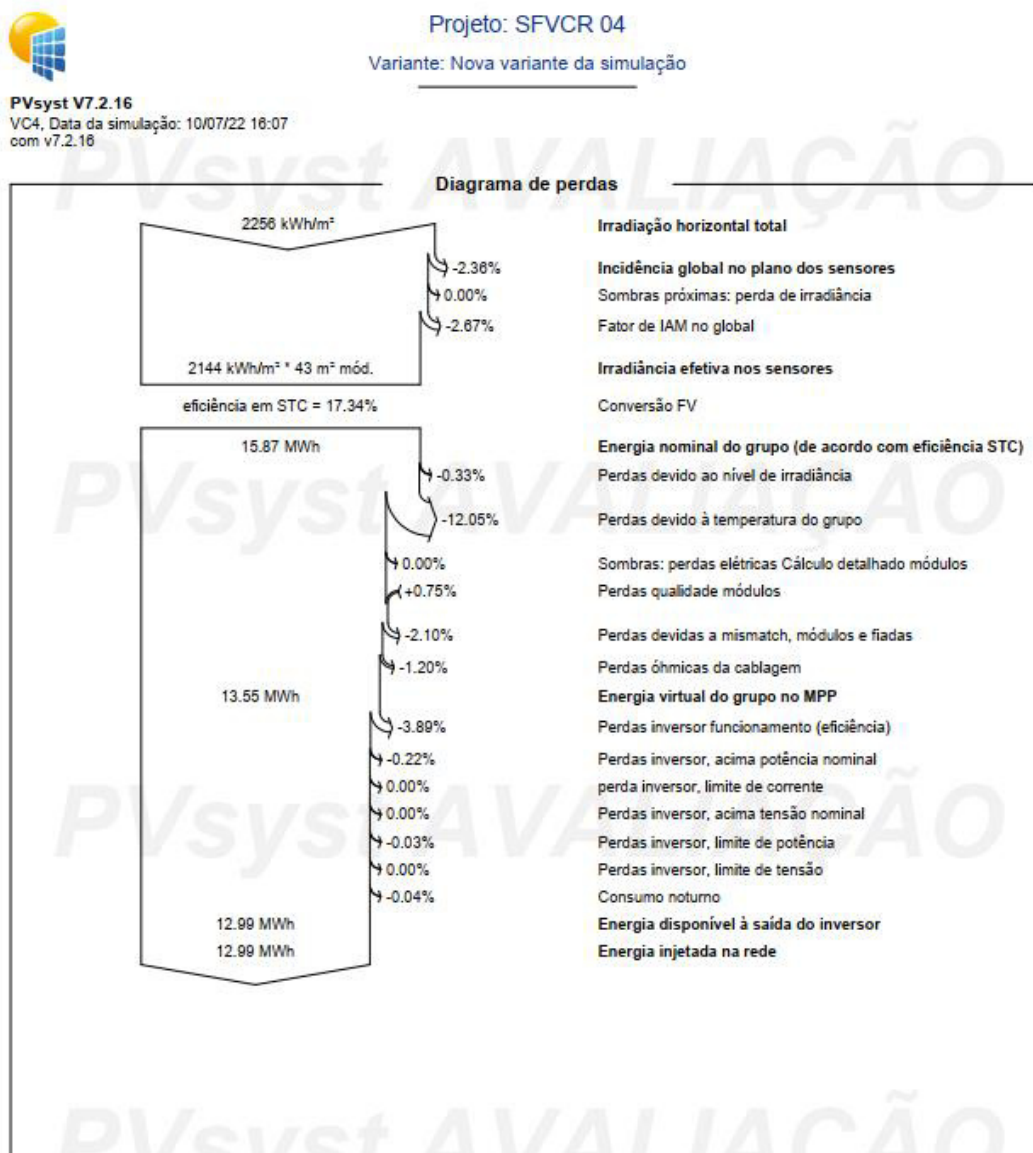
Fonte: O próprio autor.

Figura D.4 – Página 9/10 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 NASA-SSE Perdas.



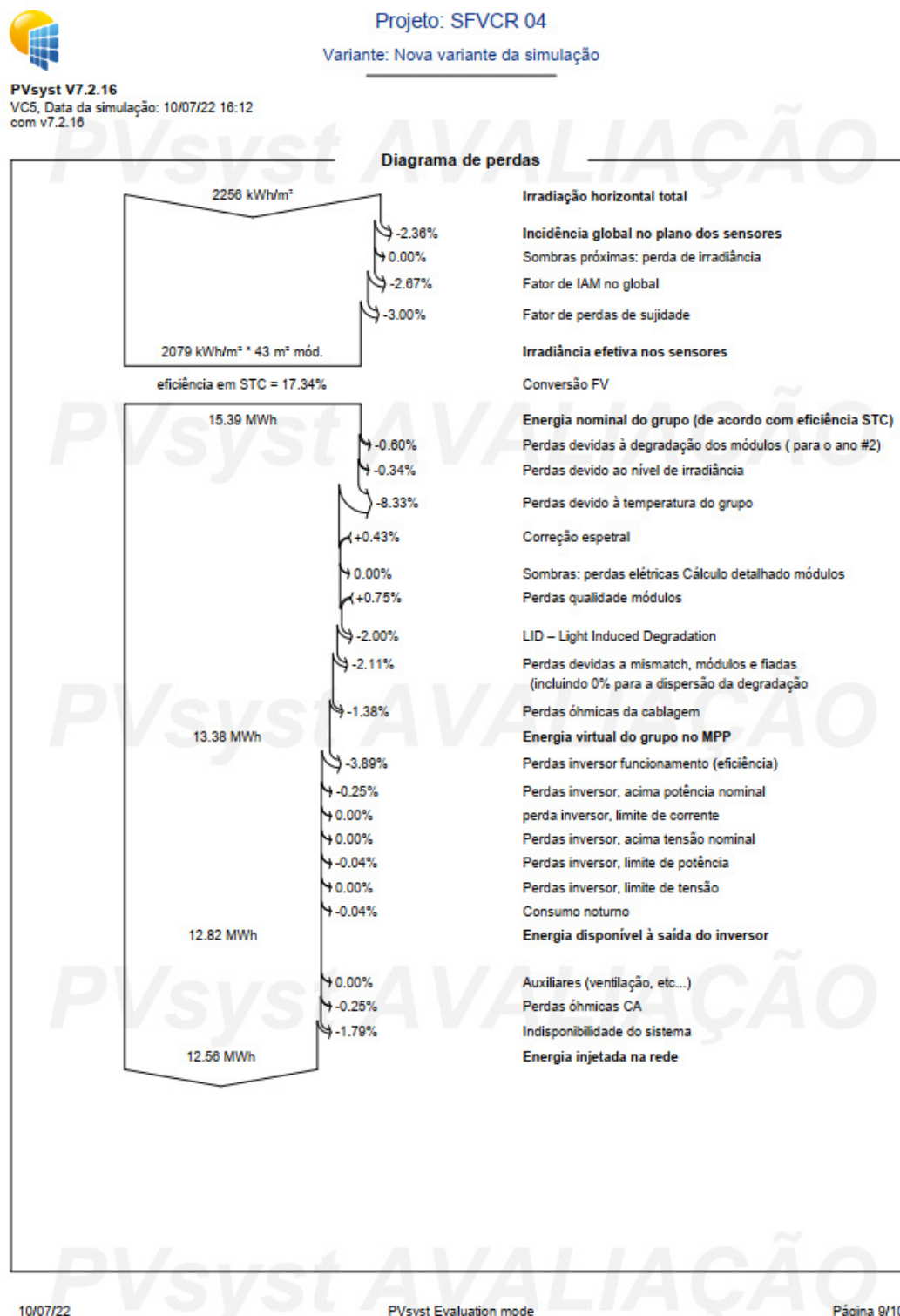
Fonte: O próprio autor.

Figura D.5 – Página 8/9 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 PVGIS TMY 5.2 Default.



Fonte: O próprio autor.

Figura D.6 – Página 9/10 do relatório do PVsyst do SFVCR 04 PVGIS TMY 5.2 Perdas.



Fonte: O próprio autor.