



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

ANDREZA CAVALCANTE MARANHÃO MELO

ESTUDO DO POTENCIAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE NO
AÇUDE SANTO ANASTÁCIO PARA COMPENSAÇÃO DE CONSUMO DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

FORTALEZA

2023

ANDREZA CAVALCANTE MARANHÃO MELO

**ESTUDO DO POTENCIAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE NO
AÇUDE SANTO ANASTÁCIO PARA COMPENSAÇÃO DE CONSUMO DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Ceará, com requisitos para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de
Carvalho

Coorientador: Eng. Me. Breno Bezerra Freitas

FORTALEZA

2023

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

M485e Melo, Andreza Cavalcante Maranhão.

Estudo do potencial de um sistema fotovoltaico flutuante no Açude Santo Anastácio para compensação de consumo da Universidade Federal do Ceará / Andreza Cavalcante Maranhão Melo. – 2023.
160 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho .
Coorientação: Prof. Me. Breno Bezerra Freitas.

1. Potencial fotovoltaico flutuante. 2. Compensação de consumo. 3. Dimensionamento da planta FVF. I.
Título.

CDD 621.3

ANDREZA CAVALCANTE MARANHÃO MELO

ESTUDO DO POTENCIAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE
NO AÇUDE SANTO ANASTÁCIO PARA COMPENSAÇÃO DE CONSUMO DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Ceará, com requisitos para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Me. Breno Bezerra Freitas (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Francisco Edenilson Cordeiro da Silva
AMP Serviços e Soluções Elétricas LTDA

A Deus,

Aos meus pais, Sara e Pedro

Aos meus irmãos, Ingrid e Pedro Jr.

Aos meus amigos.

Pelo apoio, presença, incentivo e força.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por me ter me dado força e sabedoria e por mais uma vez ter me fortalecido para concluir mais um desafio na minha vida.

Agradeço ao meus pais, Sara e Pedro, por estarem ao meu lado e por entenderem as dificuldades enfrentadas durante a graduação confiando no meu potencial e por pacientemente me ensinarem valores como respeito e gratidão e por incentivarem a correr atrás dos meus sonhos.

Agradeço aos meus irmãos, Ingrid e Pedro Jr, que sempre estiverem presente em todos os momentos, torcendo e perguntando quando eu finalizaria o TCC, com certeza, isso foi um ótimo incentivo.

Agradeço aos meus primos, Wilmar, Rivaldo e Batista por sempre torcerem por mim e por mandarem mensagens no grupo do WhatsApp com palavras de incentivo e apoio.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Paulo Cesar Marques Carvalho e meu coorientador Eng. Me. Breno Bezerra Freitas pela disponibilidade, pelas valiosas contribuições ao e por toda a paciência em me acompanhar em todo o progresso do meu trabalho.

Agradeço ao Eng. Francisco Edenilson Cordeiro da Silva por ter aceitado meu convite de participar da minha banca e por ter dado a oportunidade de fazer parte do time de AMP.

Agradeço à Tecsys jr, que me proporcionou desenvolver habilidades técnicas e aprimorar habilidades comportamentais contribuindo para a profissional que sou hoje e por todas as pessoas que conheci e que estiveram presente em minha jornada.

Aos amigos que fiz durante a graduação em que pude ter compartilhado momentos e aprendizados, gostaria de nomear alguns, como: Carol, João Luiz, Gabriel Castro, Pedro Higor, Orleans, Miguel, dentre outros, por vivenciamos muitos bons momentos.

Agradeço também aos meus grandes amigos: Larissa, Gabriel Pinto e Kay, por terem me ajudado em diversos momentos me dando total suporte, por ajudar a enfrentar dias difíceis e por todas as palavras de afeto durante esse momento de produção de trabalho.

Agradeço aos meus colegas de trabalho da AMP por terem me ajudado, incentivado e por todos os momentos juntos que tivemos, gostaria de mencionar em especial essas pessoas: Lorena, Flávia, Bruna, Tiffany, Wanderson, Jeferson, Paulo Isaac, Samuel e Neto.

Por fim, agradeço a UFC e a todos que, de alguma forma, fizeram parte da minha jornada.

“Como seria a vida se não tivéssemos coragem de tentar coisa alguma?” - Van Gogh
“Foi pelo exemplo de outras mulheres fortes que percebi que eu tinha tudo o que eu precisava para vencer dentro de mim.” – Marianna Moreno.

RESUMO

O presente trabalho tem como finalidade analisar o potencial Fotovoltaico Flutuante (FVF) no açude Santo Anastácio para o estudo de compensação de consumo da Universidade Federal do Ceará (UFC) campus Pici. A pesquisa apresenta a análise de consumo da UFC para os anos de 2019 e 2022 para realizar o dimensionamento de plantas FVF nos diferentes cenários de compensação e determina também a área limite que a usina pode ocupar no espelho d'água sem afetar o ecossistema local. E partir desses dados é realizado o cálculo da geração anual das plantas FVF dimensionadas através do *software* PVsyst onde foram considerados estudos com o módulo bifacial ativo e desativado e com perdas no sistema. Dessa maneira, são definidos os três cenários, onde o caso 01 representa 50% de compensação do consumo, o caso 02 75% de compensação do consumo e o caso 03 100% de compensação do consumo. Logo, a potência prevista para atender os consumos nos diferentes cenários são: 3.776 kWp, 5.664 kWp e 7.552 kWp, ocupando respectivamente 49,9%, 74,8% e 99,8% da área disponível do açude para o ano de 2019 e 2.833 kWp, 4.237 kWp e 5.666 kWp, ocupando respectivamente 37,44%, 56% e 74,8% da área disponível do açude para o ano de 2022. Dessa maneira, a geração anual das usinas propostas varia de acordo com os cenários e têm os seguintes resultados: para o caso 01 a geração prevista para atender o consumo é 5.843.896 kWh, para o caso 02 é 8.764.356 kWh e o caso 03 é 11.685.900 kWh, isso considerando uma geração ideal. De modo que com a realização das simulações com o *software* PVsyst, foram consideradas perdas no sistema e se obteve os resultados de geração anual para as usinas do ano de 2022, tendo o cenário 01 4.782.138 kWh, desconsiderando bifacialidade e 5.129.181 kWh considerando a bifacialidade, obtendo, dessa maneira, perdas de 18,15% e de 12,21%, respectivamente, em relação à geração ideal. Para o cenário 02, 7.158.145 kWh, desconsiderando bifacialidade e 7.694.455 kWh considerando a bifacialidade, obtendo, dessa maneira, perdas de 18,4% e de 12,22%, respectivamente, em relação à geração ideal. Por fim, para o cenário 03, 9.433.748 kWh, desconsiderando bifacialidade e 10.148.572 kWh considerando a bifacialidade, obtendo, dessa maneira, perdas de 19,27% e 12,20%, respectivamente, em relação à geração ideal.

Palavras chave: Potencial Fotovoltaico Flutuante; Açude Santo Anastácio; Compensação de consumo; Universidade Federal do Ceará; Dimensionamento da planta FVF

ABSTRACT

The present study aims to analyze the potential of Floating Photovoltaic (FPV) in the Santo Anastácio reservoir for the consumption offset study of the Federal University of Ceará (UFC) Pici campus. The research presents an analysis of UFC's consumption for the years 2019 and 2022 to size FVF plants in different offset scenarios. It also determines the maximum area the plant can occupy on the water surface without affecting the local ecosystem. Based on this data, the annual generation of the sized FVF plants is calculated using the PVsyst software, considering studies with active and inactive bifacial modules and system losses. Three scenarios are defined, where case 01 represents 50% consumption offset, case 02 represents 75% consumption offset, and case 03 represents 100% consumption offset. Therefore, the projected power to meet the consumption in the different scenarios is: 3,776 kWp, 5,664 kWp, and 7,552 kWp, respectively, occupying 49.9%, 74.8%, and 99.8% of the available area of the reservoir for the year 2019, and 2,833 kWp, 4,237 kWp, and 5,666 kWp, respectively, occupying 37.44%, 56%, and 74.8% of the available area for the year 2022. The annual generation of the proposed plants varies according to the scenarios and has the following results: for case 01, the projected generation to meet the consumption is 5,843,896 kWh; for case 02, it is 8,764,356 kWh; and for case 03, it is 11,685,900 kWh, considering an ideal generation. However, when considering system losses in the simulations with the PVsyst software, the actual annual generation is lower. For scenario 01, it is 4,782,138 kWh without considering bifaciality and 5,129,181 kWh considering bifaciality, resulting in losses of 18.15% and 12.21%, respectively, compared to the ideal generation. For scenario 02, it is 7,158,145 kWh without considering bifaciality and 7,694,455 kWh considering bifaciality, resulting in losses of 18.4% and 12.22%, respectively. Finally, for scenario 03, it is 9,433,748 kWh without considering bifaciality and 10,148,572 kWh considering bifaciality, resulting in losses of 19.27% and 12.20%, respectively, compared to the ideal generation.

Keywords: Floating Photovoltaic Potential; Santo Anastácio reservoir; Consumption offset; Federal University of Ceará; Sizing of FPV plant.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01: Componentes de um sistema FVF	22
Figura 02: Cobranças na fatura de energia	26
Figura 03: Previsão anual de Flutuantes no Mundo	30
Figura 04: Sistemas Flutuantes no mundo.....	31
Figura 05: FVF Índia	31
Figura 06: FVF China.....	32
Figura 07: FVF Bangladesh.....	33
Figura 08: FVF Coreia do Sul	33
Figura 09: FVF UHE de Sobradinho.....	34
Figura 10: ASA.....	38
Figura 11: Fluxograma da Metodologia para determinação da área limite da planta FVF e a obtenção da sua capacidade instalada.....	40
Figura 12: Efeito Clipping.....	44
Figura 13: Fluxograma da metodologia para dimensionamento	46
Figura 14: Perdas configuradas no PVsyst.....	69
Figura 15: Configuração da localização da usina pelas coordenadas geográficas	72
Figura 16: Banco de dados meteorológicos fornecidos pelo PVsyst.....	73
Figura 17: Angulo para os módulos e azimute	74
Figura 18: Informações técnicas do inversor.....	75
Figura 19: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (strings com 29 módulos).....	76
Figura 20: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (strings com 28 módulos).....	77
Figura 21: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (Considerando bifacialidade do módulo)	77
Figura 22: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (Layout da planta FVF)	78
Figura 23: Simulação Caso 02: 75% - Ano 2022 (strings com 25 módulos).....	79
Figura 24: Simulação Caso 02: 75% - Ano 2022 (strings com 26 módulos).....	79
Figura 25: Simulação Caso 02: 75% - Ano 2022 (Considerando bifacialidade do módulo)	80
Figura 26: Simulação Caso 02: 75% - Ano 2022 (Layout da Planta FVF).....	81
Figura 27: Simulação Caso 03: 100 % - Ano 2022 (strings com 26 módulos).....	82

Figura 28: Simulação Caso 03: 100 % - Ano 2022 (strings com 28 módulos).....	83
Figura 29: Simulação Caso 03: 100% - Ano 2022 (Considerando bifacialidade do módulo.....	83
Figura 30: Simulação Caso 03: 100% - Ano 2022 (Layout da planta FVF)	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Exemplos de plantas FVF em operação no mundo	34
Tabela 02: – Exemplos de plantas FVF no Brasil	35
Tabela 03: Resumo artigos sobre FVF em lagoas	36
Tabela 04: Dados do transformador em operação	41
Tabela 05: Informações da conta de energia - 2019	48
Tabela 06: Informações da conta de energia - 2022	49
Tabela 07: Média dos ajustes 2019 – Modalidade Verde.....	50
Tabela 08: Média dos ajustes 2019 – Modalidade Azul.....	50
Tabela 09: Média dos ajustes 2022 – Modalidade Azul.....	51
Tabela 10: Média dos consumos 2019 – Caso 01: 50%	52
Tabela 11: Informações para dimensionamento (2019) - Caso 01: 50%	52
Tabela 12: Dimensionamento da FVF (2019) - Caso 01: 50%	53
Tabela 13: Média dos consumos 2022 – Caso 01: 50%	54
Tabela 14: Informações para dimensionamento (2022) - Caso 01: 50%	55
Tabela 15: Dimensionamento da FVF (2022) - Caso 01: 50%	56
Tabela 16: Média dos consumos 2019 – Caso 02: 75%	56
Tabela 17: Informações para dimensionamento (2019) - Caso 02: 75%	57
Tabela 18: Dimensionamento da FVF (2019) - Caso 02: 75%	58
Tabela 19: Média dos consumos 2022 – Caso 02: 75%	59
Tabela 20: Informações para o dimensionamento (2022) - Caso 02: 75%	60
Tabela 21: Dimensionamento da FVF (2022) - Caso 02: 75%	61
Tabela 22: Média dos consumos 2019 – Caso 03: 100%	62
Tabela 23 Informações para dimensionamento (2019) - Caso 03: 100%.....	62
Tabela 24: Dimensionamento da FVF (2019) - Caso 03: 100%	63
Tabela 25: Média dos consumos 2022 – Caso 03: 100%	64
Tabela 26: Informações do dimensionamento (2022) – Caso 03: 100%.....	65
Tabela 27: Dimensionamento da FVF (2022) – Caso 03 – 100%.....	66
Tabela 28: Resumo dos casos dimensionados.....	67

Tabela 29: Características elétricas do módulo	70
Tabela 30: Características elétricas do inversor	71
Tabela 31: Geração de energia elétrica anual - Caso 01.....	78
Tabela 32: Geração de energia elétrica anual - Caso 02.....	80
Tabela 33: Geração de energia elétrica anual - Caso 03.....	84
Tabela 34: Resumo Cenário 01	85
Tabela 35: Comparativo de Geração	86
Tabela 36; Resumo Cenário 02	87
Tabela 37: Comparativo de Geração	88
Tabela 38: Resumo Cenário 03	89
Tabela 39: Comparativo de Geração	89

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01: Balanço de Geração de energia – Caso 01	87
Gráfico 02: Balanço de Geração de energia – Caso 02	88
Gráfico 03: Balanço de Geração de energia – Caso 03	90

LISTA DE ABREVIACÕES

FV	Fotovoltaico
CO ₂	Dióxido de Carbono
DC	<i>Direct Current</i>
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
GD	Geração Distribuida
FVF	Fotovoltaico Flutuante
UFC	Universidade Federal do Ceará
ASA	Açude Santo Anastácio
RMT	Rede de Média Tensão
CC	Corrente Contínua
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
HDPE	High-density Polyethylene Plastic
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuico para Financiamento de Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
CIP	Contribuico para Iluminação Pública
REN	Resolução Normativa
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuico
SCEE	Sistema de Compensaco de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
VLP	Valor Presente Líquido
QGIS	<i>Quantum</i> Sistema de Informaco Geográfica
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
HP	Hora ponta
HFP	Hora Fora Ponta

CRESESB Centro de Referência para energia Solar e Eólica

FDI Fator de Dimensionamento do Inversor

3D Tridimensional

BT Baixa Tensão

MT Média Tensão

VMPP *Voltage at Maximum Power*

VOC *Open-Circuit Voltage*

IMPP *Current at Maximum Power*

ISC *Short Circuit Current*

MPPT *Maximum Power Point*

HSP *Horas de Sol Pleno*

LISTA DE UNIDADES

GW	Gigawatt
%	Porcentagem
Mt	Milhões de Tonelada
MW	Megawatt
°C	Graus Celsius
%/°C	Porcentagem/ Graus Celsius
%/Ano	Porcentagem/Ano
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
KVAR	Quilovolt-Ampère-Reativo
R\$/MWh	Real/ Megawatt-hora
R\$/kWh	Real/ Quilowatt-hora
Wp	Watt-pico
kWp	Quilowatt-pico
MWp	Megawatt-pico
m	Metro
m ²	Metro-quadrado
h	Hora
mm	Milímetros
m/s	Metros/Segundo
ha	Hectare
Wh/m ² .dia	Watt-hora/Metro-quadrado-dia
MVA	Megavolt-Ampère
km ²	Quilômetro-quadrado
MWh	Megawatt-hora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	18
1.1	Motivação	19
1.2	Objetivos.....	19
<i>1.2.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	<i>19</i>
<i>1.2.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>19</i>
1.3	Estrutura do trabalho	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	Conceitos técnicos para instalação de usinas FVF	21
2.2	Conceitos básicos para análise de contas do grupo A	23
3	ESTADO DA ARTE DAS APLICAÇÕES EM FVF	27
3.1	Aspectos regulatórios da geração distribuída	27
3.2	Tecnologias em sistemas FVF	29
<i>3.2.1</i>	<i>Panorama no Mundo.....</i>	<i>30</i>
<i>3.2.2</i>	<i>Panorama no Brasil.....</i>	<i>34</i>
<i>3.2.3</i>	<i>Artigos nacionais e internacionais sobre flutuantes em lagoas.....</i>	<i>35</i>
4	CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	37
4.1	Detalhes do açude Santo Anastácio.....	37
4.2	Obtenção dos dados históricos do açude	38
4.3	Descrição da metodologia	39
4.4	Determinação da área limite da planta FVF para o Açude Santo Anastácio	40
5	DIMENSIONAMENTO DA PLANTA FV	41
5.1	Descrição da metodologia	41
5.2	Estudo de consumo de eletricidade	47

5.3	Estudos de cenários para compensação de consumo da UFC	51
5.3.1	<i>Caso 01: 50% de compensação de consumo da UFC.....</i>	51
5.3.2	<i>Caso 02: 75% de compensação de consumo da UFC.....</i>	56
5.3.3	<i>Caso 03: 100% de compensação de consumo da UFC.....</i>	61
6	SIMULAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA PARA AS USINAS FVF UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST	68
6.1	Aspectos gerais do <i>software</i> e principais configurações	68
6.2	Configurações básicas no PVsyst para as simulações	71
6.3	Simulações para os casos.....	75
6.3.1	<i>Caso 1: 50% de compensação.....</i>	76
6.3.2	<i>Caso 2: 75% de compensação.....</i>	78
6.3.3	<i>Caso 3: 100% de compensação.....</i>	82
7	RESULTADOS.....	85
7.1	Cenário 1: 50%	85
7.2	Cenário 2: 75%	87
7.3	Cenário 3: 100%	89
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	91
	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....	93
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO	103
	ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR	105
	ANEXO C – SIMULAÇÕES UTILIZANDO O SOFTWARE	107
	PVSYST	107

1 INTRODUÇÃO

Na busca por soluções alternativas de geração de energia elétrica, o mercado da energia FV tem ganhado bastante destaque e está ocupando uma parcela considerável como fonte de energia no mundo, desempenhando também um papel importante na redução das emissões de CO₂. Segundo [1], a base FV global em 2022 atingiu 1.185 GW de potência instalada nominal dos módulos, sendo que desse total o Brasil produziu 23,6 GW. Dessa maneira, considerando apenas 60% desses sistemas FV instalados em 2022 com uma geração de energia superior aos 50% é possível proporcionar uma redução de aproximadamente 1.399 Mt de emissões CO₂ por ano.

Com os dados de maio/2023 pela ABSOLAR [2], a geração FV no Brasil ocupa 14,3% da sua matriz energética e vem evoluindo bastante e alcançando uma potência instalada superior a 30 MW, sendo a GD responsável por quase 70% dessa produção.

A geração FV está presente de forma ascendente no mercado global, sendo que em alguns países, devido à escassez de terras para instalação de usinas solares no solo, são utilizadas plataformas flutuantes para adequar o sistema em corpos d'água e essa tecnologia está se tornando também uma realidade no Brasil. Atualmente, os projetos nesse segmento somam cerca de 3,4 GW em todo o mundo, na qual a maior parte se encontra na região da Ásia-Pacífico, dados retirados do [3]. Logo, os sistemas FVF apresentam previsões promissoras quanto a potência instalada, pois segundo Wood Mackenzie [4], o mercado de FVF pode ultrapassar os 6 GW de potência instalada até 2031. No Brasil, o potencial FVF também apresenta elevado potencial, pois cobrindo apenas 1% dos reservatórios a previsão é ter capacidade instalada superior a 40.000 MW, sendo as regiões Nordeste e Sudeste as que apresentam os maiores potenciais segundo [5]. Além disso, segundo [6] não há impedimentos regulatórios quanto a inserção dessa tecnologia no Brasil. Dessa maneira, a instalação de FV em espelho d'água indica uma alternativa viável.

Ademais, a Lei 14.300 [7] institui o marco legal da geração distribuída, na qual redefine as condições gerais para o sistema de compensação e adequa as regras das conexões de Microgeração e Minigeração Distribuída, sendo a maior parcela das instalações no Brasil voltadas para o público residencial e comercial. O setor público também é atendido e o objetivo deste trabalho é justamente fazer uma análise do potencial FVF da UFC utilizando o ASA, que está localizado parcialmente no campus Pici para atender seu consumo. Para isso, é realizado o dimensionamento da usina FVF e analisado diferentes cenários de compensação com auxílio do

software PVsyst para prevê a geração de energia produzida. O trabalho não inclui detalhamento da rede RMT, aspectos técnicos dos postos de transformação e da subestação elevadora.

1.1 Motivação

Com o aumento do interesse por novas tecnologias e oportunidades de gerar eletricidade utilizando superfícies d'água, este trabalho tem como motivação fazer o primeiro estudo sobre o potencial técnico FVF da UFC. Analisando os trabalhos já publicados foi possível identificar oportunidades favoráveis para instalação de um sistema FVF em um ambiente urbano e, dessa forma tornar viável a instalação deste sistema dentro da Universidade. Logo, a partir desta justificativa será possível avaliar a área ótima que pode ser ocupada pela planta FVF e fazer o estudo para compensação de consumo em diferentes cenários com auxílio do *software* PVsyst na UFC, campus Pici.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Identificar o potencial FVF na Universidade Federal do Ceará, campus do Pici.

1.2.2 Objetivos específicos

- Definir a área limite para determinação da cobertura planta FVF;
- Dimensionar a usina em diferentes cenários de compensação;
- Utilizar o *software* PVsyst para simulação de geração de energia;

1.3 Estrutura do trabalho

O trabalho está dividido em nove capítulos, e este subtópico tem como objetivo fazer um resumo de todos os capítulos para orientar a compreensão deste estudo.

No capítulo 2 é apresentado um embasamento teórico sobre os conceitos técnicos para instalação de FVF e detalhados definições básicas para interpretação de contas do grupo A.

No capítulo 3 é exposto o estado da arte do uso das tecnologias de geração FVF no mundo e no Brasil, além da evolução histórica dos aspectos regulatórios da geração distribuída.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia da caracterização da área de estudo e cálculo da área inundada do açude que pode ser utilizado para instalação da usina.

No capítulo 5 é apresentado a metodologia e estudo do dimensionamento para os sistemas FVF em três diferentes cenários de compensação.

No capítulo 6 é apresentado o desenvolvimento das simulações para a geração de energia elétrica utilizando o *software* PVsyst.

No capítulo 7 são apresentados os resultados para a geração de energia dos dados calculados do dimensionamento *versus* aos dados gerados por simulação que é considerando perdas no sistema.

No capítulo 8 constam as conclusões do estudo realizado.

No final são apresentadas as sugestões para trabalhos futuros e anexos importantes utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo tem como objetivo fornecer um embasamento teórico para auxiliar a compreensão do estudo deste trabalho. Dessa forma, na seção 2.1 são apresentados conceitos técnicos básicos para instalação de usinas FVF e na seção 2.2 são detalhados os conceitos básicos para leitura e interpretação de contas do grupo A.

2.1 Conceitos técnicos para instalação de usinas FVF

A arquitetura dos sistemas FVF é idêntica aos sistemas FV tradicionais montados em terra, exceto que os módulos FV são montados em estruturas flutuantes conforme [8]. A Figura 01 exhibe os componentes de um sistema FVF e basicamente, essa tecnologia é constituída, segundo [6] e [8], por estes seguintes componentes:

Módulos FV: São componentes que captam a irradiação solar e convertem em energia elétrica através da ligação das suas células, resultando na formação da corrente contínua (CC). A seleção do módulo FV para a instalação em corpos d'água depende de parâmetros específicos, como: temperatura de operação ($^{\circ}\text{C}$), coeficientes de temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$), temperatura nominal de operação da célula em NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature* - NOCT), taxa de degradação média ($\%/ano$), eficiência do módulo ($\%$) e resposta espectral.

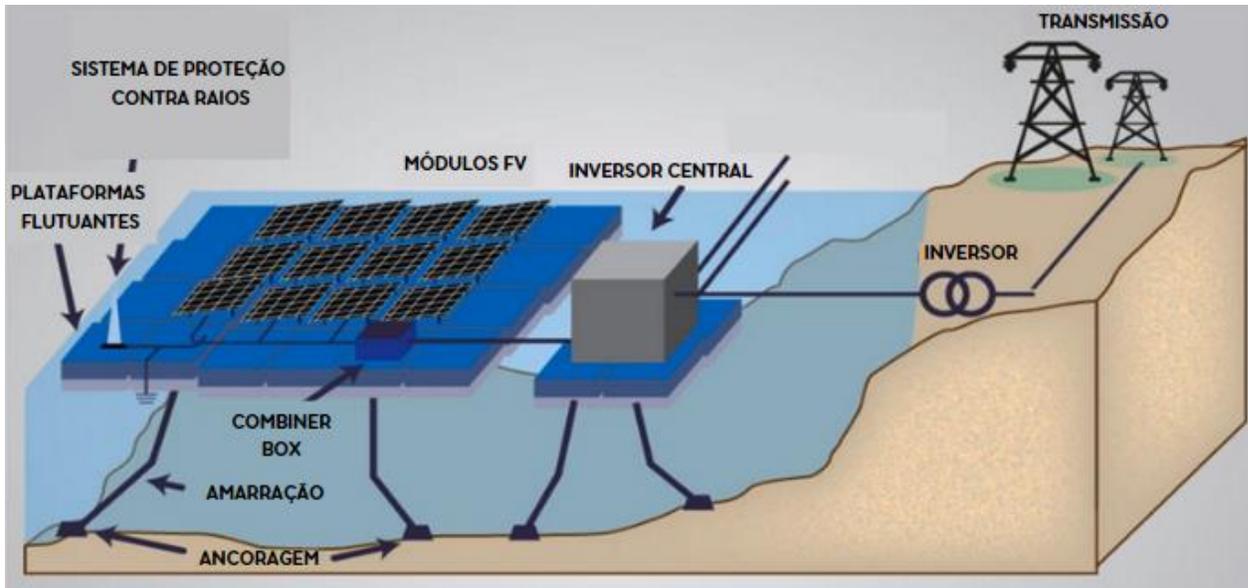
Plataformas flutuantes: São os componentes que fornecem suporte de fundação para todos os demais equipamentos da usina, incluindo uma plataforma/espço de acessibilidade para manutenção. A forma que o material interage com o ambiente aquático é fundamental para seleção da plataforma flutuante. Os flutuadores são normalmente feitos de polietileno de alta densidade (HDPE) e são adicionados aditivos para melhorar a resistente a radiação ultravioleta, além disso, possuem alta resistência à tração e corrosão.

Ancoragem e amarração: É a fixação da plataforma flutuante nas margens e/ou no fundo do corpo d'água, fornecendo estabilidade e segurança. Dessa forma, a colocação de um sistema de ancoragem deve considerar premissas como: variação do nível da água, propriedades do solo, batimetria, carga do vento e localização.

Cabos elétricos: A conexão dos equipamentos da usina FVF é feita por cabos, conectores e caixas combinadoras, podendo inclusive ser realizada por cabos subaquáticos. O dimensionamento e a escolha dos materiais dos cabos são importantes para evitar perdas e proteger a instalação de intemperes.

Inversor: Com a energia produzida dos módulos, o inversor realiza a conversão para corrente elétrica alternada. E como nas usinas tradicionais, as usinas flutuantes podem utilizar um inversor central ou inversor *string*, podendo ser colocado nas plataformas ou próximo dos flutuadores na terra.

Figura 01: Componentes de um sistema FVF



Fonte: [8] Adaptado

2.2 Conceitos básicos para análise de contas do grupo A

A compreensão da forma como são apresentados os dados da conta de energia e como é cobrada é fundamental para entender o dimensionamento por compensação de consumo para projetos FV. Dessa forma, é necessário verificar a Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021 [9], pois ela estabelece as regras de prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica de forma atualizada. Assim, a resolução divide os consumidores do grupo A em respectivos subgrupos que são:

XXIII - grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- b) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- c) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- d) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- e) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição. [9]

Para compreensão das contas de energia dos consumidores do grupo A são importantes o entendimento de algumas variáveis e definições como base no material [9] e [10]. Sendo elas:

Consumo de energia elétrica: É expressa em [kWh], e representa a quantidade de potência [kW] consumida em um período de tempo. Na conta de energia representa o quanto foi consumido de energia até a integralização do mês.

Demanda: É expressa em [kW], e representa a quantidade de potência ativa que o sistema disponibiliza durante um tempo determinado. De forma que na conta de energia é representada pela Demanda Contratada que justamente estabelece a potência obrigatória a ser fornecida pela Distribuidora, e caso a Demanda Medida no período de faturamento seja superior a contratada, a parcela excedente é expressa na conta de energia com a Demanda de Ultrapassagem.

Horário Ponta: É período de três horas, excluindo feriados e fins de semanas definido pela Distribuidora. É determinado em função das características do Sistema Elétrico. E nesse intervalo de tempo a demanda e o consumo têm tarifas mais elevadas.

Horário Fora ponta: Corresponde as horas restantes, excluindo os horários de ponta. E nesse intervalo a demanda e o consumo têm tarifas mais baixas.

Tarifa Binômnia: É uma modalidade aplicada aos consumidores do grupo A que justamente corresponde aos preços da conta de energia serem aplicados ao consumo de energia elétrica ativa [kWh] e a demanda [kW].

No Brasil, as tarifas do grupo A podem apresentar duas modalidades de estruturas tarifárias diferentes, caso o faturamento ocorra pelo próprio grupo A. E é neste formato que se enquadra o presente trabalho. Que são, de acordo com a resolução [9]:

Art. 220. A unidade consumidora do grupo A deve ser enquadrada nas seguintes modalidades tarifárias:

I - no caso de tensão de conexão maior ou igual a 69 kV: horária azul; e

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

§ 1º Para unidade consumidora do grupo A com opção de faturamento no grupo B aplicam-se as disposições do art. 219.

§ 2º A distribuidora deve enquadrar a unidade consumidora da subclasse cooperativa de eletrificação rural na modalidade tarifária horária azul ou verde mediante opção do consumidor. [9]

Estrutura Horo-Sazonal Verde: Esta modalidade tarifária determina que independentemente do horário do dia, o consumidor pagará uma única tarifa de demanda. E a fatura de energia neste caso é composta pela soma referente ao consumo (na ponta e fora dela), a demanda e ultrapassagem, se houver.

Estrutura Horo-Sazonal Azul: Esta modalidade tarifária é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo e demanda, e caso exista, a de ultrapassagem, de forma que o posto tarifário de cada uma das parcelas tem diferenciação de hora ponta e hora fora ponta.

Energia reativa: É expressa em [kVAR] (quilovolt-ampère-reativo-hora). É a energia que não realiza trabalho útil, ela circula entre a fonte e a carga no sistema elétrico. A distribuidora deve cobrar o consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes da unidade consumidora do grupo A, segundo os mesmos critérios de postos tarifários de diferenciação da estrutura Horo-Sazonal Azul e verde.

Fator de potência: É a razão entre a potência ativa e a potência aparente, e este último por sua vez, é a raiz quadrada da soma dos quadrados das potências ativa e reativa. Além disso, o limite é indicado de forma indireta e se reflete na relação entre as energias ativa e reativa consumidas. De acordo com [9], o fator de potência indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido o valor de 0,92 para a unidade consumidora do grupo A.

As faturas de energia apresentam de forma separada os custos ligados ao consumo e distribuição de energia denominadas TE e TUSD e juntos delas são cobrados outros tributos e encargos setoriais que pode ser visto de forma resumida na Figura 02. Além disso, o valor da fatura de energia pode sofrer alterações pelos sistemas de bandeiras tarifárias. Segundo [11], [12] e [13] são detalhadas como:

TE: É o valor pago pela energia consumida determinado pela ANEEL em [R\$/MWh] e é proporcional a eficiência energética do empreendimento, pois a tarifa pode variar de um mês para o outro caso haja problemas internos na instalação elétrica do cliente.

TUSD: É o valor pago pelo uso do sistema de distribuição e a ANEEL estabelece um valor único em [R\$/kWh].

Encargos setoriais: São custos embutidos nas tarifas TE e TUSD e são instituídos por lei com finalidade de políticas públicas.

Tributos: São custos também embutidos nas tarifas TE e TUSD dispostos pelo Governo Federal, Estadual e Municipal. Tem a cobrança do PIS e COFINS, com a finalidade de atender programas sociais do governo e o ICMS por ter uma prestação de serviço entre o cliente. Além disso, é adicionado na fatura de energia o valor da Contribuição da iluminação pública, CIP.

E segundo [14] o que significa cada cor da bandeira e quanto custa na conta de energia é apresentado como:

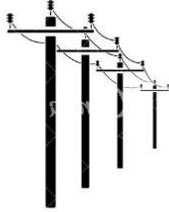
Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora kWh consumido.[14]

Figura 02: Cobranças na fatura de energia

DISTRIBUIDORA**FATURA DE ENERGIA**

TUSD
TE } **TARIFA ANEEL**
PIS
COFINS } **TRIBUTOS**
ICMS
CIP/COSIP
Bandeira Tarifária

CONSUMIDORES

Fonte: [12]

Ainda segundo [11], os consumidores com sistema de compensação, além de terem o custo reduzido no consumo pela produção de energia podem obter isenção nos custos de ICMS e PIS e COFINS.

3 ESTADO DA ARTE DAS APLICAÇÕES EM FVF

O presente capítulo apresenta uma revisão bibliográfica para o tema de estudo. Dessa forma, na seção 3.1 são apresentados de forma evolutiva os aspectos regulatórios da geração distribuída no Brasil e na seção 3.2 são mostrados os panoramas no mundo e no Brasil da utilização de tecnologia FVF.

3.1 Aspectos regulatórios da geração distribuída

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada para regular o setor elétrico brasileiro por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. E desde 1997 tem como principais atividades, segundo o material [15]:

Regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
 Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
 Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
 Estabelecer tarifas;
 Dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores,
 Promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal. [15]

E foi em abril de 2012 que foi estabelecida na REN nº 482/2012 [16] pela ANEEL as condições gerais do acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia. A resolução mostra diretrizes e regras para acessar a rede das concessionárias locais e para os consumidores terem acesso à geração FV. Além disso, fica claro com o documento que a partir 1 de janeiro de 2017, as destruidoras devem disponibilizar aos usuários que desejam aderir ao sistema de compensação um sistema eletrônico para ser realizado o envio da solicitação de acesso e de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST [17], e o acompanhamento de cada etapa do processo.

A resolução normativa nº 687 [18], de 24 de novembro de 2015 altera textos da resolução nº 482/2012 e os módulos 1 e 3 do PRODIST [17]. De forma que melhora definições já detalhadas no documento anterior. E a partir desse documento, por exemplo, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST [17] para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na

Resolução Normativa no 414, de 9 de setembro de 2010 [19]. Em resumo, o PRODIST [17] estabelece as etapas do processo de solicitação de acesso que são:

- I) Solicitação de Acesso: Deve ser enviado a distribuidora os dados e os documentos do Acessante para formalizar solicitação;
- II) Parecer de Acesso: Documento enviado pela Distribuidora com a definição das condições de acesso. Prazo: de 15 a 60 dias dependendo se houver necessidade ou não de reforço ou ampliação no sistema de distribuição;
- III) Implantação da Conexão: Solicitação da vistoria pelo Acessante, prazo: 120 dias. A realização da vistoria pela distribuidora deve ocorrer até 7 dias após solicitação e a entrega do relatório se houver pendências até 5 dias;
- IV) Aprovação do ponto de conexão: Deve ser realizada a adequação das solicitações da Concessionária emitida no Relatório de Vistoria se houver pendências. Dessa forma, caso não haja alterações a serem feitas a Distribuidora aprova o ponto de conexão para o início do sistema de compensação de energia. Prazo: 7 dias.
- V) Contratos: É formalizado um acordo Operativo ou Relacionamento Operacional entre o Acessante e a distribuidora em forma de contrato para deixar claro as condições do sistema de compensação;

A ANEEL regulamentou a Lei 14.300/2022 [7] em 6 de janeiro de 2022 que é considerada o marco legal da Geração Distribuída. Na qual, institui, revisa e atualiza o processo de sistema de compensação e adequa novas formas da Microgeração e Minigeração, incluindo por exemplo, as Usinas FVF antes não tão bem definida nas resoluções anteriores.

Conforme, por exemplo, o art 11 Lei 14.300/22 [7] é possível ver um detalhe não disponível em resoluções anteriores para os sistemas FVF. O documento define que é possível instalar diferentes usinas FVF próximas umas às outras, desde que cada unidade observe o limite máximo de potência instalada de microgeração ou minigeração distribuída e disponha do aparato técnico necessário para as instalações, justificando os critérios para a concessionária e que seja na mesma área de concessão para atender a unidade consumidora beneficiária da energia. Além disso nesse mesmo artigo, o documento define os critérios da configuração da minigeração e da microgeração. Assim, os limites de potência instalada para microgeração é de até 75 kW; para minigeração é maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis.

A Lei 14.300/22 [7] também estabelece algumas definições importantes para o estudo desse trabalho. Sendo elas:

I - Autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

II - Autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

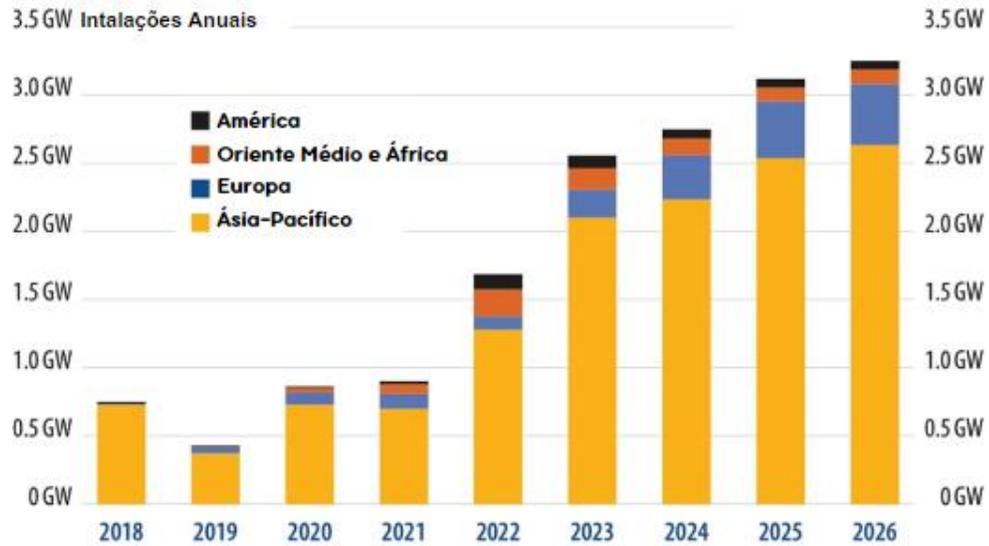
X - Geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora; [7]

3.2 Tecnologias em sistemas FVF

Segundo [20] e [21] as instalações FVF estão se consolidando no mercado e umas das razões para esse impulso é a escassez de terras planas em alguns países e a redução da evaporação da água. E apesar dos preços ainda serem mais elevados em comparação com as instalações montadas no solo, estudos iniciais comprovam que o rendimento é maior em comparação aos sistemas FV tradicionais, apresentando outras vantagens como: menor degradação do módulo, redução do crescimento de algas e menor propensão a acumular poeira. Além disso, os primeiros projetos FVF montados foram desenvolvidos com a finalidade de P&D, e o primeiro montado com esse objetivo foi instalado no Japão, em Aichi, em 2007.

E ainda segundo [20] a previsão anual de flutuantes por região no mundo é disponibilizada na Figura 03, sendo estas informações de outubro de 2022.

Figura 03: Previsão anual de Flutuantes no Mundo



Fonte: [20] [Adaptada]

3.2.1 Panorama no Mundo

As plantas FVF estão presente em mais de 60 países. Sendo que 35 países abrigam cerca de 350 sistemas operacionais com uma capacidade cumulativa de aproximadamente 2,6 GW. Neste contexto, prevê-se que a Ásia represente cerca de mais de 60% da procura global, tendo influência principalmente da China, Índia, Coreia do Sul, Taiwan, Tailândia e Vietnã, conforme [21]. Na Figura 04 é apresentado o mapa com dados de 2020 das instalações em sistemas FVF no mundo.

Figura 04: Sistemas Flutuantes no mundo



Fonte: [21]

E como panorama atual no mundo, tem-se alguns exemplos de projetos FVF recentes que entraram em operação e a Tabela 01 faz um resumo dessas usinas, assim os exemplos são:

A Índia teve a aquisição da maior usina em operação do país, um FV de 101,6 MWp foi instalado em um corpo d'água com aproximadamente 1.416.000 m². A usina conta com um inversor de 5 MW em uma plataforma flutuante. O sistema tem 134 fundações instalados em uma profundidade de 20 metros abaixo d'água, conforme [22]. A Figura 05 mostra uma foto da FVF.

Figura 05: FVF Índia



Fonte: [22]

A China implementou o primeiro projeto em águas de mina com alto teor de salinidade, trata-se de uma área com alta concentração de íons corrosivos. No entanto, a equipe do projeto do local conseguiu encontrar uma solução para combater o teor corrosivo da água e garantir a operação da FVF que conta com um sistema de potência instalada de 17,94 MWp. Dessa forma, o projeto abre novas ideias para construção FVF em locais antes considerados inviáveis, conforme [23]. A Figura 06 mostra uma foto da FVF.

Figura 06: FVF China



Fonte: [23]

Bangladesh, país localizado no Sul da Ásia ligou a maior usina FVF do país com potência instalada de 3,2 MWp e está localizada em um viveiro de peixes. E a ideia é ser um projeto piloto para expandir e implementar outros projetos em lagoas remanescentes no país, dados de 2023, conforme [24]. A Figura 07 mostra uma foto da FVF.

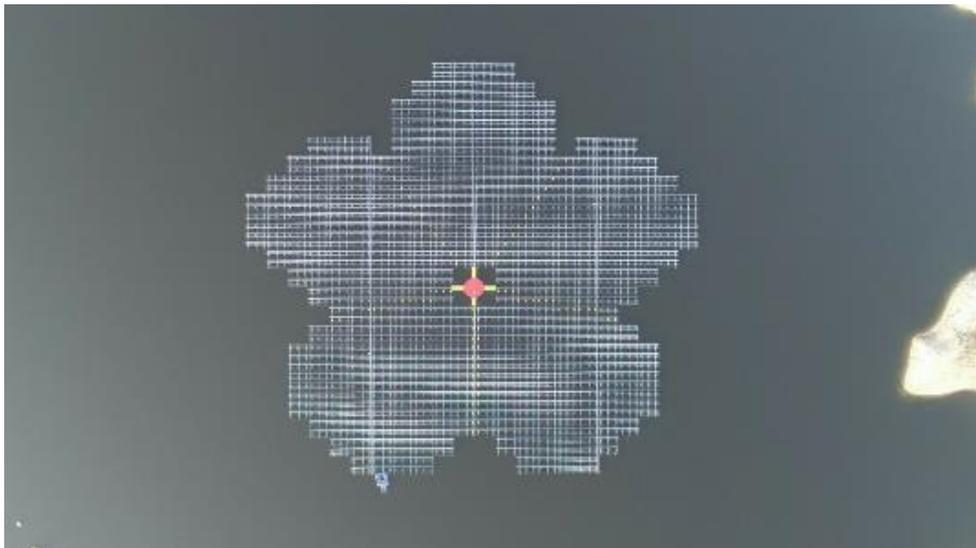
Figura 07: FVF Bangladesh



Fonte: [24]

A Coreia do Sul instalou a maior usina do país até o momento com potência instalada de 41 MWp em uma represa de água. A planta tem um formato de flor e é um local de atração turística, dados de 2021, conforme [25]. A Figura 08 mostra uma foto da FVF.

Figura 08: FVF Coreia do Sul



Fonte: [25]

Tabela 1: Exemplos de plantas FVF em operação no mundo

País	Tipo/ Local da Instalação	Potência Instalada (MWp)
Índia	Reservatório	101,6
China	Águas de Minas	17,94
Bangladesh	Viveiro de Peixes	3,2
Coreia do Sul	Reservatório	41

Fonte: [22], [23], [24] e [25]

3.2.2 *Panorama no Brasil*

No Brasil não existem impedimentos regulatórios para tecnologia FVF pelo menos no viés do setor elétrico. E atualmente existem apenas usinas experimentais. E a maior usina em operação se encontra no reservatório da barragem de UHE de Sobradinho, na Bahia com potência de 1 MWp, conforme [6]. Figura 09 mostra uma foto da FVF de Sobradinho e a Tabela 02 mostra de forma resumida os exemplos de plantas FVF no Brasil.

Figura 09: FVF UHE de Sobradinho



Fonte: [6]

Em São Paulo, a CESP tem uma usina FVF com uma potência de 50 MWp no reservatório da UHE Porto Primavera, em Rosana – SP, conforme [6].

Em Pernambuco, no arquipélago de Fernando de Noronha, o grupo COMPENSA prevê a construção de um FVF no espelho d'água do açude Xaréu, uma área de 4.900 m² e com estimativa de produzir 1.238 MWh, conforme [26]

Tabela 02: – Exemplos de plantas FVF no Brasil

Estado	Tipo/ Local da Instalação	Potência Instalada [MWp]
Bahia	Reservatório	1
São Paulo	Reservatório	0,05
Pernambuco	Açude	-

Fonte: [6] e [26]

3.2.3 *Artigos nacionais e internacionais sobre flutuantes em lagoas*

O artigo [26] tem como tema a perspectiva tecnoeconômica da implantação FVF em lagos urbanos na capital do Paquistão; o objetivo foi analisar o potencial da implantação do sistema FVF em comparação a um modelo no solo. Dessa forma, como metodologia é realizado um estudo de valor presente líquido (VPL) e o período de retorno financeiro simulando ambas as situações. E os resultados mostraram que o VPL para o sistema terrestre é negativo em comparação ao flutuante, pois não são necessários custos de terreno. Da mesma forma, o período de retorno financeiro do solo é maior em comparação ao sistema flutuante, precisando de cerca de até três vezes mais tempo. E por isso, nesse estudo o projeto FVF é mais viável economicamente.

O artigo [27] tem como tema prever os efeitos da usina FVF na evaporação em lagos usando inteligência artificial. O estudo de caso foi realizado na cidade de Yazd, no centro do Irã. De forma que o estudo utilizou simulações através de conceitos de redes neurais e teve como conclusões que é possível reduzir em até 70% a evaporação dos lagos com o sistema FVF.

O artigo [28] apresenta o estudo de sistemas FVF em lagoas de irrigação na província de Jaén (Espanha) para o potencial técnico. Como metodologia foram identificados mais de 3000 corpos d'águas dedicados à irrigação agrícola e realizados estudos sobre essas superfícies. Dessa

forma, como conclusões, em um cenário conservador cobrindo apenas 25% da área considerada para o estudo foi previsto fornecer energia suficiente para abastecer 251% do consumo de eletricidade agrícola da província e 27% das necessidades totais de eletricidade.

O artigo [5] tem como tema o estudo o potencial de FVF em corpos d'água artificiais no Brasil. Este trabalho teve como metodologia identificar as superfícies de água, excluindo da amostra áreas protegidas por meio *software* QGIS e cruzando com dados meteorológicos. Dessa forma, os resultados mostraram que mesmo em um cenário conservador com apenas 1% da instalação de FVF das áreas aptas identificadas à geração de eletricidade corresponderia a aproximadamente 16% do consumo da eletricidade no Brasil.

A Tabela 03 faz um resumo sobre esses artigos publicados para estudos de usinas FVF em lagos e corpos d'águas no mundo e no Brasil.

Tabela 03: Resumo artigos sobre FVF em lagoas

Artigo	Tipo/ Local da Instalação	Data da publicação	País de estudo
Perspectiva técnico-econômica da implantação de uma energia solar fotovoltaica flutuante sobre lagos urbanos: Um estudo de caso do lago NUST Islamabad	Lagos	2022	Paquistão
Predição do efeito de usina fotovoltaica flutuante sobre a perda de água por evaporação superficial para lagoa de águas residuárias usando inteligência artificial: um estudo de caso	Lagos	2022	Irã
Sistemas fotovoltaicos flutuantes em lagoas de irrigação de água: potencial técnico e análise de múltiplos benefícios	Lagos	2023	Espanha
Potencial técnico de sistemas fotovoltaicos flutuantes em corpos hídricos artificiais no Brasil	Lagos e Corpos d'águas	2022	Brasil

Fonte: [26], [27], [28] e [5]

4 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

No presente capítulo é apresentada a metodologia para determinação da área máxima da planta FVF pela área inundada disponível do Açude Santo Anastácio, pois é um fator determinante para garantir confiabilidade ao ecossistema, já que a implementação em pequena escala da FVF tende a apresentar impactos irrelevantes na vida aquática segundo [30]. Dessa forma, a metodologia é definida em quatro etapas: (a) Detalhes do Açude Santo Anastácio; (b) Obtenção dos dados históricos do açude; (c) Descrição da metodologia e (d) Determinação da área limite da planta FVF para o Açude Santo Anastácio.

4.1 Detalhes do açude Santo Anastácio

A área de estudo é o ASA e é uma importante fonte litorânea localizada parcialmente no Campus do Pici da UFC, em Fortaleza-CE e sua construção data de 1918 [31]. Seu perímetro é em torno de 3.000 metros. Com coordenadas de localização: 3°44'36.0"S 38°34'15.0"W. Atualmente o açude encontra-se completamente urbanizado e é contornado pelos bairros: Padre Andrade, Presidente Kennedy, Parquelândia, Amadeu Furtado, Bela Vista, Panamericano e Pici.

O reservatório é localizado em um ambiente urbano dentro de uma região com precipitação média de 1.338 mm caracterizado por um período chuvoso entre janeiro e maio e clima Tropical Quente Sub-Úmido, de acordo com dados analisados em 2017 [32]. Além disso, está localizado em uma área que apresentou temperaturas máxima de 33.8 °C e mínima de 21.0 °C e velocidade média dos ventos de 3.2 m/s, de acordo com os dados do INMET, 2022.

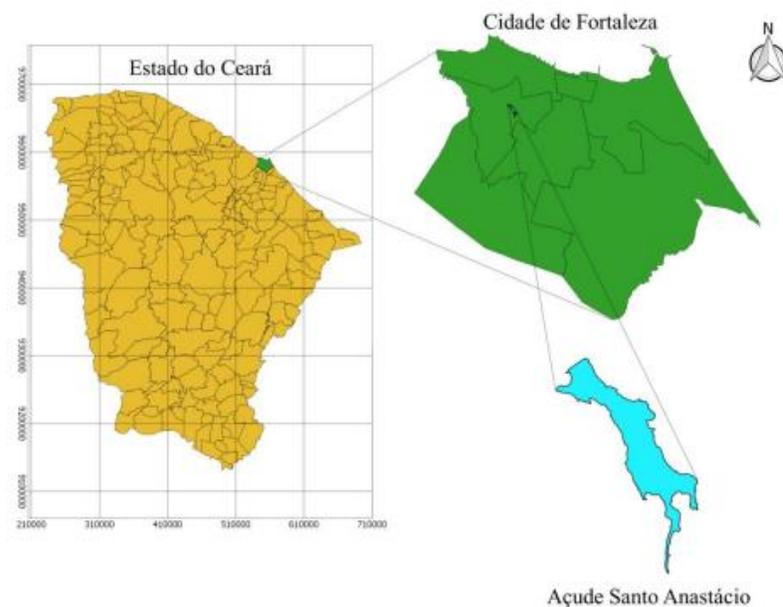
O açude envolve uma Bacia Hidráulica que possui cerca de 12,8 hectares e bacia hidrográfica com aproximadamente 134.400 m². Sua barragem possui 182 m de comprimento e sua capacidade de armazenamento d'água, inicialmente era de 500.000 m³, porém devido ao assoreamento constante devido ao despejo de dejetos de materiais inorgânicos e orgânicos esse volume se reduziu bastante. O açude possui profundidade máxima de 3,5 m e uma mínima estimada de 1,5 m de acordo com [33]. O ASA foi construído pelo represamento do riacho Alagadiço Grande, afluente da lagoa da Parangaba, sendo situada na bacia do rio Maranguapinho conforme [34].

Estudos anteriores já foram realizadas no Açude, incluindo artigos, monografias e dissertações com informações relacionadas à qualidade da água. Conforme [35], a poluição que o ASA vem sofrendo ao longo de muitos anos e a perda da qualidade e profundidade das suas águas,

principalmente devido a ações antrópicas são causados pela liberação de dejetos (lixo e esgoto doméstico) que corroboram para o processo de eutrofização e assoreamento. Conforme [36], o reservatório se encontra dentro de uma área pública e jurídica da UFC, dessa maneira, torna-se responsabilidade da instituição zelar e colaborar pela sua preservação. Além disso, a manutenção do corpo hídrico também é responsabilidade da prefeitura de Fortaleza por estar inserido em quatro bairros da localidade.

Dessa forma, conhecer essas informações são importantes para fazer um estudo mais preciso do melhor local da usina e para definir a área máxima que ela pode ser ocupada sem afetar o ecossistema local. A Figura 10 mostra a localização do ASA no estado do Ceará.

Figura 10: ASA



Fonte: [36]

4.2 Obtenção dos dados históricos do açude

De acordo com [37], o espelho d'água do açude é em média $16,00 \pm 2,6$ ha e possui profundidade de $4,79 \pm 0,56$ m, o que torna o reservatório relativamente raso. E por conta da eutrofização, a superfície do lago é parcialmente coberta por macrófitas cerca de $24 \pm 6,2$ % do

reservatório. Além disso, a água é descarregada por um vertedouro que possui uma largura de 2,0 m, assim, o volume permanece praticamente constante. [38]

De acordo com [39] a superfície média do lago é em torno de 16,00 ha e com uma profundidade máxima de cerca de 5 m. A temperatura da água no lago é aproximadamente 30 °C durante todo o ano.

4.3 Descrição da metodologia

Segundo [40], após obter os dados históricos do açude é necessário definir a **Área Inundada** pelo comportamento hidrológico quanto à variabilidade ao longo dos anos. Como o Açude apresenta valores constantes é possível considerar o espelho d'água como um dado estacionário desconsiderando a área da superfície que é parcialmente coberta por macrófitas.

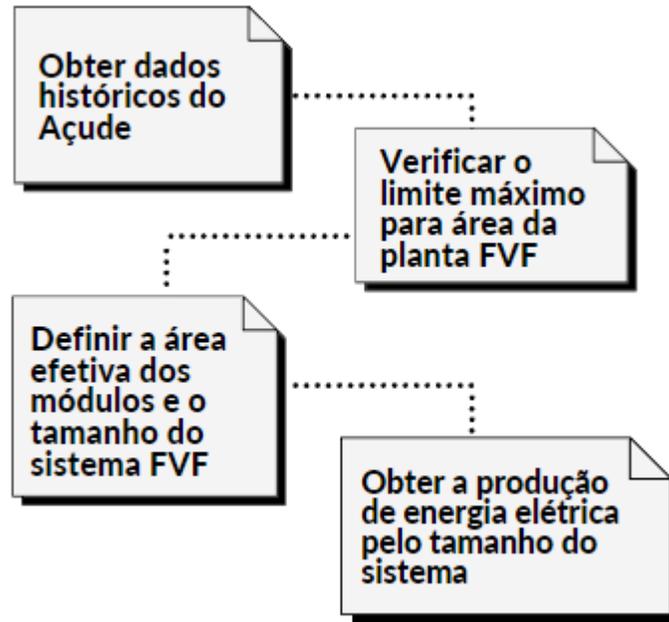
Sequencialmente, é necessário verificar as condições máximas para **Área da planta FVF**, e o limite superior indicado por [41] é que a faixa de ocupação da planta FVF em reservatórios é entre 40-60% para não afetar o ecossistema aquático. Dessa forma, é adotado esse mesmo critério para o Açude Santo Anastácio.

Em seguida, conforme [42] é indicado que 34% da área definida da usina FVF deve ser destinada para o espaçamento entre os flutuadores e a zona de manutenção. Logo, a área restante 66% devem ser utilizados para o sistema, ou seja, a **Área reservada para os módulos**.

Por fim, conforme [40] deve ser calculado a **Potência da planta FVF**, para isso é utilizado a área e a potência de cada módulo FV, sendo possível também obter a **Produção de energia elétrica** com dados de radiação diária do local. Dessa forma, com as informações do LABREN, a média diária da irradiação no plano inclinado para o Estado do Ceará na região de estudo é 5,75 kWh/m².dia. E para obter a produção de eletricidade ideal é necessário multiplicar a potência instalada dos módulos pela Horas de Sol Pleno, e esta última por sua vez, é obtida dividindo a irradiação local desejada por 1 kW/m², pois é uma grandeza que indica o número de horas que a irradiância alcança a taxa constante de 1 kW/m².

A Figura 11 detalha por meio de um fluxograma a metodologia para determinação da área limite para planta FVF e a obtenção da sua capacidade instalada.

Figura 11: Fluxograma da Metodologia para determinação da área limite da planta FVF e a obtenção da sua capacidade instalada



Fonte: Próprio Autor

4.4 Determinação da área limite da planta FVF para o Açude Santo Anastácio

Seguindo a metodologia, o primeiro passo é definir a área inundada e para o estudo é considerado o reservatório com área disponível de 16 ha ou 0,16 km² e é necessário desconsiderar a ocupação de macrófitas com uma porcentagem de 30,2%. Dessa forma, a **Área Inundada** obtida é 0,11 km².

Aplicando o segundo passo, o valor adotado para ocupação é de 50%. Dessa forma, a **Área FVF** obtida é 0,055 km². E a partir desse valor, a **Área ocupada pelos módulos FVF** é 0,036 km².

O último passo é calcular a **Capacidade da planta instalada**, de forma que são projetados módulos de 590 Wp, cujas dimensões são 2172x1303x35 mm e é calculado uma **Potência Total** de 7,5 MWp com 12.720 módulos para o sistema. E a **Produção de energia elétrica** mensal obtida com essa geração corresponde a 1.293.750 kWh com a metodologia descrita no item 4.3.

5 DIMENSIONAMENTO DA PLANTA FV

O presente capítulo apresenta a metodologia para o dimensionamento da planta FVF. Dessa forma, esse tópico é definido em três etapas: (a) Descrição da metodologia; (b) Estudo de consumo de eletricidade da UFC (c) Estudo dos cenários para compensação do consumo

5.1 Descrição da metodologia

Para realizar o dimensionamento da FVF será necessário analisar as contas de energia do campus do Pici da UFC para projetar um sistema que atenda ao consumo parcial e total em diferentes cenários e assim conseguir verificar as taxas de ocupações dos sistemas estimados em relação a área inundada do açude. Dessa maneira, serão estudados três cenários de compensação com base na análise das contas de energia da UFC.

Inicialmente, é necessário verificar que as contas de energia da UFC se enquadram no grupo A, subgrupo A3. Os consumidores desse grupo têm a tarifa binômica, e por isso são tarifados tanto pelo consumo de energia [kWh], quanto pela demanda [kW].

Segundo [43] e [44], o campus Pici possui uma subestação particular com dois transformadores, sendo um em operação e outro reserva e sistemas de proteção exclusivos para cada transformador. A Tabela 04 apresenta informações do transformador que está em operação no campus.

Tabela 04: Dados do transformador em operação

Informações técnicas do Transformador	Valores
Tensão primário [kV]	69
Tensão Secundário [kV]	13,8
Potência [MVA]	5 /6,25

Fonte: [44]

De acordo com [45] e [46] a metodologia para dimensionamento segue os seguintes passos:

Inicialmente é necessário definir o período para o estudo e levantar o histórico das contas de energia, separando informações referente ao consumo HP e HFP, demandas HP, HFP e

contratada e os valores de TE HP e HFP. Após organizar esses dados é possível calcular as médias dos consumos e obter o **Dimensionamento da Geradora HFP**.

Sequencialmente, deve ser calculado o **Fator de ajuste** como mostrado na equação 1. E a explicação para a utilização desse fator é que a geração do sistema FVF se dará praticamente no horário HFP, e nesse período a tarifa de energia é menor. E como a energia produzida será consumida automaticamente, o excedente de geração deve ser utilizado para compensar o consumo do período HP, no entanto, nesse intervalo a tarifa é maior, sendo assim necessário correção.

$$\text{Fator de ajuste} = \frac{TE\ HFP\ [R\$]}{TE\ HP\ [R\$]} \quad (1)$$

O terceiro passo é corrigir o consumo HP aplicando o fator de ajuste para obter a **Dimensionamento da Geradora HP [ajustado]**. O cálculo é obtido pela relação da média dos consumos neste posto tarifário pela média dos fatores de ajustes no intervalo de estudo e é apresentado na equação 2.

$$\text{Dimensionamento Geradora HP ajustado [kWh]} = \frac{\text{Média consumo HP [kWh]}}{\text{Média do Fator de ajuste}} \quad (2)$$

O quarto passo é analisar o **Histórico das demandas**, pois a potência máxima do inversor deve ser igual ou menor ao valor da demanda contratada para que não seja necessário realizar o aumento de carga nem adequações na capacidade física da subestação. Além disso, a obtenção dos detalhes da potência, níveis de tensão e proteções da Subestação são fundamentais para verificar a compatibilidade com os dados técnicos do inversor, ao passo que a potência dimensionada para o sistema não deve ser superior a disponibilizada pelo transformador da subestação.

O quinto passo é obter as **HSP**. Essa grandeza é obtida consultando as médias diárias de irradiação no plano inclinado [kWh/m². dia] em Fortaleza próximas à região prevista para instalação da FVF e dividindo por 1 kW/m². Esses dados podem ser obtidos pelo LABREN ou pelo CRESESB. Como são dados diários deve ser multiplicado por 30 dias para obter as HSP por mês e o cálculo é mostrado na equação 3.

$$HSP [h] = irradiação \left[\frac{kWh}{m^2} \cdot dia \right] / \left(1 \frac{kWh}{m^2} \right) \times 30 \quad (3)$$

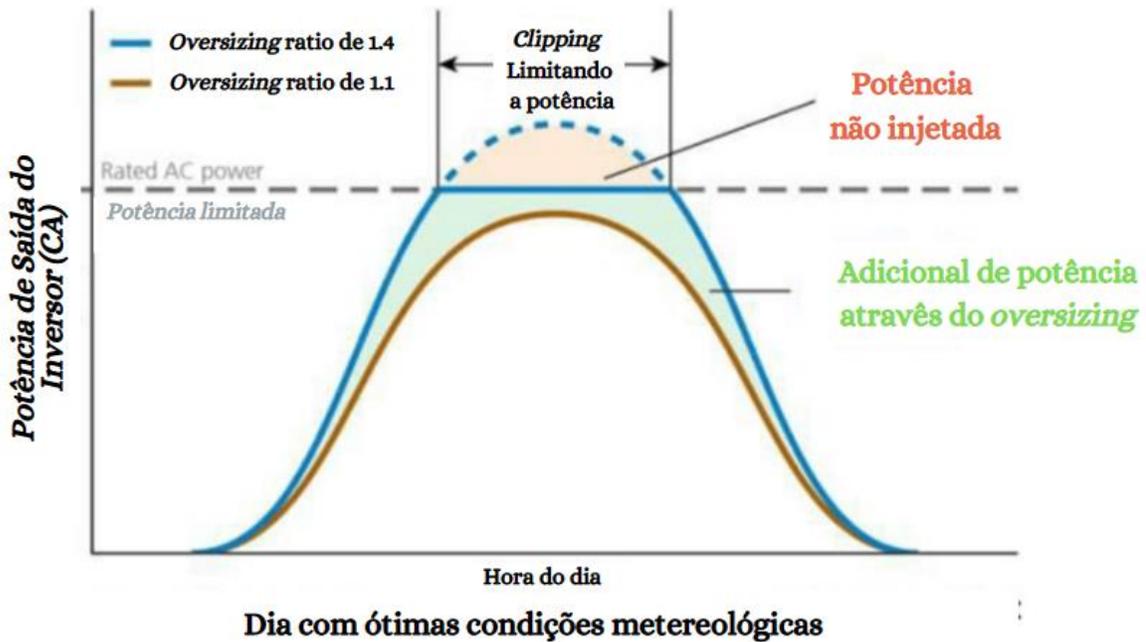
O sexto passo é obter o valor do **Consumo total considerado** para realizar o dimensionamento da FVF, a equação 4 mostra como deve ser calculada.

$$\begin{aligned} \text{Consumo total considerado [kWh]} = & \quad (4) \\ \text{Dimensionamento Geradora - HFP [kWh]} + & \\ \text{Dimensionamento Geradora - HP [kWh] [ajustado]} & \end{aligned}$$

O sétimo passo é realizar o dimensionamento do sistema FVF considerando 50%, 75 % e 100 % do consumo da UFC do campus do Pici. Importante destacar que todas as perdas CA/CC são desconsideradas e será obtido um **Sistema ideal**. Dessa forma, para descobrir a potência do sistema em cada cenário é necessário aplicar a equação 5.

$$\text{Sistema ideal [kWp]} = \frac{\text{Consumo total considerado [kWh]}}{HSP [h]} \quad (5)$$

O oitavo passo é definir o “**carregamento**”, ou melhor, a relação entre potência nominal dos módulos pela potência nominal dos inversores. Segundo [47] essa relação costuma ficar entre 1,10 e 1,40. Para o dimensionamento foi adotado um valor de até 1,20. Dessa forma, a potência de geração fica limitada à potência máxima do inversor e a curva de potência *versus* tempo na saída do inversor fica achata ou grampeada conhecido como efeito *clipping*. A principal vantagem para sobrecarregar o inversor, conhecido como *oversizing*, é justamente levá-lo a sua capacidade total com uma potência menor e esse efeito pode ser visualizado na Figura 12. Na figura são representados dois cenários, um sem a limitação da potência (linha laranja) e outro com limitação (linha azul). E desde que à energia adicional obtida pelo *oversizing* seja superior a energia que não foi produzida tem-se um FDI (fator de dimensionamento do inversor) favorável, e consequentemente, um sistema otimizado.

Figura 12: Efeito *Clipping*

Fonte: [48] Adaptada

O nono passo é determinar a **Quantidade de módulos e inversores** necessários para cada sistema dimensionado. As potências para o módulo e inversor já foram escolhidas no capítulo 05, sendo 590 Wp e 200 kW, respectivamente. Dessa maneira, a quantidade de módulos é obtida realizando a divisão da potência total do sistema pela potência do módulo escolhida como é mostrado na equação 6. E a quantidade de inversores é obtida respeitando a relação “DC/AC Ratio” de até 1,20 como é mostrada na equação 7 e 8.

$$\text{Quantidade de módulos} = \frac{\text{Sistema adotado [kWp]}}{\text{Potência dos módulos}} \quad (6)$$

$$\text{Potência total dos inversores [kW]} \geq \frac{\text{Sistema adotado [kWp]}}{1,20} \quad (7)$$

$$\text{Quantidade dos inversores} = \frac{\text{Potência total dos inversores [kW]}}{\text{Potência do inversor [kW]}} \quad (8)$$

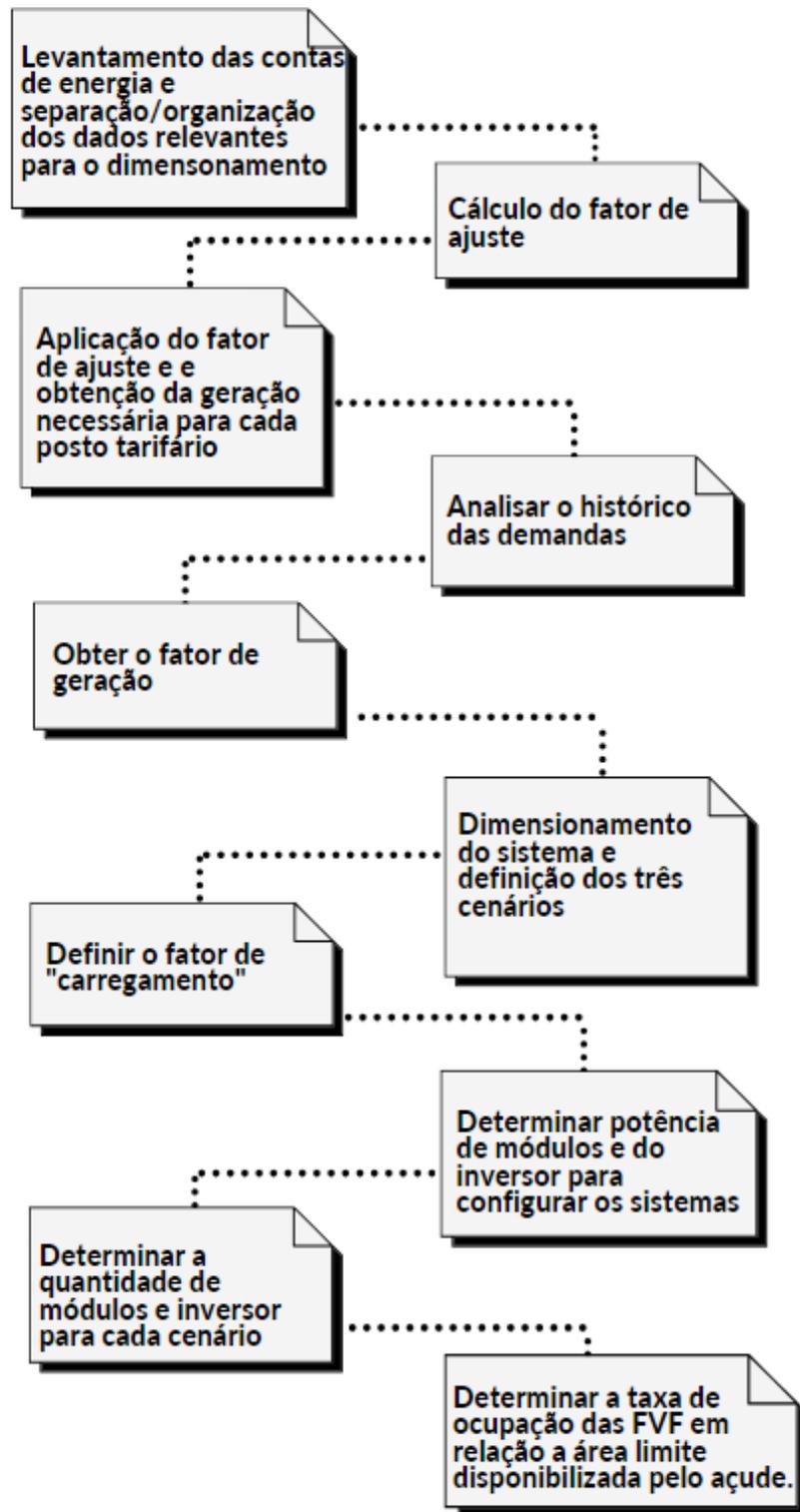
Por último, para definir a área utilizada do açude pelos sistemas dimensionados é necessário aplicar a equação 9 e para obter a taxa de ocupação em relação ao limite máximo útil da área da planta FVF que foi determinada no capítulo 4 é necessário aplicar a equação 10, sendo o valor 0,66 referente a porcentagem indicada para área reservadas somente aos módulos e o valor de 0,0550 km² referente a área máxima que a planta FVF pode ocupar.

$$\text{Área utilizada [km}^2\text{]} = \frac{(\text{Área dos módulos} \times \text{Quantidade dos módulos})}{0,66} \quad (9)$$

$$\text{Taxa de ocupação [\%]} = \frac{\text{Área utilizada [km}^2\text{]}}{0,0550 \text{ [km}^2\text{]}} \quad (10)$$

A Figura 13 mostra a metodologia do dimensionamento para planta FVF resumida no formato de fluxograma.

Figura 13: Fluxograma da metodologia para dimensionamento



Fonte: Autor

5.2 Estudo de consumo de eletricidade

Os estudos das contas de energia da UFC serão realizados para 2019 e 2022, pois serão desconsiderados os anos com cenários atípicos acometidos pela pandemia COVID-19. Dessa maneira as Tabelas 05 e 06 descrevem os dados necessários para realizar o dimensionamento explicados pelo primeiro passo da metodologia. As Tabelas 07, 08 e 09 apresentam as médias dos fatores de ajuste para 2019 e 2022, sendo que para o primeiro ano foram separados os fatores de ajuste em relação aos seus respectivos postos tarifários.

Tabela 05: Informações da conta de energia - 2019

Mês	Posto Tarifário	Consumo HP (kWh)	Consumo HFP (kWh)	Tarifa de HP (R\$/kW)	Tarifa de HFP (R\$/kW)	Demanda HFP (kW)	Demanda HFP (kW)	Demanda Contratada (kW)	Demanda Contratada HP (kW)	Demanda Contratada HFP (kW)
Jan.	Verde	95.000	1.029.000	R\$ 1,8132	R\$ 0,4073	2.350	3260	4.400	-	-
Fev.	Verde	54.142	815.406	R\$ 1,8356	R\$ 0,4124	1.980	3380	4.400	-	-
Mar.	Verde	89.071	1.036.293	R\$ 1,7707	R\$ 0,3978	2.390	4180	4.400	-	-
Abr.	Verde	88.071	952.293	R\$ 1,8105	R\$ 0,4067	2.470	4060	4.400	-	-
Mai.	Verde	93.071	1.016.293	R\$ 1,9087	R\$ 0,4158	2.670	4340	4.400	-	-
Jun.	Verde	110.071	1.144.293	R\$ 1,9738	R\$ 0,4202	2.610	4180	4.400	-	-
Jul.	Verde	100.071	1.161.293	R\$ 1,9704	R\$ 0,4195	2.590	4100	4.400	-	-
Ago.	Verde	77.071	883.293	R\$ 2,0916	R\$ 0,4453	2.170	3850	4.400	-	-
Set.	Azul	77.154	867.621	R\$ 0,6370	R\$ 0,3999	2.570	4.212	-	2.724	4.400
Out.	Azul	108.380	1.185.224	R\$ 0,5991	R\$ 0,3762	2.614	4356	-	2.724	4.400
Nov.	Azul	108.280	1.259.336	R\$ 0,6005	R\$ 0,3770	2.758	4478	-	2.724	4.400
Dez.	Azul	121.245	1.237.823	R\$ 0,6209	R\$ 0,3950	2.916	4651	-	2.724	4.400

Fonte: UFCINFRA

Tabela 06: Informações da conta de energia - 2022

Mês	Posto Tarifário	Consumo HP (kWh)	Consumo HFP (kWh)	Tarifa de HP (R\$/kW)	Tarifa de HFP (R\$/kW)	Demanda HFP (kW)	Demanda HFP (kW)	Demanda Contratada (kW)	Demanda Contratada HP (kW)	Demanda Contratada HFP (kW)
Jan.	Azul	58.849	784.871	0,6121	0,3991	1.404	2.729	-	2.724	4.400
Fev.	Azul	45.326	636.352	0,6195	0,4040	1.152	2.138	-	2.724	4.400
Mar.	Azul	46476	666.412	0,6194	0,4039	1.282	2.441	-	2.724	4.400
Abr.	Azul	63931	811.668	0,6237	0,4067	1.814	3.427	-	2.724	4.400
Mai.	Azul	67018	859.908	0,6607	0,4327	2.009	3.571	-	2.724	4.400
Jun.	Azul	85604	978.973	0,7470	0,4926	2.117	3.766	-	2.724	4.400
Jul.	Azul	76671	880.878	0,7540	0,4972	2.002	3.470	-	2.724	4.400
Ago.	Azul	64772	821.345	0,6665	0,4396	1.778	3.024	-	2.724	4.400
Set.	Azul	76295	913.917	0,6542	0,4315	2.009	3.787	-	2.724	4.400
Out.	Azul	82550	1.017.84	0,6579	0,4339	2.059	3.830	-	2.724	4.400
			9							
Nov.	Azul	80883	1.027.32	0,6549	0,4319	2.174	3.866	-	2.724	4.400
			9							
Dez.	Azul	73790	960.197	0,6682	0,4407	2.167	3.852	-	2.724	4.400

Fonte: UFCINFRA

Tabela 07: Média dos ajustes 2019 – Modalidade Verde

Mês/Ano	TE +TUSD HFP	TE + TUSD HP	Fator de Ajuste
jan/19	R\$ 1,8132	R\$ 0,4073	0,225
fev/19	R\$ 1,8356	R\$ 0,4124	0,225
mar/19	R\$ 1,7707	R\$ 0,3978	0,225
abr/19	R\$ 1,8105	R\$ 0,4067	0,225
mai/19	R\$ 1,9087	R\$ 0,4158	0,218
jun/19	R\$ 1,9738	R\$ 0,4202	0,213
jul/19	R\$ 1,9704	R\$ 0,4195	0,213
ago/19	R\$ 2,0916	R\$ 0,4453	0,213
Média			0,219

Fonte: UFCINFRA

Tabela 08: Média dos ajustes 2019 – Modalidade Azul

Mês/Ano	TE +TUSD HFP	TE + TUSD HP	Fator de Ajuste
set/19	R\$ 0,3999	R\$ 0,6370	0,225
out/19	R\$ 0,3762	R\$ 0,5991	0,225
nov/19	R\$ 0,3770	R\$ 0,6005	0,225
dez/19	R\$ 0,3950	R\$ 0,6209	0,225
Média			0,630

Fonte: UFCINFRA

Apenas a partir de outubro/21 que o campo “descrição de faturamento” nas contas de energia apresentou os custos TE e TUSD de forma separada. Dessa forma, em 2019 ainda não eram exibidas as tarifas com os custos desmembrados, e por essa razão foi utilizada a composição completa da tarifa para obter uma aproximação do **Fator de Ajuste**.

Tabela 09: Média dos ajustes 2022 – Modalidade Azul

Mês/Ano	TE HFP	TE HP	Fator de Ajuste
jan/22	0,3440	0,5570	0,6176
fev/22	0,3482	0,5637	0,6176
mar/22	0,3481	0,5636	0,6176
abr/22	0,3505	0,5675	0,6176
mai/22	0,3702	0,5982	0,6188
jun/22	0,4163	0,6707	0,6207
jul/22	0,4201	0,6769	0,6207
ago/22	0,3715	0,5984	0,6207
set/22	0,3646	0,5873	0,6208
out/22	0,3667	0,5907	0,6208
nov/22	0,3650	0,5879	0,6208
dez/22	0,3724	0,5999	0,6208
Média			0,6197

Fonte: UFCINFRA

5.3 Estudos de cenários para compensação de consumo da UFC

5.3.1 Caso 01: 50% de compensação de consumo da UFC

Para 2019 foram considerados apenas os consumos com posto tarifário azul, pois como houve mudança tarifária, os consumos com essa modalidade correspondem ao cenário mais próximo à realidade atual da UFC. Logo, os valores de consumos utilizados estão disponíveis na Tabela 10, a Tabela 11 apresenta o resumo das informações para o dimensionamento e a Tabela 12 o dimensionamento da FVF e as informações da usina.

Tabela 10: Média dos consumos 2019 – Caso 01: 50%

Mês	Consumo HFP (kWh)	Consumo HP
set/19	433.811	38.582
out/19	592.612	54.190
nov/19	629.668	54.145
dez/19	618.912	60.623

Fonte: UFCINFRA

Aplicando a metodologia, o *Dimensionamento Geradora [kWh] HFP* é obtido pela média dos consumos HFP e o *Dimensionamento Geradora [kWh] HP* é obtido pela equação 2. O *Consumo total considerado [kWh]* é obtido pela equação 04.

$$\text{Dimensionamento Geradora HP ajustado [kWh]} = \frac{51.885}{0,63} = 82.357 \quad (2)$$

$$\text{Consumo total considerado [kWh]} = 568.751 + 82.357 = 651.108 \quad (4)$$

Tabela 11: Informações para dimensionamento (2019) - Caso 01: 50%

Dados para dimensionamento	Valores
Dimensionamento Geradora – HFP [kWh]	568.751
Dimensionamento Geradora – HP [kWh]	51.885
Fator de Ajuste para HP	0,63
Dimensionamento Geradora – HP [kWh] [ajustado]	82.357
Consumo total considerado [kWh]	651.108

Fonte: Autor

Seguindo a metodologia, a *HSP* é calculado pela equação 3. O *Sistema ideal* é gerado pela equação 5. A *Quantidade de módulos* é obtida pela equação a 6. A definição da *Potência total* e a *Quantidade de inversores* são obtidas pela equação 7 e 8, respectivamente.

$$HSP [h] = 5,75 \times 30 = 172,5 \quad (3)$$

$$Sistema\ ideal [kWp] = \frac{651.108}{172,5} = 3774,54 \quad (5)$$

$$Quantidade\ de\ módulos = \frac{3776}{590} = 6.400 \quad (6)$$

$$Potência\ total\ dos\ inversores \geq \frac{3.776}{1,20} \geq 3.200 \quad (7)$$

$$Quantidade\ dos\ inversores = \frac{3.200}{200} = 16 \quad (8)$$

$$Área\ utilizada [km^2] = (2,83 \times 6.400) / 0,66 = 0,0275 \quad (9)$$

$$Taxa\ de\ ocupação [\%] = \frac{0,0275}{0,0550} = 49,9 \quad (10)$$

Tabela 12: Dimensionamento da FVF (2019) - Caso 01: 50%

Resumo das informações da planta FVF	Resultados
Consumo total considerado [kWh]	651.108
Consumo atingido [%]	50%
HSP	172,5
Tipo de Montagem	Flutuante
Sistema ideal [kWp]	3.774,54
Sistema adotado [kWp]	3.776
Potência dos inversores [kW]	200
Quantidade dos inversores	16
Potência total dos inversores [kW]	3.200
Potência dos módulos [W]	590
Quantidade dos módulos	6.400
Área estimada necessária do lago [km ²]	0,0275
Taxa de ocupação [%]	49,9%

Fonte: Autor

Para 2022 foram considerados o consumo de todos os meses do ano, pois já se enquadravam no posto tarifário azul. Sendo assim, os valores de consumos utilizados estão disponíveis na Tabela 13, a Tabela 14 apresenta o resumo das informações para o dimensionamento e a Tabela 15 o dimensionamento da FVF e as informações da usina.

Tabela 13: Média dos consumos 2022 – Caso 01: 50%

Mês/Ano	Consumo HFP (kWh)	Consumo HP
jan/22	392.436	29.425
fev/22	318.176	22.663
mar/22	333.206	23.238
abr/22	405.834	31.966
mai/22	429.954	33.509
jun/22	489.487	42.802
jul/22	440.439	38.336
ago/22	410.673	32.386
set/22	456.959	38.148
out/22	508.925	41.275
nov/22	513.665	40.442
dez/22	480.099	36.895

Fonte: UFCINFRA

Aplicando a metodologia, o **Dimensionamento Geradora [kWh] HFP** é obtido pela média dos consumos HFP e o **Dimensionamento Geradora [kWh] HP** é obtido pela equação 2. O **Consumo total considerado [kWh]** é obtido somando as duas variáveis determinadas anteriormente.

$$\text{Dimensionamento Geradora HP ajustado [kWh]} = \frac{34.257}{0,62} = 55.253 \quad (2)$$

$$\text{Consumo total considerado [kWh]} = 431.655 + 55.253 = 486.908 \quad (4)$$

Tabela 14: Informações para dimensionamento (2022) - Caso 01: 50%

Dados para dimensionamento	Valores
Dimensionamento Geradora – HFP [kWh]	431.655
Dimensionamento Geradora – HP [kWh]	34.257
Fator de Ajuste para HP	0,62
Dimensionamento Geradora – HP [kWh] [ajustado]	55.253
Consumo considerado [kWh]	486.908

Fonte: Autor

Seguindo a metodologia, a **HSP** é calculado pela equação 3. O **Sistema ideal** é gerado pela equação 5. A **Quantidade de módulos** é obtida pela equação a 6. A definição da **Potência total** e a **Quantidade de inversores** são obtidas pela equação 7 e 8, respectivamente. E por fim, a **Área utilizada [km²]** e a **Taxa de ocupação [%]** são determinadas pelas equações 9 e 10.

$$HSP [h] = 5,75 \times 30 = 172,5 \quad (3)$$

$$Sistema\ ideal [kWp] = \frac{486.908}{172,5} = 2.822,7 \quad (5)$$

$$Quantidade\ de\ módulos = \frac{2833,18}{590} = 4.802 \quad (6)$$

$$Potência\ dos\ inversores \geq \frac{2.833}{1,20} \geq 2.400 \quad (7)$$

$$Quantidade\ dos\ inversores = \frac{2.400}{200} = 12 \quad (8)$$

$$Área\ utilizada [km^2] = (2,83 \times 4.802)/0,66 = 0,0206 \quad (9)$$

$$Taxa\ de\ ocupação [%] = \frac{0,0206}{0,055} = 37,44 \quad (10)$$

Tabela 15: Dimensionamento da FVF (2022) - Caso 01: 50%

Resumo das informações da planta FVF	Resultados
Consumo considerado [kWh]	486.908
Consumo atingido [%]	50%
HSP	172,5
Tipo de Montagem	Flutuante
Sistema ideal [kWp]	2822,7
Sistema adotado [kWp]	2833,18
Potência dos inversores [kW]	200
Quantidade dos inversores	12
Potência total dos inversores [kW]	2.400
Potência dos módulos [W]	590
Quantidade dos módulos	4.802
Área estimada necessária do lago [km²]	0,0206
Taxa de ocupação [%]	37,44

Fonte: Autor

5.3.2 Caso 02: 75% de compensação de consumo da UFC

Semelhante ao item 5.2.1 para 2019 foram considerados apenas os consumos com posto tarifário azul. Logo, os valores de consumos utilizados estão disponíveis na Tabela 16, a Tabela 17 apresenta o resumo das informações para o dimensionamento e a Tabela 18 o dimensionamento da FVF e as informações da usina.

Tabela 16: Média dos consumos 2019 – Caso 02: 75%

Mês	Consumo HFP (kWh)	Consumo HP
set/19	650.716	57.873
out/19	888.918	81.285
nov/19	944.502	81.217
dez/19	928.367	90.934

Fonte: UFCINFRA

Aplicando a mesma metodologia detalhada no tópico 5.2.1, tem-se:

$$\text{Dimensionamento Geradora HP ajustado [kWh]} = \frac{77.898}{0,63} = 123.537 \quad (2)$$

$$\text{Consumo total considerado [kWh]} = 853.126 + 123.537 = 976.663 \quad (4)$$

Tabela 17: Informações para dimensionamento (2019) - Caso 02: 75%

Dados para dimensionamento	Valores
Dimensionamento Geradora – HFP [kWh]	853.126
Dimensionamento Geradora – HP [kWh]	77.828
Fator de Ajuste para HP	0,63
Dimensionamento Geradora – HP [kWh] [ajustado]	123.537
Consumo total considerado [kWh]	976.663

Fonte: Autor

Seguindo a metodologia já detalhada no tópico 5.2.1, tem-se:

$$HSP [h] = 5,75 \times 30 = 172,5 \quad (3)$$

$$\text{Sistema ideal [kWp]} = \frac{976.663}{172,5} = 5.661,81 \quad (5)$$

$$\text{Quantidade de módulos} = \frac{5.664}{590} = 9.600 \quad (6)$$

$$\text{Potência dos inversores} \geq \frac{5.664}{1,20} \geq 4800 \quad (7)$$

$$\text{Quantidade dos inversores} = \frac{4.800}{200} = 24 \quad (8)$$

$$\text{Área utilizada [km}^2] = (2,83 \times 9.600)/0,66 = 0,0412 \quad (9)$$

$$\text{Taxa de ocupação [\%]} = \frac{0,0412}{0,055} = 74,8 \quad (10)$$

Tabela 18: Dimensionamento da FVF (2019) - Caso 02: 75%

Resumo das informações da planta FVF	Resultados
Consumo total considerado [kWh]	976.663
Consumo atingido [%]	75%
HSP	172,5
Tipo de Montagem	Flutuante
Sistema ideal [kWp]	5.661,81
Sistema adotado [kWp]	5664
Potência dos inversores [kW]	200
Quantidade dos inversores	24
Potência total dos inversores [kW]	4.800
Potência dos módulos [W]	590
Quantidade dos módulos	9.600
Área estimada necessária do lago [km²]	0,0412
Taxa de ocupação [%]	74,8

Fonte: Autor

Semelhante ao item 5.2.1 para 2022 foram considerados o consumo de todos os meses do ano, pois já se enquadram no posto tarifário azul. Sendo assim, os valores de consumos utilizados estão disponíveis na Tabela 19, a Tabela 20 apresenta o resumo das informações para o dimensionamento e a Tabela 21 o dimensionamento da FVF e as informações da usina.

Tabela 19: Média dos consumos 2022 – Caso 02: 75%

Mês/Ano	Consumo HFP (kWh)	Consumo HP
jan/22	588.653	44.137
fev/22	477.264	33.995
mar/22	499.809	34.857
abr/22	608.751	47.948
mai/22	644.931	50.264
jun/22	734.230	64.203
jul/22	660.659	57.503
ago/22	616.009	48.579
set/22	685.438	57.221
out/22	763.387	61.913
nov/22	770.497	60.662
dez/22	720.148	55.343

Fonte: UFCINFRA

Aplicando a metodologia já detalhada nos tópicos anteriores, tem-se:

$$\textit{Dimensionamento Geradora HP ajustado [kWh]} = \frac{51.386}{0,62} = 82.881 \quad (2)$$

$$\textit{Consumo total considerado [kWh]} = 647.482 + 82.881 = 730.363 \quad (4)$$

Tabela 20: Informações para o dimensionamento (2022) - Caso 02: 75%

Dados para dimensionamento	Valores
Dimensionamento Geradora – HFP [kWh]	647.482
Dimensionamento Geradora – HP [kWh]	51.386
Fator de Ajuste para HP	0,62
Dimensionamento Geradora – HP [kWh] [ajustado]	82.881
Consumo considerado [kWh]	730.363

Fonte: Autor

Seguindo a metodologia já detalhada nos tópicos anteriores, tem-se:

$$HSP [h] = 5,75 \times 30 = 172,5 \quad (3)$$

$$Sistema\ ideal [kWp] = \frac{730.363}{172,5} = 4.234 \quad (5)$$

$$Quantidade\ de\ módulos = \frac{4.237}{590} = 7.182 \quad (6)$$

$$Potência\ dos\ inversores \geq \frac{4.237}{1,20} \geq 3.600 \quad (7)$$

$$Quantidade\ dos\ inversores = \frac{4.000}{200} = 20 \quad (8)$$

$$Área\ utilizada [km^2] = (2,83 \times 7.182)/0,66 = 0,0308 \quad (9)$$

$$Taxa\ de\ ocupação [\%] = \frac{0,0308}{0,0550} = 56 \quad (10)$$

Tabela 21: Dimensionamento da FVF (2022) - Caso 02: 75%

Resumo das informações da planta FVF	Resultados
Consumo considerado [kWh]	730.363
Consumo atingido [%]	75%
HSP	172,5
Tipo de Montagem	Flutuante
Sistema ideal [kWp]	4.234
Sistema adotado [kWp]	4.237
Potência dos inversores [kW]	200
Quantidade dos inversores	20
Potência total dos inversores [kW]	4.000
Potência dos módulos [W]	590
Quantidade dos módulos	7.182
Área estimada necessária do lago [km²]	0,0308
Taxa de ocupação [%]	56

Fonte: Autor

5.3.3 *Caso 03: 100% de compensação de consumo da UFC*

Semelhante aos subtópicos anteriores para 2019 foram considerados apenas os consumos com posto tarifário azul. Logo, os valores de consumos utilizados estão disponíveis na Tabela 22, a Tabela 23 apresenta o resumo das informações para o dimensionamento e a Tabela 24 o dimensionamento da FVF e as informações da usina.

Tabela 22: Média dos consumos 2019 – Caso 03: 100%

Mês/Ano	Consumo HFP (kWh)	Consumo HP
set/19	867.621	77.164
out/19	1.185.224	108.380
nov/19	1.259.336	108.289
dez/19	1.237.823	121.245

Fonte: UFCINFRA

Como já detalhado a metodologia nos itens anteriores, tem-se:

$$\text{Dimensionamento Geradora HP ajustado [kWh]} = \frac{103.770}{0,62} = 164.714 \quad (2)$$

$$\text{Consumo total considerado [kWh]} = 1.137.501 + 164.714 = 1.302.215 \quad (4)$$

Tabela 23 Informações para dimensionamento (2019) - Caso 03: 100%

Dados para dimensionamento	Valores
Dimensionamento Geradora – HFP [kWh]	1.137.501
Dimensionamento Geradora – HP [kWh]	103.770
Fator de Ajuste para HP	0,63
Dimensionamento Geradora – HP [kWh] [ajustado]	164.714
Consumo considerado [kWh]	1.302.215

Fonte: Autor

Seguindo a metodologia já explicadas nos itens anteriores, tem-se:

$$HSP [h] = 5,75 \times 30 = 172,5 \quad (3)$$

$$Sistema\ ideal [kWp] = \frac{1.302.215}{172,5} = 7.549,1 \quad (5)$$

$$Quantidade\ de\ módulos = \frac{7.552}{590} = 12.800 \quad (6)$$

$$Potência\ dos\ inversores \geq \frac{7.552}{1,20} \geq 6.400 \quad (7)$$

$$Quantidade\ dos\ inversores = \frac{6.400}{200} = 32 \quad (8)$$

$$Área\ utilizada [km^2] = (2,83 \times 12.800) / 0,66 = 0,0549 \quad (9)$$

$$Taxa\ de\ ocupação [\%] = \frac{0,0549}{0,055} = 99,8 \quad (10)$$

Tabela 24: Dimensionamento da FVF (2019) - Caso 03: 100%

Resumo das informações da planta FVF	Resultados
Consumo considerado [kWh]	1.302.215
Consumo atingido [%]	100 %
HSP	172,5
Tipo de Montagem	Flutuante
Sistema ideal [kWp]	7.549,1
Sistema adotado [kWp]	7.552
Potência dos inversores [kW]	200
Quantidade dos inversores	32
Potência total dos inversores [kW]	6.400
Potência dos módulos [W]	590
Quantidade dos módulos	12.800
Área estimada necessária do lago [km ²]	0,0549
Taxa de ocupação [%]	99,8

Fonte: Autor

Semelhante aos subtópicos para 2022 foram considerados o consumo de todos os meses do ano, pois já se enquadram no posto tarifário azul. Sendo assim, os valores de consumos utilizados estão disponíveis na Tabela 25, a Tabela 26 apresenta o resumo das informações para o dimensionamento e a Tabela 27 o dimensionamento da FVF e as informações da usina.

Tabela 25: Média dos consumos 2022 – Caso 03: 100%

Mês/Ano	Consumo HFP (kWh)	Consumo HP
jan/22	784.871	58.849
fev/22	636.352	45.326
mar/22	666.412	46.476
abr/22	811.668	63.931
mai/22	859.908	67.018
jun/22	978.973	85.604
jul/22	880.878	76.671
ago/22	821.345	64.772
set/22	913.917	76.295
out/22	1.017.849	82.550
nov/22	1.027.329	80.883
dez/22	960.197	73.790

Fonte: UFCINFRA

Como já detalhado na metodologia dos tópicos anteriores, tem-se:

$$\textit{Dimensionamento Geradora HP ajustado [kWh]} = \frac{65.514}{0,62} = 110.506 \quad (2)$$

$$\textit{Consumo total considerado [kWh]} = 863.309 + 110.506 = 973.815 \quad (4)$$

Tabela 26: Informações do dimensionamento (2022) – Caso 03: 100%

Dados para dimensionamento	Valores
Dimensionamento Geradora – HFP [kWh]	863.309
Dimensionamento Geradora – HP [kWh]	68.514
Fator de Ajuste para HP	0,62
Dimensionamento Geradora – HP [kWh] [ajustado]	110.506
Consumo considerado [kWh]	973.815

Fonte: Autor

Como já detalhado em itens anteriores, tem-se:

$$HSP [h] = 5,75 \times 30 = 172,5 \quad (3)$$

$$Sistema\ ideal [kWp] = \frac{973.815}{172,5} = 5.645,3 \quad (5)$$

$$Quantidade\ de\ módulos = \frac{5.666,36}{590} = 9.604 \quad (6)$$

$$Potência\ dos\ inversores \geq \frac{5.666,36}{1,20} \geq 4.800 \quad (7)$$

$$Quantidade\ dos\ inversores = \frac{5.000}{200} = 25 \quad (8)$$

$$Área\ utilizada [km^2] = (2,83 \times 9.604) / 0,66 = 0,0412 \quad (9)$$

$$Taxa\ de\ ocupação [\%] = \frac{0,0412}{0,055} = 74,9 \quad (10)$$

Tabela 27: Dimensionamento da FVF (2022) – Caso 03 – 100%

Resumo das informações da planta FVF	Resultados
Consumo considerado [kWh]	973.815
Consumo atingido [%]	100 %
HSP	172,5
Tipo de Montagem	Flutuante
Sistema ideal [kWp]	5645,3
Sistema adotado [kWp]	5666,36
Potência dos inversores [kW]	200
Quantidade dos inversores	25
Potência total dos inversores [kW]	5.000
Potência dos módulos [W]	590
Quantidade dos módulos	9.604
Área estimada necessária do lago [km²]	0,0412
Taxa de ocupação [%]	74,9

Fonte: Autor

A lei 14.300 [7] trouxe mudanças na potência máxima para minigeração distribuída para fonte solar fotovoltaica que passa a ser 3 MW. De forma que esse valor se refere à potência AC da usina. Pela regulação anterior, a Resolução 482/2012 [16] o limite máximo da potência era de até 5 MW, pois não havia diferenciação para fontes despacháveis e fontes não despacháveis. A Tabela 28 resume todos os casos dimensionados deixando registrado adequações que deveriam ser necessárias para algumas das usinas se tornarem viáveis.

Tabela 28: Resumo dos casos dimensionados

Cenários	Sistema dimensionado (kWp)	Potência total do Inversor (kW)	Demanda da UFC (kWh)	Adequações necessárias
Caso 01:2019	3.776	3.200	4.400	A usina se enquadra em GD, sendo necessário limitar a potência do inversor para 3.000 kW (carregamento = 1,25)
Caso 01:2022	2.833	2.400	4.400	A usina se enquadra em GD. Não sendo necessário nenhuma adequação.
Caso 02:2019	5.664	4.800	4.400	A usina não se enquadra em GD, sendo necessário limitar o sistema para uma potência menor.
Caso 02:2022	4.237	4.000	4.400	A usina não se enquadra em GD, sendo necessário limitar o sistema para uma potência menor
Caso 03:2019	7.552	6.400	4.400	A usina não se enquadra em GD, sendo necessário limitar o sistema para uma potência menor.
Caso 03:2022	5.666	5.000	4.400	A usina não se enquadra em GD, sendo necessário limitar o sistema para uma potência menor.

Fonte: Autor

6 SIMULAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA PARA AS USINAS FVF UTILIZANDO O *SOFTWARE* PVSYSY

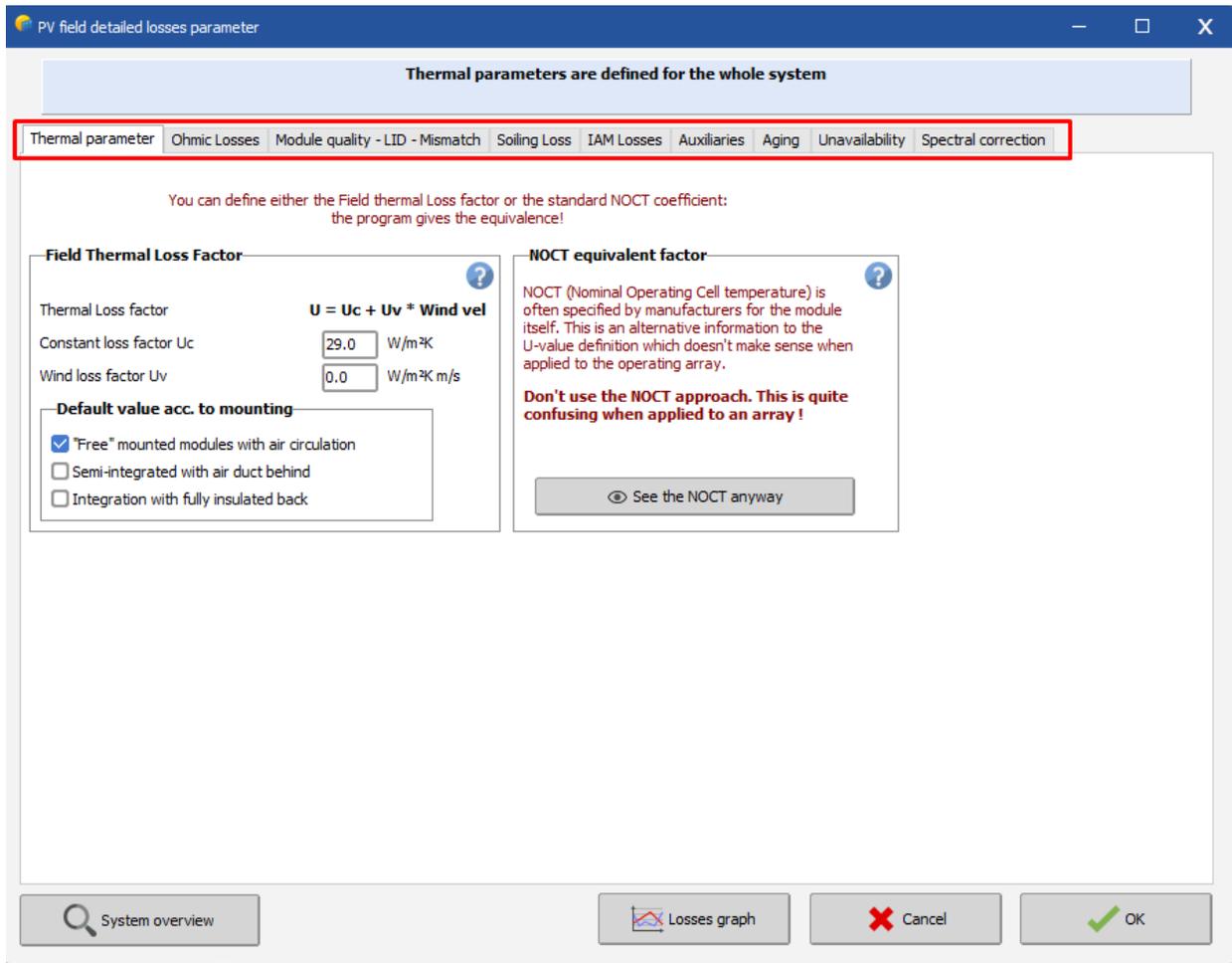
O presente capítulo apresenta a simulação da geração de energia elétrica para os casos de 2022 dimensionados no capítulo 05, pois configuram os cenários mais atuais após a mudança tarifária na UFC. Dessa forma, esse capítulo é definido em três etapas: (a) aspectos gerais do *software* PVsyst; (b) configurações básicas para realizar as simulações (c) Simulação da geração de energia para cenários de 2022.

6.1 Aspectos gerais do *software* e principais configurações

Segundo [49], o PVsyst é um *software* de simulação utilizado pelo mercado para auxiliar o dimensionamento de FV, na qual é possível conseguir informações como: obter a produção de energia elétrica anual, analisar as perdas e apresentar a lucratividade do sistema.

E assim, de forma geral, as perdas que podem ser configuradas no *software* são: perdas térmicas; perdas elétricas no cabo CC, no cabo CA até a subestação e para rede de média tensão ou alta tensão; perdas por sombreamento; perdas por envelhecimento do módulo; perdas por eficiência do módulo; perdas por degradação do módulo nas primeiras horas; perdas de *mismatch* que estão relacionadas ao descasamento entre as potências dos módulos fotovoltaicos no arranjo, além de outras. Dessa maneira, a Figura 14 exibe as perdas que podem ser configuradas no PVsyst.

Figura 14: Perdas configuradas no PVsyst



Fonte: PVsyst

E assim, para a realização dessa simulação, os valores adotados para as perdas foram:

- **Perdas Ôhmicas:** Valores genéricos, sendo 3% o valor limite recomendado pela NBR 16690 [50] para perdas no lado CC e 4% para o lado CA recomendado pela NBR 5410 [51]. E para o transformador: 0,1% para a “Iron Loss” (perda no núcleo) e 1% para as perdas resistivas (nas bobinas), essa são perdas consideradas com portes similares a usinas;
- **Perdas Térmicas:** Valor específico para “Módulos livres de circulação de ar”;

- **Qualidade do módulo:** Perdas padronizadas para descasamento de módulos e *strings*, marcando a opção “*default*” no PVsyst, pois são perdas já definida com a escolha do módulo;
- **Modificador do Ângulo de Incidência (IAM):** A opção “*default*” no PVsyst, pois são configurações internas do arquivo .PAN;
- **Sombreamento:** Foi adotado o estudo “Near Shadings”. Foi desenhado um layout 3D de como poderia ficar o projeto, considerando ângulo dos módulos, espaçamento, quantidade de mesas fixas e quantidade de módulos. Dessa forma, o *software* consegue analisar o desenho para estudo de sombreamento do sistema.

As demais perdas foram desconsideradas por ser um sistema sem registro de parâmetros na literatura e nem aplicações no mercado por se tratar de um sistema ainda pioneiro.

A seleção dos equipamentos já foi determinada nos capítulos 4 e 5. Assim, o módulo FV selecionado é o bifacial monocristalino da CANANDIAN SOLAR de 590W, modelo CS7L-590M B-AG. A Tabela 29 resume as principais características do módulo e a folha de dados com mais detalhes pode ser encontrada no Anexo A.

Tabela 29: Características elétricas do módulo

Características elétricas	CS7L-590M B-AG
Potência máxima	649 W
Tensão ótima de Operação	34,5 V
Corrente ótima de Operação	18,82 A
Eficiência do módulo	22,9%
Temperatura do Operação	-40 °C até 85 °C
Tensão de circuito aberto	40,9 V
Corrente de curto circuito	20,21 A
Tensão máxima do sistema	1500 VDC

Fonte: Canandian Solar

O inversor utilizado neste projeto foi do tipo *string*. É o tipo de tecnologia mais antiga, e, portanto, bastante utilizada, na qual os módulos são interligados em grupos e/ou cadeias em série. Além disso, os inversores devem ficar alocados em cabines fechadas, também chamadas de postos de transformações para adequar o nível de tensão de saída do inversor de BT para MT, e esses centros de transformação são pré-fabricados e devem incluir os equipamentos encarregados de agrupar e elevar tensão dos módulos FV. No entanto, detalhes das configurações desses equipamentos não serão estudados, pois o foco é obter apenas a geração pela simulação. O inversor selecionado foi da marca HUAWEI, modelo SUN2000-215KTL-H3. A tabela 30 resume as principais características do inversor e a folha de dados com mais detalhes pode ser encontrada no Anexo B.

Tabela 30: Características elétricas do inversor

Características elétricas	SUN2000-215KTL-H3
Faixa de tensão em MPPT (Entrada)	500 V ~ 1500 V
Tensão máxima (Entrada)	1500 V
Potência nominal (Saída)	200kW
Potência máxima (Saída)	215kW
Tensão nominal (Saída)	800 V
Frequência nominal (Saída)	60 Hz
Temperatura	215kVA @33° C
Rendimento Máximo	≥99.0%

Fonte: Huawei

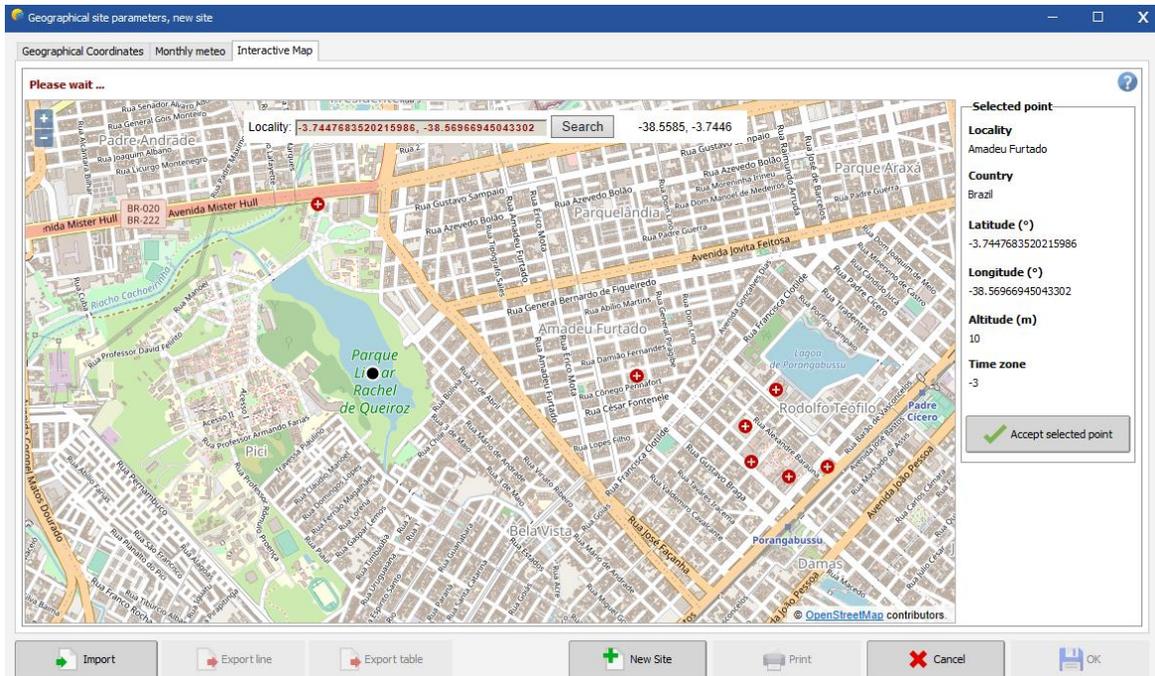
6.2 Configurações básicas no PVsyst para as simulações

As informações iniciais necessárias para realizar a simulação são:

- Ter as coordenadas do local do projeto;
- Ter informações elétricas do módulo e inversor através dos arquivos. PAN e .OND fornecidos pelo fabricante;
- Definição do ângulo de inclinação e azimute.

As coordenadas foram extraídas utilizando o Google Maps. A Figura 15 exibe a tela do PVsyst com a localização inserida e a Figura 16 mostra que com a inserção das coordenadas o *software* já disponibiliza opções de bancos de dados com informações meteorológicas do local e para o estudo foi adotado as previsões climáticas da fonte *Meteonorm*.

Figura 15: Configuração da localização da usina pelas coordenadas geográficas



Fonte: PVsyst

Figura 16: Banco de dados meteorológicos fornecidos pelo PVsyst

Geographical Coordinates Monthly meteo Interactive Map						
Site: Amadeu Furtado (Brazil)						
Data source: <input type="text" value="Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100%"/>						
	Global horizontal irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Linke turbidity	Relative humidity
	kWh/m ² /mth	kWh/m ² /mth	°C	m/s	[-]	%
January	171.6	82.4	27.5	4.40	3.700	75.8
February	139.1	78.0	27.3	3.90	3.647	78.8
March	162.9	76.0	27.3	3.40	3.755	80.0
April	145.4	77.4	26.7	3.30	3.495	82.7
May	151.0	76.2	27.2	3.80	3.404	79.2
June	145.4	63.5	26.4	4.20	3.761	78.1
July	157.7	69.5	26.6	4.69	3.290	73.6
August	179.3	72.4	26.8	5.50	3.469	70.1
September	177.8	73.4	26.7	6.00	3.798	70.7
October	189.6	85.1	27.4	6.00	4.090	69.7
November	192.9	76.6	27.2	5.70	3.985	71.8
December	182.0	78.2	27.8	5.20	3.819	72.1
Year	1994.6	908.8	27.1	4.7	3.684	75.2

Fonte: PVsyst

Para determinação do ângulo da inclinação dos módulos e o azimute foi adotado uma regra geral, pois segundo [52] a orientação dos módulos deve ser voltada ao hemisfério norte, ou seja, ter um azimute de 0° graus e a inclinação deve ser igual ao ângulo de latitude e quando este ângulo é inferior a 10° é adotado valor de 10° como referência. Os dados usados para o sistema no PVsyst são mostrados na Figura 17.

Figura 17: Angulo para os módulos e azimute

Orientation, Variant "CASO 01"

Field type: Fixed Tilted Plane

Field parameters

Plane tilt: 10.0
Azimuth: 0.0

Tilt 10°

Azimuth 0°

East West
North

Quick optimization

Optimization with respect to:

- Yearly irradiation yield
- Summer (Oct-Mar)
- Winter (Apr-Sept)

Yearly meteo yield

Transposition Factor FT: 1.00
Loss with respect to optimum: 0.0%
Global on collector plane: 2002 kWh/m²

Year

Plane tilt: 0 to 90

FTranspos.= 1.00
Loss/opt.= 0.0%

Plane orientation

Plane orientation: -90 to 90

Cancel OK

Fonte: PVsyst

6.3 Simulações para os casos

Para a simulação dos casos foi configurado os sistemas dimensionados no tópico 05 para o ano de 2022. E assim os parâmetros mais importantes levados em consideração pelo *software* para o dimensionamento de sistemas são: Potência Nominal, V_{mpp} , V_{oc} , I_{mpp} e I_{sc} .

Segundo [53] e [54] as definições para essas variáveis são:

A corrente I_{sc} é a corrente de curto-circuito do módulo e a tensão V_{oc} é a tensão máxima do módulo sob determinadas condições de temperatura e radiação, correspondentes ao sistema sem carga ou desconectado. A tensão V_{mpp} é a tensão nos terminais do módulo quando opera no ponto de máxima potência, sob condições de radiação e temperatura e o parâmetro I_{mpp} é a corrente fornecida pelo módulo quando em operação no mesmo ponto e sob as mesmas condições. Dessa forma, todos esses dados são informações importantes que o *software* definir a quantidade possível máxima e mínima de módulos por *string*. Além disso, pelo datasheet o inversor possui 3 MPPTS e cada entrada sendo possível conectar até 14 *strings* como é mostrado na Figura 18.

Figura 18: Informações técnicas do inversor

The screenshot shows the 'Grid inverter definition' window for a Huawei Technologies SUN2000-215KTL-H3 inverter. The 'Additional parameters' tab is selected, showing the following settings:

- Multi - MPPT:**
 - Multi MPPT capability
 - Number of MPPT inputs: 3
 - Unbalanced MPPT
- Transformer:**
 - Not specified
 - Transformerless
 - Transfo (not spec)
 - LF transfo
 - HF transfo
- Inverter night consumption:**
 - Night consumption: 3.3 W
- Auxiliaries consumption:**
 - Fans and auxiliaries: 0.00 kW
 - ... from output power: 0.0 kW
- "String" inverter:**
 - With securities on inputs
 - Number of string inputs: 14
- Master / Slave:**
 - No M/S capability
 - Master
 - Slave
 - Master / Slave
 - Internal M/S
- Other specifications:**
 - Number of DC inputs: 14
 - Isol. monitoring: Y N N/A
 - DC switch: Y N N/A
 - AC switch: Y N N/A
 - AC disconnect adjust: Y N N/A
 - ENS: Y N N/A

At the bottom of the window, there are buttons for 'Copy to table', 'Print', 'Cancel', and 'OK'.

Fonte: PVsyst

Dessa maneira, nas Figuras 19 a 34 são mostrados o passo a passo das configurações finais do dimensionamento pelas telas do PVsyst e o resultado das gerações de eletricidade anuais considerando e desconsiderando a bifacialidade do módulo são mostrados nas Tabelas 31, 32 e 33.

6.3.1 Caso 1: 50% de compensação

A planta FVF será composta por módulos de silício monocristalino, interligados entre si em grupos de 28 e 29 módulos por cadeias também chamados *strings*. O número de módulos e sua potência máxima unitária estabelecem a potência máxima da instalação, sendo a potência nominal de 2833 kWp e temos uma instalação de:

- 2.842 módulos de 590 Wp, 98 *strings* e 7 inversores com 14 *strings* por inversor.
- 1.960 módulos de 590 Wp, 70 *strings* e 5 inversores com 14 *strings* por inversor.

Figura 19: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (*strings* com 29 módulos)

The screenshot displays the PVsyst software interface for a grid system definition. The main window is titled "Grid system definition, Variant VCC: 'CASO 01'". The "Sub-array" configuration is shown for "FVF_590_7 INV".

Sub-array name and Orientation: Name: FVF_590_7 INV, Order: 1, Orient.: Fixed Tilted Plane, Tilt: 10°, Azimuth: 0°.

Select the PV module: Filter: All PV modules, Bifacial module: Bifacial system. Module: CSI Solar Co., Ltd. - 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V. Sizing voltages: Vmpp (69°C) 28.5 V, Voc (21°C) 41.4 V.

Select the inverter: Output voltage: 800 V Tri 50Hz, 50 Hz, 60 Hz. Inverter: Huawei Technologies - 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz - SUN2000-219KTL-H3. Inverter power used: 1400 kWac.

Design the array: Number of modules and strings: Mod. in series: 29, Nb. strings: 98. Operating conditions: Vmpp (69°C) 826 V, Vmpp (55°C) 872 V, Voc (21°C) 1199 V. Plane irradiance: 1000 W/m². Max. operating power (at 1088 W/m² and 62°C): 1596 kW. Array nom. Power (STC): 1677 kWp.

List of subarrays:

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
FVF_590_7 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	29	98
Huawei Technologies - SUN200...	7	21
FVF_590_9 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	28	70
Huawei Technologies - SUN200...	5	15

Global system summary:

Nb. of modules	4802
Module area	13590 m²
Nb. of inverters	12
Nominal PV Power	2833 kWp
Nominal AC Power	2400 kWAC
Prom ratio	1.180

Fonte: PVsyst

Figura 20: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (*strings* com 28 módulos)

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: FVF_590_5 INV, Ordem: 2, Inclinação: 10°, Azimute: 0°

Ajuda para o dimensionamento
 Sem pré dim., Introduza Pnom desejado: 0 kWp, ou superfície disponível(módulos): 0 m²

Seleção do módulo FV
 Disponível: Todos os módulos FV, Módulo bifacial, Sistema bifacial
 CSI Solar Co., Ltd., 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V Desde 2020 Manufacturer 2021

Seleção do inversor
 Disponível: Huawei Technologies, Tensão de saída: 800 V Tri 50Hz, 50 Hz, 60 Hz
 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz SUN2000-219KTL-H3 Desde 2020
 Número de entradas MPPT: 15, Tensão de funcionamento: 500-1600 V, Potência do inversor utilizada: 1000 kWca, Partilha Pnom
 Utilize multi-MPPT: Tensão máxima entrada: 1600 V, inversor com 3 MPPT

Dimensionamento do grupo
 Número de módulos e strings: Mod. em série: 28, Nr. strings: 70
 Perdas sobre-pot.: 0.0%, Rácio Pnom: 1.16
 Nº de módulos: 1960, Superfície: 5547 m²
 Condições de funcionamento: Vmpp (69°C): 798 V, Vmpp (56°C): 842 V, Vco (21°C): 1158 V
 Irradiã. no plano: 1000 W/m², Imp (STC): 1198 A, Isc (STC): 1286 A
 Potênc. Máx. em funcionamento: 1101 kW (em 1088 W/m² e 62°C)

Lista dos sub-grupos

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
FVF_590_7 INV	29	98
FVF_590_5 INV	28	70

Resumo do sistema global

Nr. de módulos	4802
Superfície módulos	13590 m²
N.º de inversores	12
Potência nominal FV	2833 kWp
Potência AC nominal	2400 kWAC
Rácio Pnom	1.180

Fonte: PVsyst

Figura 21: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (Considerando bifacialidade do módulo)

Sub-array

Sub-array name and Orientation
 Name: FVF_590_7 INV, Order: 1, Tilt: 10°, Azimuth: 0°

Pre-sizing Help
 No sizing, Enter planned power: 0.0 kWp, or available area(módulos): 0 m²

Seleção do módulo FV
 Disponível: All PV modules, Bifacial module, Bifacial system
 CSI Solar Co., Ltd., 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V Since 2020 Manufacturer 2021

Seleção do inversor
 Disponível: Huawei Technologies, Output voltage: 800 V Tri 50Hz, 50 Hz, 60 Hz
 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz SUN2000-219KTL-H3 Since 2020
 Nb of MPPT inputs: 21, Operating voltage: 500-1600 V, Inverter power used: 1400 kWac, Power sharing
 Use multi-MPPT feature: Input maximum voltage: 1600 V, inversor with 3 MPPT

Design the array
 Number of modules and strings: Mod. in series: 29, Nb. strings: 98
 Overload loss: 0.1%, Pnom ratio: 1.20
 Nb. modules: 2842, Area: 8043 m²
 Operating conditions: Vmpp (69°C): 826 V, Vmpp (56°C): 872 V, Vco (21°C): 1199 V
 Plane irradiance: 1000 W/m², Imp (STC): 1728 A, Isc (STC): 1800 A
 Max. operating power: 1470 kW (at 1000 W/m² and 62°C)

Lista dos subarrays

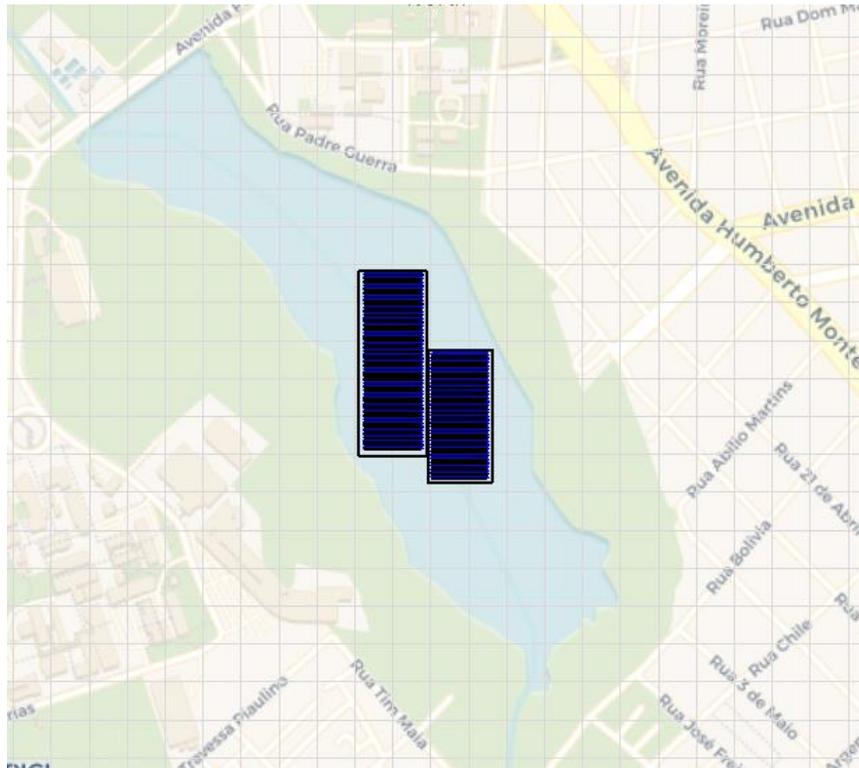
Nome	#Mod #Inv.	#String #MPPT
FVF_590_7 INV	29	98
FVF_590_5 INV	28	70

Global system summary

Nb. of modules	4802
Module area	13590 m²
Nb. of inverters	12
Nominal PV Power	2833 kWp
Maximum PV Power	2696 kWDC
Nominal AC Power	2400 kWAC
Pnom ratio	1.180

Fonte: PVsyst

Figura 22: Simulação Caso 01: 50% - Ano 2022 (Layout da planta FVF)



Fonte: PVsyst

Tabela 31: Geração de energia elétrica anual - Caso 01

Caso 01	Geração (MWh)
Sem Bifacialidade	4.782
Com Bifacialidade	5.129

Fonte: Autor

6.3.2 Caso 2: 75% de compensação

A planta FVF será composta por módulos de silício monocristalino, interligados entre si em grupos de 25 e 26 módulos por cadeias também chamados *strings*. O número de módulos e sua potência máxima unitária estabelecem a potência máxima da instalação, sendo a potência nominal de 4.237 kWp e temos uma instalação de:

- 2.450 módulos de 590 Wp, 98 *strings* e 7 inversores com 14 *strings* por inversor.
- 4.732 módulos de 590 Wp, 182 *strings* e 13 inversores com 14 *strings* por inversor.

Figura 23: Simulação Caso 02: 75% - Ano 2022 (*strings* com 25 módulos)

Sub-array

Sub-array name and Orientation
 Name: FVF_590_7 INV, Order: 1, Tilt: 10°, Azimuth: 0°
 Orient.: Fixed Tilted Plane

Pre-sizing Help
 No sizing, Enter planned power: 0.0 kWp, ... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module
 Available Now, Filter: All PV modules, Bifacial module: Bifacial system
 CSI Solar Co., Ltd. 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V Since 2020 Manufacturer: 2021
 Sizing voltages: Vmpp (69°C) 28.5 V, Voc (21°C) 41.4 V

Select the inverter
 Available Now, Output voltage: 800 V Tri 50Hz, 50 Hz, 60 Hz
 Huawei Technologies 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz SUN2000-21SKTL-H3 Since 2020
 Nb of MPPT inputs: 21, Operating voltage: 500-1600 V, Inverter power used: 1400 kWac, Power sharing: Power sharing
 Use multi-MPPT feature, Input maximum voltage: 1600 V, inverter with 3 MPPT, No power sharing between MPPTs

Design the array
 Number of modules and strings
 Mod. in series: 25, between 18 and 36
 Nb. strings: 98
 Overload loss: 0.0 %, Prom ratio: 1.03
 Nb. modules: 2450, Area: 6934 m²

Operating conditions
 Vmpp (69°C): 712 V, Vmpp (56°C): 752 V, Voc (21°C): 1034 V
 Plane irradiance: 1000 W/m², Max. operating power (at 1088 W/m² and 62°C): 1376 kW
 Imp (STC): 1677 A, Isc (STC): 1800 A, Array nom. Power (STC): 1446 kWp
 Max. in data, STC

Global system summary
 Nb. of modules: 7182, Module area: 20326 m², Nb. of inverters: 20, Nominal PV Power: 4237 kWp, Nominal AC Power: 4000 kWAC, Prom ratio: 1.059

List of subarrays

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
FVF_590_7 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	25	98
Huawei Technologies - SUN200...	7	21
FVF_590_13 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	26	182
Huawei Technologies - SUN200...	13	39

Global system summary
 Nb. of modules: 7182, Module area: 20326 m², Nb. of inverters: 20, Nominal PV Power: 4237 kWp, Nominal AC Power: 4000 kWAC, Prom ratio: 1.059

System overview, Single-line diagram, Cancel, OK

Fonte: PVsyst

Figura 24: Simulação Caso 02: 75% - Ano 2022 (*strings* com 26 módulos)

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: FVF_590_13 INV, Ordem: 2, Inclinação: 10°, Azimute: 0°
 Oriente: Inclinação do plano fixa

Ajuda para o dimensionamento
 Sem pré dim., Introduza Pnom desejado: 0 kWp, ... ou superfície disponível(módulos): 0 m²

Seleção do módulo FV
 Disponíveis, Filtro: Todos os módulos FV, Módulo bifacial: Sistema bifacial
 CSI Solar Co., Ltd. 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V Desde 2020 Manufacturer: 2021
 Dimens. das tensões: Vmpp (69°C) 28.5 V, Voc (21°C) 41.4 V

Seleção do inversor
 Disponíveis, Tensão de saída: 800 V Tri 50Hz, 50 Hz, 60 Hz
 Huawei Technologies 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz SUN2000-21SKTL-H3 Desde 2020
 Número de entradas MPPT: 39, Tensão de funcionamento: 500-1600 V, Potência do inversor utilizada: 2600 kWca, Partilha Pnom: Partilha Pnom
 Utilize multi-MPPT, Tensão máxima entrada: 1600 V, inverter com 3 MPPT, Não há partilha de potência entre MPPTs

Dimensionamento do grupo
 Número de módulos e strings
 Mod. em série: 26, entre 18 et 36
 Nr. strings: 182
 Perdas sobre-pot.: 0.0 %, Rácio Pnom: 1.07
 Nº de módulos: 4732, Superfície: 13392 m²

Condições de funcionamento
 Irradián. no plano: 1000 W/m², Potência Máx. em funcionamento (em 1088 W/m² e 62°C): 2657 kW
 Imp (STC): 3114 A, Isc (STC): 3343 A, Potência nom. grupo (STC): 2792 kWp
 Max. dados, STC

Resumo do sistema global
 Nr. de módulos: 7182, Superfície módulos: 20326 m², N.º de inversores: 20, Potência nominal FV: 4237 kWp, Potência AC nominal: 4000 kWAC, Rácio Pnom: 1.059

Lista dos sub-grupos

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
FVF_590_7 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	25	98
Huawei Technologies - SUN200...	7	21
FVF_590_13 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	26	182
Huawei Technologies - SUN200...	13	39

Resumo do sistema global
 Nr. de módulos: 7182, Superfície módulos: 20326 m², N.º de inversores: 20, Potência nominal FV: 4237 kWp, Potência AC nominal: 4000 kWAC, Rácio Pnom: 1.059

Sinopse do sistema, Diagrama unifilar, Anular, OK

Fonte: PVsyst

Figura 25: Simulação Caso 02: 75% - Ano 2022 (Considerando bifacialidade do módulo)

Fonte: PVsyst

Tabela 32: Geração de energia elétrica anual - Caso 02

Caso 03	Geração de energia (MWh)
Sem Bifacialidade	7.159
Com Bifacialidade	7.694

Fonte: Autor

6.3.3 Caso 3: 100% de compensação

A planta FVF será composta por módulos de silício monocristalino, interligados entre si em grupos de 26 e 28 módulos por cadeias também chamados *strings*. O número de módulos e sua potência máxima unitária estabelecem a potência máxima da instalação, sendo a potência nominal de 5.666 kWp e temos uma instalação de:

- 2.548 módulos de 590 Wp, 98 *strings* e 7 inversores com 14 *strings* por inversor.
- 7.056 módulos de 590 Wp, 252 *strings* e 18 inversores com 14 *strings* por inversor.

Figura 27: Simulação Caso 03: 100 % - Ano 2022 (*strings* com 26 módulos)

The screenshot displays the PVsyst software interface for a grid system definition. The main window is titled "Grid system definition, Variant VC1: 'CASO 03'".

Sub-array configuration:

- Sub-array name and Orientation:** Name: FVF_590_7 INV, Order: 1, Orient.: Fixed Tilted Plane, Tilt: 10°, Azimuth: 180°.
- Select the PV module:** CSI Solar Co., Ltd. 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V. Sizing voltages: Vmpp (69°C) 28.5 V, Voc (21°C) 41.4 V.
- Select the inverter:** Huawei Technologies 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz SUN2000-215KTL-H3. Inverter power used: 1400 kWac.
- Design the array:** Mod. in series: 26, Nb. strings: 98, Nb. modules: 2548, Area: 7211 m². Operating conditions: Vmpp (69°C) 741 V, Vmpp (56°C) 782 V, Voc (21°C) 1075 V. Plane irradiance: 1000 W/m². Array nom. Power (STC): 1503 kWp.

List of subarrays:

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
FVF_590_7 INV	26	98
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	7	21
Huawei Technologies - SUN200...		
FVF_600_18 INV	28	252
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	18	54
Huawei Technologies - SUN200...		

Global system summary:

- Nb. of modules: 9604
- Module area: 27180 m²
- Nb. of inverters: 25
- Nominal PV Power: 5666 kWp
- Nominal AC Power: 5000 kWac
- Prom ratio: 1.133

Fonte: PVsyst

Figura 28: Simulação Caso 03: 100 % - Ano 2022 (*strings* com 28 módulos)

The screenshot shows the PVsyst software interface for a sub-group configuration. The main window is titled "Definição de um sistema em rede, Variante VC1: 'CASO 03'".

Sub-grupo:

- Nome e orientação do sub-grupo:** Nome: FVF_590_18 INV, Ordem: 2, Inclinação: 10°, Azimute: 180°.
- Ajuda para o dimensionamento:** Sem pré dim. Introduza Pnom desejado: 0 kWp, ou superfície disponível(módulos): 0 m².
- Seleção do módulo FV:** Disponível: CSI Solar Co., Ltd. 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V Desde 2020. Módulo bifacial. Sistema bifacial.
- Seleção do inversor:** Disponível: Huawei Technologies 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz SUN2000-21SKTL-H3 Desde 2020. Número de entradas MPPT: 54. Tensão de funcionamento: 500-1600 V. Potência do inversor utilizada: 3600 kWca. Partilha Pnom. Não há partilha de potência entre MPPTs.
- Dimensionamento do grupo:** Número de módulos e strings: Mod. em série: 28 (entre 18 et 36), Nr. strings: 252, Perdas sobre-pot.: 0.0%, Rácio Pnom: 1.16. Nº de módulos: 7056, Superfície: 19969 m². Condições de funcionamento: Vmpp (69°C): 798 V, Vmpp (56°C): 842 V, Vco (21°C): 1158 V. Irradián. no plano: 1000 W/m². Potênc. Máx. em funcionamento: 3938 kW (em 1081 W/m² e 62°C). Potência nom. grupo (STC): 4163 kWp.

Lista dos sub-grupos:

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
FVF_590_7 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	26	98
Huawei Technologies - SUN200...	7	21
FVF_590_18 INV		
CSI Solar Co., Ltd. - CS7L-590...	28	252
Huawei Technologies - SUN200...	18	54

Resumo do sistema global:

- Nr. de módulos: 9604
- Superfície módulos: 27180 m²
- N.º de inversores: 25
- Potência nominal FV: 5666 kWp
- Potência AC nominal: 5000 kWAC
- Rácio Pnom: 1.133

Fonte: PVsyst

Figura 29: Simulação Caso 03: 100% - Ano 2022 (Considerando bifacialidade do módulo)

The screenshot shows the PVsyst software interface for a sub-array configuration. The main window is titled "Grid system definition, Variant VC8: 'CASO 03 COM BIFACIALIDADE'".

Sub-array:

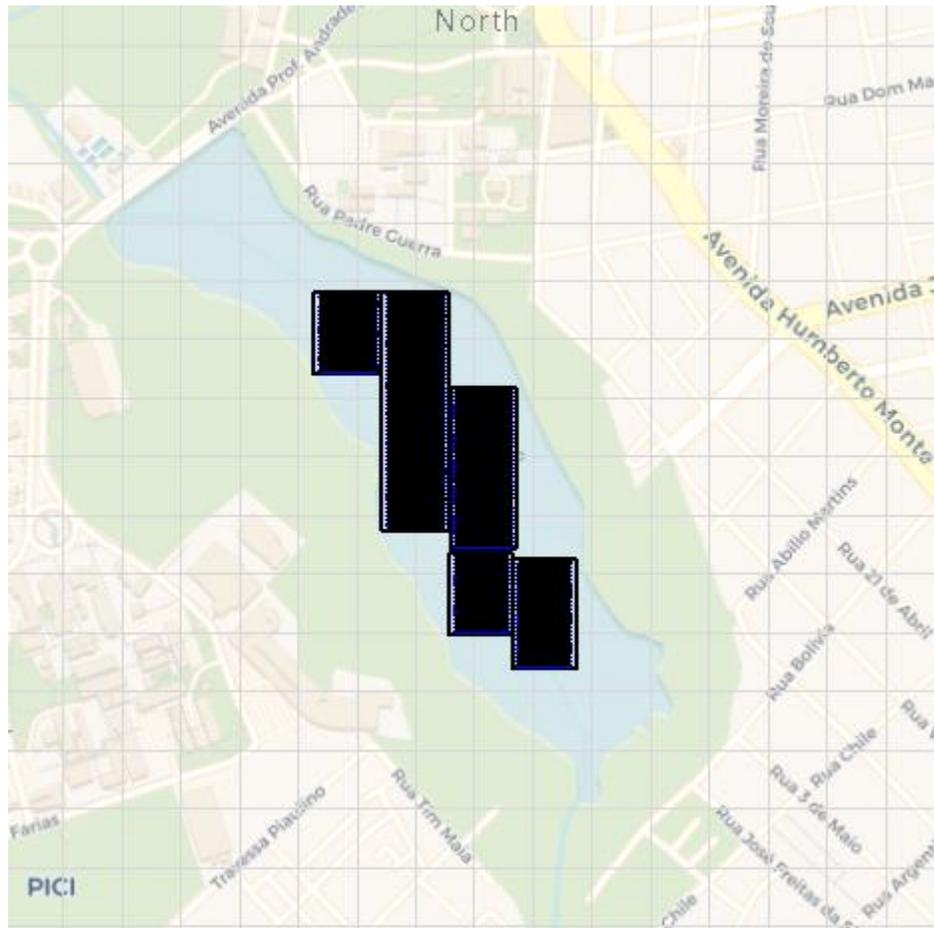
- Sub-array name and Orientation:** Name: FVF_590_7 INV, Order: 1, Tilt: 10°, Azimuth: 180°, Orient.: Fixed Tilted Plane.
- Pre-sizing Help:** No sizing. Enter planned power: 0.0 kWp, or available area(modules): 0 m².
- Select the PV module:** Available Now: CSI Solar Co., Ltd. 590 Wp 29V Si-mono CS7L-590MB-AG 1500V Since 2020. Bifacial module. Bifacial system.
- Seleção do inversor:** Available Now: Huawei Technologies 200 kW 500 - 1600 V TL 50/60Hz SUN2000-21SKTL-H3 Since 2020. Nb of MPPT inputs: 21. Operating voltage: 500-1600 V. Inverter power used: 1400 kWac. Power sharing. Use multi-MPPT feature. No Power sharing between MPPTs.
- Design the array:** Number of modules and strings: Mod. in series: 25 (between 18 and 36), Nb. strings: 98, Overload loss: 0.0%, Prom ratio: 1.07. Nb. modules: 2548, Area: 7211 m². Operating conditions: Vmpp (69°C): 741 V, Vmpp (56°C): 782 V, Vco (21°C): 1075 V. Plane irradiance: 1000 W/m². Imp (STC): 1728 A, Isc (STC): 1800 A. Array nom. Power (STC): 1503 kWp.

Global system summary:

- Nb. of modules: 9604
- Module area: 27180 m²
- Nb. of inverters: 25
- Nominal PV Power: 5666 kWp
- Maximum PV Power: 5360 kWDC
- Nominal AC Power: 5000 kWAC
- Prom ratio: 1.133

Fonte: PVsyst

Figura 30: Simulação Caso 03: 100% - Ano 2022 (Layout da planta FVF)



Fonte: PVsyst

Tabela 33: Geração de energia elétrica anual - Caso 03

Caso 03	Geração de energia (MWh)
Sem Bifacialidade	9.434
Com Bifacialidade	10.148

Fonte: Autor

7 RESULTADOS

No presente capítulo são analisados os dados de geração de eletricidade previstos pelo dimensionamento e os resultados obtidos por simulação com a utilização do *software* PVSyst para os diferentes cenários adotados para o ano de 2022. Dessa forma, os resultados são apresentados em duas partes: (a) Apresentação de cada cenário com o resumo das informações obtidas pela metodologia do capítulo 05 e 06 e (b) Comparação da geração de energia elétrica mensal/ anual prevista com os resultados de geração obtida por simulação para cada cenário.

7.1 Cenário 1: 50%

Com os dados das contas de energia 2022 estudadas no capítulo 05, a UFC para o caso 01, precisaria produzir anualmente 5.842.896 kWh para compensar 50% do seu consumo, além disso os dados de potência do sistema ideal e taxa de ocupação em relação à área útil reservada para a planta FVF são resumidos na Tabela 34. A Tabela 35 mostra a comparação da geração de energia elétrica anual prevista para compensar esse cenário com os resultados de geração obtida por simulação, que por sua vez, foi estudado no capítulo 06.

Tabela 34: Resumo Cenário 01

Cenários	Geração Anual [kWh]	Potência da Planta FVF ideal [kWp]	Taxa de ocupação [%]
Caso 01	5.842.896	2.833	37,44 %

Fonte: Autor

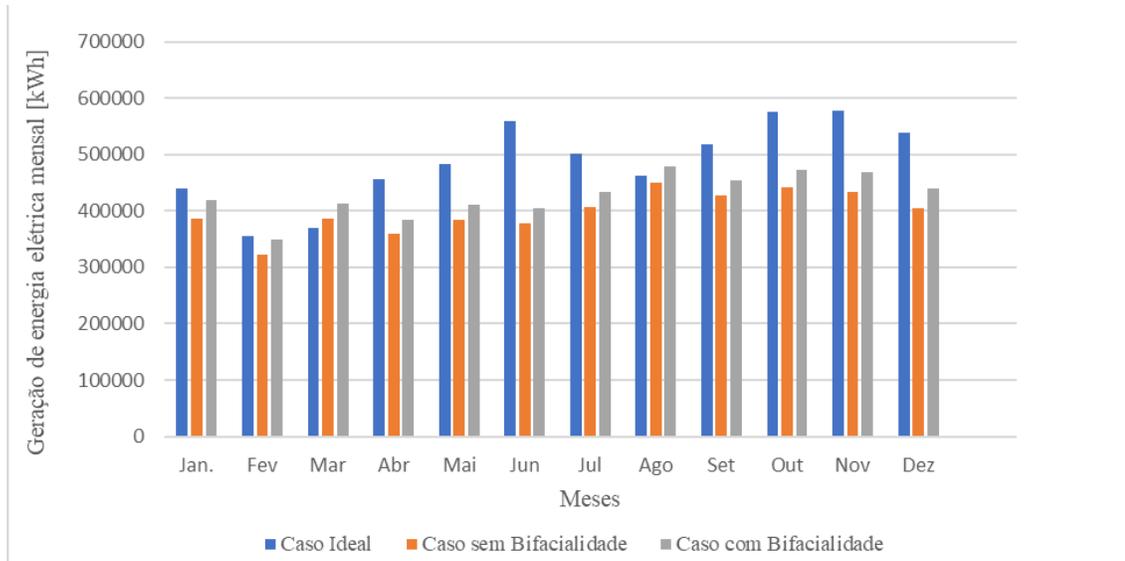
Tabela 35: Comparativo de Geração

Cenários	Geração Anual [kWh]	Geração Anual obtida por Simulação [kWh]	Porcentagem das perdas [%]	Observação
Caso 01	5.842.896	4.782.138	18,15 %	Desconsiderado bifacialidade do módulo
Caso 01	5.842.896	5.129.181	12,21 %	Considerado bifacialidade do módulo

Fonte: Autor

Na Tabela 35 é possível verificar a porcentagem de perdas do sistema na geração e que no caso em que foi considerado o módulo bifacial há um ganho na geração de energia, apresentando consequentemente perda menor. Isto posto, entende-se que com as perdas consideradas a geração de energia elétrica é bem menor e mesmo que não seja possível configurar com exatidão as perdas reais que a planta FVF teria, os valores de geração simulado são capazes de fornecer uma previsão mais realística do potencial da planta FVF para a UFC. Diante disso, o Gráfico 01 mostra o balanço da produção de energia ao longo dos meses considerando uma geração ideal versus uma geração mais realística com os dados de simulação.

Gráfico 01: Balanço de Geração de energia – Caso 01



Fonte: Autor

7.2 Cenário 2: 75%

Para o caso 02 seria necessário produzir anualmente 8.764.356 kWh de energia FVF para compensar 75% do seu consumo, além disso os dados de potência do sistema ideal e taxa de ocupação em relação à área útil reservada para a planta FVF são resumidos na Tabela 36. A Tabela 37 mostra a comparação da geração de energia elétrica anual prevista para compensar esse cenário com os resultados de geração obtida por simulação.

Tabela 36; Resumo Cenário 02

Cenários	Geração Anual [kWh]	Potência da Planta FVF ideal [kWp]	Taxa de ocupação [%]
Caso 02	8.764.356	4.237	56 %

Fonte: Autor

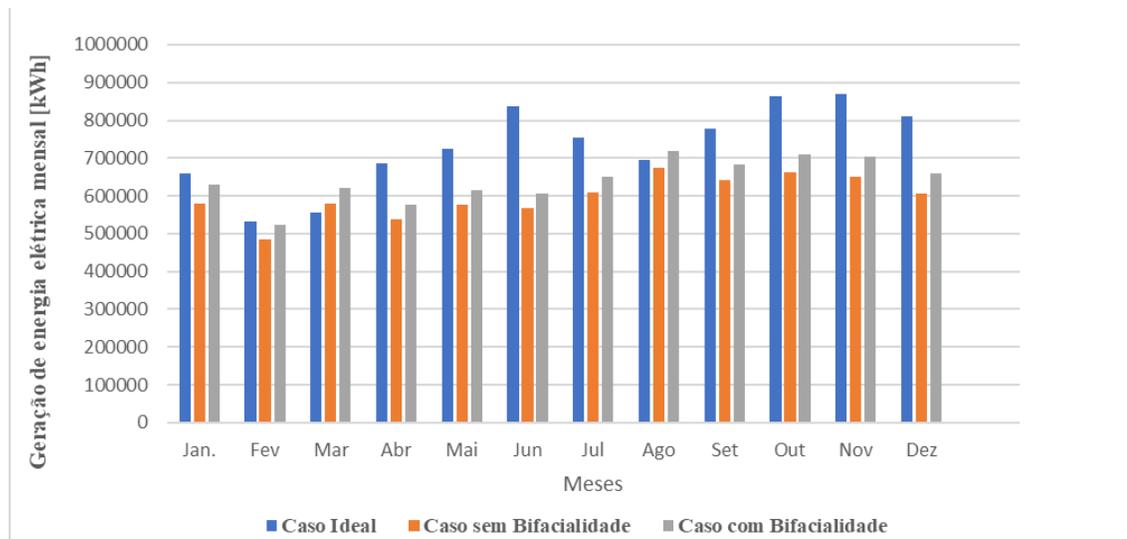
Tabela 37: Comparativo de Geração

Cenários	Geração Anual [kWh]	Geração Anual obtida por Simulação [kWh]	Porcentagem das perdas [%]	Observação
Caso 02	8.764.356	7.158.745	18,4 %	Desconsiderado bifacialidade do módulo
Caso 02	8.764.356	7.694.455	12,20 %	Considerado bifacialidade do módulo

Fonte: Autor

Na Tabela 37 é possível verificar a porcentagem de perdas do sistema, semelhante ao subitem anterior. Isto posto, entende-se novamente que com as perdas consideradas a geração de energia elétrica é bem menor e os valores de geração simulado são capazes de fornecer uma previsão mais realística do potencial da planta FVF para a UFC. Diante disso, o Gráfico 02 mostra o balanço da produção de energia ao longo dos meses considerando uma geração ideal versus uma geração mais realística com os dados de simulação.

Gráfico 02: Balanço de Geração de energia – Caso 02



Fonte: Autor

7.3 Cenário 3: 100%

Para o caso 03, precisaria produzir anualmente 11.685.900 kWh de energia FVF para compensar 100 % do seu consumo, além disso os dados de potência do sistema ideal e taxa de ocupação em relação à área útil reservada para a planta FVF são resumidos na Tabela 38. A Tabela 39 mostra a comparação da geração de energia elétrica anual prevista para compensar esse cenário com os resultados de geração obtida por simulação.

Tabela 38: Resumo Cenário 03

Cenários	Geração Anual [kWh]	Potência da Planta FVF ideal [kWp]	Taxa de ocupação [%]
Caso 03	11.685.900	5.666	74,9 %

Fonte: Autor

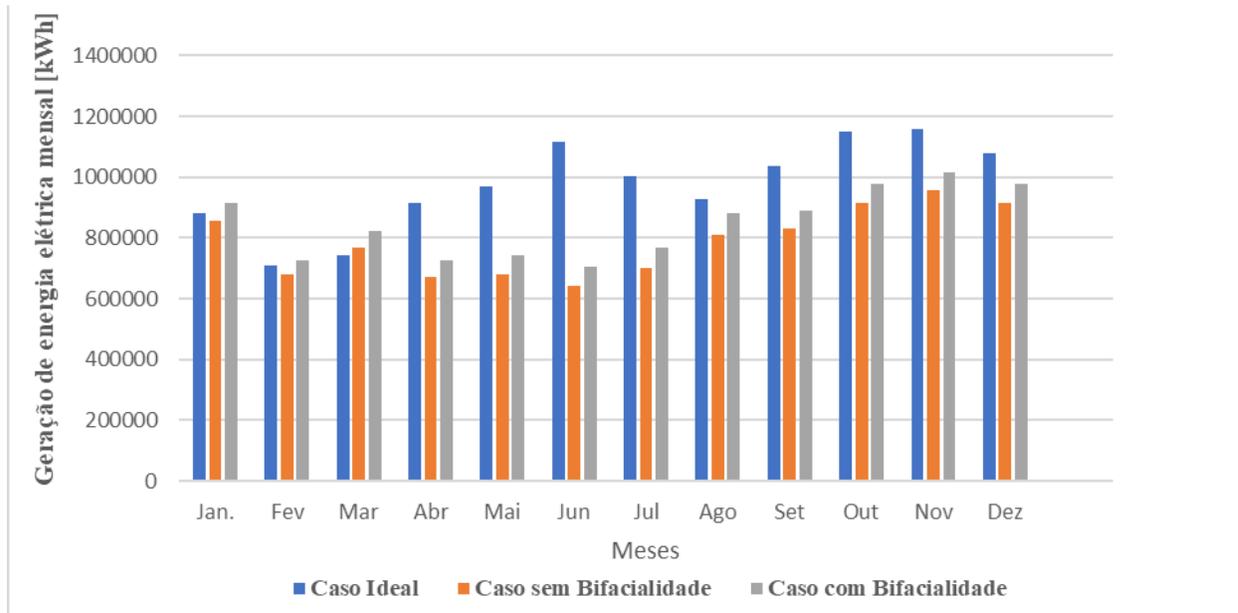
Tabela 39: Comparativo de Geração

Cenários	Geração Anual [kWh]	Geração Anual obtida por Simulação [kWh]	Porcentagem das perdas [%]	Observação
Caso 03	11.685.900	9.433.748	19,27 %	Desconsiderado bifacialidade do módulo
Caso 03	11.685.900	10.148.572	13,15 %	Considerado bifacialidade do módulo

Fonte: Autor

Na Tabela 39 é possível verificar também a porcentagem de perdas do sistema na geração. Com isso, entende-se que com as perdas consideradas a geração de energia elétrica é bem menor e a com os resultados de simulação é possível fazer uma previsão mais realística do potencial da planta FVF para a UFC. Diante disso, o Gráfico 03 mostra o balanço da produção de energia ao longo dos meses considerando uma geração ideal versus uma geração mais realística obtida pela simulação.

Gráfico 03: Balanço de Geração de energia – Caso 03



Fonte: Autor

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo do trabalho consistiu em fazer o primeiro estudo do potencial FVF na Universidade Federal do Ceará através do açude Santo Anastácio com a previsão de três cenários de compensação de consumo. Dessa forma, em cada cenário foram utilizados os dados da conta de energia da UFC para o ano de 2019 e 2022, pois foi desconsiderado o período acometido pelo COVID-19. Além disso, em cada caso estudado foi previsto um dimensionamento para a planta FVF ideal com o uso de módulos da CANANDIAN de 590 Wp e modelo para o inversor da HUAWEI de 200 kW, sendo esses modelos utilizados no mercado para projetos com porte semelhantes. Para complementar o estudo foi avaliada a área limite que pode ser ocupada pela planta FVF recomendada por estudos para não afetar o ecossistema e foram realizadas simulações utilizando o *software* PVsyst para obter valores de geração de energia elétrica mais realísticas, considerando perdas conhecidas no mercado e que poderiam ser aplicadas independentemente do local da instalação da usina.

Com o estudo de trabalhos na mesma linha de pesquisa foi possível identificar oportunidades favoráveis para instalar FVF, visto que foram identificados outros projetos com portes semelhantes e até maiores que os dimensionados nesse trabalho em operação. No entanto, muitas informações técnicas sobre a temática ainda não foram aprofundadas, como perdas de geração em um sistema FVF.

A metodologia do trabalho buscou inicialmente avaliar a área ótima que pode ser ocupada pela planta FVF e com os dados da área disponível analisou que o reservatório possui aproximadamente uma área de 0,16 km², todavia uma parte está comprometida pela ocupação de macrófitas, e, dessa maneira, precisou ser desconsiderado do valor disponível do reservatório. Logo, por recomendações da literatura, uma porcentagem recomendada para instalação da usina é de ocupar 50 % do reservatório e considerando esse dado, obteve-se a área útil para a planta FVF correspondente a 0,055 km², na qual 66 % seria ocupado pelos módulos e 34 % para passagem, espaçamento e manutenção.

Sequencialmente foi realizada uma análise das contas da UFC e definidos três cenários de compensação: 50 %, 75 % e 100%. Em cada caso são estudados dois dimensionamentos com os dados das faturas de 2019 e 2022 e nota-se que com a mudança tarifária o consumo da UFC para o ano de 2022 reduziu consideravelmente em relação ao outro ano e isso teve bastante impacto para

os cálculos da obtenção da capacidade instalada das Plantas FVF. Dessa maneira, foram constatados os seguintes resultados: Para as usinas obtidas no cenário de 50%, foram previstos um dimensionamento de Planta FVF de 3.776 kWp e 2.833 kWp, com taxas de ocupação de 49,99 % e 37,44 % em relação a área útil da planta FVF, produzindo uma geração anual de aproximadamente 5.842.896 kWh. Para o cenário de 75% foram previstos um dimensionamento de Planta FVF de 5.664 kWp e 4.237 kWp, com taxas de ocupação de 74,8 % e 56 % em relação a área útil da planta FVF, produzindo uma geração anual de aproximadamente 8.764.356 kWh. Por fim para o cenário de 100% foram previstas usinas FVF de 7.552 kWp e 5.666 kWp com taxas de ocupação de 99,8 % e 74,8 %. em relação a área útil da planta FVF, produzindo uma geração anual de aproximadamente 11.685.900 kWh. Isto posto, dentre os casos estudados, mesmo todos apresentando área ocupada inferior aos 50 % recomendados para instalação das usinas FVF pelo espelho d'água disponível, pela Lei 14.300 apenas os casos do cenário 01, enquadrados para compensação de 50% do consumo poderiam ser instalados no açude para compensação de consumo da universidade pelo limite da potência disponível para minigeração distribuída.

Por último, foram realizadas simulações com o *software* PVsyst para os sistemas do ano de 2022 onde foram considerados estudos com o módulo bifacial ativo e desativado, pois configuraram cenários mais realísticos com as características tarifárias atuais da UFC, e como resultado, foi possível constatar que em relação a geração ideal, a obtenção da geração por simulação apresentou perdas, tendo esses seguintes resultados: para o cenário de 50 %, o caso desconsiderando bifacialidade, as perdas previstas da geração foram de 18,15 %, obtendo de forma mais realística uma geração anual de 4.782.138 kWh e considerando a bifacialidade obteve-se uma geração anual de 5.129.181 kWh com perdas de 12,21 % no sistema. Para o cenário de 75 %, o caso desconsiderando bifacialidade, as perdas previstas da geração foram de 18,4 %, obtendo de forma mais realística uma geração anual de 7.158.145 kWh e considerando a bifacialidade obteve-se uma geração anual de 7.694.455 kWh com perdas de 12,20 % no sistema. Por fim, para o cenário de 100 %, o caso desconsiderando bifacialidade, as perdas previstas da geração foram de 19,27 %, obtendo de forma mais realística uma geração anual de 9.433.748 kWh e considerando a bifacialidade obteve-se uma geração anual de 10.148.572 kWh com perdas de 12,20 % no sistema.

Por fim, é notório que mesmo que não seja possível atestar que as perdas no sistema FVF obtidas nesse estudo são as mais realísticas, as informações trazidas no trabalho justificam o potencial energético que o sistema FVF pode suprir no consumo da UFC.

SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se alguns temas para trabalhos futuros na mesma linha de pesquisa.

- 1) Análise Financeira para obter a economia estimada com a implantação das Usinas compreendidas no cenário 01 na compensação de consumo da UFC;
- 2) Estudo de evaporação do ASA com a taxa de ocupação obtida pelos cenários estudados no trabalho;
- 3) Estudo dos impactos ambientais com a utilização da FVF no ASA;
- 4) Estudo para dimensionamento das estruturas de flutuação e ancoragem para os cenários das plantas FVF previstas

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PVPS. **Snapshot of Global PV Markets**. Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2023.
- [2] ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaico no Brasil e no mundo**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 01 jul. 2023.
- [3] CANALSOLAR. **Mercado global de energia solar flutuante pode dobrar até 2031**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/mercado-global-de-energia-solar-flutuante-pode-dobrar-ate-2031/?utm_campaign=boletim_diario_29052023&utm_medium=email&utm_source=RD+Statio>. Acesso em: 02 maio 2023.
- [4] WOODMACKENZIE. **Global floating solar to top 6GW threshold by 2031**. Disponível em: <<https://www.woodmac.com/press-releases/global-floating-solar-to-top-6gw-threshold-by-2031/>>. Acesso em: 02 maio 2023.
- [5] SCIENCEDIRECT. **Technical potential of floating photovoltaic systems on artificial water bodies in Brazil**. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148121013999>>. Acesso em: 02 maio 2023.
- [6] EPE. **Expansão da geração solar fotovoltaica flutuante**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf>>. Acesso em: 02 maio 2023.
- [7] BRASIL. **Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília: Secretaria-Geral, 2022. Disponível

em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 05 de maio de 2023.

[8] KUMAR, M; NIYAZ, NIYAZ, H. M.; GUPTA, R. Challenges and opportunities towards the development of floating photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 233, dez. 2021. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0927024821004505?fr=RR-2&ref=pdf_download&rr=7e127d59df6bd148. Acesso em: 06 maio 2023.

[9] ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL N° 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em: 06 maio 2023.

[10] GUEDES, José Carlos de Souza. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. Procel Epp, 2011. *Ebook*. Disponível em: https://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te344%20aula%2009%20-%20manual%20de%20tarif%20en%20el%20-%20procel_epp%20-%20agosto-2011.pdf. Acesso em: 06 maio 2023.

[11] TABENERGIA. **TE e TUSD: entenda as taxas da conta de luz da sua empresa**. Disponível em: <<https://tabenergia.com.br/blog/te-e-tusd/#:~:text=Como%20calcular%20TE%20e%20TUSD,KWh%20multiplicados%20pelo%20valor%20tarifa>>. Acesso em: 08 maio 2023.

[12] ENERGÊS. **Entendendo a fatura de energia**. Disponível em: <<https://energes.com.br/entendendo-a-fatura-de-energia-3/>>. Acesso em: 11 maio 2023.

[13]__ENEEL. **Custo da energia que chega aos consumidores**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>>. Acesso em: 11 maio 2023.

[14] ENEEL. **Sobre bandeiras tarifárias.** Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifariass>>. Acesso em: 12 maio 2023.

[15] ENEEL. **A ANEEL.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel#:~:text=A%20Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de%20Energia,do%20Decreto%20n%C2%BA%202.335%2F1997>>. Acesso em: 15 maio 2023.

[16] ENEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 15 maio 2023.

[17] ENEEL. **Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist).** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 10 maio 2023.

[18] ENEEL. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 maio. 2023.

[19] ENEEL. **Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.** Disponível em: < https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1259869>. Acesso em: 20 maio 2023.

[20] PV MAGAZINE. **Asia takes the lead on floating PV.** Disponível em: < <https://www.pv-magazine.com/magazine-archive/asia-takes-the-lead-on-floating-pv/>>. Acesso em: 20 maio. 2023.

[21] PV MAGAZINE. **Floating solar PV gains global momentum.** Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2020/09/22/floating-solar-pv-gains-global-momentum/>>. Acesso em: 20 maio 2023.

[22] PV MAGAZINE. **India's largest floating PV plant goes online.** Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2022/06/27/indias-largest-floating-pv-plant-goes-online/>>. Acesso em: 20 maio 2023.

[23] PV MAGAZINE. **China's first mine water floating PV plant was completed and handed over.** Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/press-releases/chinas-first-mine-water-floating-pv-plant-was-completed-and-handed-over/>>. Acesso em: 01 jun. 2023.

[24] PV MAGAZINE. **Bangladesh switches on nation's largest floating PV plant.** Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2023/06/01/bangladesh-switches-on-nations-largest-floating-pv-plant/>>. Acesso em: 01 jun. 2023.

[25] PV MAGAZINE. **South Korea's largest floating PV plant now online.** Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2021/11/25/south-koreas-largest-floating-pv-plant-now-online-2/>>. Acesso em: 01 jun. 2023.

[26] ABSOLAR. **Usinas solares flutuantes.** Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/usinas-solares-flutuantes/>>. Acesso em: 01 jun. 2023.

[27] SCIEDIRECT. **Techno-economic perspective of a floating solar PV deployment over urban lakes: A case study of NUST lake Islamabad.** Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X21010380>>. Acesso em: 05 jun. 2023.

[28] SCIEDIRECT. **Predicting effect of floating photovoltaic power plant on water loss through surface evaporation for wastewater pond using artificial intelligence: A case study.** Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2213138821008638>>. Acesso em: 05 jun. 2023.

[29] SCIEDIRECT. **Floating photovoltaics systems on water irrigation ponds: Technical potential and multi-benefits analysis.** Disponível em: <

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223004334>>. Acesso em: 05 jun. 2023.

[30] COSTA, Sofia Gouveia e. **Impactes ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes**. 2017. Tese (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente) - Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ul.pt/handle/10451/31926>. Acesso em: 05 jun. 2023.

[31] ARAÚJO, José Carlos de. Assoreamento em Reservatórios do Semi-árido: Modelagem e Validação. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 8, n. 2, p. 39-56, 2003. Disponível em: https://abrh.s3.sa-east-1.amazonaws.com/Sumarios/36/9210142588c4088d166ac2ec5306e7c3_c192853e58309dba434a41918b6b205b.pdf. Acesso em: 05 jun. 2023.

[32] CEARÁ. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará. **Perfil Municipal 2017 Fortaleza**. Fortaleza: IPECE, 2017. Disponível em: https://www.ipece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/45/2018/09/Fortaleza_2017.pdf. Acesso em: 05 jun. 2023.

[33] OLIVEIRA, Geovânio Milton de. Aspectos Limnológicos do açude “Santo Anastácio”. 1975. (Monografia) Graduação em Engenharia de Pesca - Centro de Ciências Agrárias, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 1975. Disponível em: https://www.bing.com/ck/a?!&&p=76e87bc0af5d5d80JmltdHM9MTY4ODM0MjQwMCZpZ3VpZD0xMWFhM2M0OC11YzY2LTYwNjUtMjkwYi0yZjA5ZWQxZjYxOWImaW5zaWQ9NTIyOA&pfn=3&hsh=3&fclid=11aa3c48-ec66-6065-290b-2f09ed1f619b&psq=_tcc_gmoliveira&u=a1aHR0cHM6Ly9yZXBvc2l0b3Jpby51ZmMuYnIvYmI0c3RyZWFlL3JpdWZjLzQ4NTI0LzEvMTk3NV90Y2NfZ21vbGl2ZWlyYS5wZGY&ntb=1. Acesso em: 05 jun. 2023.

[34] FARIAS, D.B.A. Monitoramento do açude Santo Anastácio. 2008. 36 f. Monografia (Graduação em Química Industrial) - Centro de Ciências, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2008.

[35] OLIVEIRA, Ana Cristina Bastos de. **Avaliação da Qualidade das Águas do Açude Santo Anastácio**. 2013. (Dissertação) Mestrado em Química - Centro de Ciências, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/9654/1/2013_dis_acboliveira.pdf. Acesso em: 10 jun. 2023.

[36] ASSUNÇÃO, Brenda Mendes Pereira de. **Diagnóstico Ambiental da Área do Entorno do Açude Santo Anastácio Utilizando Ferramentas de Geoprocessamento**. 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/37094/3/2017_tcc_bmpassun%C3%A7ao.pdf. Acesso em: 10 jun. 2023.

[37] MESQUITA, Janine Brandão de Farias et al. The influence of hydroclimatic conditions and water quality on evaporation rates of a tropical lake. **Journal of Hydrology**. v. 590. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0022169420309161>. Acesso em: 10 jun. 2023

[38] FRAGA R.F. Rocha, S.M.G., Lima Neto, I.E., 2020. Impact of flow conditions on coliform dynamics in an urban lake in the Brazilian semiarid. **WATER SA**. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/1573062X.2020.1734948>

[39] ROCHA, Sofia MG et al. Seasonal and interannual variability of residence time and total phosphorus in a small hypereutrophic lake in Brazilian northeast. **Journal of Hydrology**. v. 590. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0022169420309161>. Acesso em: 10 jun. 2023

[40] REGES, JONAS PLATINI. **Metodologia de Dimensionamento de Plantas Fotovoltaicas Flutuantes em Açudes do Semiárido**. 2022. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em

Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/66156>. Acesso em: 10 jun. 2023.

[41] HAAS, J.; KHALIGHI, J.; FUENTE, A. de la; GERBERSDORF, S.; NOWAK, W.; CHEN, P.-J. Floating photovoltaic plants: Ecological impacts versus hydropower operation flexibility. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 206, p. 112414, 2020.

[42] STRANGUETO, K. Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas. Tese (Planejamento de Sistemas Energéticos) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016. 147 f.

[43] PRATA, Igor Pinheiro. **Aplicação do Sistema de Informação Geográfica na Rede de Distribuição Primária do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará**. 2021. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/62044/3/2021_tcc_iprata.pdf. Acesso em: 20 jun. 2023.

[44] SILVEIRA, Samuel da. **Estudo de Proteção da Rede Elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará com Integração de uma Usina Fotovoltaica**. 2022. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/65898>. Acesso em: 20 jun. 2023.

[45] SOPRANO. **Sistemas Fotovoltaicos: como analisar o investimento para consumidores do Grupo A**. Disponível em: <https://www.soprano.com.br/blog/sistemas-fotovoltaicos-como-analisar-o-investimento-para-consumidores-do-grupo-a>. Acesso em: 15 jun. 2023.

[46] VINICIUS AYRÃO. **Como calcular FV para clientes do Grupo A**. Disponível em: <https://viniiciusayrao.com.br/como-calculer-fv-para-clientes-do-grupo-a/>. Acesso em: 15 jun. 2023.

[47] STANISCI, Nelson Stanisci. **Relação entre potência DC e AC em usinas fotovoltaicas**. 6 out. 2019. LinkedIn: <https://www.linkedin.com/in/nelsonstanisci/>. Disponível em:

https://www.linkedin.com/pulse/rela%C3%A7%C3%A3o-entre-pot%C3%Aancia-dc-e-ac-em-usinas-nelson-stanisci/?utm_source=share&utm_medium=member_android&utm_campaign=share_via. Acesso em: 20 jun. 2023.

[48] CANAL SOLAR. **Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos**. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

[49] PVsyst 7 _ Presentation of the PVsyst *Software*. PVsyst, 2022. 1 vídeo (5 min). Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=J4dyNv-PApM&list=PLxdyykgAqoymQ_6W9g_KCj7Zllf5hyz1r&index=2>. Acesso em: 25 jun. 2023.

[50] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16690**: instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto. Rio de Janeiro: ABNT, 2019. Disponível em: <https://www.solarize.com.br/downloads/manual-energia-solar/NBR-16690-2019-consulta-publica.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2023.

[51] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004. Disponível em: <https://docente.ifrn.edu.br/jeangaldino/disciplinas/2015.1/instalacoes-eletricas/nbr-5410>. Acesso em: 20 jun. 2023.

[52] CANAL SOLAR. **Como determinar o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/como-determinar-o-angulo-de-inclinacao-dos-modulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 20 jun. 2023.

[53] BERTO, Alessandra. Módulos Fotovoltaicos – Parâmetros técnicos. **Blog Solar Brasil**. 27 out. 2017. Disponível em: <https://www.solarbrasil.com.br/blog/modulos-fotovoltaicos-parametros-tecnicos/>. Acesso em: 20 jun. 2023.

[54] TALIULE, Breno. Dimensionamento de Módulos por *String* no Inversor Fotovoltaico. **Blog FOCUS Distribuidora Solar**. 12 jun. 2023. Disponível em: <https://fokus.com.br/blog/dimensionamento-de-modulos-por-string-no-inversor-fotovoltaico/>. Acesso em: 20 jun. 2023.

ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO



Preliminary Technical
Information Sheet






BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC
570 W ~ 595 W
CS7L-570 | 575 | 580 | 585 | 590 | 595MB-AG

MORE POWER

-  Module power up to 595 W
Module efficiency up to 21.0 %
-  Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001:2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

*The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR

SUN2000-215KTL-H3
Smart String Inverter



100A
Per MPPT



99.0%
Max. Efficiency



String-Smart
Switch



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



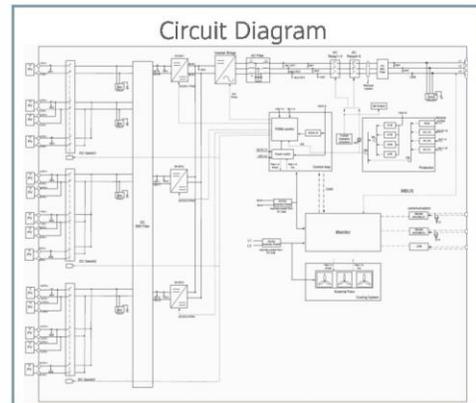
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC

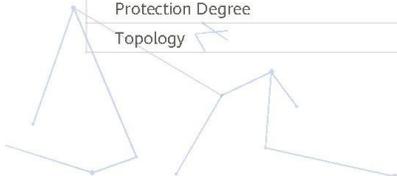


IP66
Protection



SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



ANEXO C – SIMULAÇÕES UTILIZANDO O *SOFTWARE***PVSYST**

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FVF

Variant: CASO 01

Tables on a building

System power: 2833 kWp

Amadeu Furtado - Brazil



Project: FVF

Variant: CASO 01

PVsyst V7.3.4

VCC, Simulation date:
01/07/23 19:10
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Amadeu Furtado		Latitude	-3.74 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-38.57 °W		
		Altitude	9 m		
		Time zone	UTC-3		
Meteo data					
Amadeu Furtado					
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tables on a building		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules	4802 units	Inverters		12 units	
Pnom total	2833 kWp	Nb. of units		2400 kWac	
		Pnom total		1.180	
		Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	4782138 kWh/year	Specific production	1688 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.66 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9



General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	84 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Averages of diff. arrays		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	4.79 m		
		Collector width	2.17 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	45.4 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	8.1 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-590MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	4802 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2833 kWp	Total power	2400 kWac
Array #1 - FVF_590_7 INV			
Number of PV modules	2842 units	Number of inverters	21 * MPPT 33% 7 units
Nominal (STC)	1677 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	98 Strings x 29 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	1470 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	851 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
I mpp	1728 A	No power sharing between MPPTs	
Array #2 - FVF_590_5 INV			
Number of PV modules	1960 units	Number of inverters	15 * MPPT 33% 5 units
Nominal (STC)	1156 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	70 Strings x 28 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	1014 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	821 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
I mpp	1234 A	No power sharing between MPPTs	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	2833 kWp	Total power	2400 kWac
Total	4802 modules	Number of inverters	12 units
Module area	13590 m²	Pnom ratio	1.18
		No power sharing	



PVsyst V7.3.4

VCC, Simulation date:
01/07/23 19:10
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 9.8 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #1 - FVF_590_7 INV

Global array res. 17 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #2 - FVF_590_5 INV

Global array res. 23 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 4.00 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (12 Inv.) Copper 12 x 3 x 70 mm²
Average wires length 411 m

MV line up to Injection

MV Voltage 13.8 kV
Average each inverter
Wires Copper 3 x 25 mm²
Length 50 m
Loss Fraction 0.03 % at STC



AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 13.8 kV

One transfo in each sub-array

Array #1 - FVF_590_7 INV

Transformer parameters

Nominal power at STC 1.65 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 1.65 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 16.48 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 3.88 mΩ

Array #2 - FVF_590_5 INV

Transformer parameters

Nominal power at STC 1.14 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 1.14 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

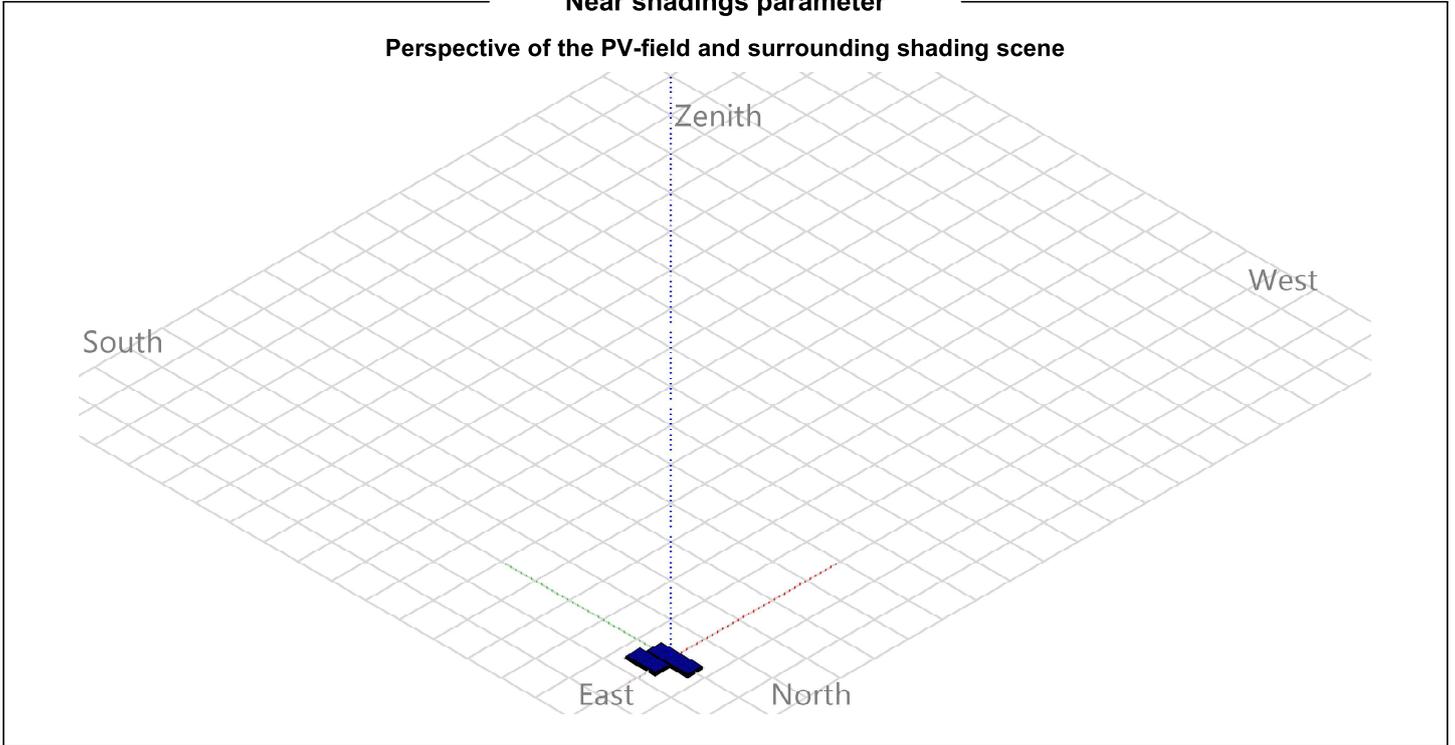
Copper loss 11.37 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

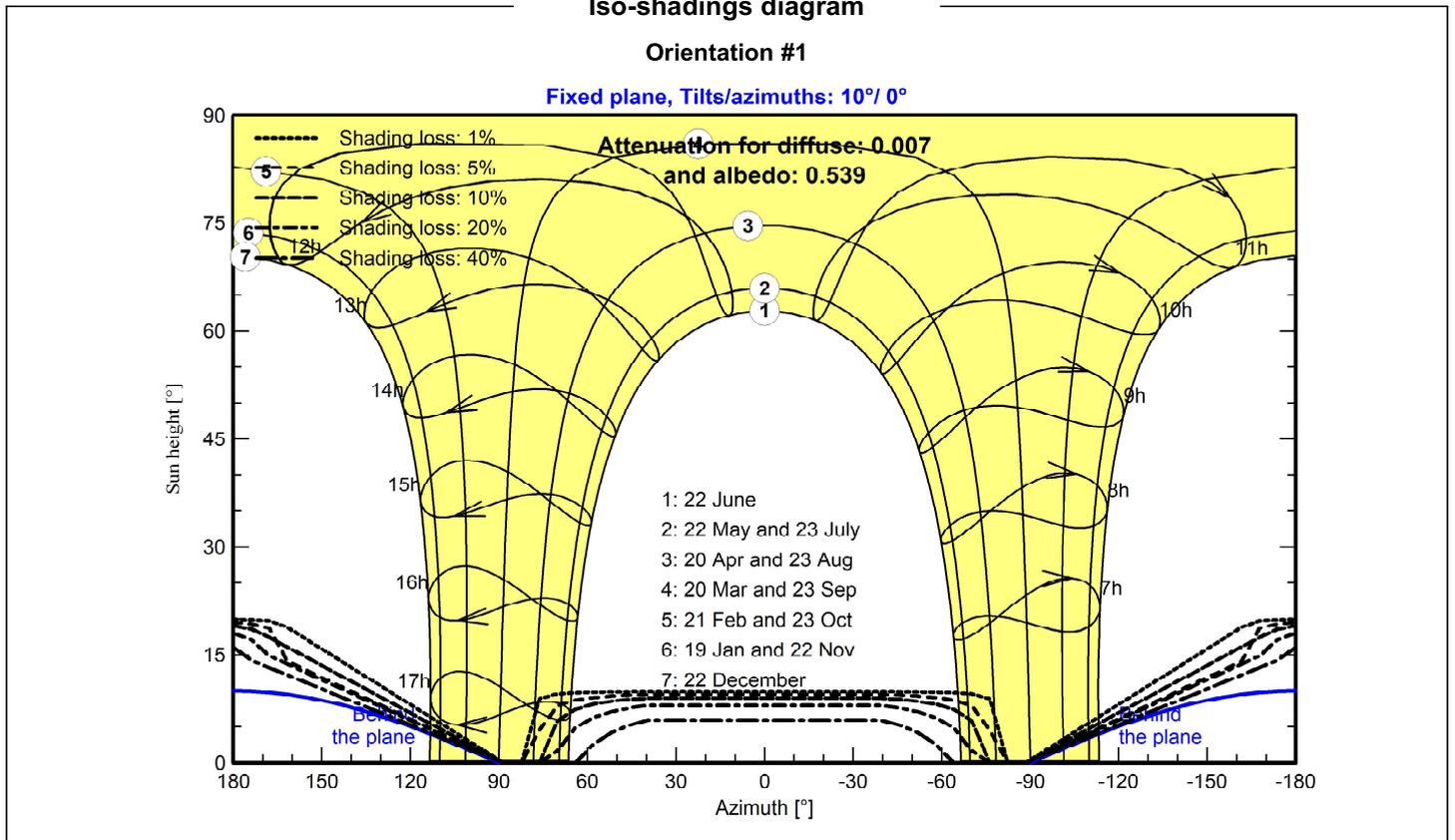
Coils equivalent resistance 3 x 5.63 mΩ



Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Main results

System Production

Produced Energy 4782138 kWh/year Specific production 1688 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 84.66 %

Economic evaluation

Investment

Global 12.850.000.00 EUR
Specific 4.54 EUR/Wp

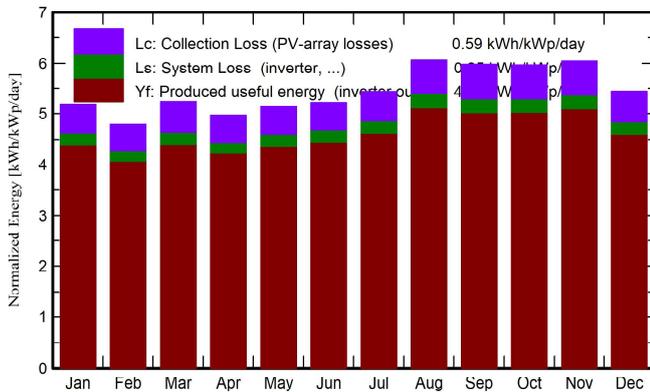
Yearly cost

Annuities 0.00 EUR/yr
Run. costs 2.863.75 EUR/yr
Payback period 5.4 years

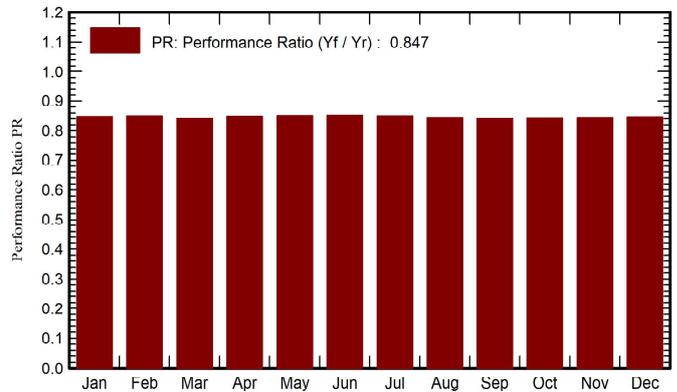
LCOE

Energy cost 0.30 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

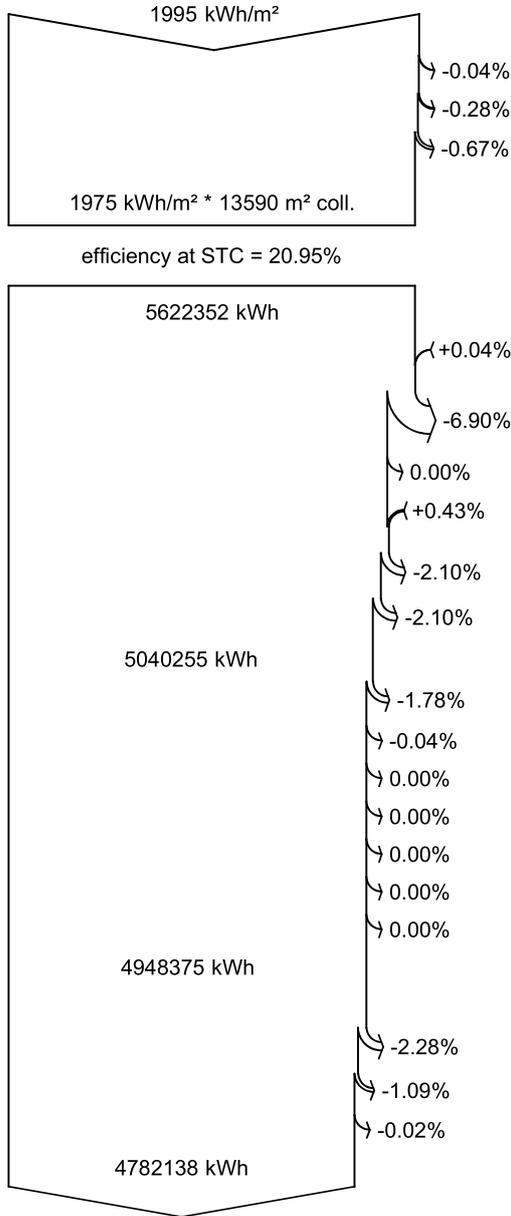
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh
January	171.6	82.35	27.51	161.0	159.1	406866	386617
February	139.1	78.05	27.35	134.3	132.8	340319	323470
March	162.9	76.02	27.29	162.4	160.8	407939	386900
April	145.4	77.41	26.68	149.1	147.7	377880	358869
May	151.0	76.18	27.19	159.4	157.9	404429	384395
June	145.4	63.54	26.40	156.7	155.4	398400	378408
July	157.7	69.50	26.60	168.6	167.2	427591	406047
August	179.3	72.35	26.83	187.9	186.5	474359	449677
September	177.8	73.41	26.65	179.4	177.9	450985	427287
October	189.6	85.09	27.39	184.9	183.2	465973	441980
November	192.9	76.63	27.24	181.4	179.6	457350	433767
December	181.9	78.18	27.80	168.7	166.7	426010	404722
Year	1994.6	908.71	27.08	1993.8	1974.9	5038102	4782138

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss
IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss acc. to strings
Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)
Inverter Loss over nominal inv. power
Inverter Loss due to max. input current
Inverter Loss over nominal inv. voltage
Inverter Loss due to power threshold
Inverter Loss due to voltage threshold
Night consumption

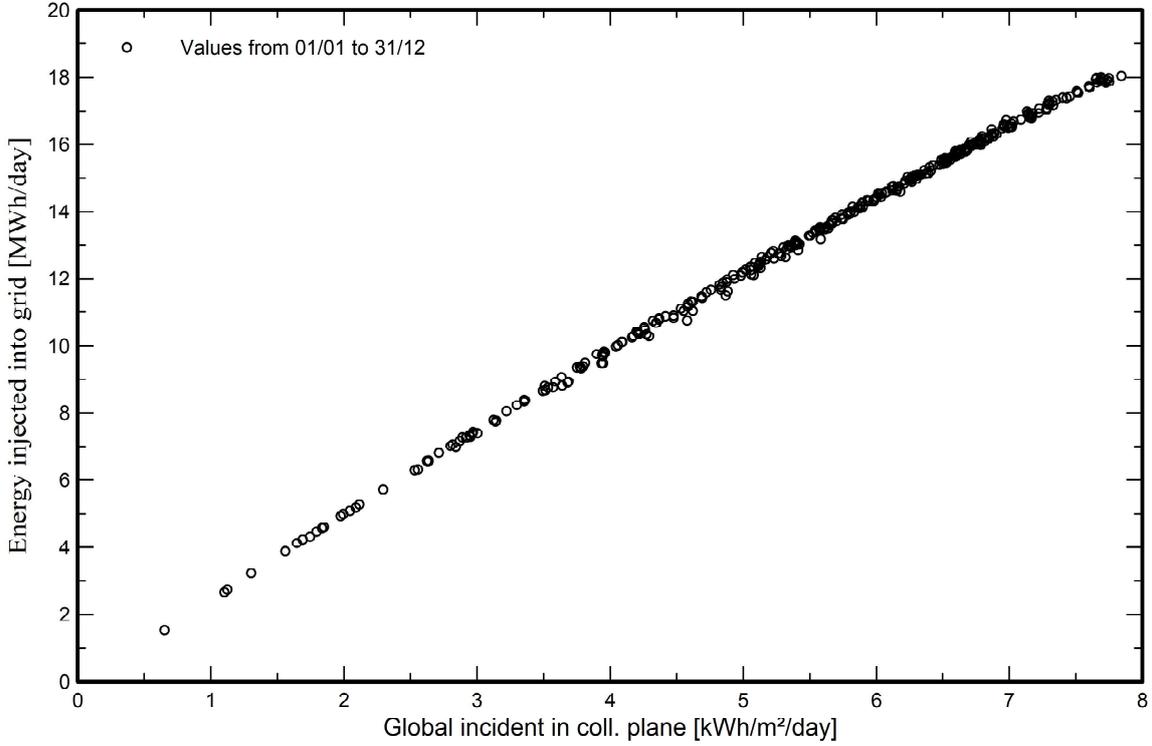
Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss
Medium voltage transfo loss
MV line ohmic loss
Energy injected into grid

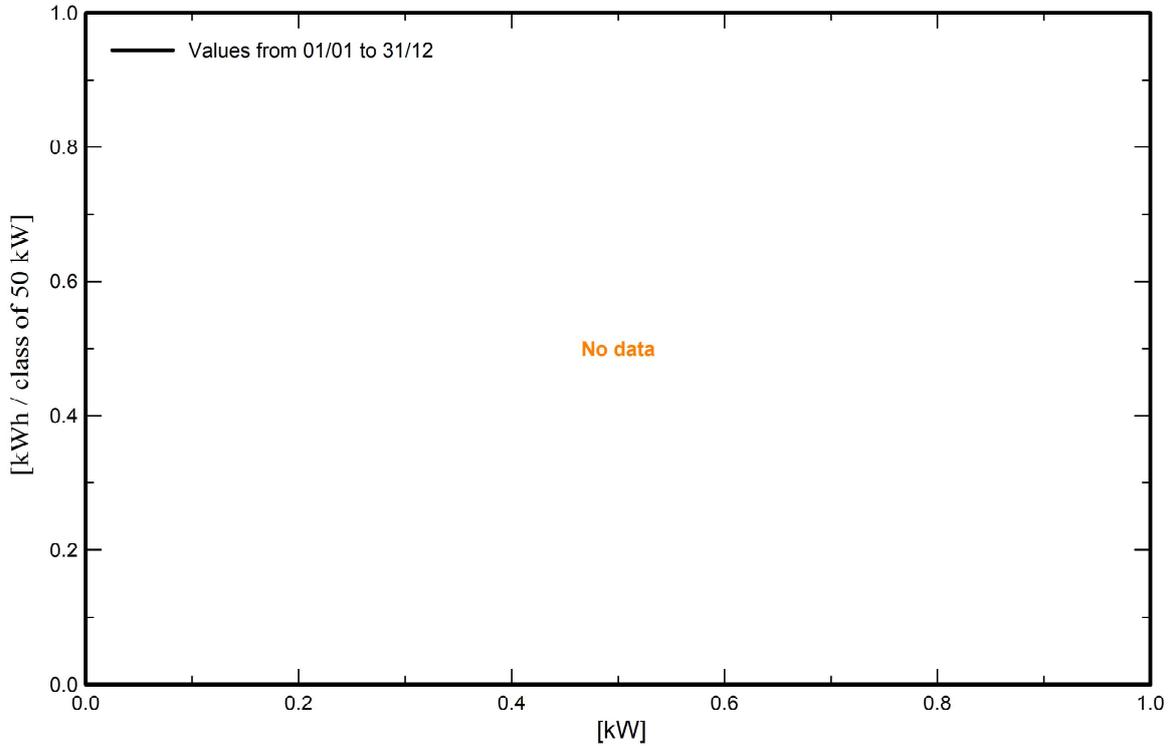


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FVF

Variant: CASO 01 COM BIFACIALIDADE

Tables on a building

System power: 2833 kWp

Amadeu Furtado - Brazil



Project: FVF

Variante: CASO 01 COM BIFACIALIDADE

PVsyst V7.3.4

VC6, Simulation date:
03/07/23 08:17
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Amadeu Furtado		Latitude	-3.74 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-38.57 °W		
		Altitude	9 m		
		Time zone	UTC-3		
Meteo data					
Amadeu Furtado					
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tables on a building		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules		4802 units	Inverters	Nb. of units	12 units
Pnom total		2833 kWp		Pnom total	2400 kWac
				Pnom ratio	1.180

Results summary

Produced Energy	5129181 kWh/year	Specific production	1810 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	90.80 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
CO ₂ Emission Balance	10



PVsyst V7.3.4

VC6, Simulation date:
03/07/23 08:17
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	84 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Averages of diff. arrays		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	4.79 m		
		Collector width	2.17 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	45.4 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	8.1 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		
Bifacial system					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions			
Sheds spacing	4.79 m	Ground albedo	0.30		
Sheds width	2.21 m	Bifaciality factor	70 %		
Limit profile angle	8.1 °	Rear shading factor	5.0 %		
GCR	46.2 %	Rear mismatch loss	10.0 %		
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction	0.0 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-590MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	4802 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2833 kWp	Total power	2400 kWac
Array #1 - FVF_590_7 INV			
Number of PV modules	2842 units	Number of inverters	21 * MPPT 33% 7 units
Nominal (STC)	1677 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	98 Strings x 29 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	1470 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	851 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
I mpp	1728 A	No power sharing between MPPTs	
Array #2 - FVF_590_5 INV			
Number of PV modules	1960 units	Number of inverters	15 * MPPT 33% 5 units
Nominal (STC)	1156 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	70 Strings x 28 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	1014 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	821 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
I mpp	1234 A	No power sharing between MPPTs	



PVsyst V7.3.4

VC6, Simulation date:
03/07/23 08:17
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC) 2833 kWp
Total 4802 modules
Module area 13590 m²

Total inverter power

Total power 2400 kWac
Number of inverters 12 units
Pnom ratio 1.18
No power sharing

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 9.8 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #1 - FVF_590_7 INV□

Global array res. 17 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #2 - FVF_590_5 INV□

Global array res. 23 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 4.00 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (12 Inv.) Copper 12 x 3 x 70 mm²
Average wires length 411 m

MV line up to Injection

MV Voltage 13.8 kV
Average each inverter
Wires Copper 3 x 25 mm²
Length 50 m
Loss Fraction 0.03 % at STC



AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 13.8 kV

One transfo in each sub-array

Array #1 - FVF_590_7 INV

Transformer parameters

Nominal power at STC 1.65 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 1.65 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 16.48 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 3.88 mΩ

Array #2 - FVF_590_5 INV

Transformer parameters

Nominal power at STC 1.14 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 1.14 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

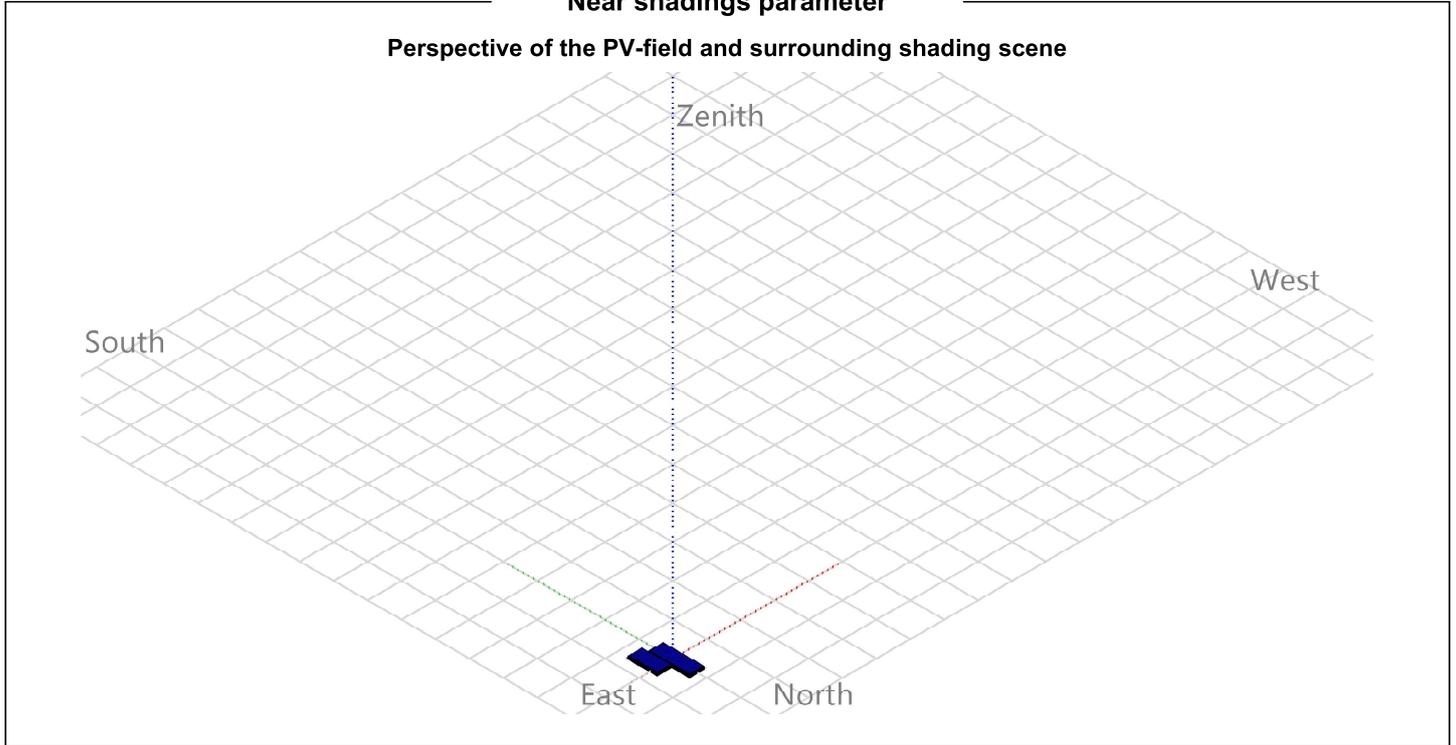
Copper loss 11.37 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 5.63 mΩ



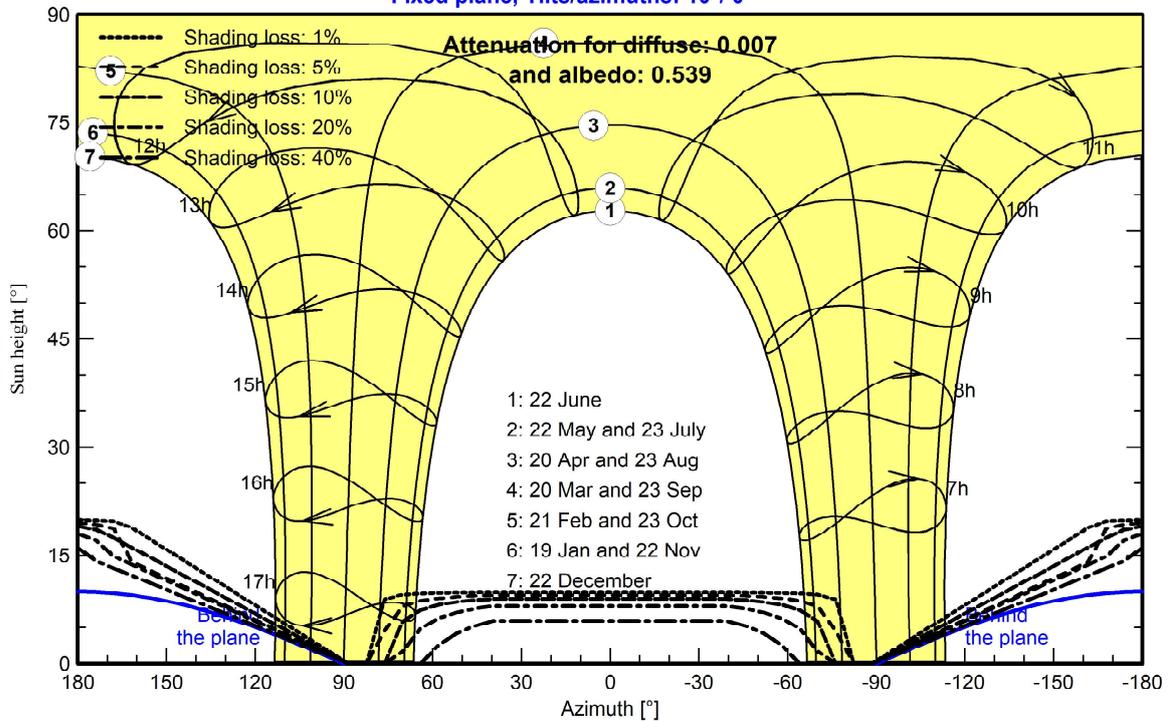
Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 0°





Project: FVF

Variant: CASO 01 COM BIFACIALIDADE

PVsyst V7.3.4

VC6, Simulation date:
03/07/23 08:17
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Main results

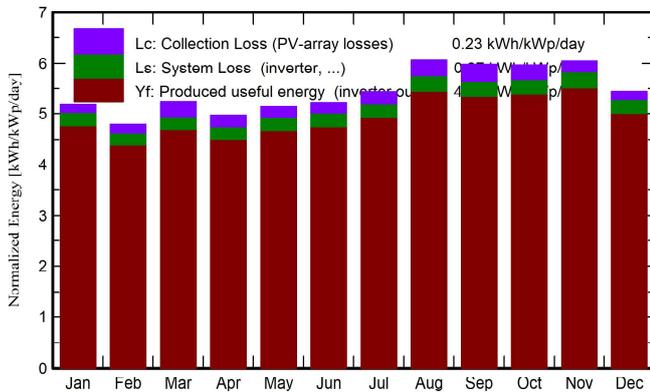
System Production

Produced Energy 5129181 kWh/year Specific production 1810 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 90.80 %

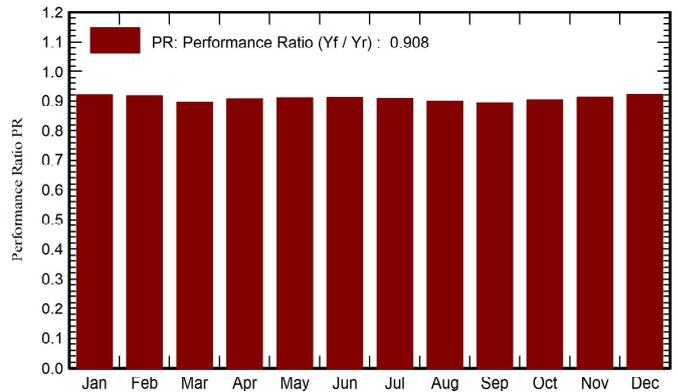
Economic evaluation

Investment Global 12.850.000.00 EUR Yearly cost Annuities 0.00 EUR/yr LCOE Energy cost 0.28 EUR/kWh
Specific 4.54 EUR/Wp Run. costs 2.863.75 EUR/yr Payback period 5.0 years

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

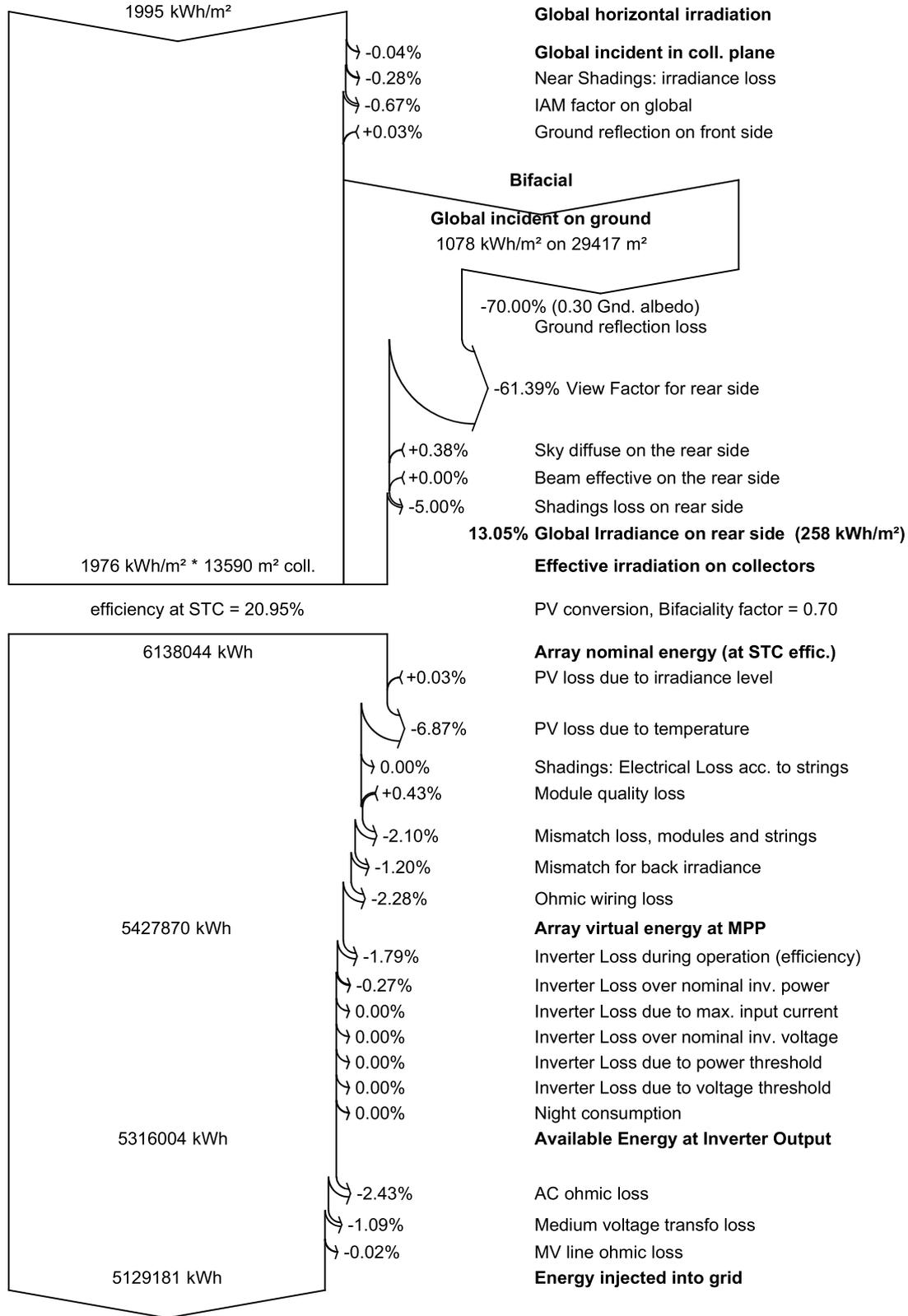
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	171.6	82.35	27.51	161.0	159.2	442328	419486	0.920
February	139.1	78.05	27.35	134.3	132.9	367553	348752	0.916
March	162.9	76.02	27.29	162.4	160.9	435138	412114	0.896
April	145.4	77.41	26.68	149.1	147.8	404377	383440	0.907
May	151.0	76.18	27.19	159.4	158.0	432976	410874	0.910
June	145.4	63.54	26.40	156.7	155.5	426624	404513	0.911
July	157.7	69.50	26.60	168.6	167.2	457513	433708	0.908
August	179.3	72.35	26.83	187.9	186.6	506238	479006	0.900
September	177.8	73.41	26.65	179.4	178.0	480469	454434	0.894
October	189.6	85.09	27.39	184.9	183.3	500186	473522	0.904
November	192.9	76.63	27.24	181.4	179.7	495357	468796	0.912
December	181.9	78.18	27.80	168.7	166.8	464693	440536	0.922
Year	1994.6	908.71	27.08	1993.8	1975.6	5413453	5129181	0.908

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation EArray Effective energy at the output of the array
DiffHor Horizontal diffuse irradiation E_Grid Energy injected into grid
T_Amb Ambient Temperature PR Performance Ratio
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings



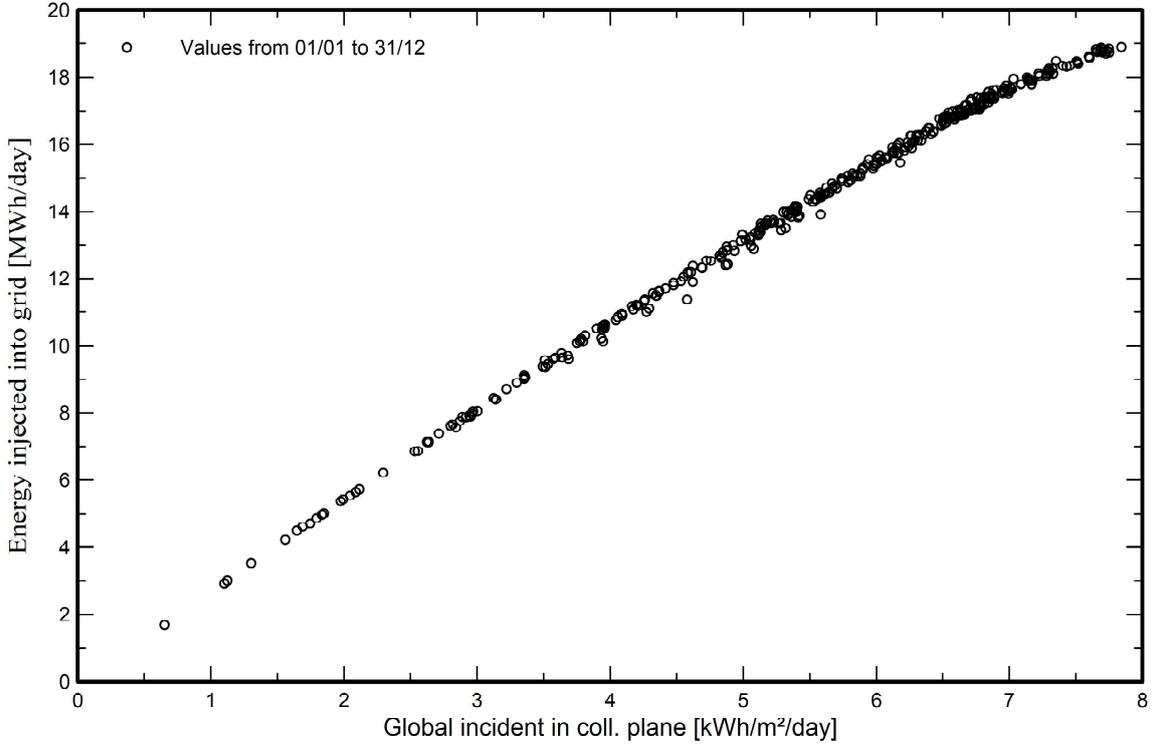
Loss diagram



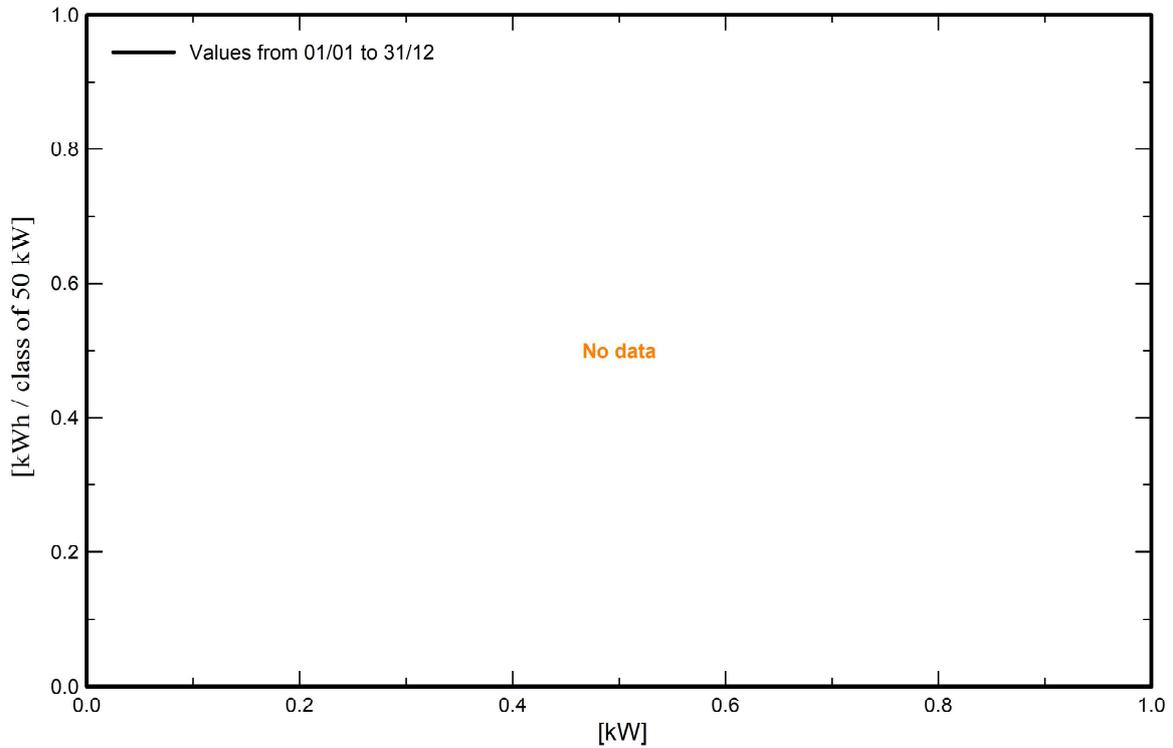


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





CO₂ Emission Balance

Total: 3517.2 tCO₂

Generated emissions

Total: 7297.32 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 12463.9 tCO₂

System production: 5129.18 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO₂/kWh

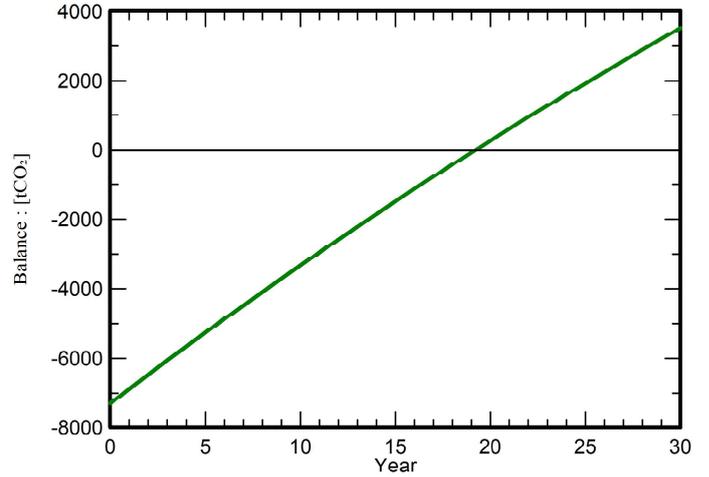
Source: IEA List

Country: Brazil

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	4237 kWp	7257445
Supports	0.54 kgCO ₂ /kg	71820 kg	38802
Inverters	53.5 kgCO ₂ /	20.0	1070

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FVF

Variant: CASO 02

Tables on a building

System power: 4237 kWp

Amadeu Furtado - Brazil



Project: FVF

Variant: CASO 02

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
03/07/23 08:15
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Amadeu Furtado		Latitude	-3.74 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-38.57 °W		
		Altitude	9 m		
		Time zone	UTC-3		
Meteo data					
Amadeu Furtado					
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tables on a building		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules		7182 units		Inverters	20 units
Pnom total		4237 kWp		Nb. of units	
				Pnom total	4000 kWac
				Pnom ratio	1.059

Results summary

Produced Energy	7158745 kWh/year	Specific production	1689 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.73 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
CO ₂ Emission Balance	9



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
03/07/23 08:15
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		140 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Averages of diff. arrays		Diffuse	
10 / 0 °				Perez, Meteonorm	
		Sizes		Circumsolar	
		Sheds spacing		separate	
		4.79 m			
		Collector width			
		2.17 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		45.4 %			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		8.1 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect			
		100 %			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-590MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	7182 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	4237 kWp	Total power	4000 kWac
Array #1 - FVF_590_7 INV			
Number of PV modules	2450 units	Number of inverters	21 * MPPT 33% 7 units
Nominal (STC)	1446 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	98 Strings x 25 In series		
At operating cond. (62°C)			
Pmpp	1267 kWp	Operating voltage	500-1600 V
U mpp	733 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	1728 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
		No power sharing between MPPTs	
Array #2 - FVF_590_13 INV			
Number of PV modules	4732 units	Number of inverters	39 * MPPT 33% 13 units
Nominal (STC)	2792 kWp	Total power	2600 kWac
Modules	182 Strings x 26 In series		
At operating cond. (62°C)			
Pmpp	2448 kWp	Operating voltage	500-1600 V
U mpp	763 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	3210 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
		No power sharing between MPPTs	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	4237 kWp	Total power	4000 kWac
Total	7182 modules	Number of inverters	20 units
Module area	20326 m²	Pnom ratio	1.06
		No power sharing	



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
03/07/23 08:15
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 5.3 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #1 - FVF_590_7 INV□

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #2 - FVF_590_13 INV□

Global array res. 8.2 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 4.00 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (20 Inv.) Copper 20 x 3 x 50 mm²
Average wires length 327 m

MV line up to Injection

MV Voltage 20 kV
Wires Copper 3 x 35 mm²
Length 50 m
Loss Fraction 0.03 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

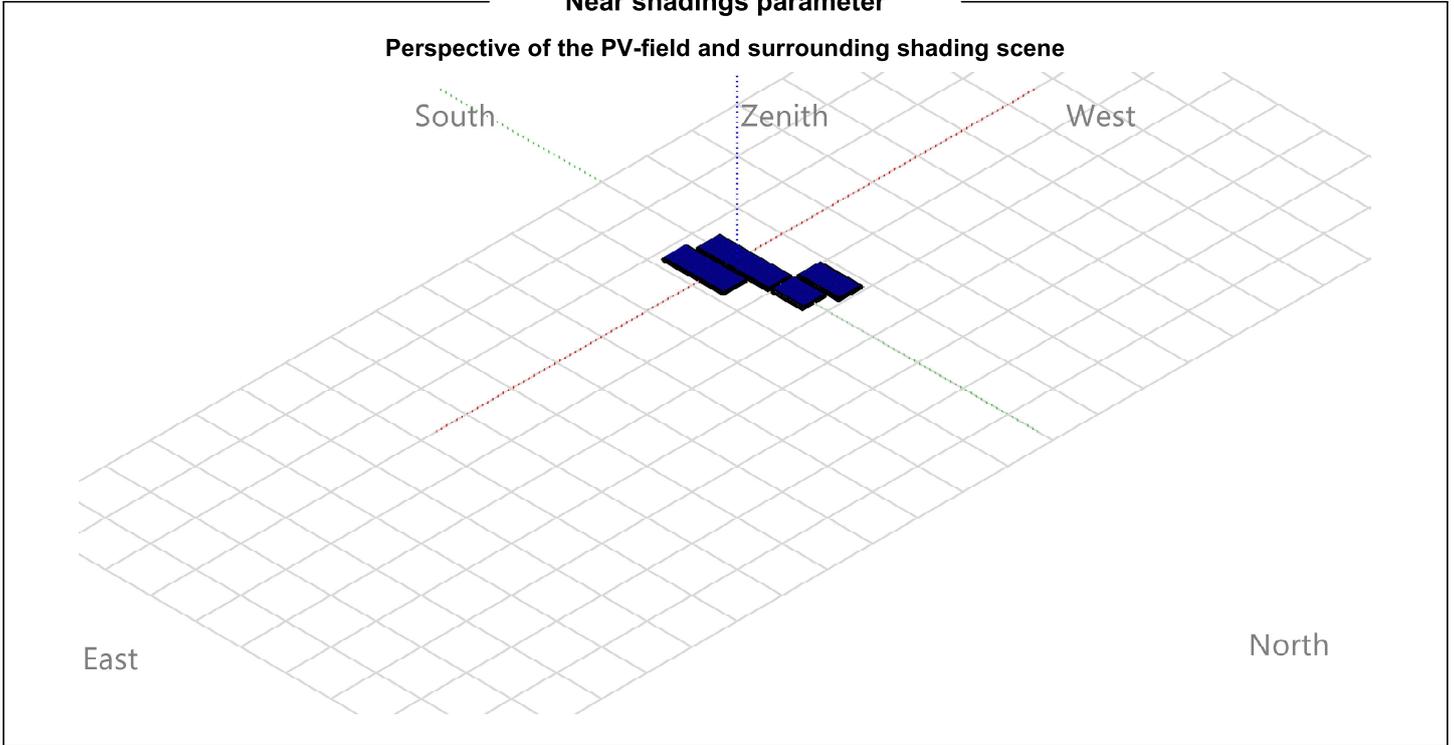
Medium voltage 20 kV

Transformer parameters

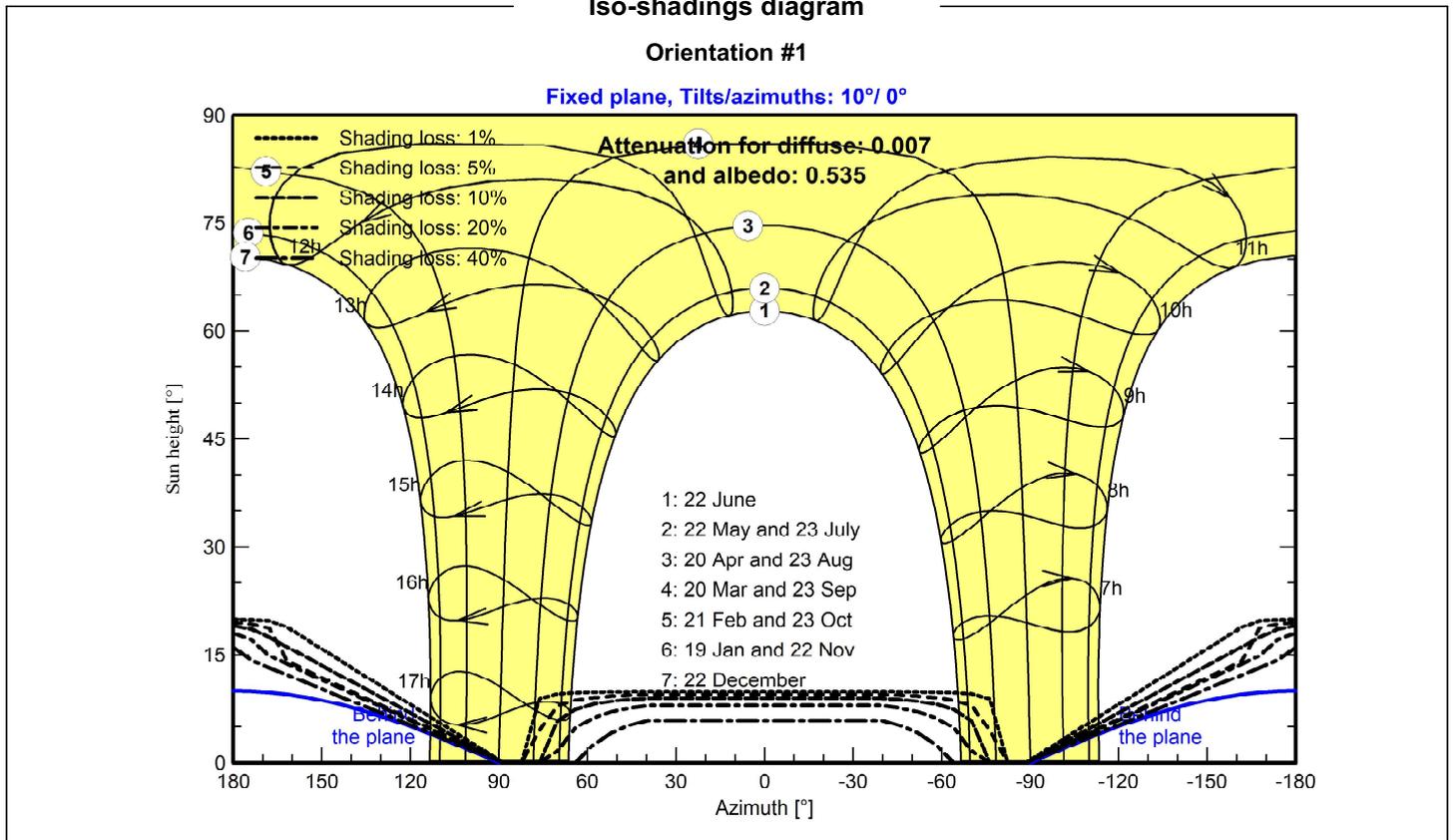
Nominal power at STC 4.17 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 4.00 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 41.67 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.54 mΩ



Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Main results

System Production

Produced Energy 7158745 kWh/year Specific production 1689 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 84.73 %

Economic evaluation

Investment

Global 12.850.000.00 EUR
Specific 3.03 EUR/Wp

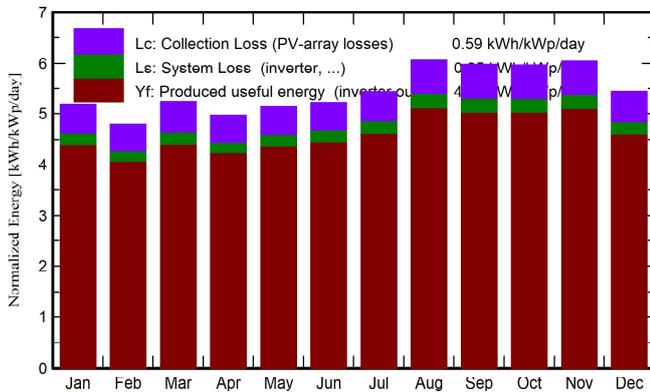
Yearly cost

Annuities 0.00 EUR/yr
Run. costs 2.863.75 EUR/yr
Payback period 3.3 years

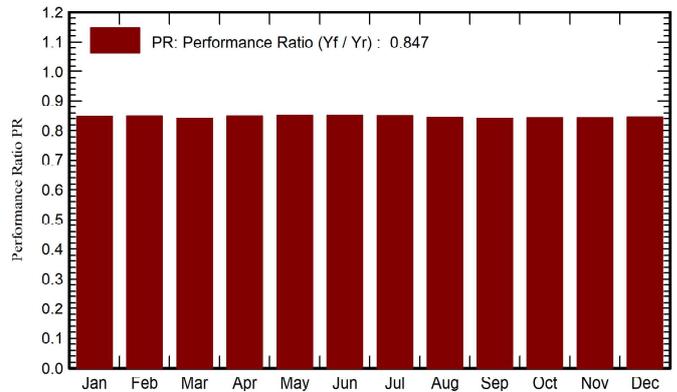
LCOE

Energy cost 0.20 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

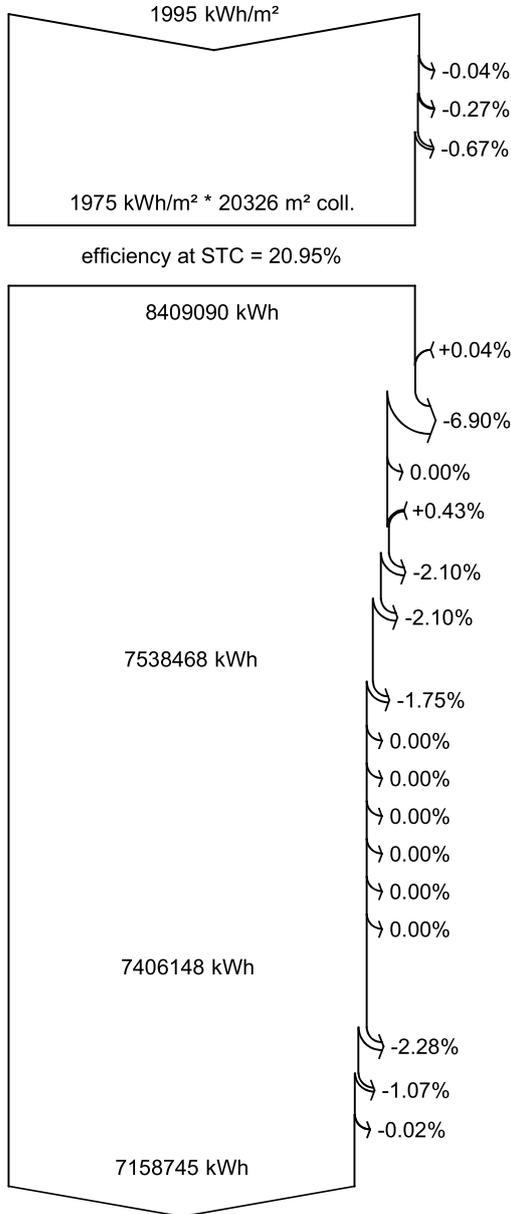
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	171.6	82.35	27.51	161.0	159.1	608635	578599	0.848
February	139.1	78.05	27.35	134.3	132.8	509002	484010	0.850
March	162.9	76.02	27.29	162.4	160.8	611128	579828	0.843
April	145.4	77.41	26.68	149.1	147.7	565513	537290	0.850
May	151.0	76.18	27.19	159.4	157.9	604981	575270	0.852
June	145.4	63.54	26.40	156.7	155.4	595882	566246	0.853
July	157.7	69.50	26.60	168.6	167.2	639620	607679	0.851
August	179.3	72.35	26.83	187.9	186.5	709556	672995	0.845
September	177.8	73.41	26.65	179.4	177.9	675630	640405	0.843
October	189.6	85.09	27.39	184.9	183.2	697196	661616	0.844
November	192.9	76.63	27.24	181.4	179.6	684159	649207	0.845
December	181.9	78.18	27.80	168.7	166.7	637164	605602	0.847
Year	1994.6	908.71	27.08	1993.8	1975.0	7538468	7158745	0.847

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss
IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss acc. to strings
Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)
Inverter Loss over nominal inv. power
Inverter Loss due to max. input current
Inverter Loss over nominal inv. voltage
Inverter Loss due to power threshold
Inverter Loss due to voltage threshold
Night consumption

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

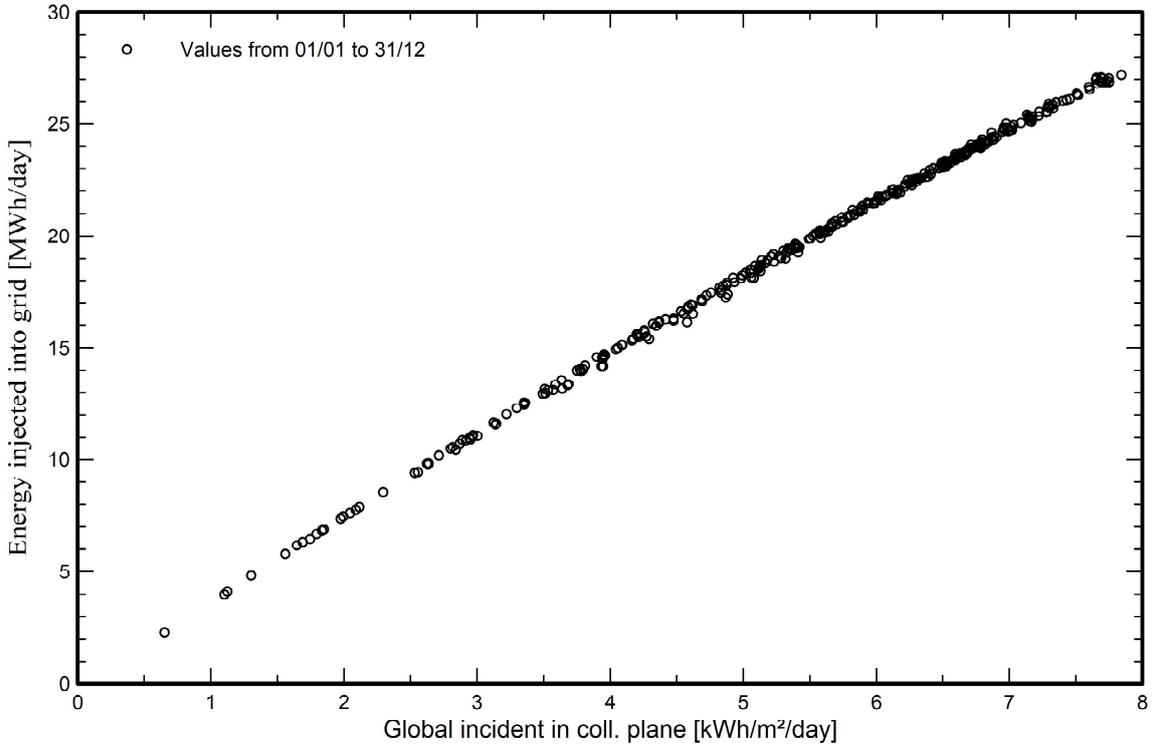
MV line ohmic loss

Energy injected into grid

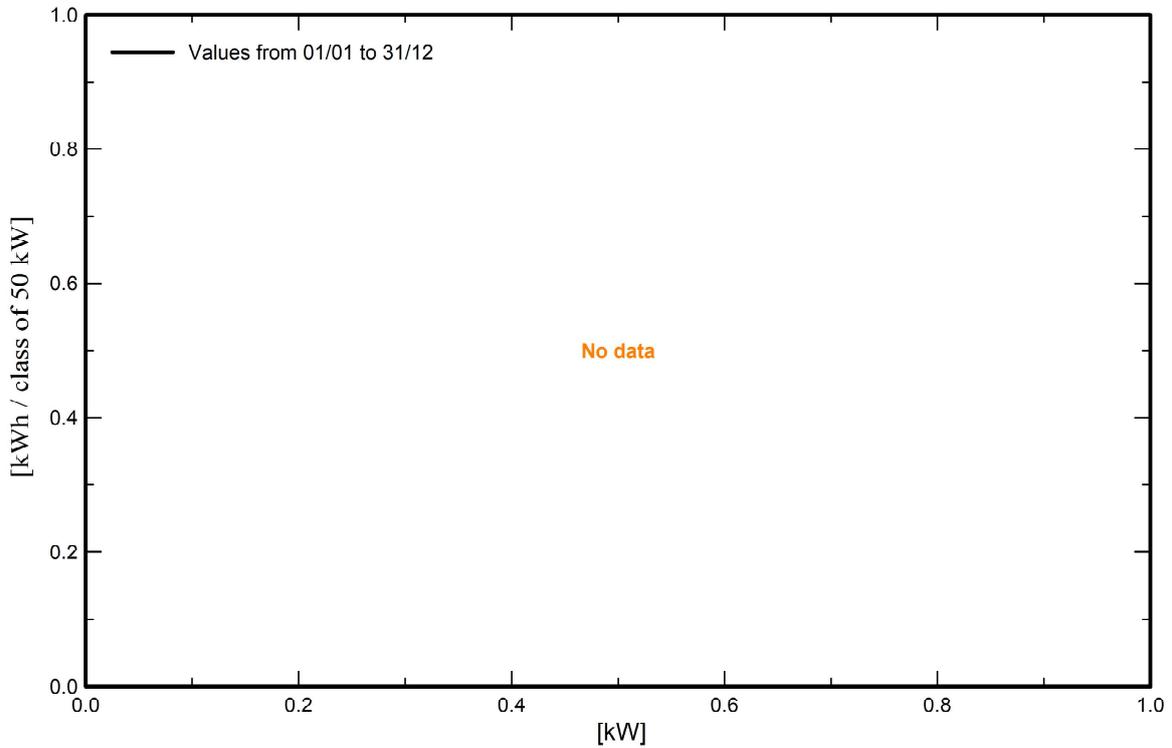


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





CO₂ Emission Balance

Total: 7796.4 tCO₂

Generated emissions

Total: 7297.32 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 17395.8 tCO₂

System production: 7158.75 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO₂/kWh

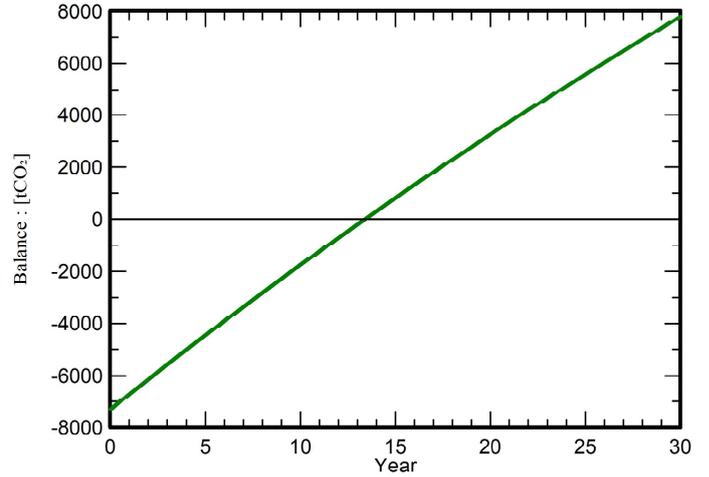
Source: IEA List

Country: Brazil

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	4237 kWp	7257445
Supports	0.54 kgCO ₂ /kg	71820 kg	38802
Inverters	53.5 kgCO ₂ /	20.0	1070

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FVF

Variant: CASO 02 COM BIFACIALIDADE

Tables on a building

System power: 4237 kWp

Amadeu Furtado - Brazil



Project: FVF

Variante: CASO 02 COM BIFACIALIDADE

PVsyst V7.3.4

VC7, Simulation date:
03/07/23 08:18
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Amadeu Furtado		Latitude	-3.74 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-38.57 °W		
		Altitude	9 m		
		Time zone	UTC-3		
Meteo data					
Amadeu Furtado					
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tables on a building		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules		7182 units		Inverters	20 units
Pnom total		4237 kWp		Nb. of units	
				Pnom total	4000 kWac
				Pnom ratio	1.059

Results summary

Produced Energy	7694455 kWh/year	Specific production	1816 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	91.07 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
CO ₂ Emission Balance	9



PVsyst V7.3.4

VC7, Simulation date:
03/07/23 08:18
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	140 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Averages of diff. arrays		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	4.79 m		
		Collector width	2.17 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	45.4 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	8.1 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		
Bifacial system					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions			
Sheds spacing	4.79 m	Ground albedo	0.30		
Sheds width	2.21 m	Bifaciality factor	70 %		
Limit profile angle	8.1 °	Rear shading factor	5.0 %		
GCR	46.2 %	Rear mismatch loss	10.0 %		
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction	0.0 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-590MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	7182 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	4237 kWp	Total power	4000 kWac
Array #1 - FVF_590_7 INV			
Number of PV modules	2450 units	Number of inverters	21 * MPPT 33% 7 units
Nominal (STC)	1446 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	98 Strings x 25 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	1267 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	733 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
I mpp	1728 A	No power sharing between MPPTs	
Array #2 - FVF_590_13 INV			
Number of PV modules	4732 units	Number of inverters	39 * MPPT 33% 13 units
Nominal (STC)	2792 kWp	Total power	2600 kWac
Modules	182 Strings x 26 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	2448 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	763 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
I mpp	3210 A	No power sharing between MPPTs	



PVsyst V7.3.4

VC7, Simulation date:
03/07/23 08:18
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC) 4237 kWp
Total 7182 modules
Module area 20326 m²

Total inverter power

Total power 4000 kWac
Number of inverters 20 units
Pnom ratio 1.06
No power sharing

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 5.3 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #1 - FVF_590_7 INV□

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #2 - FVF_590_13 INV□

Global array res. 8.2 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 4.00 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (20 Inv.) Copper 20 x 3 x 50 mm²
Average wires length 327 m

MV line up to Injection

MV Voltage 20 kV
Wires Copper 3 x 35 mm²
Length 50 m
Loss Fraction 0.03 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

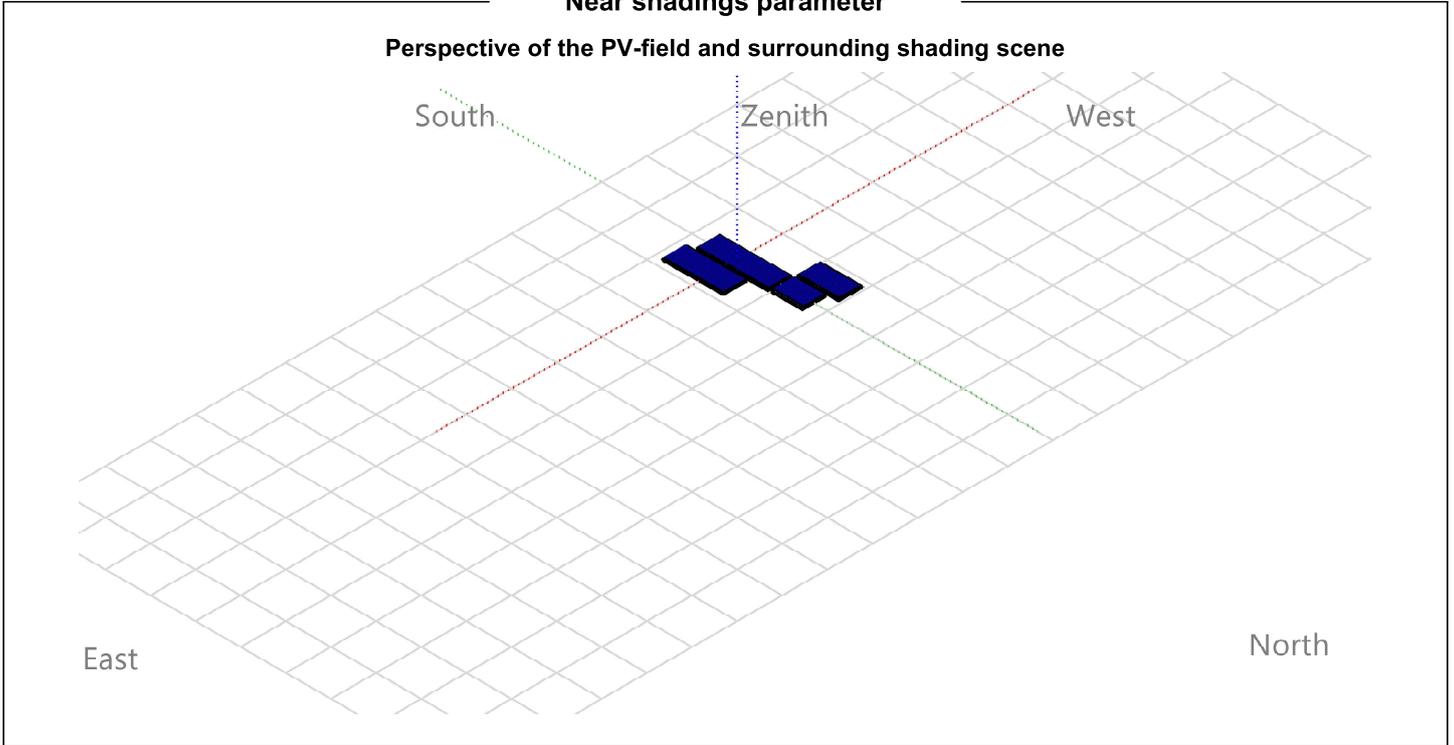
Medium voltage 20 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 4.17 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 4.00 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 41.67 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.54 mΩ



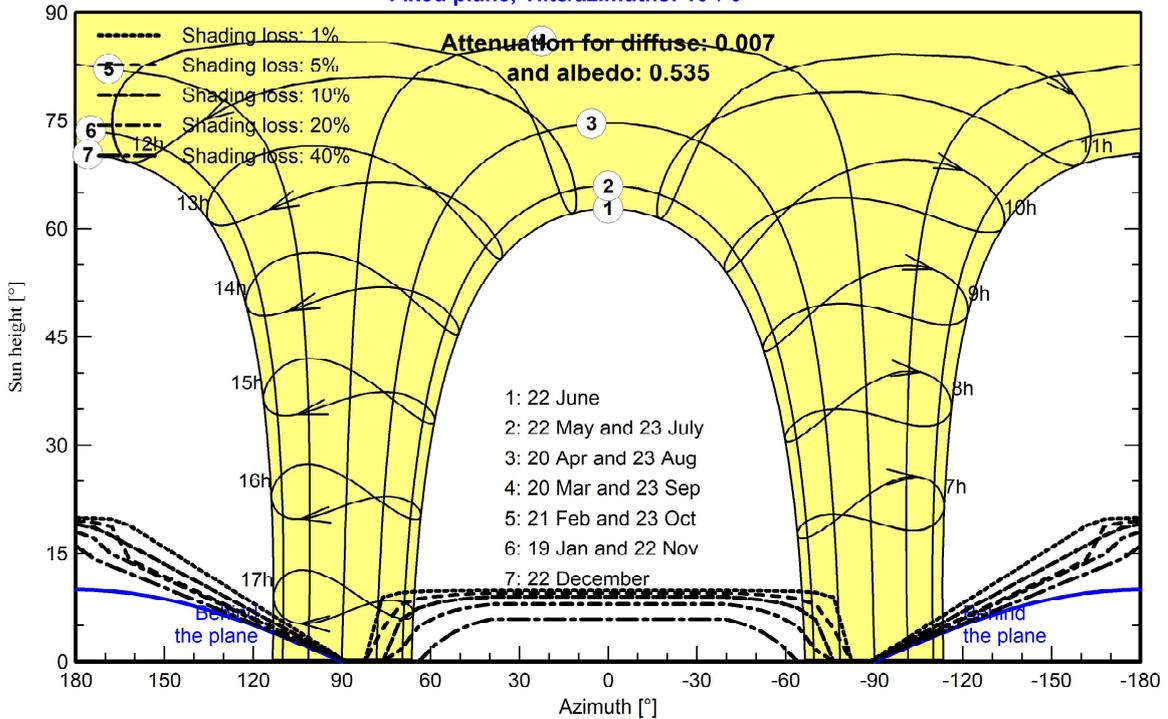
Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 0°





Project: FVF

Variant: CASO 02 COM BIFACIALIDADE

PVsyst V7.3.4

VC7, Simulation date:
03/07/23 08:18
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Main results

System Production

Produced Energy 7694455 kWh/year Specific production 1816 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 91.07 %

Economic evaluation

Investment

Global 12.850.000.00 EUR
Specific 3.03 EUR/Wp

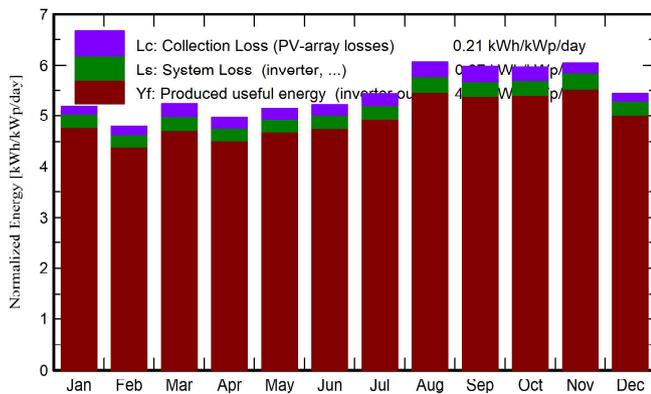
Yearly cost

Annuities 0.00 EUR/yr
Run. costs 2.863.75 EUR/yr
Payback period 3.1 years

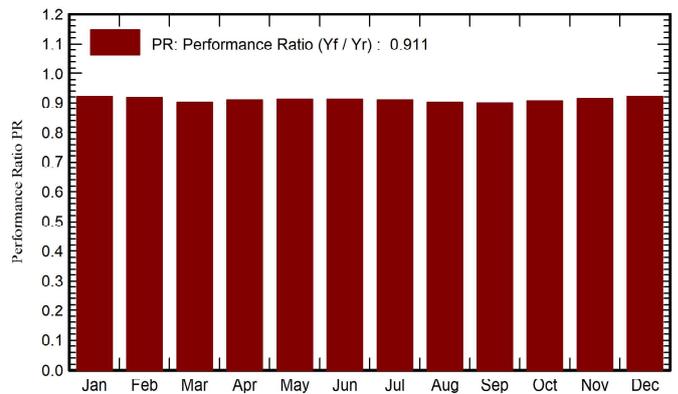
LCOE

Energy cost 0.19 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

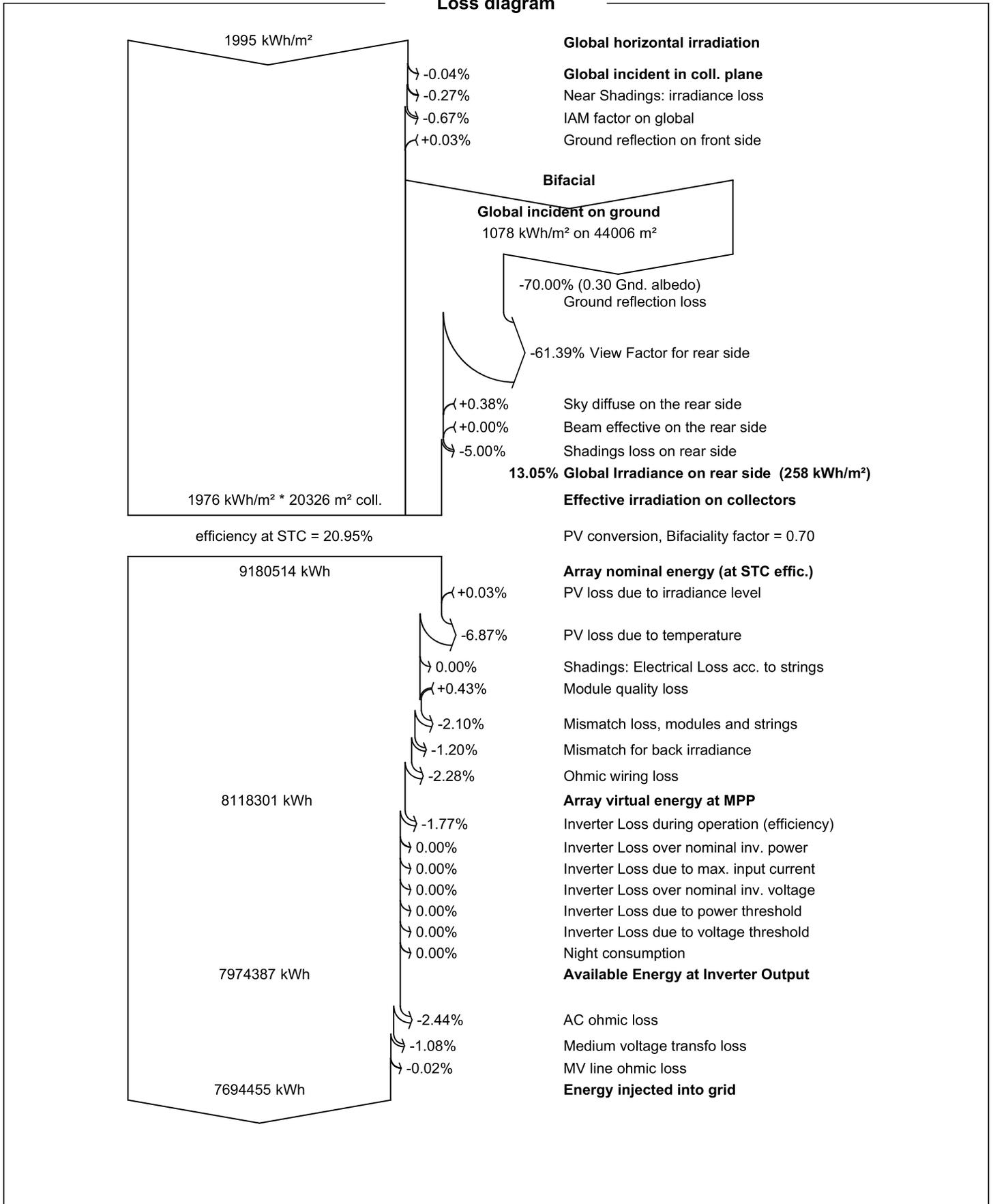
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	171.6	82.35	27.51	161.0	159.2	662347	628408	0.921
February	139.1	78.05	27.35	134.3	132.9	550102	522187	0.917
March	162.9	76.02	27.29	162.4	160.9	655850	621145	0.903
April	145.4	77.41	26.68	149.1	147.8	606496	575269	0.910
May	151.0	76.18	27.19	159.4	158.0	648906	616004	0.912
June	145.4	63.54	26.40	156.7	155.5	638617	605791	0.912
July	157.7	69.50	26.60	168.6	167.2	685348	649959	0.910
August	179.3	72.35	26.83	187.9	186.6	759015	718485	0.902
September	177.8	73.41	26.65	179.4	178.0	723312	684225	0.900
October	189.6	85.09	27.39	184.9	183.3	750079	710360	0.906
November	192.9	76.63	27.24	181.4	179.7	742603	703073	0.915
December	181.9	78.18	27.80	168.7	166.8	695393	659548	0.923
Year	1994.6	908.71	27.08	1993.8	1975.7	8118066	7694455	0.911

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



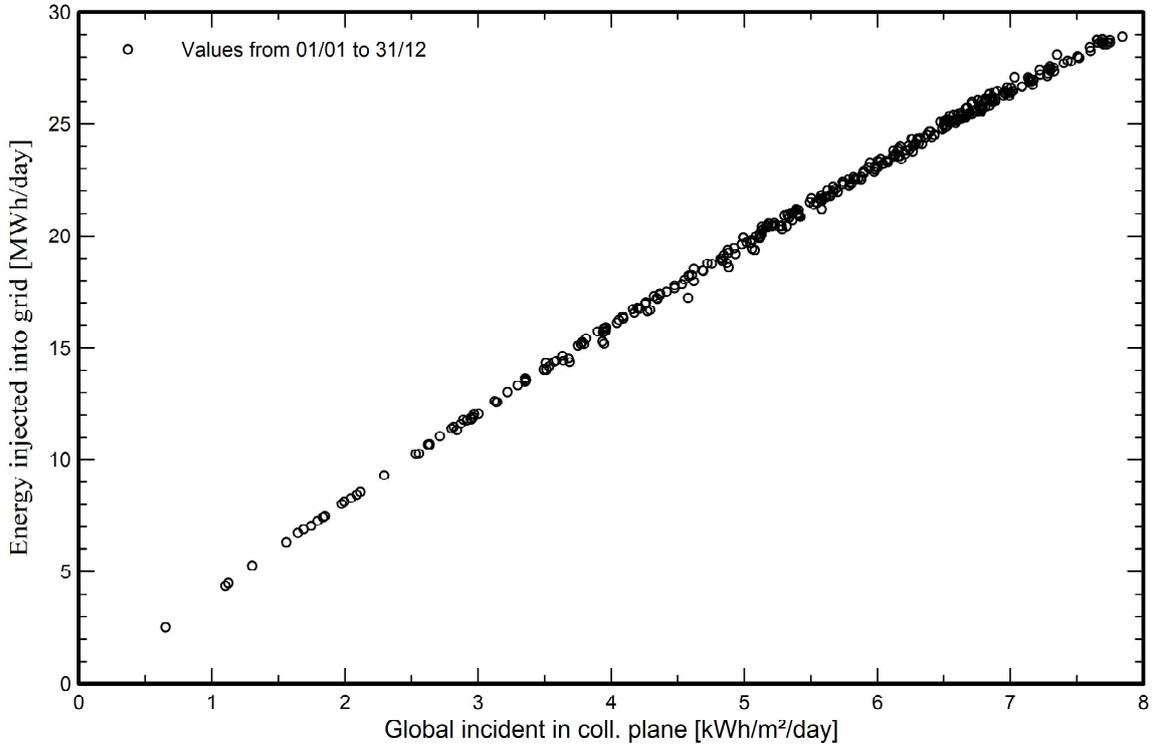
Loss diagram



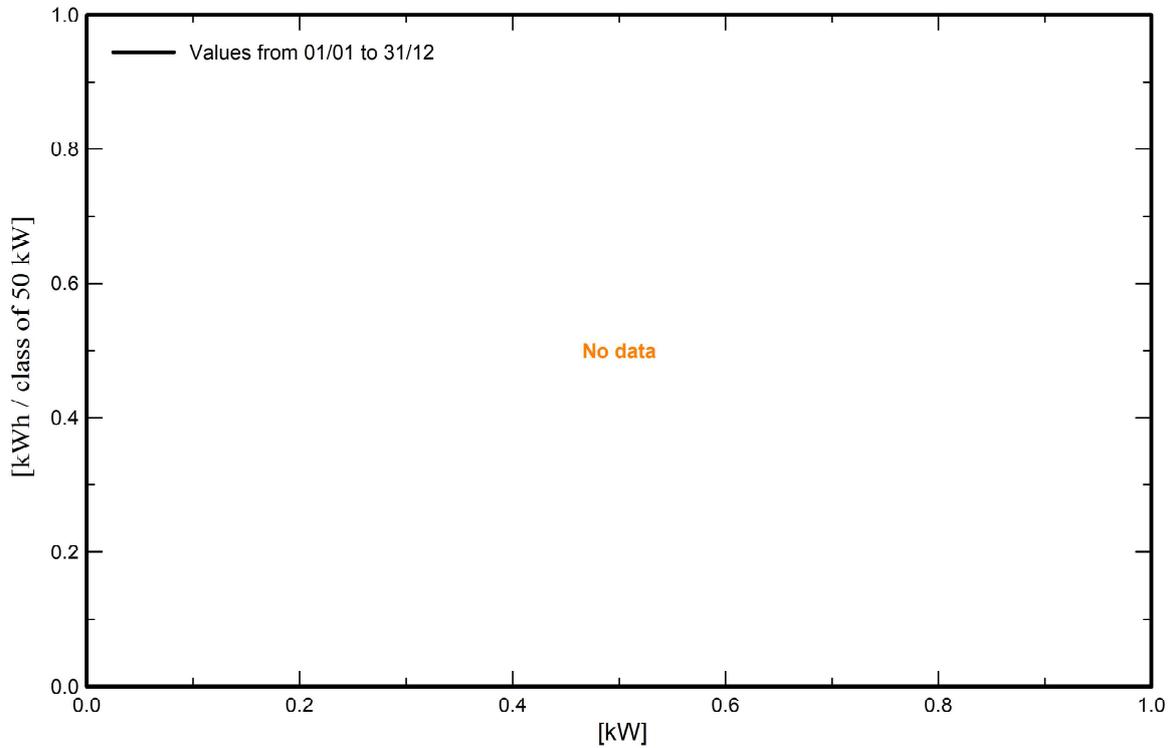


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





CO₂ Emission Balance

Total: 8925.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 7297.32 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 18697.5 tCO₂

System production: 7694.45 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO₂/kWh

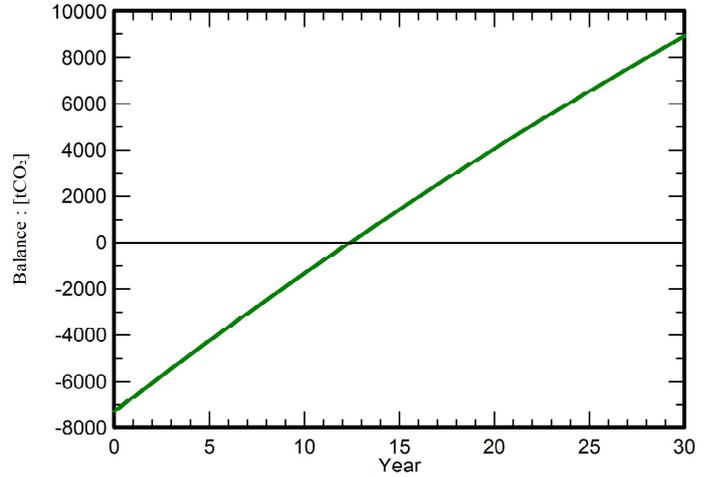
Source: IEA List

Country: Brazil

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	4237 kWp	7257445
Supports	0.54 kgCO ₂ /kg	71820 kg	38802
Inverters	53.5 kgCO ₂ /	20.0	1070

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FVF

Variant: CASO 03

Tables on a building

System power: 5666 kWp

Amadeu Furtado - Brazil



Project: FVF

Variant: CASO 03

PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
03/07/23 08:16
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Amadeu Furtado		Latitude	-3.74 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-38.57 °W		
		Altitude	9 m		
		Time zone	UTC-3		
Meteo data					
Amadeu Furtado					
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tables on a building		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	10 / 180 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules		9604 units		Inverters	25 units
Pnom total		5666 kWp		Nb. of units	5000 kWac
				Pnom total	1.133
				Pnom ratio	

Results summary

Produced Energy	9433748 kWh/year	Specific production	1665 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.72 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8



PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
03/07/23 08:16
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	175 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Averages of diff. arrays		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	10 / 180 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	4.79 m		
		Collector width	2.17 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	45.4 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	8.1 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-590MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	9604 units	Number of inverters	25 units
Nominal (STC)	5666 kWp	Total power	5000 kWac
Array #1 - FVF_590_7 INV			
Number of PV modules	2548 units	Number of inverters	21 * MPPT 33% 7 units
Nominal (STC)	1503 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	98 Strings x 26 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	1318 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	763 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
I mpp	1728 A	No power sharing between MPPTs	
Array #2 - FVF_590_18 INV			
Number of PV modules	7056 units	Number of inverters	54 * MPPT 33% 18 units
Nominal (STC)	4163 kWp	Total power	3600 kWac
Modules	252 Strings x 28 In series		
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	500-1600 V
Pmpp	3650 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	821 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
I mpp	4444 A	No power sharing between MPPTs	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5666 kWp	Total power	5000 kWac
Total	9604 modules	Number of inverters	25 units
Module area	27180 m²	Pnom ratio	1.13
		No power sharing	



PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
03/07/23 08:16
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 4.5 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #1 - FVF_590_7 INV□

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #2 - FVF_590_18 INV□

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 4.00 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (7 Inv.) Copper 7 x 3 x 50 mm²
Average wires length 322 m

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (18 Inv.) Copper 18 x 3 x 70 mm²
Average wires length 419 m

MV line up to Injection

MV Voltage 13.8 kV
Wires Copper 3 x 120 mm²
Length 50 m
Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 13.8 kV

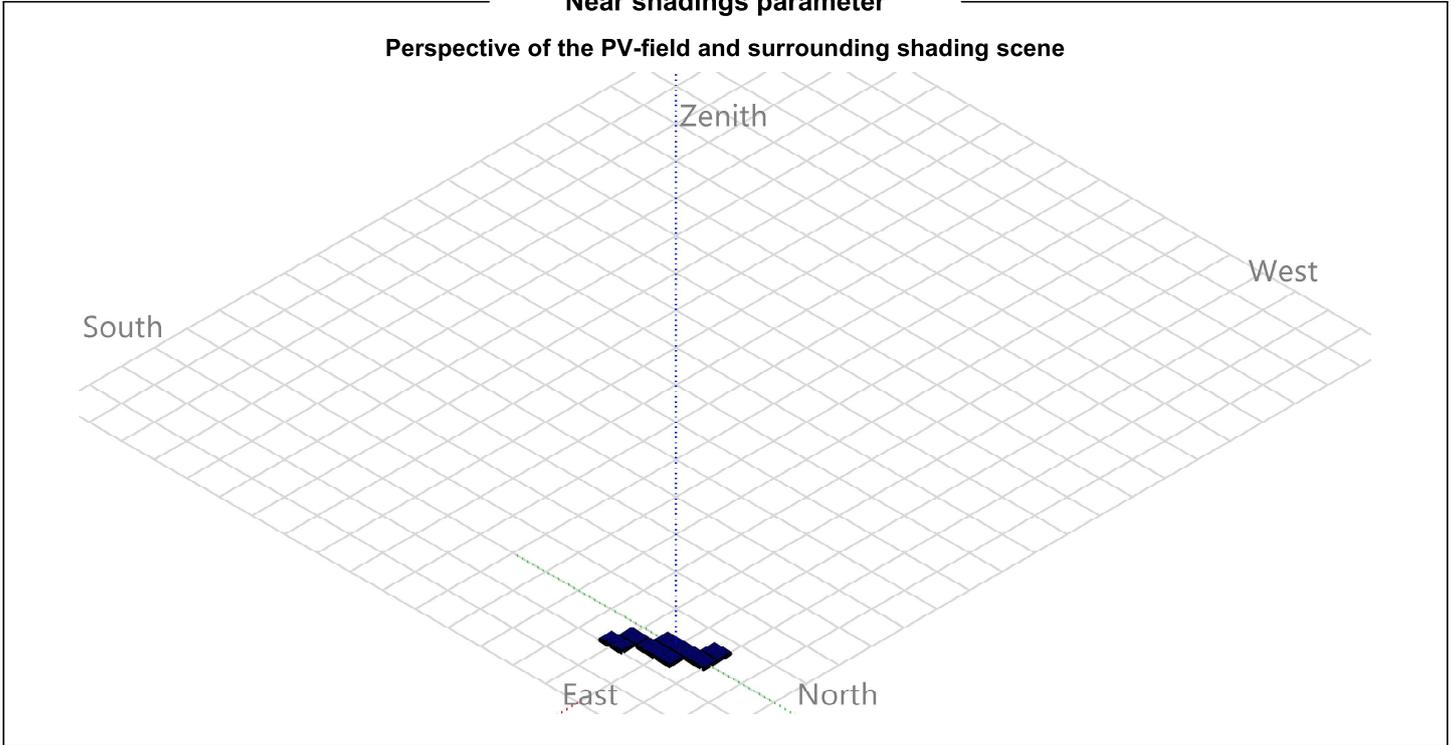
Transformer parameters

Nominal power at STC 5.57 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 5.57 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 55.71 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.15 mΩ



Near shadings parameter

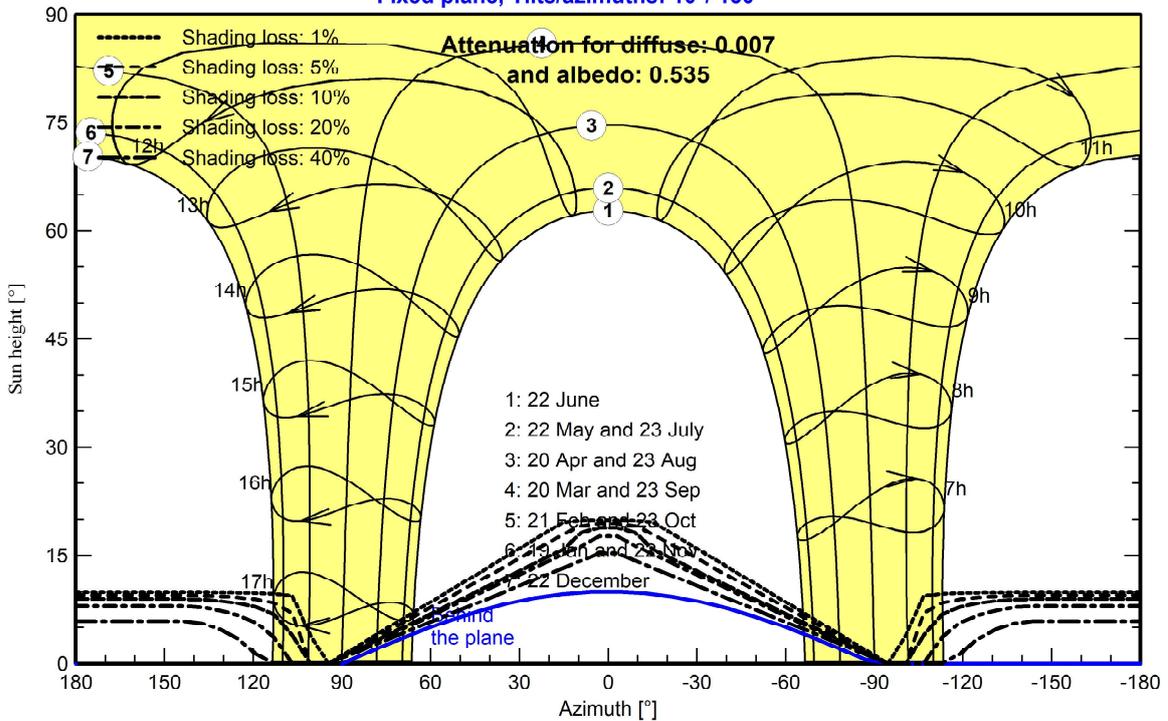
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 180°





Main results

System Production

Produced Energy 9433748 kWh/year

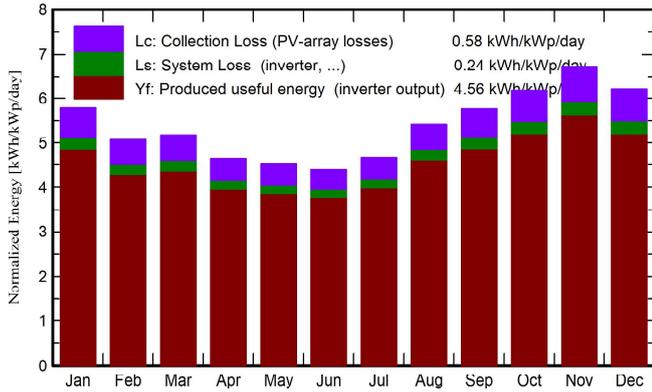
Specific production

1665 kWh/kWp/year

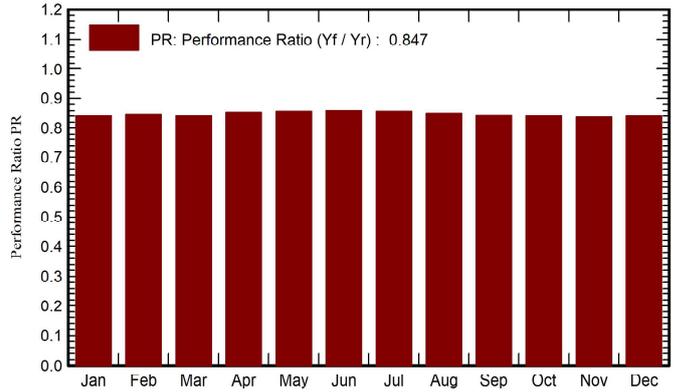
Perf. Ratio PR

84.72 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

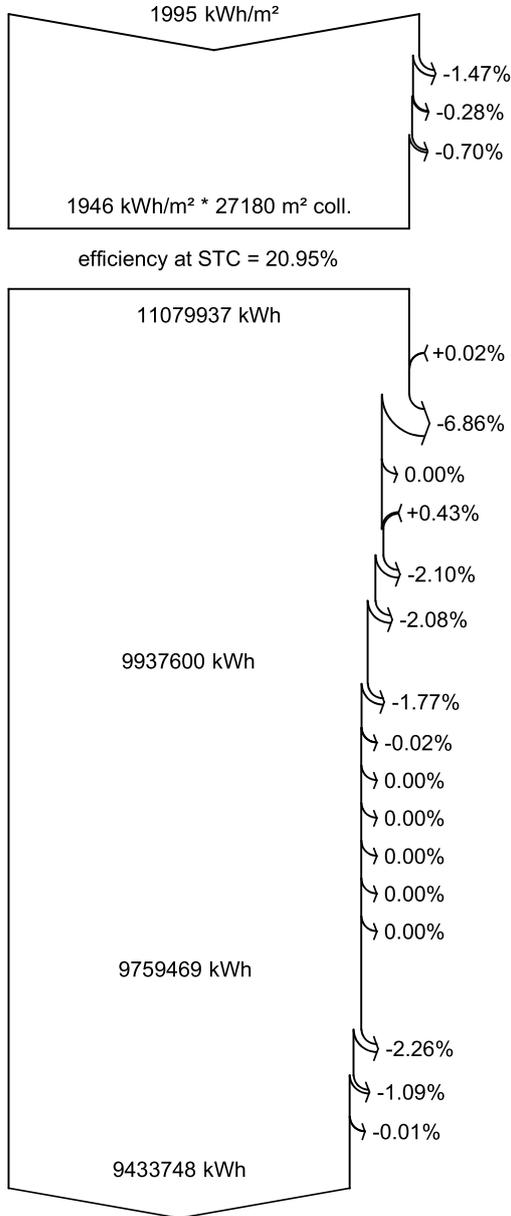
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	171.6	82.35	27.51	179.7	178.2	903677	856951	0.841
February	139.1	78.05	27.35	141.7	140.3	716450	680335	0.847
March	162.9	76.02	27.29	160.6	159.1	809383	767974	0.844
April	145.4	77.41	26.68	139.3	137.7	708506	673900	0.854
May	151.0	76.18	27.19	140.1	138.2	714096	680488	0.857
June	145.4	63.54	26.40	131.9	130.2	674437	642710	0.860
July	157.7	69.50	26.60	144.4	142.6	737041	702038	0.858
August	179.3	72.35	26.83	168.1	166.3	853192	810826	0.851
September	177.8	73.41	26.65	173.3	171.7	874847	829675	0.845
October	189.6	85.09	27.39	191.8	190.2	965481	915325	0.842
November	192.9	76.63	27.24	201.7	200.3	1011175	957034	0.837
December	181.9	78.18	27.80	192.6	191.1	967111	916493	0.840
Year	1994.6	908.71	27.08	1965.2	1946.0	9935395	9433748	0.847

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss acc. to strings

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

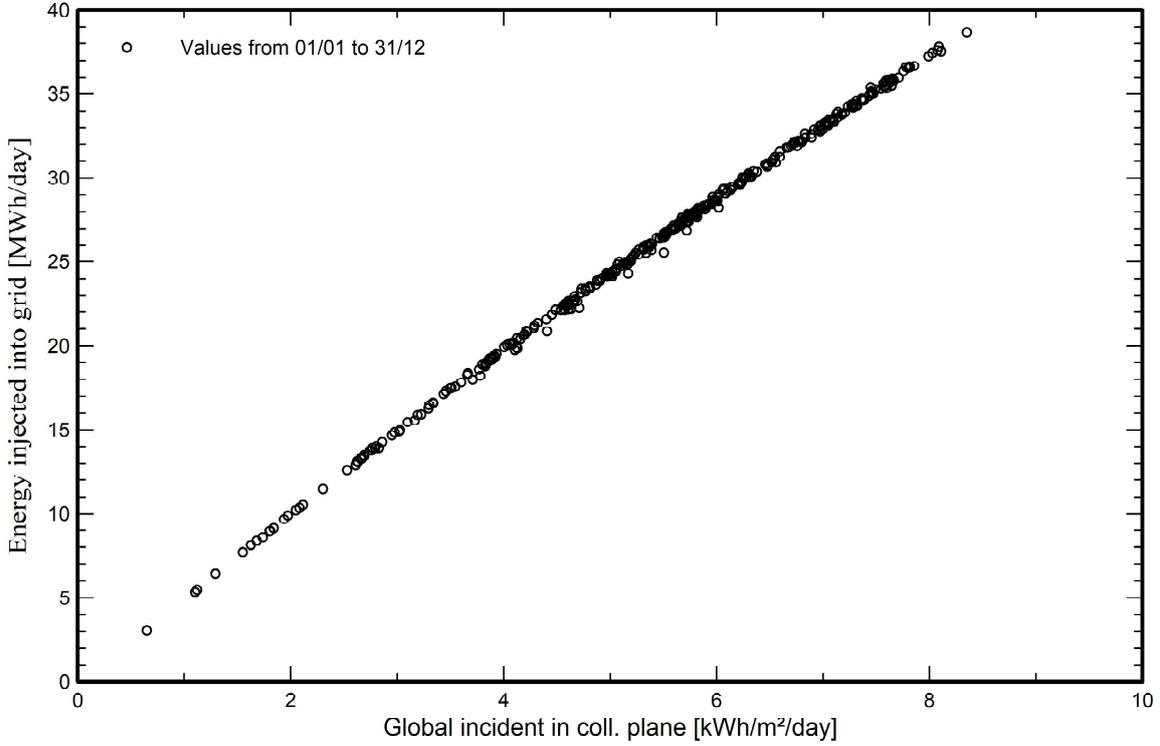
MV line ohmic loss

Energy injected into grid

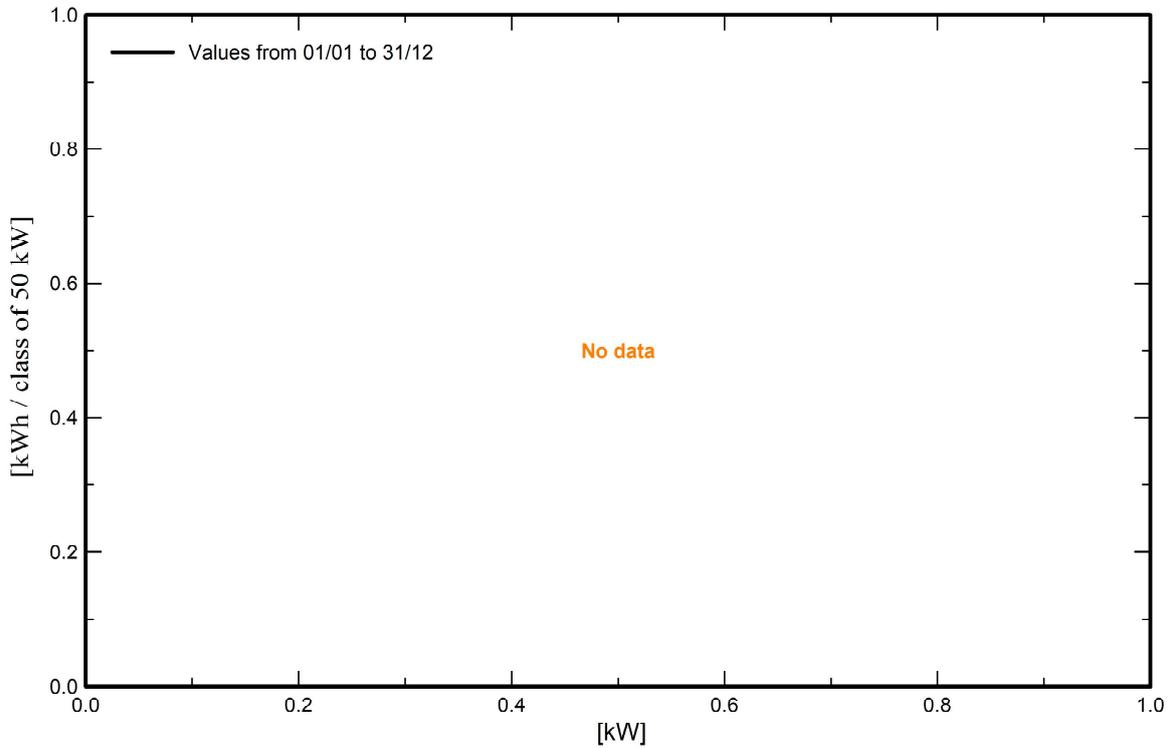


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FVF

Variant: CASO 03 COM BIFACIALIDADE

Tables on a building

System power: 5666 kWp

Amadeu Furtado - Brazil



Project: FVF

Variante: CASO 03 COM BIFACIALIDADE

PVsyst V7.3.4

VC9, Simulation date:
03/07/23 08:19
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Project summary

Geographical Site Amadeu Furtado Brazil	Situation Latitude -3.74 °S Longitude -38.57 °W Altitude 9 m Time zone UTC-3	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Amadeu Furtado Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / 180 °	Tables on a building Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %	User's needs Unlimited load (grid)	
System information PV Array Nb. of modules Pnom total	9604 units 5666 kWp	Inverters Nb. of units Pnom total Pnom ratio	25 units 5000 kWac 1.133

Results summary

Produced Energy	10148572 kWh/year	Specific production	1791 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	91.14 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8



PVsyst V7.3.4

VC9, Simulation date:
03/07/23 08:19
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		175 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Averages of diff. arrays		Diffuse	
10 / 180 °				Perez, Meteonorm	
		Sizes		Circumsolar	
		Sheds spacing		separate	
		4.79 m			
		Collector width			
		2.17 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		45.4 %			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		8.1 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect			
		100 %			
Bifacial system					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
Bifacial model geometry				Bifacial model definitions	
Sheds spacing		4.79 m		Ground albedo	
				0.30	
Sheds width		2.21 m		Bifaciality factor	
				70 %	
Limit profile angle		8.1 °		Rear shading factor	
				5.0 %	
GCR		46.2 %		Rear mismatch loss	
				10.0 %	
Height above ground		1.50 m		Shed transparent fraction	
				0.0 %	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer		Manufacturer	
CSI Solar Co., Ltd.		Huawei Technologies	
Model		Model	
CS7L-590MB-AG 1500V		SUN2000-215KTL-H3	
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power		Unit Nom. Power	
590 Wp		200 kWac	
Number of PV modules		Number of inverters	
9604 units		25 units	
Nominal (STC)		Total power	
5666 kWp		5000 kWac	
Array #1 - FVF_590_7 INV			
Number of PV modules		Number of inverters	
2548 units		21 * MPPT 33% 7 units	
Nominal (STC)		Total power	
1503 kWp		1400 kWac	
Modules			
98 Strings x 26 In series			
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	
Pmpp		500-1600 V	
1318 kWp		Max. power (=>33°C)	
U mpp		215 kWac	
763 V		Pnom ratio (DC:AC)	
I mpp		1.07	
1728 A		No power sharing between MPPTs	
Array #2 - FVF_590_18 INV			
Number of PV modules		Number of inverters	
7056 units		54 * MPPT 33% 18 units	
Nominal (STC)		Total power	
4163 kWp		3600 kWac	
Modules			
252 Strings x 28 In series			
At operating cond. (62°C)		Operating voltage	
Pmpp		500-1600 V	
3650 kWp		Max. power (=>33°C)	
U mpp		215 kWac	
821 V		Pnom ratio (DC:AC)	
I mpp		1.16	
4444 A		No power sharing between MPPTs	



PVsyst V7.3.4

VC9, Simulation date:
03/07/23 08:19
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC) 5666 kWp
Total 9604 modules
Module area 27180 m²

Total inverter power

Total power 5000 kWac
Number of inverters 25 units
Pnom ratio 1.13
No power sharing

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 4.5 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #1 - FVF_590_7 INV□

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

Array #2 - FVF_590_18 INV□

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 3.0 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 4.00 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (7 Inv.) Copper 7 x 3 x 50 mm²
Average wires length 322 m

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (18 Inv.) Copper 18 x 3 x 70 mm²
Average wires length 419 m

MV line up to Injection

MV Voltage 13.8 kV
Wires Copper 3 x 120 mm²
Length 50 m
Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

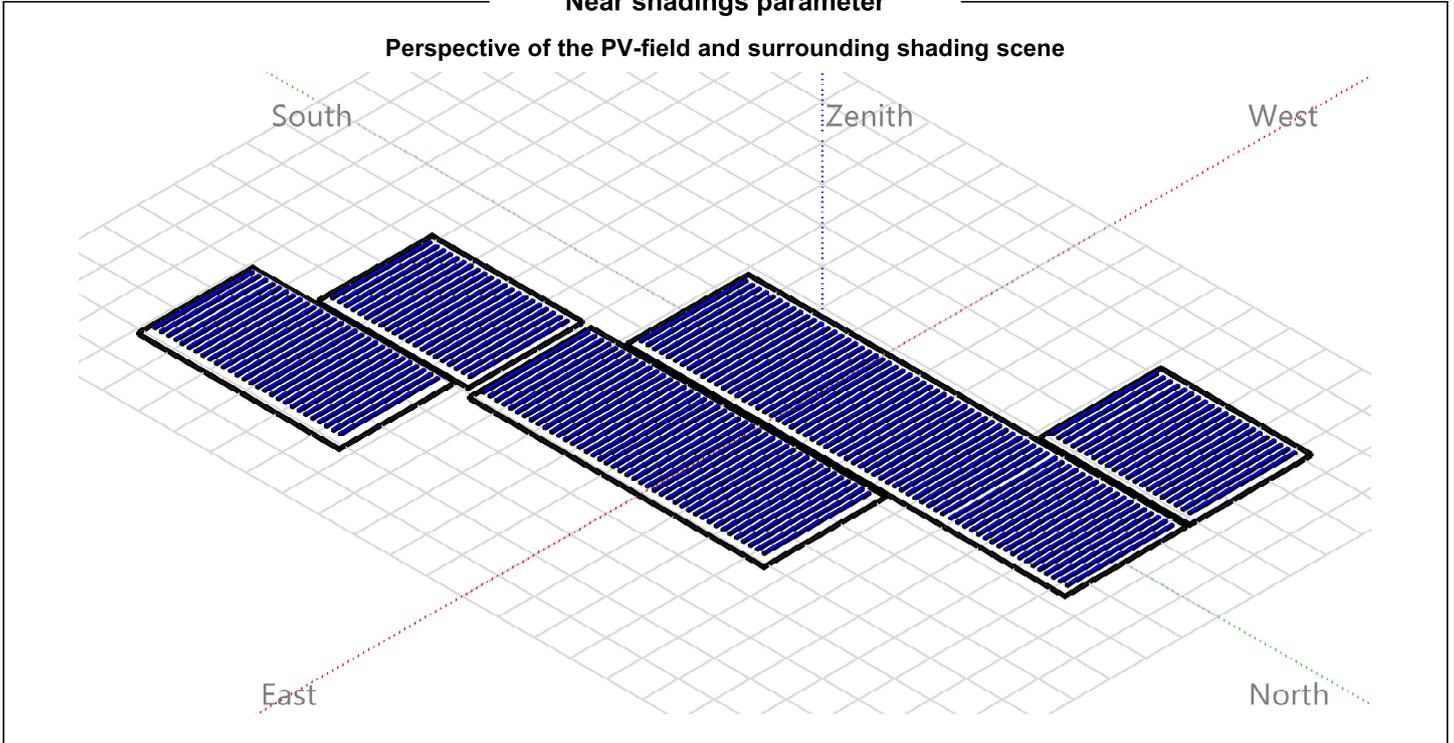
Medium voltage 13.8 kV

Transformer parameters

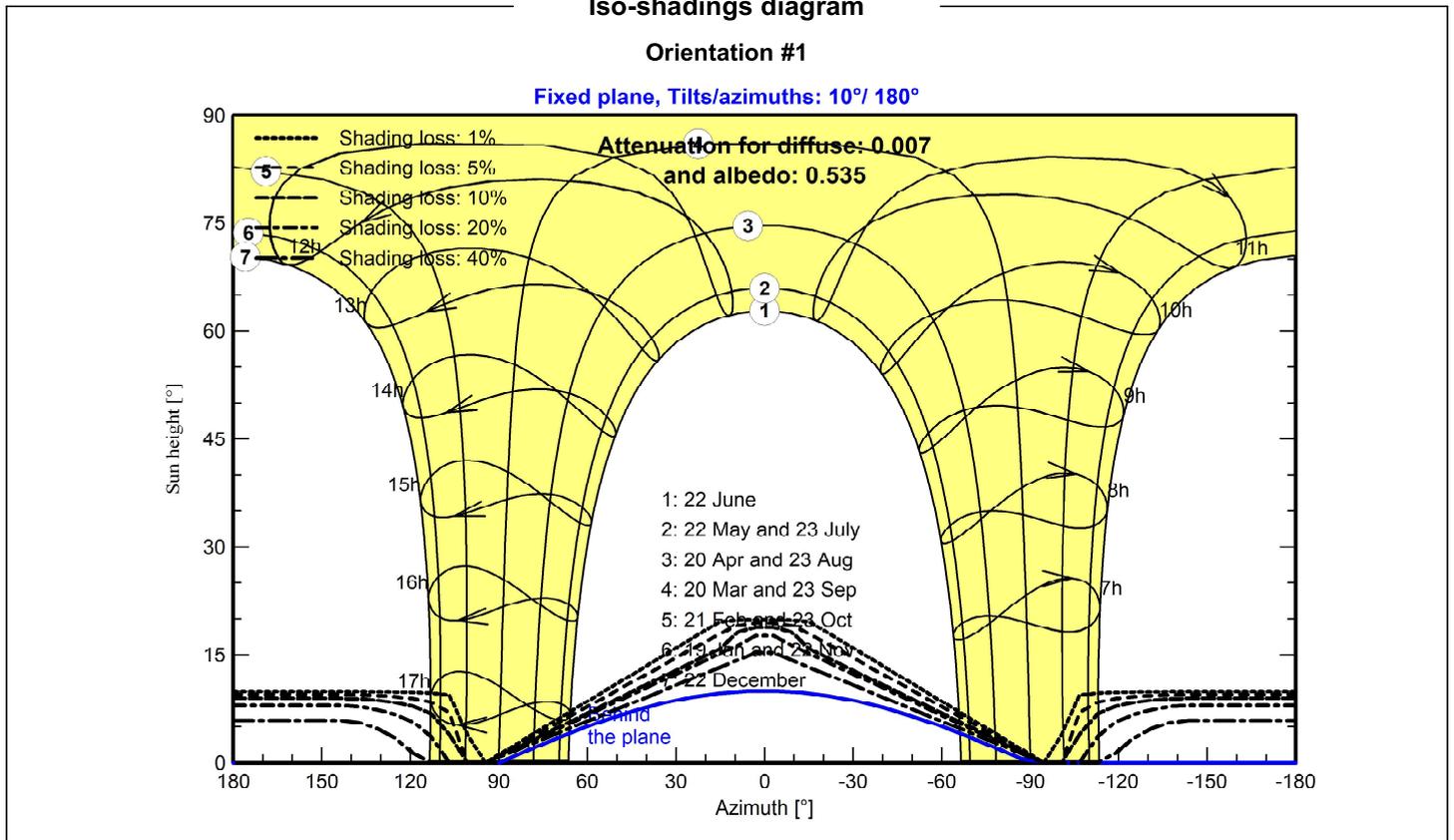
Nominal power at STC 5.57 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 5.57 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 55.71 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.15 mΩ



Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Main results

System Production

Produced Energy 10148572 kWh/year

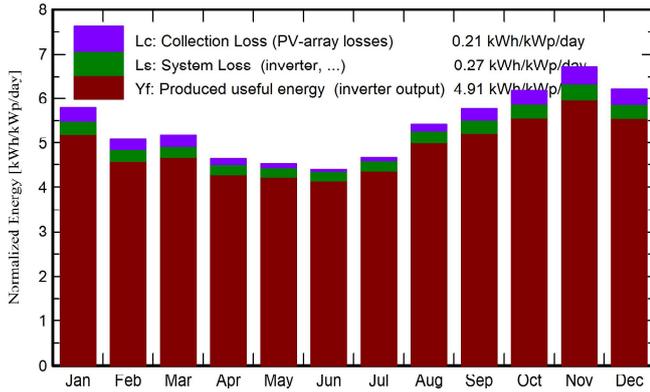
Specific production

1791 kWh/kWp/year

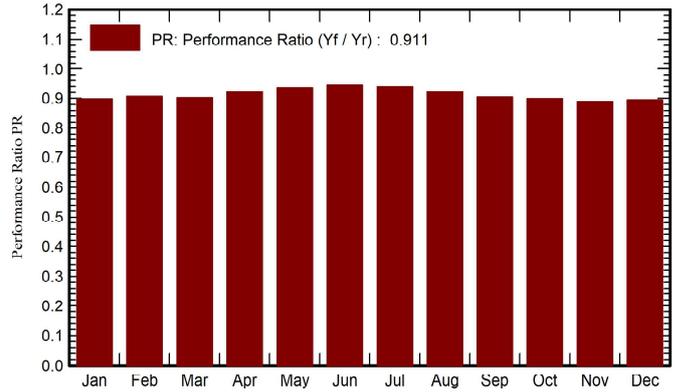
Perf. Ratio PR

91.14 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

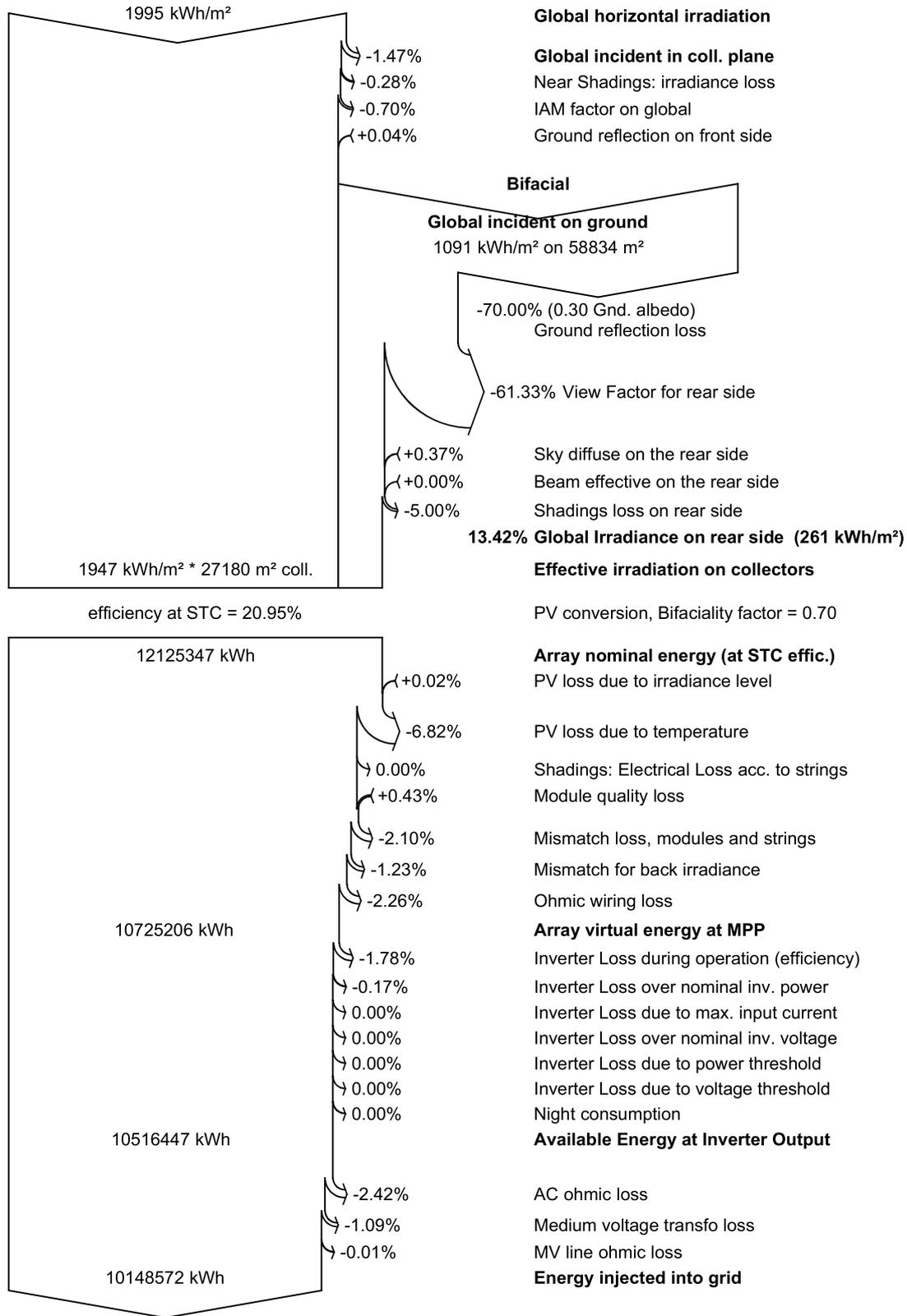
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	171.6	82.35	27.51	179.7	178.3	965992	914402	0.898
February	139.1	78.05	27.35	141.7	140.4	768114	728175	0.907
March	162.9	76.02	27.29	160.6	159.1	867284	821569	0.903
April	145.4	77.41	26.68	139.3	137.7	766875	728170	0.923
May	151.0	76.18	27.19	140.1	138.3	780864	742787	0.936
June	145.4	63.54	26.40	131.9	130.2	742014	705778	0.944
July	157.7	69.50	26.60	144.4	142.7	808351	768509	0.939
August	179.3	72.35	26.83	168.1	166.4	927417	879534	0.923
September	177.8	73.41	26.65	173.3	171.8	939166	888922	0.905
October	189.6	85.09	27.39	191.8	190.3	1032624	977071	0.899
November	192.9	76.63	27.24	201.7	200.4	1076790	1017191	0.890
December	181.9	78.18	27.80	192.6	191.2	1032305	976464	0.895
Year	1994.6	908.71	27.08	1965.2	1946.7	10707796	10148572	0.911

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



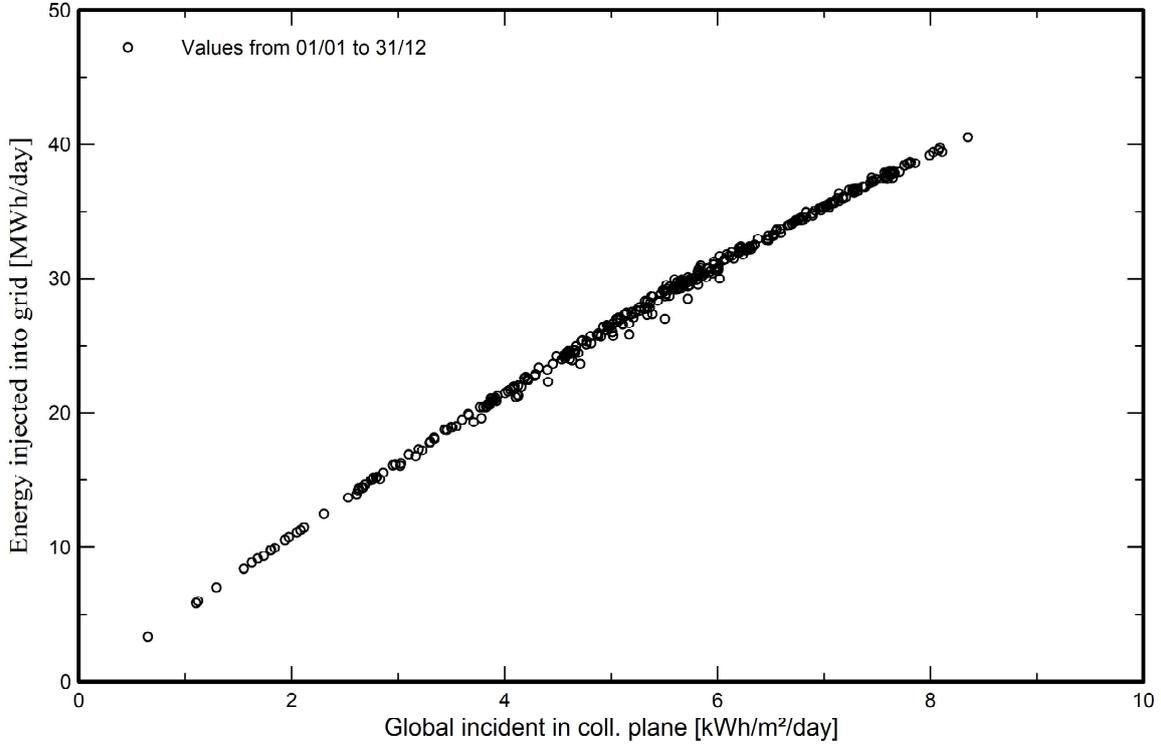
Loss diagram





Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

