



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

**ITALO CASTRO DE SOUSA**

**ANÁLISE DE PERDAS E APURAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA NA GERAÇÃO**  
**FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA: ESTUDO DE CASO UTILIZANDO O**  
**SOFTWARE PVSYST**

**FORTALEZA**

**2025**

ITALO CASTRO DE SOUSA

ANÁLISE DE PERDAS E APURAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA NA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA: ESTUDO DE CASO UTILIZANDO O SOFTWARE  
PVSYST

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi.  
Coorientadora: Eng. Aline Cosmo de Sena.

FORTALEZA

2025

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)

---

S696a Sousa, Italo Castro de.

Análise de perdas e apuração de garantia física na geração fotovoltaica centralizada : estudo de caso utilizando o software PVsyst / Italo Castro de Sousa. – 2025.  
72 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.

Orientação: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory.

1. Certificação de produção de energia. 2. PVsyst. 3. Nota técnica EPE/- DEE/050/2024. 4. Geração fotovoltaica centralizada. 5. Análise de perdas na geração fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.3

---

ITALO CASTRO DE SOUSA

ANÁLISE DE PERDAS E APURAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA NA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA: ESTUDO DE CASO UTILIZANDO O SOFTWARE  
PVSYST

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 01/08/2025.

BANCA EXAMINADORA

---

Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Aline Cosmo de Sena (Coorientadora)  
Megajoule Brasil

---

Eng. Alexander Clasen Back  
Qair Brasil

---

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Àqueles que não apenas tornaram este caminho possível, mas também, com sua própria luz, iluminaram meus passos.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, dedico minha primeira e mais importante gratidão. Reconheço que sou o maior projeto de suas vidas e que cada conquista minha é, na verdade, um reflexo do sacrifício e do amor incondicional de vocês. Seu apoio constante foi o alicerce para minha formação. À minha mãe, agradeço pelo carinho, pelo amor e pelo zelo que sempre me protegeu. Ao meu pai, sou grato pela segurança que sempre transmitiu e por ser meu maior exemplo de força e integridade.

À minha noiva, Engenheira de Alimentos Glasielle Rocha, por todo o seu amor. Sua dedicação é minha inspiração, e sua companhia torna a vida infinitamente mais divertida. Mal posso esperar por todos os momentos de alegria que ainda vamos viver juntos. Obrigado por ser meu porto seguro e por tornar os dias mais leves, mesmo nos momentos de maior desafio. Sei que ainda teremos muito tempo juntos pela frente e que cada momento será eternizado em nossas lembranças. As minhas conquistas serão sempre nossas.

À Engenheira de Energias Renováveis Aline Sena, sua ajuda e generosidade em compartilhar conhecimento foram um presente para mim. Levo comigo não apenas os aprendizados, mas também uma amizade que prezo imensamente. Encontrei mais do que uma colega: uma mentora e, sem dúvida, uma grande amiga.

Ao excelentíssimo Engenheiro Eletricista Alexander Back, expresso minha sincera gratidão pela valiosa sabedoria compartilhada em nossas conversas. Sua orientação, sempre transmitida com leveza e clareza, foi de inestimável importância para minha carreira e a elaboração deste trabalho.

À Prof<sup>ra</sup>. Dra. Raquel Gregory, minha profunda gratidão pelo apoio e incentivo constantes durante toda a jornada deste TCC. Agradeço, ainda, pelos valiosos ensinamentos na disciplina de Transmissão de Energia Elétrica, que foram fundamentais para minha formação.

Ao Prof. Dr. Raimundo Furtado, agradeço pelo conteúdo ensinado em sala de aula e pela participação na banca deste trabalho.

À Tecsys Jr. e a todos os seus membros, minha gratidão pela jornada. Deixo um agradecimento especial aos meus companheiros Agnes, João Vitor, Matheus, Lucas Lima e Caio Guimarães. A amizade, os aprendizados sobre o mercado e as lições de vida que compartilhamos foram uma experiência única, cujas lembranças levarei para sempre. Como ex-Diretor, meu valor preferido sempre foi "Aproveitar a jornada", e acredito que vivenciei da melhor forma.

*A MEGAJOULE Independent renewable engineering and consultancy* pelo apoio

técnico e ambiente descontraído.

À UFC, pela estrutura, alimentação, auxílios financeiros e educação gratuita concedidos ao longo dos últimos anos.

À EEEP Darcy Ribeiro, pela alimentação fornecida, curso técnico, ensino público de qualidade e preparação para ingresso na UFC.

À minhas antigas companheiras de estágio, Helena e Emely, pelas risadas e conversas.

À meus companheiros de graduação, Everton e Álvaro, por escutarem e entenderem as dores de um universitário, pelo companheirismo e pelos bons momentos vividos.

Ao Engenheiro Eletricista Guilherme Ribeiro, com quem cada conversa é um aprendizado e cada partida de xadrez, um prazeroso desafio. Agradeço especialmente pela companhia e pelas memórias construídas para além do tabuleiro.

Ao CT Show Thai, minha gratidão pelos ensinamentos que me foram transmitidos com clareza e contundência. Compreendi que o comprometimento molda o caráter e que a resiliência, aliada à humildade, é a base da verdadeira força. Levo dessa jornada a lição de enfrentar os desafios da vida com a cabeça erguida e o olhar atento.

"Bem-vindo ao meu lar, cuidado pra não  
tropeçar, a mesa ainda tá aqui, porém mudei  
certezas de lugar." (Black Alien, 2019)



## RESUMO

O crescimento da geração fotovoltaica na matriz elétrica brasileira demanda metodologias precisas para a estimativa de produção e viabilização de novos empreendimentos. O presente trabalho tem como objetivo demonstrar, de forma aplicada, o procedimento completo para a análise de perdas na geração fotovoltaica e a apuração da Garantia física de uma usina fotovoltaica centralizada, partindo da escolha do local, escolha de equipamentos, simulação energética até resultados de produções P50, indicadores de desempenho e Garantia física. Para tal, desenvolveu-se um estudo de caso para uma usina localizada em Icó-CE, utilizando dados medidos no local por estação solarimétrica e os softwares PVcase para o design do arranjo físico e PVsyst para a simulação energética, a partir da qual se obteve a produção P50. A metodologia integrou as premissas de perdas técnicas e as taxas de indisponibilidade (TEIF e IP) baseadas em referências da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A simulação resultou em uma produção P50 média de 20 anos de 69.350  $MWh$ , após a aplicação de todos os fatores de perda, apurou-se uma Garantia física final de 7,4  $MW_{medio}$  para os 20 anos de operação da usina. Conclui-se que os fatores de indisponibilidade e as perdas sistêmicas impactam de forma material a energia efetivamente comercializável, e que a aplicação de uma metodologia estruturada, aliando simulação computacional e premissas regulatórias, é fundamental para a correta avaliação técnica de projetos fotovoltaicos.

**Palavras-chave:** Setor elétrico, Certificação de produção de energia, PVsyst, nota técnica EPE/-DEE/050/2024, Geração fotovoltaica centralizada, Análise de perdas na geração fotovoltaica, Garantia física

## ABSTRACT

The growth of photovoltaic generation in the Brazilian electricity matrix requires precise methodologies for estimating production and making new projects viable. The aim of this work is to demonstrate, in a detailed and applied manner, the complete procedure for analyzing losses in photovoltaic generation and calculating the Physical Guarantee of a large photovoltaic plant, starting with the choice of location, choice of equipment, energy simulation and ending with the results of P50 production, performance indicators and Physical Guarantee. To this end, a case study was developed for a plant located in Icó-CE, using data measured on site by a solarimetric station and the software PVcase for the design of the physical arrangement and PVsyst for the energy simulation, from which the P50 production was obtained. The methodology integrated technical loss assumptions and unavailability rates (TEIF and IP) based on references from the Energy Research Company (EPE) and the Electricity Trading Chamber (CCEE). The simulation resulted in a 20-year average P50 production of 69.350 *MWh*, after applying all loss factors, a final Physical Guarantee of 7,4 *MW<sub>average</sub>* was calculated for the plant's 20 years of operation. The conclusion is that unavailability factors and systemic losses have a material impact on the energy that can actually be sold, and that the application of a structured methodology, combining computer simulation and regulatory assumptions, is fundamental for the correct technical assessment of photovoltaic projects.

**Keywords:** Electricity sector, Certification of energy production, PVsyst, technical note EPE/-DEE/050/2024, Centralized photovoltaic generation, Analysis of losses in photovoltaic generation, Physical guarantee

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa de recurso solar do Brasil . . . . .	14
Figura 2 – Contribuição da fonte solar no horizonte 2024-2034 . . . . .	15
Figura 3 – Geração solar em um dia típico do Nordeste. . . . .	19
Figura 4 – Estação solarimétrica típica para campanha de medição. . . . .	20
Figura 5 – Célula FV de silício monocristalino . . . . .	22
Figura 6 – Absorção de Irradiação solar nos módulos . . . . .	23
Figura 7 – UFV com utilização de tracker . . . . .	24
Figura 8 – Sistema FV com utilização de estratégia backtracking . . . . .	25
Figura 9 – Perdas na geração fotovoltaica nos projetos cadastrados . . . . .	27
Figura 10 – Fluxograma do cálculo da Garantia Física de usinas fotovoltaicas . . . . .	30
Figura 11 – Distância do projeto a subestação Icó 230kV . . . . .	31
Figura 12 – Boxplot da Irradiação global horizontal . . . . .	32
Figura 13 – Mapa de calor da Irradiação global horizontal . . . . .	33
Figura 14 – Preenchimento do terreno com módulos . . . . .	36
Figura 15 – Campo sistema . . . . .	41
Figura 16 – Layout no PVsyst . . . . .	41
Figura 17 – Resistência elétrica dos condutores . . . . .	45

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características da temperatura ambiente do local de estudo . . . . .	33
Tabela 2 – Parâmetros do módulo fotovoltaico . . . . .	34
Tabela 3 – Características técnicas do inversor . . . . .	35
Tabela 4 – Parâmetros de configuração do seguidor solar (tracker) . . . . .	35
Tabela 5 – Parâmetros inseridos no software PVcase. . . . .	36
Tabela 6 – Parâmetros da UFV . . . . .	39
Tabela 7 – Parâmetros de configuração da modelagem no software PVsyst. . . . .	40
Tabela 8 – Parâmetros para o dimensionamento do trecho módulo-combiner box. . . .	46
Tabela 9 – Parâmetros para o dimensionamento do trecho combiner box-inversor. . . .	46
Tabela 10 – Dias com chuva superior a 5 mm e a perda mensal associada. . . . .	47
Tabela 11 – Parâmetros de perda inseridos no PVsyst. . . . .	48
Tabela 12 – Resumo das perdas e ganhos na geração fotovoltaica para o Ano 1, em ordem decrecente de impacto. . . . .	49
Tabela 13 – Estimativa de Produção Certificada de Energia do Ano 1 ao Ano 25. . . . .	50
Tabela 14 – Resumo das perdas elétricas até o centro de gravidade . . . . .	52

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Despesa de capital
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de capacidade
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PR	Performace Ratio
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFV	Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

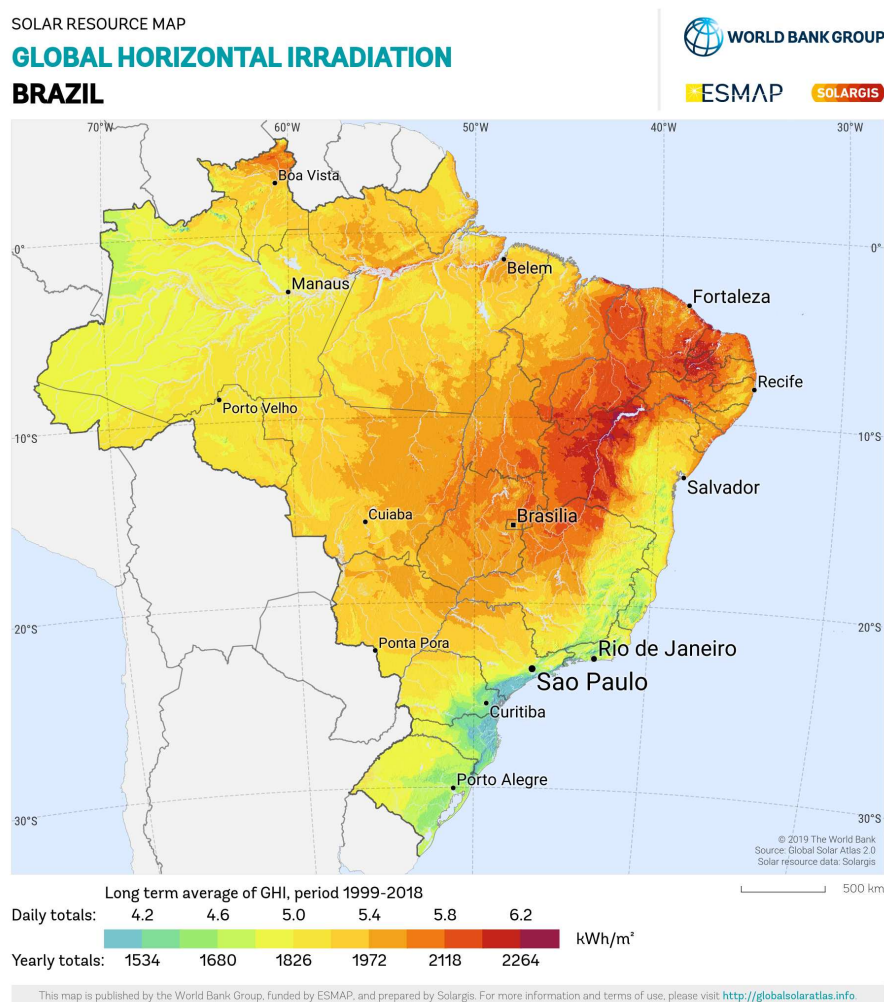
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos . . . . .</b>	<b>16</b>
<b>1.2</b>	<b>Estrutura do trabalho . . . . .</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA . . . . .</b>	<b>18</b>
<b>2.1</b>	<b>Princípios da geração fotovoltaica . . . . .</b>	<b>18</b>
<b>2.1.1</b>	<i>Efeito fotoelétrico . . . . .</i>	<i>18</i>
<b>2.1.2</b>	<i>Radiação solar . . . . .</i>	<i>19</i>
<b>2.1.3</b>	<i>Irradiância solar . . . . .</i>	<i>19</i>
<b>2.1.4</b>	<i>Irradiação solar . . . . .</i>	<i>20</i>
<b>2.1.5</b>	<i>Ano meteorológico típico . . . . .</i>	<i>21</i>
<b>2.1.6</b>	<i>Célula fotovoltaica . . . . .</i>	<i>22</i>
<b>2.1.7</b>	<i>Módulo fotovoltaico . . . . .</i>	<i>22</i>
<b>2.1.8</b>	<i>Inversor fotovoltaico . . . . .</i>	<i>23</i>
<b>2.1.9</b>	<i>Seguidor solar (Tracker) . . . . .</i>	<i>24</i>
<b>2.1.10</b>	<i>Desempenho global (PR) . . . . .</i>	<i>25</i>
<b>2.1.11</b>	<i>Fator de Capacidade (FC) . . . . .</i>	<i>25</i>
<b>2.2</b>	<b>Perdas na geração fotovoltaica . . . . .</b>	<b>26</b>
<b>2.3</b>	<b>Garantia física . . . . .</b>	<b>27</b>
<b>3</b>	<b>MODELAGEM DA PLANTA NO PVCase . . . . .</b>	<b>31</b>
<b>3.1</b>	<b>Caracterização do terreno . . . . .</b>	<b>31</b>
<b>3.2</b>	<b>Análise do Ano meteorológico típico . . . . .</b>	<b>32</b>
<b>3.3</b>	<b>Modelagem da planta no software PVcase . . . . .</b>	<b>33</b>
<b>3.3.1</b>	<i>Escolha do módulo . . . . .</i>	<i>34</i>
<b>3.3.2</b>	<i>Escolha do inversor . . . . .</i>	<i>34</i>
<b>3.3.3</b>	<i>Escolha do tracker . . . . .</i>	<i>35</i>
<b>3.3.4</b>	<i>Layout da planta . . . . .</i>	<i>36</i>
<b>3.3.5</b>	<i>Dimensionamento da planta . . . . .</i>	<i>37</i>
<b>4</b>	<b>MODELAGEM ENERGÉTICA NO PVSyst E APURAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA . . . . .</b>	<b>40</b>
<b>4.1</b>	<b>Modelagem energética no PVsyst . . . . .</b>	<b>40</b>

<b>4.2</b>	<b>Modelagem de perdas no PVsyst . . . . .</b>	<b>42</b>
<b>4.2.1</b>	<b><i>Perdas por cabeamento CC . . . . .</i></b>	<b>42</b>
<b>4.2.1.1</b>	<i>Capacidade de condução de corrente . . . . .</i>	42
<b>4.2.1.2</b>	<i>Queda de tensão . . . . .</i>	43
<b>4.2.1.3</b>	<i>Perdas elétricas . . . . .</i>	44
<b>4.2.2</b>	<b><i>Perdas por sujeira . . . . .</i></b>	<b>47</b>
<b>4.3</b>	<b>Simulação energética . . . . .</b>	<b>48</b>
<b>4.3.1</b>	<b><i>Análise do Envelhecimento da UFV e Degradação de Performance . . . .</i></b>	<b>50</b>
<b>4.4</b>	<b>Apuração da Garantia física . . . . .</b>	<b>52</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>54</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>56</b>
	<b>ANEXO A –RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST . . . . .</b>	<b>58</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Com o objetivo de diversificar a matriz elétrica brasileira, dentre outros aspectos, as energias renováveis têm sido cada vez mais utilizadas. Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 20 anos (EPE, 2024a), nas últimas duas décadas, o Brasil teve um grande avanço no uso de energias renováveis, especialmente a energia eólica e solar fotovoltaica. Em 2004, essas fontes quase não eram exploradas no país. Em 2023, a capacidade de geração solar fotovoltaica chegou a 37.843 MW, tornando-se uma parte importante da energia gerada no Brasil. Dessa maneira, é inegável o potencial do recurso solar brasileiro, especialmente no Nordeste, conforme Figura 1.

Figura 1 – Mapa de recurso solar do Brasil



Fonte: (Solargis, 2024)

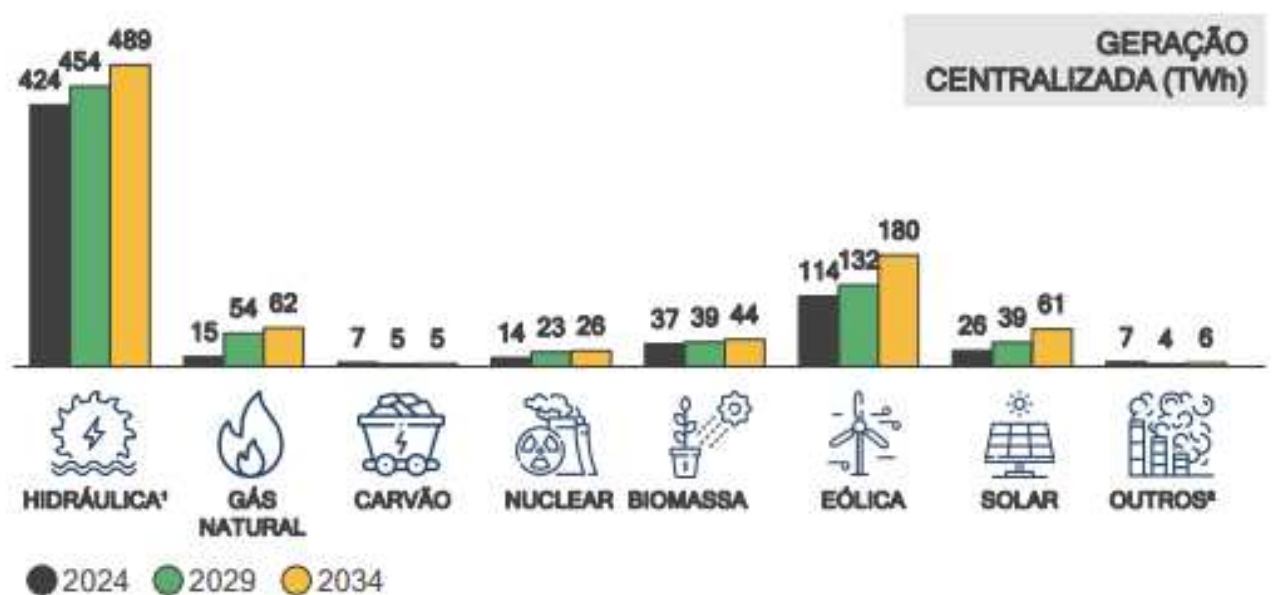
Esse crescimento aconteceu graças ao avanço da Micro e mini geração distribuída, leilões de energia, e a novas tecnologias que tornaram esses sistemas mais eficientes. Isso



mostra que o Brasil tem um grande potencial para uso das fontes eólica e solar, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis. Não obstante os atrativos associados, as fontes eólica e solar agregam maiores complexidades aos sistemas devido a intermitência das fontes afetando a confiabilidade da rede elétrica. Nesse contexto, maiores investimentos são requeridos para a garantia da infraestrutura de transmissão de energia elétrica e intercâmbio entre submercados, afim de evitar restrições operativas (*curtailment*) por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A energia fotovoltaica no Brasil é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), podendo ser produzida a partir de empreendimentos de Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD). Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (EPE, 2024c), com horizonte de 2025-2034, estima-se que haja um incremento de 13.147 MW somente relativo às usinas fotovoltaicas centralizadas, totalizando 61 TWh de energia centralizada gerada ao final do último ano do período decenal, vide Figura 2.

Figura 2 – Contribuição da fonte solar no horizonte 2024-2034



Fonte: (EPE, 2024c)

Na GC, para que o agente gerador possa empreender no segmento de usinas fotovoltaicas, o mesmo deve obedecer a algumas exigências, entre elas, está o pedido de Outorga de Autorização, cuja permissão é concedida pela ANEEL. Tendo em vista a participação em leilões de energia de empreendimentos fotovoltaicos, o agente necessita seguir as Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de

Energia Elétrica (EPE, 2013). Nesse sentido, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) exige alguns documentos, tais como Registro na ANEEL, memorial descritivo, licença e estudos de impacto ambiental, parecer de acesso, declaração para fins de cadastramento e habilitação técnica de empreendimentos fotovoltaicos e certificação de dados solarimétricos e produção anual de energia.

A Norma técnica Incertezas e Perdas na Geração Fotovoltaica (EPE, 2024b) traz algumas definições e atualizações sobre o entendimento das perdas em um parque fotovoltaico e como as empresas certificadoras estimam, em média, essas perdas. Tem-se como objetivos dessa norma discutir os conceitos utilizados pelas certificadoras e mostrar, de forma agregada, os resultados dos cálculos e estimativas de incertezas e perdas declarados nas certificações. Busca-se assim, facilitar o entendimento sobre o que se espera dessas certificações e permitir uma análise comparativa das metodologias e valores (EPE, 2024b).

A Portaria nº 2.610 (MME, 2023), apresenta uma revisão das Garantias físicas de 35 usinas fotovoltaicas, considerando as perdas elétricas dos pontos de conexão até o centro de gravidade dos complexos, ponto onde as perdas da rede básica são rateadas entre geradores e consumidores. Dessa forma, a estimativa precisa das perdas se torna fundamental para o agente gerador de energia elétrica, permitindo o cálculo confiável da garantia física do empreendimento fotovoltaico, o que por sua vez permite atender ao contrato estabelecido entre o agente gerador e seu cliente. Além disso, possibilita ao empreendedor, projetar a geração líquida e sua performance ao longo da vida útil do seu ativo, considerando um horizonte de 25 anos. Para tal, é de suma importância uma modelagem energética condizente com a realidade.

A determinação precisa da Garantia física depende da estimativa robusta das perdas da usina fotovoltaica. Contudo, a própria EPE na Nota Técnica EPE-DEE-050-2024 (EPE, 2024b) aponta a existência de "variações significativas" e "divergências de entendimento" entre as metodologias aplicadas no mercado entre as certificadoras, o que pode levar a estimativas imprecisas e impactar a viabilidade técnica e econômica dos projetos fotovoltaicos de geração centralizada.

## **1.1 Objetivos**

Diante do exposto, o presente trabalho tem como objetivo demonstrar, de forma aplicada, o procedimento completo para a análise de perdas na geração fotovoltaica e a apuração da Garantia física de uma usina fotovoltaica centralizada, partindo da escolha do local, escolha de

equipamentos, simulação energética até resultados de produções P50, indicadores de desempenho e Garantia física. Para isso, buscou-se em termos de objetivos específicos:

- Modelar uma usina fotovoltaica centralizada de interesse utilizando o software PVcase;
- Desenvolver e aplicar a metodologia proposta para estimar sua geração ao longo de um horizonte de 25 anos, utilizando o software PVsyst;
- Estimar as perdas do sistema conforme a Nota técnica EPE/DEE/050/2024 usando o software PVsyst;
- Analisar as perdas e o envelhecimento da usina no horizonte de 25 anos com indicadores de performance;
- Calcular a Garantia física do empreendimento.

## **1.2 Estrutura do trabalho**

Após a introdução, o presente trabalho encontra-se estruturado da seguinte forma:

O capítulo 2 - Fundamentação Teórica dialoga sobre os princípios que regem o tema central do trabalho, como efeito fotoelétrico, equipamentos de um sistema Fotovoltaico (FV), perdas na geração fotovoltaica e cálculo da Garantia Física.

O capítulo 3 - Modelagem da Planta no PVcase apresenta as etapas para o desenvolvimento do layout da planta utilizando software especializado.

O capítulo 4 – Modelagem Energética no PVsyst e Apuração da Garantia Física apresenta a modelagem energética para o levantamento das perdas na planta de interesse para determinar sua produção, envelhecimento e sua garantia física. Além disso, apresenta-se a análise e discussão dos resultados das simulações e cálculos.

Por fim, no capítulo 5 - Conclusões são apresentadas as principais constatações sobre o estudo realizado neste trabalho.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar os fundamentos para o entendimento dos conceitos de perdas de um projeto fotovoltaico de geração centralizada, abordando conteúdos como fundamentos da geração fotovoltaica, garantia física do empreendimento e conceitos de geração de energia.

### 2.1 Princípios da geração fotovoltaica

#### 2.1.1 Efeito *fotolétrico*

Sob a ótica da física clássica, a luz é tratada como um fenômeno eletromagnético de propagação ondulatória, cujas propriedades são elegantemente descritas pelas equações de Maxwell. Entretanto, a descrição ondulatória falha em explicar integralmente as interações observadas entre a luz e a matéria. Diante dessa inconsistência, tornou-se necessária a postulação do fóton: partícula elementar que representa o quantum, ou a menor unidade indivisível, da energia eletromagnética. Esta abordagem não anula o modelo ondulatório, mas o complementa, evidenciando a dualidade onda-partícula da luz. A energia ( $E$ ) de cada fóton está inextricavelmente ligada à frequência ( $\nu$ ) da sua onda correspondente, uma relação quantitativa expressa pela equação de Planck:  $E = h\nu$ , onde  $h$  é a constante de Planck com valor igual a  $6,63 \times 10^{-34} \text{ J} \times \text{s}$  (Lima, 2020).

O efeito fotoelétrico, fenômeno em que elétrons são liberados de uma superfície metálica ao ser atingida por luz, apresentou um grande desafio para a física clássica. As teorias da época, que tratavam a luz apenas como uma onda, não conseguiam justificar os resultados observados em laboratório, como a necessidade de uma frequência mínima para que o efeito ocorresse ou a emissão instantânea dos elétrons. A solução foi proposta por Albert Einstein em 1905. Ele sugeriu que a luz também se comporta como um fluxo de partículas de energia, hoje conhecidas como fótons. Segundo o modelo de Einstein, a interação é individual e instantânea: um único fóton colide com um único elétron, transferindo toda a sua energia de uma só vez. Este entendimento do efeito fotoelétrico foi um pilar para a física quântica e descreve o princípio fundamental por trás da tecnologia fotovoltaica, onde a energia dos fótons da luz solar é utilizada para colocar elétrons em movimento, gerando assim uma corrente elétrica capaz de produzir energia (Lima, 2020).

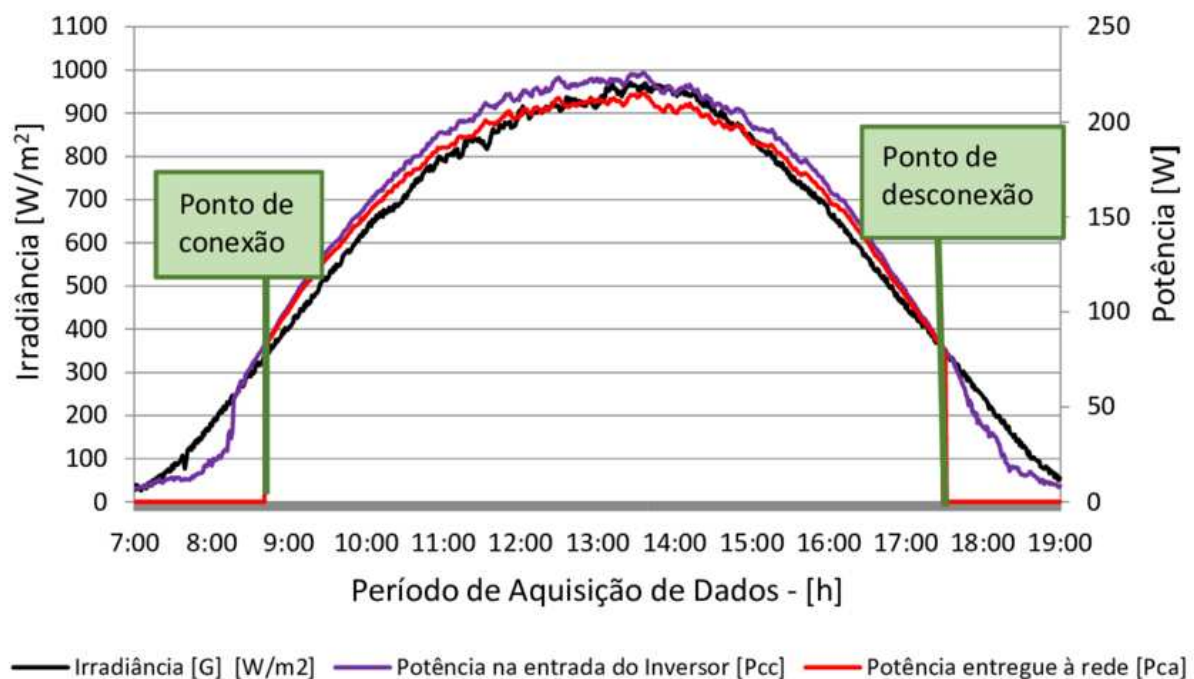
### 2.1.2 Radiação solar

De forma geral, radiação é o processo de emissão e propagação de energia através do espaço ou de um meio material. Essa energia pode manifestar-se sob a forma de ondas eletromagnéticas (como ondas de rádio, luz visível, raios-X e radiação gama) ou de partículas subatômicas em movimento (como partículas alfa, beta e nêutrons). Em um contexto técnico, o termo radiação frequentemente se refere à energia emitida por uma fonte. A radiação, portanto, descreve o fenômeno em si e a energia total envolvida no processo de propagação. Portanto, sob a ótica física, radiação solar trata-se da energia emitida pelo sol (Halliday, 2008).

### 2.1.3 Irradiância solar

O termo radiação solar pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, ou em termos de potência por unidade de área, denominado, então, de irradiância solar (João Tavares Pinho, 2014). A Figura 3 ilustra o comportamento diário da irradiância no Nordeste.

Figura 3 – Geração solar em um dia típico do Nordeste.

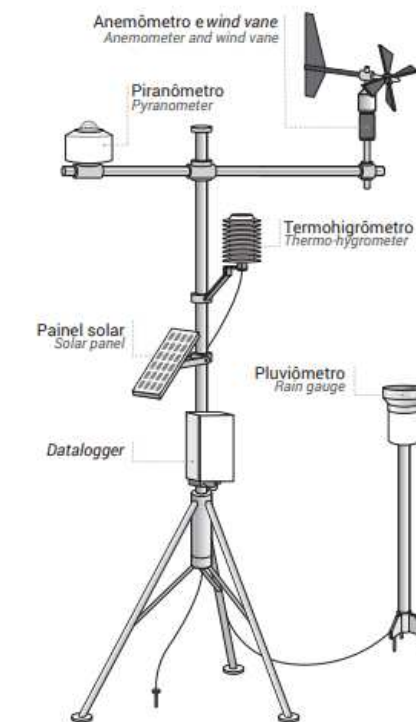


Fonte: (Joao, 2024)

A irradiância pode ser medida com o auxílio de um piranômetro, um equipamento que capta a luz proveniente do sol que atravessa a superfície terrestre. Esse equipamento geralmente é acompanhado de outros e que fazem parte de uma estação solarimétrica, mastro

que capta os recursos naturais do ambiente em que está instalado, para estudos energéticos. Os equipamentos desse mastro, geralmente, são: Anemômetro (mede velocidade do vento), Wind vane (mede direção do vento), Termohigrômetro (mede temperatura ambiente e umidade relativa do ar) e Pluviômetro (mede o acúmulo de chuva). Na Figura 4 é exemplificada uma estação solarimétrica.

Figura 4 – Estação solarimétrica típica para campanha de medição.



Fonte: (Estado do Ceara, 2019)

Usualmente, as estações solarimétricas contam com um piranômetro virado para baixo, de modo a captar a irradiância refletiva pelo solo. Assim, quando essa irradiância refletida é comparada com a irradiância global horizontal, define-se uma variável importante para o estudo das usinas fotovoltaicas modernas, o albedo. O mesmo é utilizado como um fator de ganho de produção das usinas.

#### 2.1.4 Irradiação solar

O termo radiação solar é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar (João Tavares Pinho, 2014), tal como expressa a equação 2.1.

$$H = \int_{t_1}^{t_2} G(t) dt \quad (2.1)$$

Onde:

H: Irradiação, que representa a energia total por unidade de área, em  $Wh/m^2$ ;

G(t): Irradiância, que representa a potência instantânea por unidade de área  $W/m^2$  como uma função do tempo t;

$t_1$  e  $t_2$ : São os intervalos da integração. Sendo  $t_1$  o instante inicial e  $t_2$  o instante final da integração.

Pode-se ainda, definir (Pereira, 2017):

- a) Irradiação Direta Normal (DNI): é a taxa de energia por unidade de área diretamente do sol, normal à superfície.
- b) Irradiação Difusa Horizontal (DHI): é a taxa de energia por unidade de área decorrente do espalhamento do feixe solar.
- c) Irradiação Global Horizontal (GHI): é a taxa de energia total por unidade de área em uma superfície horizontal.

### 2.1.5 Ano meteorológico típico

Conhecido como *Typical Meteorological Year* ou TMY, é uma base de dados horária que representa as condições climáticas médias de uma localidade específica, construída a partir de longas séries de dados medidos. No contexto de projetos fotovoltaicos de geração centralizada, sua elaboração utiliza um método estatístico que seleciona os doze meses mais representativos de um histórico que geralmente abrange pelo menos 20 anos de dados, sendo parte desses dados, medidos *in loco* (a partir de estações solarimétricas) e outra parte uma série de longo prazo de satélite do local do projeto (PVsyst, 2025).

Cada mês do arquivo TMY é, portanto, um mês real de um ano diferente, escolhido por ser o que mais se aproxima da média histórica para aquele período. Esses doze meses selecionados são então concatenados e suavizados para garantir a continuidade dos dados. O objetivo final é criar um único arquivo de 8.760 horas que, embora seja uma construção sintética, reproduz de forma mais fidedigna a situação meteorológica típica que um projeto enfrentará, sendo uma ferramenta essencial para simulações de desempenho energético de projetos de energia renovável, como eólica e solar fotovoltaica. Para empreendimentos fotovoltaicos, o TMY conta com dados de GHI, DHI e temperatura ambiente (PVsyst, 2025).

### 2.1.6 Célula fotovoltaica

Segundo (João Tavares Pinho, 2014), a conversão da energia solar em energia elétrica tem como unidade fundamental a célula fotovoltaica (FV), um dispositivo semicondutor projetado para explorar o efeito fotoelétrico. Quando fótons da luz solar, com energia suficiente, incidem sobre a célula, eles excitam os elétrons do material, criando pares de cargas elétricas livres (pares elétron-lacuna). Atualmente, o silício é o material semicondutor predominante na indústria fotovoltaica. Ele é utilizado principalmente em duas formas: silício monocristalino e policristalino. A Figura 5 ilustra a estrutura típica de uma célula fotovoltaica de silício monocristalino.

Figura 5 – Célula FV de silício monocristalino



Fonte: (João Tavares Pinho, 2014)

### 2.1.7 Módulo fotovoltaico

Segundo (Marcelo Pinho, 2012), dá-se o nome de módulo FV ao conjunto de células FV agrupadas em série ou paralelo, então, esse conjunto é encapsulado para protegê-lo das intempéries. Como as células FV de um mesmo módulo FV não são exatamente iguais, existem algumas perdas em função do descasamento de parâmetros. Além disso, para elevar a tensão elétrica e potência elétrica de saída do sistema, é realizada a associação série e paralelo dos módulos. Ao agrupa-se em série um conjunto de módulos FV, forma-se uma string, que, ao ser conectada em paralelo com outras strings, forma-se o arranjo FV.

Como há distintas tecnologias no mercado de módulos, os fabricantes fornecem as especificações de seu produto de acordo com uma padronização mundialmente reconhecida, sendo ela a “Standard Test Conditions” ou STC, que segue as diretrizes da IEC 60.904. As três

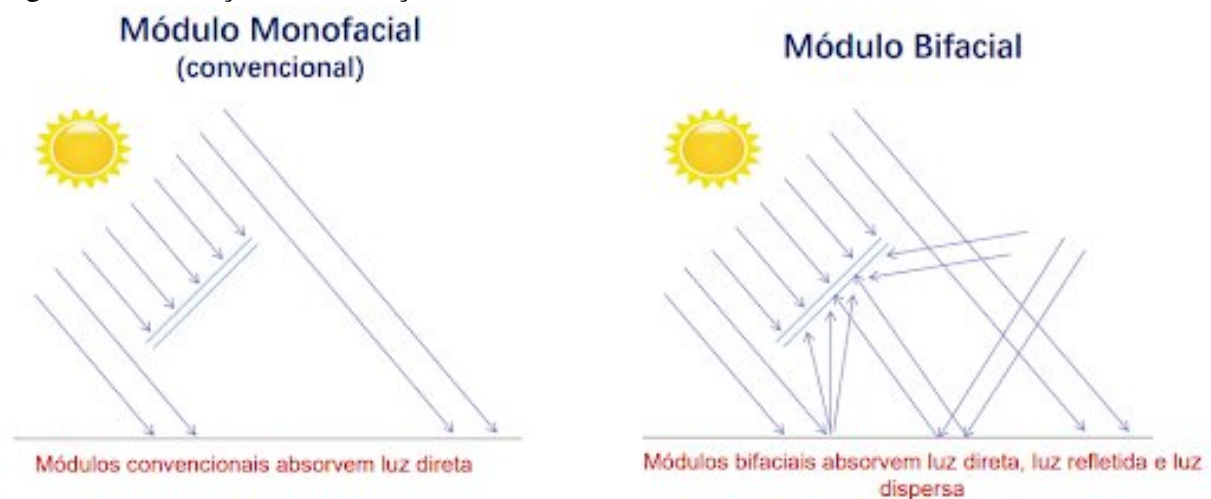


condições principais do padrão STC são:

1. Irradiância de  $1.000 \text{ W/m}^2$ ;
2. Temperatura na célula de  $25^\circ\text{C}$ ;
3. Massa de ar  $AM = 1,5$ .

Ainda, devido ao avanço tecnológico do setor renovável, os módulos estão produzindo energia não somente pela frente exposta diretamente à radiação solar, mas também pelo verso que recebe a irradiação refletida do solo (albedo). O fator de bifacialidade do módulo, que é uma característica informada pelo fabricante, é um parâmetro importante para o dimensionamento da UFV. Logo, a tecnologia bifacial tornou-se o padrão para novas usinas de grande porte no Brasil, sendo adotada na grande maioria dos projetos recentes (EPE, 2024b). Na Figura 6 é demonstrada a comparação entre a tecnologia bifacial e monofacial.

Figura 6 – Absorção de Irradiação solar nos módulos



Fonte: (Canal Solar, 2022)

### 2.1.8 Inversor fotovoltaico

Segundo (João Tavares Pinho, 2014), um inversor fotovoltaico é um dispositivo eletrônico que converte corrente contínua (CC), proveniente de módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA). A tensão de saída em corrente alternada deve possuir parâmetros controlados de amplitude e frequência, além de um baixo conteúdo harmônico.

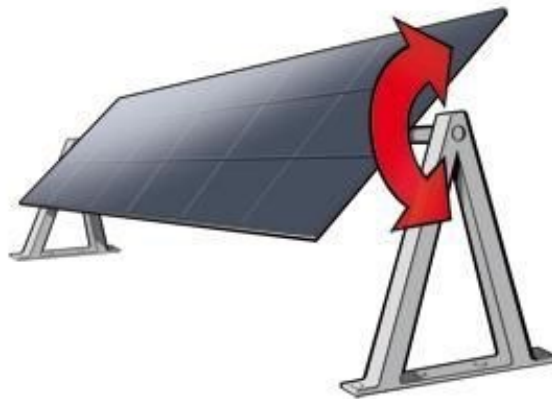
Na GC, há duas tipologias aplicadas para inversores FV, tipo central e tipo string. O uso de cada tipo influencia em medidas preventivas e corretivas de O&M. Na tipologia string, os inversores usualmente possuem menor potência ativa (na ordem de  $kW$ ), os módulos são conectados a uma *string box* que realiza a proteção CC e então, conecta-se ao inversor string. Na

tipologia central, os inversores possuem maior potência ativa (na ordem de  $MW$ ), os módulos são conectados a uma *combiner box* e posteriormente, ao inversor central.

### 2.1.9 Seguidor solar (*Tracker*)

Em resumo, o seguidor solar, ou *tracker*, é um sistema eletromecânico que serve de suporte para os módulos fotovoltaicos. Sua função primordial é movimentar os painéis ao longo do dia para otimizar o ângulo de incidência dos raios solares, maximizando assim a captação de irradiância. Diferentemente das estruturas fixas, que possuem uma orientação estática, os *trackers* ajustam continuamente a posição dos módulos, o que resulta em um aumento significativo na produção total de energia da usina. Abaixo, pode-se verificar na figura 7 um exemplo de uso de *trackers*:

Figura 7 – UFV com utilização de tracker



Fonte: (Energies, 2021)

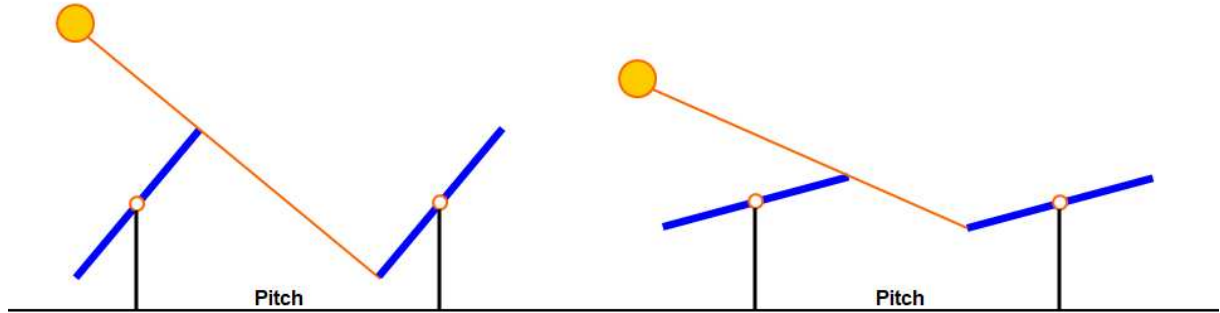
Ainda, para *trackers*, define-se:

- *Pitch*: Distanciamento de eixo a eixo de um *tracker* para outro, em  $m$ ;
- *Tracker Width*: Largura do coletor do *tracker*, em  $m$ ;
- *Ground Cover Ratio* (GRC): Razão entre o *Tracker Width* e *Pitch*, em %.

O *backtracking* é uma estratégia de controle avançada, amplamente utilizada em sistemas com seguidores solares para mitigar perdas por sombreamento. Durante os períodos de baixa elevação solar, como no início da manhã e no final da tarde, o algoritmo de *backtracking* é ativado. Em vez de seguir o ângulo ótimo para a máxima captação de um único painel, o sistema reduz o ângulo de inclinação dos módulos para garantir que nenhuma fileira projete sombra sobre a fileira adjacente, otimizando assim a geração de energia do parque como um todo (PVsyst,

2025). Na Figura 8 verifica-se um exemplo de backtracking.

Figura 8 – Sistema FV com utilização de estratégia backtracking



Fonte: (PVsyst, 2025)

### 2.1.10 Desempenho global (PR)

Segundo o item 10.2.8. da ABNT NBR 16.274:2014, o Performace Ratio (PR), ou desempenho global, define-se de acordo com a equação 2.2.

$$PR = \frac{E_{R,ano} \times G_{STC}}{P_{ins} \times H} \quad (2.2)$$

Onde:

$E_{R,ano}$  é a energia anual líquida produzida pelo sistema, em  $MWh$ ;

$P_{ins}$  é a potência nominal instalada da usina, em  $MW$ ;

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

$H$  é a irradiação anual total no plano dos arranjos fotovoltaicos, em  $Wh/m^2$ ).

### 2.1.11 Fator de Capacidade (FC)

Segundo (SolarPlus, 2024), define-se Fator de capacidade (FC) como a a relação entre a energia anual produzida e a energia anual correspondente à potência nominal instalada da usina, de acordo com 2.3.

$$FC = \frac{E_{R,ano}}{P_{ins} \times 8.760} \quad (2.3)$$

Onde:

$FC$  é o Fator de Capacidade, em %;

$E_{R,ano}$  é a energia anual líquida produzida pelo sistema, em  $MWh$ ;

$P_{ins}$  é a potência nominal instalada da usina, em  $MW$ ;

8.760 número de horas por ano.

## 2.2 Perdas na geração fotovoltaica

Sobre os documentos requeridos pela ANEEL no ato de cadastramento de um projeto fotovoltaico, deverá ser apresentada a Certificação de Dados Solarimétricos e Produção Anual de Energia. Todos os procedimentos, critérios, normas e cálculos utilizados nas certificações deverão seguir as recomendações de entidades nacionais e internacionais, com destaque para IEC – International Electrotechnical Commission, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais e INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (EPE, 2013).

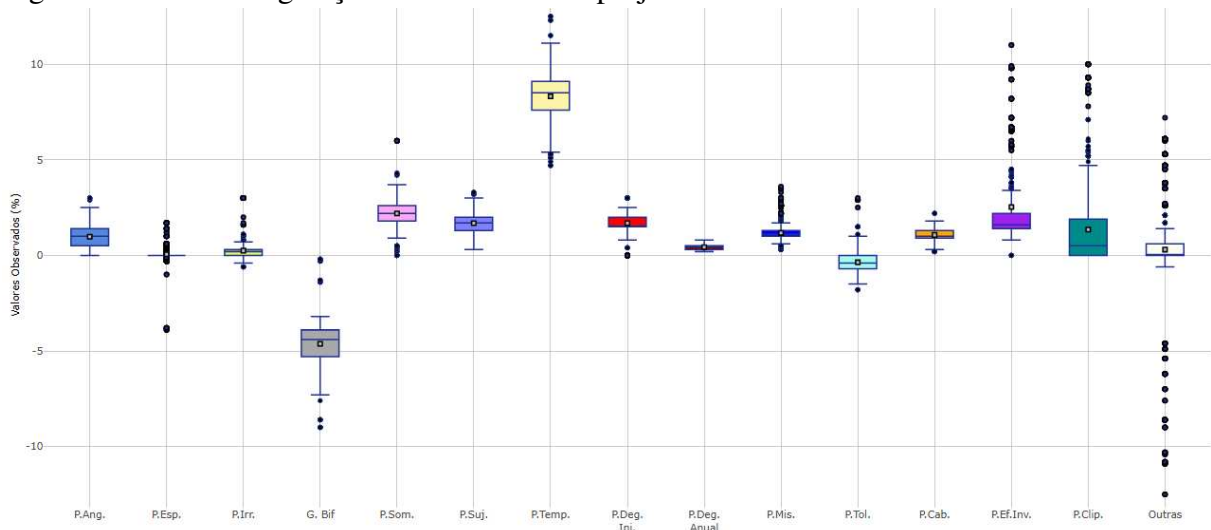
As Certificações deverão abordar todo o descritivo dos trabalhos realizados, contemplando, entre outros fatores, as características principais do empreendimento em questão, os parâmetros e critérios adotados, metodologias e softwares empregados para análises de consistência, correlação e extrapolação de dados de irradiação e cálculo da Produção Certificada. Também deverá ser apresentada toda a concepção técnica do projeto, incluindo as quantidades de módulos em série, de séries em paralelo, de módulos por arranjo e de unidades geradoras, bem como tipo de estrutura utilizada, espaçamento entre fileiras e ângulo de inclinação (ou máximo de giro, no caso de rastreamento) (EPE, 2013).

Sistemas fotovoltaicos possuem diversas parcelas de perdas, desde o gerador FV até o ponto de conexão fotovoltaico. Algumas delas são relativamente simples de incluir nos modelos matemáticos, como a temperatura de célula e o baixo rendimento de alguns componentes quando a potência é baixa; outras podem ser trabalhadas indiretamente, como o posicionamento não ideal, cuja redução na produção de energia pode ser compensada pela medição da irradiância total característica. No entanto, há algumas parcelas de perdas que correspondem à não idealidade dos componentes e não são consideradas nos cálculos, pois possuem comportamento probabilístico ou grande complexidade. Além disso, há casos em que as variáveis de entrada são estimadas para sistemas fotovoltaicos ainda em fase de projeto. Logo, o cenário de perdas também funciona como um fator de segurança para a produção de energia (Marcelo Pinho, 2012).

Em 2024, a EPE realizou um estudo com 1.616 empreendimentos fotovoltaicos habilitados tecnicamente para participação nos Leilões de Energia Nova, entre os anos de 2017

e 2022 e abrangendo todas as regiões e 13 estados brasileiros. Ao todo, foram identificadas e analisadas as metodologias de 17 certificadoras, empresas responsáveis por elaborar os documentos Certificação de Dados Solarimétricos e Produção Anual de Energia. Os resultados foram sintetizados por meio de um gráfico *boxplot* contendo dados sobre as parcelas de perdas cadastradas para todos os projetos do estudo (Figura 9). Nota-se, portanto, o caráter desafiador do processo de levantamento das parcelas de perdas em sistemas fotovoltaicos e que algumas parcelas são mais impactantes do que outras, como por exemplo, temperatura e sombreamento.

Figura 9 – Perdas na geração fotovoltaica nos projetos cadastrados



Fonte: (EPE, 2024b)

*Nota: Da esquerda para direita: Angulares, Espectrais, Irradiância, Bifacialidade, Sombreamento, Sujeira, Temperatura, Degradação inicial dos módulos, Degradação anual dos módulos, Mismatch, Tolerância sobre a potência nominal dos módulos, Cablagem, Inversor, Clipping, outras.*

## 2.3 Garantia física

A garantia física é definida como a máxima quantidade de energia que este pode comercializar por meio de contratos no Sistema Interligado Nacional (SIN), segundo o Decreto nº 5.163/2004. Conforme definido no item 2.3 do Anexo 1 da Portaria MME nº 101/2016 (MME, 2016), o cálculo da garantia física de empreendimentos fotovoltaicos segue a formulação definida em 2.4.

$$GF_{PV} = \frac{[P50_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8.760} \quad (2.4)$$

Sendo:

$GF_{PV}$ : Garantia Física de empreendimentos fotovoltaicos, em  $MW_{\text{médio}}$ ;

$P50_{ac}$ : Produção Anual de Energia Certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a (50%) cinquenta por cento para um período de variabilidade futura de vinte anos, que deve constar do documento de Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia Elétrica, considerando as características técnicas autorizadas pela ANEEL, expresso em  $MWh/ano$ ;

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade - pu;

IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;

$\Delta P$ : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição individual - PMI da usina, em  $MWh$ ;

8.760: número de horas por ano.

O cálculo das perdas observadas no projeto é um dos principais fatores para cálculo da garantia física dos empreendimentos. Entre as perdas possíveis, as mínimas a serem consideradas em empreendimentos que disputam leilões para contratação no ambiente regulado estão apresentadas nas Instruções de Cadastramento da EPE (EPE, 2013). Atualmente, a nota técnica (EPE, 2024b) atualizou as perdas consideradas pela EPE, de acordo com os seguintes itens:

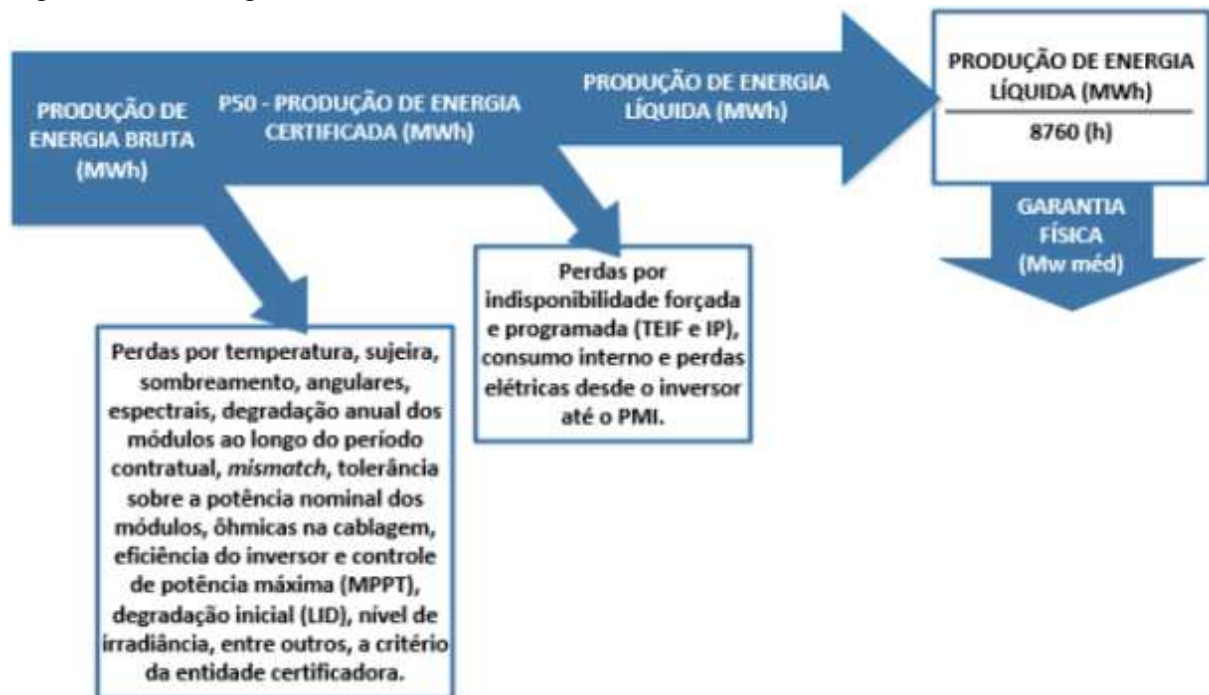
- a) Perdas angulares: perdas causadas pela variação do ângulo de incidência da irradiação sobre as células fotovoltaicas que compõem o módulo. Nos momentos em que a irradiação não está normal ao plano do módulo, os raios solares incidentes sofrem reflexões através das várias camadas de material que compõem o equipamento, resultando em uma parcela de irradiância que não é aproveitada para geração de energia;
- b) Perdas espectrais: perdas resultantes da composição espectral da luz solar incidente sobre os módulos ser diferente do espectro AM 1.5;
- c) Perdas por nível de irradiância: perda decorrente da diferença entre a eficiência do módulo sob a irradiância de  $1000 W/m$  observada nas condições padrão de teste STC e a irradiância real incidente sobre o módulo;
- d) Ganho por bifacialidade dos módulos: energia solar adicional convertida em elétrica pela face posterior de módulos bifaciais;
- e) Perdas por sombreamento: perdas causadas pelo bloqueio da irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos devido à atuação de obstáculos distantes ou próximos dos equipamentos;

- f) Perdas por sujeira: perdas causadas pelo acúmulo de sujeira (poeira, pólen, excremento de pássaros, proliferação de musgos, poluição etc.) na superfície dos módulos fotovoltaicos, bloqueando parte da irradiação captada;
- g) Perdas por temperatura: perda de eficiência da célula fotovoltaica ocasionada pela variação na temperatura de operação do módulo frente às condições de teste padrão;
- h) Perdas por degradação inicial dos módulos: perdas causadas pela luz nas primeiras horas de exposição do módulo fotovoltaico à irradiação solar, ocasionando redução na eficiência dos equipamentos. Essa degradação induzida pela luz (LID - Light Induced Degradation) afeta o desempenho dos módulos nos primeiros meses de exposição até a estabilização. Também pode considerar os efeitos de PID (Potential Induced Degradation) e LeTid (Light and elevated temperature-induced degradation);
- i) Perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratual: degradação anual média ao longo de 20 anos. Aqui deverá ser apresentada a perda correspondente ao período de um ano. Trata-se de uma perda linear de desempenho durante a operação da usina;
- j) Perdas por mismatch: perdas relacionadas ao fato de que os módulos não possuem exatamente as mesmas características técnicas, resultando no descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos quando o sistema atua no ponto de máxima potência coletiva;
- k) Perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos: potência média real dos módulos em relação à especificação do fabricante. Pode ser representada, em certos casos, como ganho;
- l) Perdas ôhmicas na cablagem: perdas provocadas pela resistência elétrica dos materiais condutores à passagem de corrente contínua entre a saída do módulo e a entrada do inversor;
- m) Perdas por eficiência no inversor: perda no inversor devido a conversão CC/CA pela eficiência do equipamento;
- n) Perdas por controle de potência máxima - MPPT (Clipping): perdas causadas pela limitação da potência de saída inversor (power clipping), objetivando a otimização econômica do projeto. Nos casos em que os arranjos fotovoltaicos são

dimensionados com potência nominal superior a potência do inversor, a potência de saída é limitada, acarretando perdas nos períodos de maior irradiação.

No cálculo da garantia física, são abatidas, ainda, as perdas elétricas até o ponto de medição individual da usina fotovoltaica com o sistema elétrico, como ilustra o fluxograma da Figura 10. As perdas aqui discutidas são aquelas para o cálculo da produção certificada (P50), ou seja, aquelas descontadas da estimativa de produção bruta. Portanto, não incluem as indisponibilidades, consumo interno e perdas após o inversor (EPE, 2024b).

Figura 10 – Fluxograma do cálculo da Garantia Física de usinas fotovoltaicas



Fonte: (EPE, 2024b)

Ainda, para o cálculo de garantia física, define-se o conceito de Centro de Gravidade:

O ponto virtual onde geração e consumo se igualam é denominado "Centro de Gravidade" e é neste ponto que são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência deste ponto virtual torna possível a comercialização de energia desconsiderando a localização entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do Sistema Interligado Nacional (SIN). (CCEE, 2025).

Por fim, a EPE não analisa as perdas até o centro de gravidade do projeto, sendo essa a responsabilidade do empreendedor (EPE, 2025). Na prática, essa parcela deve ser considerada pois representa as perdas sistêmicas inerentes ao SIN.



### 3 MODELAGEM DA PLANTA NO PVCase

Este capítulo detalha a metodologia empregada para a modelagem do layout planta no software PVcase. Por meio da modelagem e integração entre os softwares PVcase e PVsyst é possível atingir o objetivo principal deste trabalho, qual seja, o estudo de perdas e a apuração da Garantia Física de uma usina fotovoltaica de geração centralizada. O procedimento para esta etapa foi estruturado em uma sequência de etapas lógicas: que partem da concepção do projeto, considerações sobre a localidade, distanciamento do ponto de conexão à Rede Básica mais próximo e dados de irradiação do local. Com isso, procede-se à criação do *layout* da usina utilizando o software PVcase, cujas premissas partem da escolha de equipamentos como o módulo FV, o inversor e o tracker.

#### 3.1 Caracterização do terreno

O empreendimento Fotovoltaico em estudo foi projetado para operar no interior do estado do Ceará, aproximadamente 5 km a Nordeste da cidade de Icó. O motivo para a escolha do local se deu por razões estratégicas. Primeiramente, a 5,5 km em linha reta do local pretendido, encontra-se a Subestação Icó 230 kV com margem de escoamento prevista de 200 MW, considerando um horizonte posterior a 2029 (ONS, 2025). Além dos altos índices de irradiação solar do local, o amplo acesso a rodovias favorece a fase de construção do empreendimento. O terreno escolhido conta com 71,3 Ha, com 20% de reserva legal, conforme o art. 12 da lei 12.651 (Casa Civil, 2012), área de 14,3 Ha destinada a preservação ambiental. Na Figura 11, delimitado pelo retângulo em vermelho, encontra-se a área destinada ao projeto. Em amarelo consta a área destinada à preservação ambiental e, em azul, a área destinada a subestação coletora de 130mx200m.

Figura 11 – Distância do projeto a subestação Icó 230kV

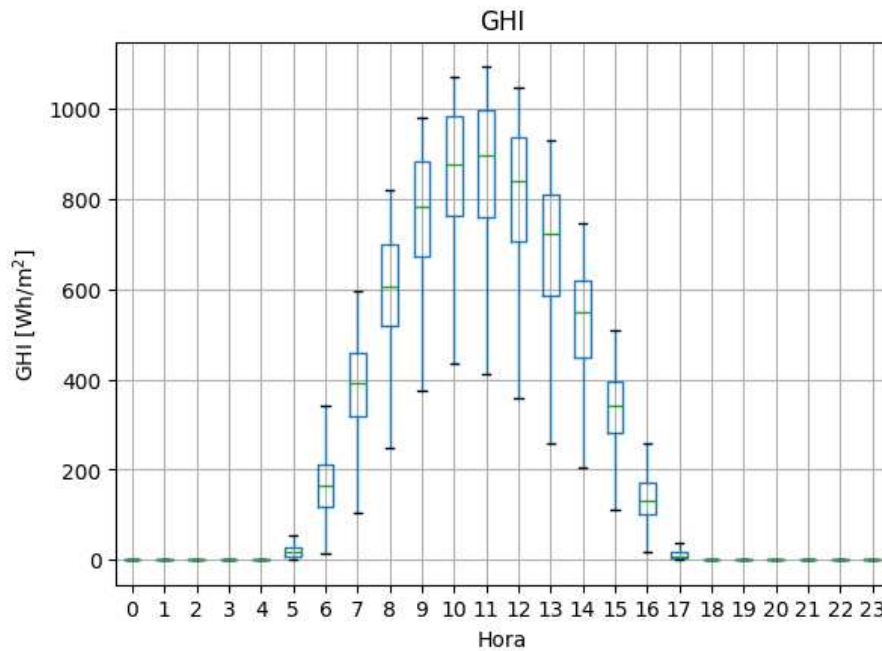


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.2 Análise do Ano meteorológico típico

Para a simulação da produção energética, foi utilizado um arquivo de Ano Meteorológico Típico. Este arquivo foi gerado a partir de dados de uma estação solarimétrica localizada a menos de 10 km do local do projeto, distância que atende aos critérios da EPE (EPE, 2013). A base de dados compreende uma campanha de medição de 67 meses, registrando a irradiância global horizontal, o albedo e a temperatura ambiente. Por fim, este arquivo TMY foi importado para o software PVsyst, que fundamentou a estimativa de geração de energia da usina. As Figuras 12 e 13 apresentam os resultados de análises feitas com algoritmos na linguagem de programação *Python* com base no arquivo TMY do local em questão.

Figura 12 – Boxplot da Irradiação global horizontal

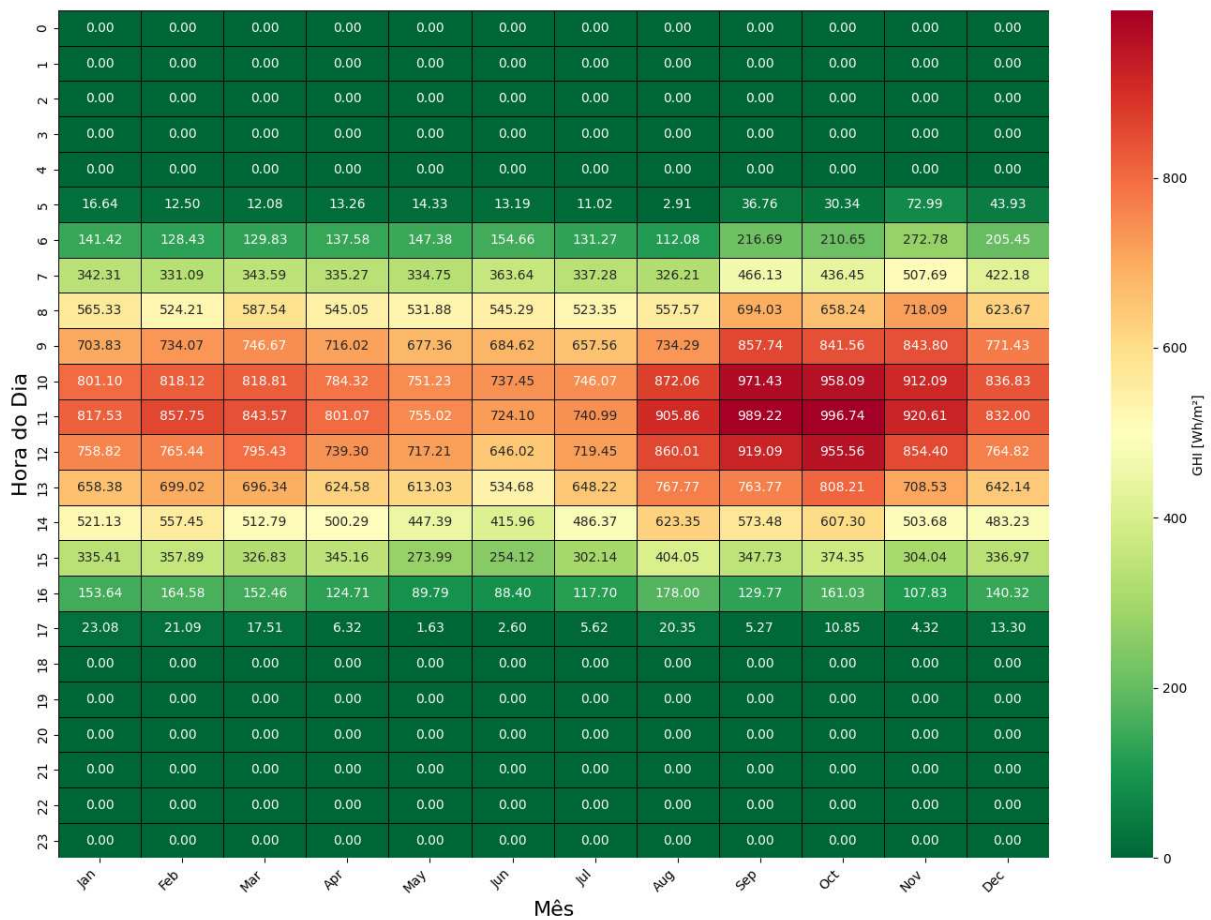


Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, os dados de irradiação analisados mostram que a área é propícia para projetos fotovoltaicos, totalizando  $2.208 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ , sendo uma irradiação maior que a  $2.198 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$  documentada no Atlas Eólico e Solar do Ceará (Estado do Ceara, 2019) para a cidade de Icó.

Com base nos dados de temperatura obtidos do arquivo TMY, obtém-se um dado importante para o dimensionamento do inversor, que é a temperatura mínima observada em situações diurnas, conforme a Tabela 1.

Figura 13 – Mapa de calor da Irradiação global horizontal



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 1 – Características da temperatura ambiente do local de estudo

Características	Valor
Média [°C]	27,9
Desvio padrão [°C]	3,8
Mínimo [°C]	19,9
P25 [°C]	24,8
P50 [°C]	27,3
P75 [°C]	30,7
Máximo [°C]	37,7

Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.3 Modelagem da planta no software PVcase

O PVcase é uma extensão do AutoCAD privada com a confiança de mais de 1500 clientes em mais de 75 países, que impulsiona a energia solar com uma alternativa ao processo tradicional de desenvolvimento de projetos, que demanda mão de obra intensiva e possíveis erros. O software conecta a seleção do local e o *layout* do projeto fotovoltaico, recebendo as informações dos módulos, inversores, distanciamentos e trackers para realizar a modelagem. De

forma automática, o software faz o preenchimento da área útil do projeto com os trackers, e com base nesse *layout* preliminar, é possível importar para um software de modelagem energética, como o PVsyst.

### 3.3.1 Escolha do módulo

A escolha do módulo fotovoltaico é uma etapa crítica no dimensionamento de uma Usina Fotovoltaica (UFV). Essa decisão transcende a escolha de um componente e passa a impactar a performance do sistema, a ocupação de área e, além disso, a viabilidade financeira ao longo de toda a vida útil do ativo. Portanto, a escolha do módulo fotovoltaico consistiu na utilização de módulos com boa eficiência, superior a 20% e com um fator de bifacialidade superior a 70%. Nesse sentido, foi escolhido o módulo de 720 Wp, modelo TSM-NEG21C.20 da fabricante Trina Solar. A Tabela 2 apresenta um resumo do *datasheet* do módulo.

Tabela 2 – Parâmetros do módulo fotovoltaico

Parâmetro	Descrição
Tipo da célula	Monocristalina bifacial
Tecnologia da célula	N-type i-TOPCon
Dimensões [mm]	2384 x 1303 x 33
Eficiência máxima	23,20%
Potência do módulo [Wp] @25°C	720
Temperatura de operação [°C]	-40 ~ 85
Coeficiente de temperatura (Pmax) [%/°C]	-0,29%
Coeficiente de temperatura (Voc) [%/°C]	-0,24%
Coeficiente de temperatura (Isc) [%/°C]	0,04%
Corrente nominal @25°C (Imp) [A]	19,18
Corrente de curto circuito @25°C (Isc) [A]	20,34
Tensão nominal @25°C (Vmp) [V]	41,3
Tensão de circuito aberto @25°C (Voc) [V]	49,4
Tolerância de potência [W]	0 ~ 5
Fator de bifacialidade	80%

Fonte: Folha de dados do fabricante Trina Solar (Datasheet).

### 3.3.2 Escolha do inversor

A escolha do inversor também é uma parte crucial do dimensionamento da UFV. Pode-se dizer que o inversor seria o coração da usina, visto que, o mesmo é responsável pela conversão de corrente contínua (CC), gerada pelos painéis, em corrente alternada (CA). Uma das principais características de um inversor é sua eficiência de conversão CC/CA com o mínimo de perdas possíveis. Para este estudo, foi escolhido o inversor central da fabricante Ingeteam,

modelo INGECON® SUN 3825TL, com potência AC de 3.096 kVA a uma temperatura de 50°C. A Tabela 3 demonstra um resumo do *datasheet* do inversor.

Tabela 3 – Características técnicas do inversor

Parâmetro	Descrição
Dimensões [mm]	3500 x 1050 x 2115
Topologia do inversor	Central
Corrente máxima CC [A]	3965
Tensão máxima de entrada [V]	1500
Tensão mínima de entrada [V]	922
Potência AC @35°C [kVA]	3603
Potência AC @50°C [kVA]	3096
Fator de potência	1,0
Fator de potência ajustável	0 ~ 1 (capacitivo e indutivo)
Frequência de operação [Hz]	50/60
Eficiência de operação	98,9%
Consumo noturno [W]	<180

Fonte: Folha de dados do fabricante Ingeteam (Datasheet).

### 3.3.3 Escolha do tracker

Dentre as topologias de rastreamento, a mais utilizada no Brasil, trata-se do seguidor de eixo-único (*single-axis tracker*). Segundo (EPE, 2024b), o rastreamento de eixo-único foi a opção adotada em 96% dos projetos cadastrados. Para este estudo, foi escolhido o tracker modelo ARRAY STI H250TM da fabricante Array, o mesmo possui acompanhamento do sol com faixa de movimentação de  $\pm 55^\circ$  no sentido leste-oeste. A Tabela 4 apresenta um resumo do *datasheet* das características a serem implementadas na UFV utilizando o tracker.

Tabela 4 – Parâmetros de configuração do seguidor solar (tracker)

Parâmetro	Descrição
Intervalo de angulação [ $\pm^\circ$ ]	55
Montagem	Rastreamento em eixo único, com backtracking
Número máximo de módulos em série	30
Número de mesas	2
Número de módulos por mesa	60
Altura padrão do eixo [m]	1,5
Configuração do tracker	2 x (1x60)
Pitch [m]	7,3
Tracker Width [m]	2,38
GCR	32,6%

Fonte: Folha de dados do fabricante Array (Datasheet).

A escolha do *pitch* se baseou na indicação de GRC do fabricante. Sendo essa também uma escolha de ordem financeira, impactando, portanto, a Despesa de capital (CAPEX) da usina.

### 3.3.4 Layout da planta

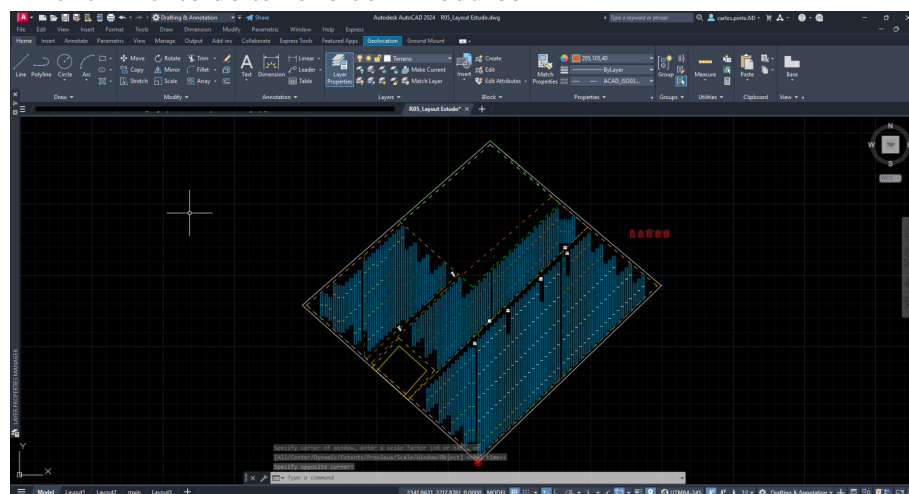
Conforme comentado, o desenvolvimento do layout da usina foi realizado no software PVcase. O processo iniciou-se com a delimitação da área de interesse na ferramenta de georreferenciamento do Google, o Google Earth, gerando um arquivo de extensão (.kmz) que foi importado para o PVcase. Em seguida, foram inseridos os parâmetros dos equipamentos e os distanciamentos de projeto, como pitch e corredores, conforme a Tabela 5. Por fim, executou-se o preenchimento automático da área com os seguidores (trackers), resultando no *layout* final da usina em (.dwg) e na quantificação de módulos, como detalhado na Figura 14. Os inversores foram então posicionados de forma alinhada aos corredores, visando otimizar os trajetos dos condutores de corrente alternada.

Tabela 5 – Parâmetros inseridos no software PVcase.

Parâmetro	Valor
Pitch [m]	7,3
Altura do tracker [m]	1,5
Tracker Width [m]	2,38
Espaçamentos dos corredores [m]	10
Espaçamentos do limite do terreno [m]	10
Número de módulos em cada tracker	120
Dimensões do módulo [mm]	2384 × 1303 × 33
Dimensões do inversor [mm]	3500 × 1050 × 2115

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 14 – Preenchimento do terreno com módulos



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, após a modelagem, é possível exportar o *layout* para a extensão (.pvc), podendo ser lida pelo software de simulação energética PVsyst.

### 3.3.5 Dimensionamento da planta

Para o dimensionamento dos parâmetros técnicos da UFV, deve-se seguir alguns passos. Primeiramente, com a definição do *layout* inicial, tem-se em mãos a informação da quantidade máxima de módulos que cabem no terreno escolhido. Para este estudo, chegou-se a quantidade de 41.760 módulos. E, seguindo as informações coletadas no *datasheet* do módulo e inversor, parte-se para o dimensionamento.

Em segundo plano, conforme (João Tavares Pinho, 2014), define-se a quantidade de módulos por string, ou módulos em série, sendo baseada em parâmetros do módulo e inversor, respeitando a inequação 3.1:

$$N_{min} \leq N \leq N_{max} \quad (3.1)$$

Sendo:

$N_{min}$ : A quantidade mínima de módulos em série;

$N$ : A quantidade de módulos em série;

$N_{max}$ : A quantidade máxima de módulos em série.

Para definir esses parâmetros, utiliza-se as equações 3.2 e 3.3:

$$N_{min} = \lfloor \frac{V_{min}}{V_{mp1}} \rfloor \quad (3.2)$$

$$N_{max} = \lfloor \frac{V_{max}}{V_{mp2}} \rfloor \quad (3.3)$$

Sendo:

$V_{min}$ : Tensão mínima de entrada do inversor, em V;

$V_{mp1}$ : Tensão nominal do módulo a temperatura máxima prevista, em V;

$V_{max}$ : Tensão máxima de entrada do inversor, em V;

$V_{mp2}$ : Tensão nominal do módulo a temperatura mínima prevista, em V.

Para corrigir a tensão e corrente em condições STC para a temperatura desejada, utiliza-se as expressões 3.4 e 3.5.

$$I = I_{25^{\circ}C} \cdot [1 + \alpha(T - 25)] \quad (3.4)$$

$$V = V_{25^{\circ}C} \cdot [1 + \alpha(T - 25)] \quad (3.5)$$

Sendo:

I: Corrente desejada na temperatura T, em A;

V: Tensão desejada na temperatura T, em V;

$I_{25^{\circ}C}$ : Corrente do módulo em condições STC, em A;

$V_{25^{\circ}C}$ : Tensão do módulo em condições STC, em V;

$\alpha$ : Coeficiente de temperatura de variação de corrente ou tensão do módulo, em  $\frac{\%}{^{\circ}C}$ .

Ainda, para garantir que a corrente de entrada do inversor não seja ultrapassada, utiliza-se a equação 3.6 (João Tavares Pinho, 2014):

$$N_{strings_{paralelo}} = \left\lfloor \frac{I_{max}}{I_{sc_{STC}}} \right\rfloor \quad (3.6)$$

Sendo:

$N_{strings_{paralelo}}$ : Número de strings em paralelo;

$I_{max}$ : Corrente máxima de entrada do inversor, em A;

$I_{sc_{STC}}$ : Corrente de curto circuito do módulo em condições STC, em A.

De posse desses dados, pode-se definir a relação DC:AC do inversor pela equação 3.7.

$$\frac{DC}{AC} = \frac{P_{modulos_{STC}} \cdot N_{modulos}}{P_{inversor} \cdot N_{inversores}} \quad (3.7)$$

Onde:

$P_{modulos_{STC}}$ : Potência nominal do módulo em condições STC, em Wp;

$N_{modulos}$ : Número de módulos da UFV;

$P_{inversor}$ : Potência nominal de saída inversor, em W;

$N_{inversores}$ : Número de inversores da UFV.



Seguindo as equações descritas, foram obtidos os seguintes valores, vide Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros da UFV

Parâmetro	Valor
Número de módulos	41.760
Número de módulos em série por string	30
Número de strings	1.392
Número de trackers	348
Potência DC por string @25°C [kWp]	21,6
Potência DC por tracker @25°C [kWp]	86,4
Número de Inversores	8
Potência DC Nominal @25°C [MWp]	30,1
Potência AC Nominal @50°C [MW]	24,8
Relação DC:AC	1,21
Área total de módulos [Ha]	13,0
Área do terreno escolhido [Ha]	71,3
Taxa de ocupação de módulos	18,2%

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4 MODELAGEM ENERGÉTICA NO PVSyst E APURAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA

Este capítulo dedica-se à apresentação da modelagem energética no software PVsyst para a determinação das perdas do empreendimento fotovoltaico. Em seguida, são apresentados os resultados da simulação energética, com destaque para a produção de energia anual (P50) e o detalhamento das perdas do sistema. Por fim, o capítulo culmina na apuração do valor final da Garantia física, através da aplicação das premissas regulatórias, e conclui com uma discussão crítica dos valores calculados e simulados.

### 4.1 Modelagem energética no PVsyst

O PVsyst é o software privado de modelagem mais utilizado para prever a produção de energia esperada de sistemas fotovoltaicos de grande escala. O software é certificado pela ISO 9.001 e 14.001 e conta com diversos arquivos modelando fisicamente os módulos e inversores mais recentes do mercado. Além disso, acessa bases de dados meteorológicos e é capaz de receber um arquivo TMY feito independentemente e simular produções de sistemas com esses dados. Como resultado, o PVsyst gera um relatório completo que quantifica a energia certificada anual injetada na rede (P50), a Performance Ratio (PR) do sistema e um detalhado diagrama de perdas, que discrimina cada fator que afeta a geração. No contexto deste trabalho, o PVsyst é a ferramenta utilizada para obter a produção energética que serve como base para o subsequente cálculo da Garantia física. Na Tabela 7 pode-se verificar os parâmetros de modelagem no PVsyst.

Tabela 7 – Parâmetros de configuração da modelagem no software PVsyst.

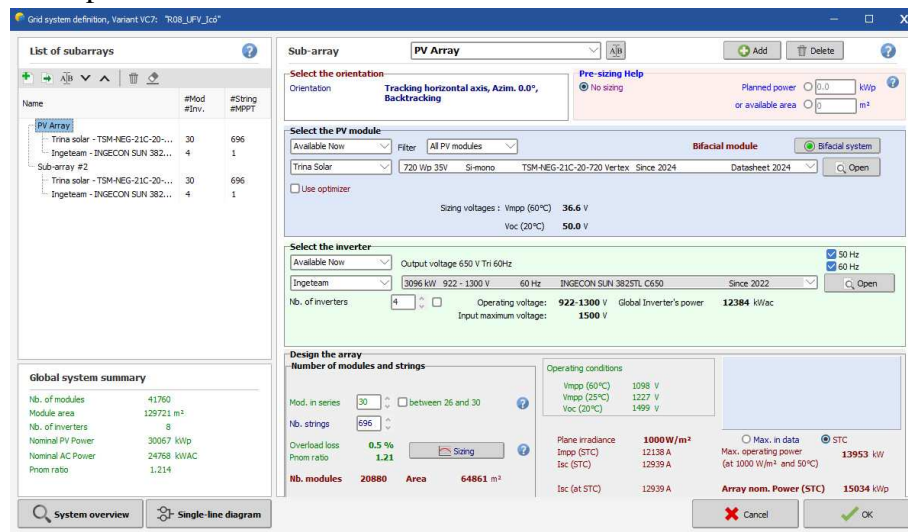
Parâmetro	Configuração
Software e versão da modelagem	PVsyst 8.0.8
Dados meteorológicos	TMY com dados medidos in loco
Montagem	Rastreamento em eixo único
Modelagem do rastreamento	Tracker com backtracking
Albedo medido	23,3%
Temperatura mínima de operação [°C]	20
Temperatura máxima de operação [°C]	60
Orientação do painel	Retrato
Eixo	Leste-oeste

Fonte: Elaborado pelo autor.

De início, o PVsyst dispõe de um menu de criação de projeto conectado a rede. Neste menu, foi importado o arquivo TMY para o software e, com base no dimensionamento feito

previamente, foram inseridas as informações, conforme Figura 15.

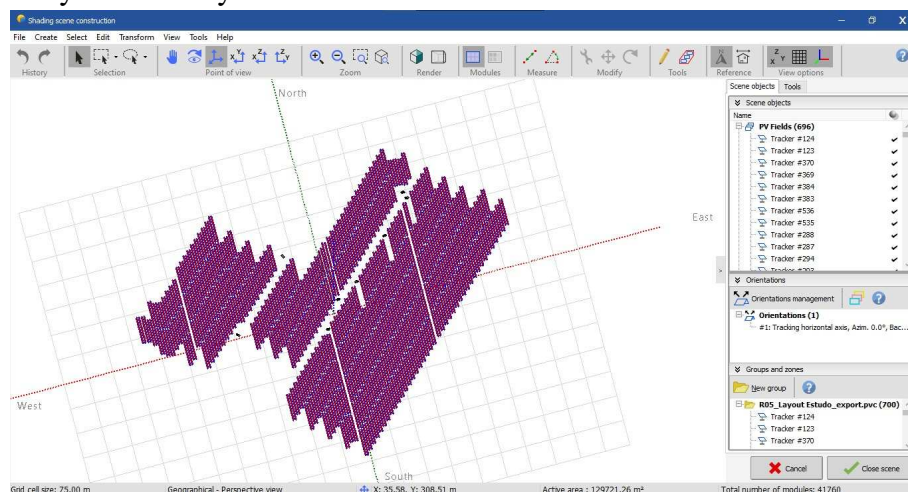
Figura 15 – Campo sistema



Fonte: Elaborado pelo autor.

O *layout* da usina é primeiramente exportado do PVcase em seu formato de arquivo (.pvc). Em seguida, este arquivo é importado para o ambiente de simulação do PVsyst, especificamente na seção de definição de sombreamento próximo (*Near Shadings*). Uma vez que a geometria precisa do *layout* está integrada ao PVsyst, o software correlaciona esta informação com a trajetória solar calculada para a localidade (utilizando a base de dados do PVGIS) para determinar, hora a hora, o impacto do sombreamento na geração de energia. O resultado desta importação, representando a cena 3D da usina no ambiente de simulação, é ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Layout no PVsyst



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 Modelagem de perdas no PVsyst

Feito isso, prosseguiu-se para o detalhamento das perdas. Nessa seção, foram preenchidos os parâmetros de perdas, sendo elas: temperatura, qualidade do módulo, mismatch, LID, sujeira, IAM, ôhmica por cabeamento CC, espectral e eficiência do inversor. Para as perdas por cabeamento CC e sujeira, foi implementada uma metodologia própria, descrita a seguir.

### 4.2.1 Perdas por cabeamento CC

Para o cálculo das perdas pro cabeamento CC, optou-se por dimensionar os condutores CC. Em primeiro plano, dimensionou-se os condutores que levam a energia dos módulos até a *combiner box* e em seguida, os condutores que levam da *combiner box* até o inversor fotovoltaico. Abaixo, encontra-se os passos feitos.

Para o dimensionamento dos cabos fotovoltaicos, o padrão a ser seguido é o estabelecido pela ABNT NBR 5410:2008 e ABNT NBR 16.612. Abaixo, será abordado o passo a passo da implementação.

#### 4.2.1.1 Capacidade de condução de corrente

Para garantir a segurança dos cabos de baixa tensão de acordo com as normas brasileiras, é crucial que a corrente nominal não ultrapasse a capacidade máxima de condução de corrente do condutor, ajustada pelos fatores de correção, logo:

$$I_{projeto} \leq I_{corrigida} \quad (4.1)$$

Segundo (Copanas e Willett, 2020), para calcular o máximo de corrente que circula pelo módulo bifacial, ou seja, na condição de curto-circuito, utiliza-se:

$$I_{projeto} = I_{SC} \times (1 + FBI \times \text{Albedo}) \times IF \quad (4.2)$$

Em que,

$I_{SC}$ : Corrente de curto-circuito do módulo, obtida em seu datasheet, em A;

FBI: Fator de bifacialidade dos módulos, retirado no datasheet, em %;

Albedo: Proporção da radiação solar global incidente que é refletida pelo solo diante de uma superfície inclinada, em %;

IF: Fator de irradiância da usina, tipicamente 1,05.

Para o cálculo da corrente corrigida, leva-se em consideração os fatores de correção, conforme equação 4.3:

$$I_{projeto} = I_{MAXcondutor} \times FA \times FT \times FR \quad (4.3)$$

Onde:

$I_{MAXcondutor}$ : Corrente máxima suportada pelo condutor, retirada da ABNT NBR 16.612 ou do *datasheet* do condutor;

FA: Fator de correção de agrupamento;

FT: Fator de correção de temperatura;

FR: Fator de correção de resistividade térmica do solo.

#### 4.2.1.2 Queda de tensão

A ABNT NBR 16.612 estabelece informações importantes para o dimensionamento de condutores em arranjos fotovoltaicos, enfatizando a necessidade de controlar a queda de tensão sob condições de carga. A norma recomenda, em condições STC, que a queda de tensão não ultrapasse o valor de 3%. Essa queda de tensão em corrente contínua é calculada de acordo com a equação 4.4:

$$\Delta V = 2 \times L \times R \times I \quad (4.4)$$

Onde:

L: Comprimento total de cabo do trecho positivo e negativo, levando em consideração que essa medida é idêntica, em  $m$ ;

R: Resistência do condutor à temperatura nominal de  $90^{\circ}\text{C}$ , em  $\Omega/m$ ;

I: Corrente nominal máxima do circuito.

Para corrigir a resistência do condutor, utiliza-se a equação 4.5:

$$R_{\theta} = R \times [1 + \alpha_0(\theta - \theta_0)] \quad (4.5)$$

Onde:

$R$ : Resistência em corrente contínua a 20°C, em  $\Omega/m$ ;

$\alpha_0$ : Coeficiente de variação da resistência com a temperatura para a temperatura  $\theta_0$ .

Para um cabo de cobre, 0,00393;

$\theta_0$ : Temperatura da resistência em corrente contínua na qual o condutor foi calculado, tipicamente 20°C;

$\theta$ : Temperatura de operação do condutor, neste caso, 90°C.

A queda de tensão percentual  $\Delta V\%$  em relação à tensão nominal do circuito  $V_N$  será dada por:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_N} \times 100 \quad (4.6)$$

A condição será satisfeita com:

$$\Delta V\%_{(\text{circuito})} \leq \Delta V\%_{(\text{máx.admissível})} \quad (4.7)$$

#### 4.2.1.3 Perdas elétricas

O cálculo das perdas leva em conta aspectos como a resistência do material do condutor, o comprimento do cabo e a corrente elétrica que o percorre. Para sistemas monofásicos em corrente contínua, as perdas são calculadas conforme a equação (4.8):

$$P_{\text{elétricas}} = 2 \times R \times L \times I^2 \quad (4.8)$$

Em que:

$P_{\text{elétricas}}$ : Perda de potência por efeito Joule, em W;

$R$ : Resistência em corrente contínua do condutor a 90°C, em  $\Omega/m$ ;

$L$ : Comprimento total de cabo do trecho positivo e negativo, levando em consideração que essa medida é idêntica, em  $m$ ;

$I$ : Corrente nominal máxima do circuito, em A.

Para realizar o cálculo de perdas, previamente é necessário calcular a resistência do condutor à de 90°C, tendo em vista que essa é a temperatura de operação em serviços contínuos, ademais, o fabricante só disponibiliza o valor dessa resistência a 20°C.

Utilizou-se o catálogo Prysun<sup>TM</sup> de condutores de baixa tensão para sistemas fotovoltaicos da fabricante Prysmian para os cálculos subsequentes. A resistência elétrica dos

condutores pode ser observada na figura 17. Calculou-se um alimentador em baixa tensão de 6  $\text{mm}^2$  entre os módulos fotovoltaicos e a *combiner box*, e entre a *combiner box* e inversor, um alimentador de 400  $\text{mm}^2$ , considerando que uma *combiner box* comporta 16 strings. Para o cálculo de fator de agrupamento, considerou-se, para o trecho módulo-*combiner box*, o valor de 4 circuitos agrupados em eletroduto enterrado e para o trecho *combiner box*-inversor, 1 circuito agrupado em eletroduto enterrado, sendo esse o pior caso. Para o fator de temperatura, em ambos os casos, considerou-se a temperatura do solo a 30°C e a resistividade térmica do solo de 2,5  $\text{K.m/W}$ . Além disso, os distanciamentos foram obtidos através da ferramenta AutoCAD. Por fim, dadas as equações acima, chegou-se nos seguintes valores para o estudo, vide Tabelas 8 e 9.

Figura 17 – Resistência elétrica dos condutores

Seção nominal	Resistência elétrica CC máxima do condutor a 20°C
$\text{mm}^2$	$\Omega/\text{km}$
1,5	13,7
2,5	8,21
4	5,09
6	3,39
10	1,95
16	1,24
25	0,795
35	0,565
50	0,393
70	0,277
95	0,21
120	0,164
150	0,132
185	0,108
240	0,082
300	0,065
400	0,050

Fonte: *Datasheet* de condutores Prysmian.

Com os parâmetros do condutor e os distanciamentos entre os circuitos, foi possível calcular as quedas de tensão de cada trecho individualmente, utilizando a resistência elétrica dos condutores corrigida para 90°C e a corrente nominal máxima de 19,18 A e 307,8 A (16 vezes a corrente nominal máxima para o trecho de 6  $\text{mm}^2$ ), respectivamente, para o trecho de 6  $\text{mm}^2$  e 400  $\text{mm}^2$ . Em resumo, para o trecho de 6  $\text{mm}^2$ , a queda de tensão máxima calculada e a soma das perdas individuais de cada condutor foram de, respectivamente, 1,1% e 0,25 MW. Para o trecho de 400  $\text{mm}^2$ , 1,3% e 0,16 MW. Além disso, utilizou-se a potência instalada da usina o valor de 24,8 MW. Para o cálculo da perda elétrica CC final, tem-se:

Tabela 8 – Parâmetros para o dimensionamento do trecho módulo-combiner box.

Parâmetro	Valor
<i>Corrente corrigida</i>	
Corrente de condução máxima 6 mm <sup>2</sup> [A]	42
Fator de agrupamento	0,65
Fator de temperatura	1
Fator de resistividade térmica do solo	1
<b>Corrente corrigida [A]</b>	<b>27,30</b>
<i>Corrente de projeto</i>	
Corrente de curto-circuito do módulo [A]	20,34
Albedo	23,30%
Bifacialidade	80,00%
Fator de irradiância	1,05
<b>Corrente de projeto [A]</b>	<b>25,34</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 – Parâmetros para o dimensionamento do trecho combiner box-inversor.

Parâmetro	Valor
<i>Corrente corrigida</i>	
Corrente de condução máxima 400 mm <sup>2</sup> [A]	426
Fator de agrupamento	1
Fator de temperatura	1
Fator de resistividade térmica do solo	1
<b>Corrente corrigida [A]</b>	<b>426</b>
Corrente de projeto [A]	405

Fonte: Elaborado pelo autor.

$$P_{\text{perda, CC}\%} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{\text{perda},i}) + (\sum_{j=1}^m P_{\text{perda},j})}{P_{\text{instalada}}} \times 100 \quad (4.9)$$

Em que:

$P_{\text{perda, CC}\%}$ : Perda elétrica percentual total em Corrente Contínua;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{perda},i}$ : Somatório das perdas por efeito joule ( $P$ ) em cada um dos  $n$  trechos com cabos de 6 mm<sup>2</sup>;

$\sum_{j=1}^m P_{\text{perda},j}$ : Somatório das perdas por efeito joule ( $P$ ) em cada um dos  $m$  trechos com cabos de 400 mm<sup>2</sup>;

$P_{\text{instalada}}$ : Potência instalada do parque, ou seja, número de inversores vezes a potência nominal individual do inversor, conforme tabela 6.

Assim, obteve-se o valor final de 0,5% para a perda por cabeamento CC, um valor condizente com o praticado no e pela NT 050/2024 (EPE, 2024b). Vale ressaltar, que não há



limites impostos no âmbito regulatório para as perdas, sendo um parâmetro que varia com o projeto.

#### 4.2.2 Perdas por sujeira

Segundo A. Kimber (A. Kimber, 2006), a perda por sujeira ocorre de forma linear e seu valor diário pode ser estimado em função do tipo de terreno. Além disso, uma informação importante apontada é que uma chuva de  $5\text{mm}$  em alguns casos é capaz de limpar o módulo fotovoltaico, a depender da intensidade da chuva. Para este trabalho, considerou-se essas informações e as perdas por sujeira como sendo  $0,15\%/dia$ , característica de zona rural. Estima-se uma lavagem anual de módulos no mês de setembro, visando ser um mês de melhor produção e posterior ao período típico de chuva de Icó. Obteve-se uma série meteorológica da NASA (NASA, 2020) para o ponto central do projeto ( $-6,39^\circ$ ,  $-38,8^\circ$ ), contendo dados de precipitação diária de junho de 1990 até junho de 2025, em  $mm$ . Após a aquisição da série, os dados foram tratados de forma a apresentarem, em média, a quantidade de chuva diária em cada dia dos meses do ano. Em seguida, baseado nos dias típicos de chuva acima de  $5\text{mm}$  de cada mês, fez-se um estudo de acúmulo de sujeira ao longo de um ano, considerando a perda linear e que o acúmulo da perda ao fim de um mês é transferido ao começo do próximo. Abaixo, encontra-se a tabela resumo com os dados obtidos, em cadência mensal, vide Tabela 10.

Tabela 10 – Dias com chuva superior a 5 mm e a perda mensal associada.

Mês	Dias	Perda mensal
Janeiro	2, 4, 19, 22, 25, 29, 30, 31	0,4%
Fevereiro	2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 24, 25	0,3%
Março	2, 3, 4, 7, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 23	0,2%
Abril	3, 4, 5, 6, 11, 13, 14, 15, 16, 19	0,4%
Maio	2, 5, 9, 14, 23	0,9%
Junho	12, 18	1,8%
Julho	12	3,2%
Agosto	9	3,7%
Setembro	1*	2,2%
Outubro	20	4,4%
Novembro	-	6,0%
Dezembro	18, 20, 24	2,6%
<b>Média anual</b>		<b>2,2%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: \* Dia da lavagem anual dos módulos.

Por fim, os valores de perdas por sujeira em cadência mensal foram inseridos no

PVsyst.

### 4.3 Simulação energética

Abaixo, pode-se resumir os parâmetros de perdas utilizadas para a simulação da UFV, vide tabela 11.

Tabela 11 – Parâmetros de perda inseridos no PVsyst.

Perda	Parâmetro	Fonte
Temperatura Sombreamento <sup>1</sup>	Uc=29 W/m <sup>2</sup> K e Uv=0 Layout PVcase e arquivo de horizonte PVGIS	PVsyst PVcase e PVGIS
Eficiência do inversor <sup>2</sup>	Consumo noturno: 180 W Perdas contínuas: 68kW Consumo proporcional à potência: 7.152 kW	Datasheet do inversor
LID	1,00%	Datasheet do módulo
Sujeira	2,20%	Autor
Mismatch	2,70%	PVsyst
Cablagem (DC)	0,50%	Autor
Tolerância sobre a potência nominal dos módulos <sup>3</sup>	-0,40%	Datasheet do módulo
Espectral	0,00%	NT EPE/DEE/050/2024

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: <sup>1</sup> Para o cálculo de sombreamento próximo, o PVsyst utiliza o *layout* do PVcase e para o sombreamento de horizonte, o mesmo importa dados do local da base de dados do PVGIS.

Nota: <sup>2</sup> Os valores apresentados são válidos para todo o conjunto de inversores da usina.

Nota: <sup>3</sup> Tolerância sobre potência nominal dos módulos negativa pois trata-se de um ganho.

Após a configuração, executou-se a simulação para todos os anos da UFV. As demais perdas foram calculadas pelo PVsyst, utilizando metodologia própria.

Após a simulação da UFV no PVsyst, o mesmo gera os resultados de perdas associadas, conforme Tabela 12.

Conforme esperado para um projeto em uma região de alta irradiância, as perdas por temperatura, representam o fator de maior impacto sobre o aumento das perdas. O valor de (7,0%) evidencia a importância crucial da escolha de módulos com baixo coeficiente de temperatura para garantir a performance em condições reais de operação.

As perdas combinadas por eficiência do inversor (3,0%) e por *mismatch* (2,7%), destacam-se como um grupo de perdas relevantes. Estes valores refletem as especificações dos equipamentos escolhidos e a complexidade de um arranjo com milhares de módulos que não possuem características elétricas perfeitamente idênticas.

As perdas por sujeira (2,2%) e por sombreamento (2,0%) são significativas e reforçam

Tabela 12 – Resumo das perdas e ganhos na geração fotovoltaica para o Ano 1, em ordem decrescente de impacto.

Perda/Ganho	Valor	Fonte
Temperatura	7,0%	PVsyst
Eficiência do inversor	3,0%	PVsyst
Mismatch	2,7%	PVsyst
Sujeira	2,2%	Autor
Sombreamento	2,0%	PVcase e PVGIS
Degradação Inicial dos Módulos (LID)	1,0%	Datasheet do módulo
Angulares (IAM)	0,7%	PVsyst
Cablagem (DC)	0,5%	Autor
Clipping	0,4%	PVsyst
Degradação anual dos módulos	0,4%	Datasheet do módulo
Irradiância	0,2%	PVsyst
Espectral	0,0%	NT EPE/DEE/050/2024
Tolerância sobre potência nominal dos módulos	-0,4%	Datasheet do módulo
Ganho de bifacialidade	-7,3%	PVsyst
Total	12,9%	PVsyst

Fonte: Elaborado pelo autor.

a necessidade de um bom plano de O&M bem estruturado, com limpeza periódica dos módulos, e de um design de layout otimizado para evitar o sombreamento próximo.

As perdas de degradação inicial dos módulos, (1,0%), a degradação anual dos módulos (0,4%) e as perdas na cablagem CC (0,5%), estão alinhadas com as boas práticas de engenharia e com as especificações de fabricantes, indicando um projeto bem dimensionado.

O ganho por bifacialidade é, sem dúvida, o fator que mais contribui para o ganho de produção do sistema. Um ganho de (7,3%) valida a escolha estratégica de módulos bifaciais e indica que o projeto se beneficia de uma superfície com boa reflexão do solo (albedo), maximizando a captação de luz na face traseira dos módulos. Vale ressaltar, que uma prática interessante a ser seguida pelo O&M da usina é a frequente limpeza do solo, evitando o crescimento da vegetação, o que por sua vez beneficia a produção pela parte traseira do módulo.

A consolidação da análise de desempenho para o primeiro ano de operação da usina revela um balanço líquido de perdas e ganhos de 12,91%. Este resultado leva a um PR anual de 87,09%, um indicador de alta qualidade que atesta a eficiência global do projeto, desde a seleção dos componentes até a modelagem das perdas do sistema fotovoltaico. Por fim, cabe ressaltar que todas as perdas resultaram em um intervalo considerado aceitável pela Nota técnica EPE/DEE/050/2024.

#### 4.3.1 Análise do Envelhecimento da UFV e Degradação de Performance

Após a determinação dos parâmetros de performance para o primeiro ano de operação, a análise se estende para toda a vida útil do projeto. A simulação de 25 anos, consolidada na tabela 13, é fundamental para a análise técnica do ativo, pois projeta o envelhecimento natural da usina e seu impacto na geração de energia. O principal fenômeno modelado que governa essa evolução é a degradação da potência anual dos módulos fotovoltaicos, que impacta em alguns fatores, como *clipping*, ganho de bifacialidade e *mismatch* da usina ao longo dos anos.

Tabela 13 – Estimativa de Produção Certificada de Energia do Ano 1 ao Ano 25.

Ano	P50 [GWh]	PR	PR loss	FC	Perdas
1	72,91	87,09%	-0,16%	33,60%	12,91%
2	72,68	86,81%	-0,49%	33,50%	13,19%
3	72,40	86,48%	-0,86%	33,37%	13,52%
4	72,09	86,11%	-1,29%	33,23%	13,89%
5	71,73	85,68%	-1,78%	33,06%	14,32%
6	71,31	85,18%	-2,36%	32,87%	14,82%
7	70,82	84,59%	-3,03%	32,64%	15,41%
8	70,31	83,98%	-3,73%	32,41%	16,02%
9	69,79	83,36%	-4,45%	32,17%	16,64%
10	69,27	82,75%	-5,15%	31,93%	17,25%
11	68,82	82,21%	-5,76%	31,72%	17,79%
12	68,44	81,75%	-6,28%	31,54%	18,25%
13	68,09	81,33%	-6,77%	31,38%	18,67%
14	67,75	80,93%	-7,23%	31,23%	19,07%
15	67,43	80,55%	-7,67%	31,08%	19,45%
16	67,16	80,23%	-8,04%	30,95%	19,77%
17	66,93	79,94%	-8,36%	30,85%	20,06%
18	66,67	79,64%	-8,71%	30,73%	20,36%
19	66,37	79,28%	-9,12%	30,59%	20,72%
20	66,02	78,85%	-9,61%	30,43%	21,15%
21	65,49	78,23%	-10,32%	30,18%	21,77%

*Continua na próxima página*

Tabela 13 – Continuação

<b>Ano</b>	<b>P50 [GWh]</b>	<b>PR</b>	<b>PR loss</b>	<b>FC</b>	<b>Perdas</b>
22	64,81	77,41%	-11,26%	29,87%	22,59%
23	64,07	76,53%	-12,27%	29,53%	23,47%
24	63,29	75,60%	-13,34%	29,17%	24,40%
25	62,49	74,64%	-14,44%	28,80%	25,36%

Adicionalmente, chegou-se a um FC de 33,60% para o primeiro ano. Este valor, que representa a razão entre a energia efetivamente gerada e a produção máxima teórica da planta se operasse continuamente em sua potência nominal, é um indicador robusto da alta produtividade do projeto. Um FC dessa magnitude é reflexo direto tanto do excelente recurso solar da localidade quanto da otimização do arranjo físico com o uso de seguidores de eixo único.

Em conjunto, os altos valores de PR e FC demonstram que as escolhas tecnológicas detalhadas na metodologia, em especial o uso de módulos bifaciais e de trackers, impactaram positivamente e de forma significativa os resultados energéticos da usina simulada, validando a concepção técnica do projeto.

A análise dos dados da Tabela 13 revela um comportamento coeso para o envelhecimento de uma planta fotovoltaica, onde todos os indicadores de desempenho se deterioram de forma gradual e interligada. A coluna P50 [GWh] mostra a consequência mais direta do envelhecimento: a redução da energia certificada injetada na rede a cada ano. A usina inicia com uma produção de 72,91 GWh e termina, no ano 25, com 62,49 GWh, uma redução de aproximadamente 14,29%. Essa queda na produção é o reflexo direto da perda de eficiência dos módulos. O FC, acompanha essa queda de forma proporcional, diminuindo de 33,60% para 28,80%, pois a mesma potência instalada gera menos energia a cada ano que passa.

As colunas de PR e PR loss da Tabela 13 medem a degradação da performance global da usina. O PR inicial de 87,09% representa a alta performance da planta quando nova. Sua queda contínua, chegando a 74,64% no ano 25, demonstra como o envelhecimento dos módulos afeta a eficiência do sistema como um todo. A coluna PR loss quantifica essa degradação de forma acumulada. O valor de -14,44% no ano 25 significa que a usina perdeu 14,44% de sua performance original, sendo este o indicador mais explícito do envelhecimento do ativo. Por outro lado, a coluna de perdas representa o inverso do PR. Seu aumento de 12,91% para 25,36% ao longo dos 25 anos é significativo. Ela demonstra que, com o envelhecimento, a fatia da

energia potencial que é perdida (seja por fatores operacionais ou pela própria degradação) se torna cada vez maior, evidenciando assim, o envelhecimento da usina.

Em síntese, a Tabela 13 apresenta um prognóstico realista do ciclo de vida da usina. A degradação anual dos módulos, um fenômeno físico inevitável, manifesta-se como uma redução gradual em todos os indicadores chave de desempenho (PR e FC), fornecendo dados essenciais para a modelagem de receita e a avaliação de risco do investimento ao longo do tempo do ativo.

#### 4.4 Apuração da Garantia física

Para o cálculo da garantia física do projeto em questão, utilizaram-se algumas premissas fundamentais para a elaboração e futuras discussões do trabalho. Para o cálculo da variável  $P50_{ac}$  da equação 2.4, calculou-se a média das produções P50 simuladas no PVsyst no horizonte de 20 anos. Calculou-se a Garantia Física considerando as perdas até o centro de gravidade da UFV. Para isso, estimou-se os valores de perdas elétricas após o inversor FV, com base em práticas de mercado e informações obtidas pela EPE e CCEE.

Para estimar a TEIF e IP, utilizou-se a nota técnica (EPE, 2024d), onde são apresentados os valores de TEIF e IP cadastrados pelos agentes, sendo esses, concentrados em 1% e 0,5% para TEIF e IP, respectivamente, sendo considerados nesse trabalho.

A Tabela 14 apresenta os valores de perdas consideradas para o cálculo de garantia física do empreendimento. O valor da perda por rateio da rede básica foi calculado com base na média anual dos valores apresentados pela CCEE em 2024 em sua tabela de apuração de perdas na rede básica (CCEE, 2024).

Tabela 14 – Resumo das perdas elétricas até o centro de gravidade

Descrição da Perda	Valor	Fonte
Perdas elétricas até o transformador MT/AT	0,60%	Prática de mercado
Perdas no transformador MT/AT	0,40%	Prática de mercado
Perda na linha de transmissão (LT)	1,50%	Prática de mercado
Perda por rateio da rede básica	2,40%	CCEE

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base nos procedimentos aplicados, chegou-se aos valores de garantia física do empreendimento fotovoltaico. A partir das simulações do PVsyst, o valor de produção certificada média foi de  $69.350 \text{ MWh/ano}$ . Para estimar TEIF e IP, conforme comentado antes, foram utilizados os valores de 1,0% e 0,5%, respectivamente. Para o cálculo do  $\Delta P$  anual foi realizada

a soma das perdas após inversor até o centro de gravidade do projeto multiplicada pela produção certificada média para os 20 anos (simulada no PVsyst), totalizando, 3.398 *MWh/ano*. Assim, pode-se calcular a Garantia Física da usina modelada, conforme a equação 4.10.

$$GF_{PV} = \frac{[69.350 \times (1 - 1\%) \times (1 - 0,5\%) - 3.398]}{8.760} = 7,4[MW_{\text{médio}}] \quad (4.10)$$

Com base no resultado, o empreendedor pode estimar com mais precisão, o que realmente seu ativo é capaz de ceder a cada hora, em média, para um horizonte de 20 anos, podendo realizar contratos de compra e venda de energia, projeções de receita e estimativa de encargos. Caso a usina opere por mais anos, essa análise pode ser estendida para um período maior.

## 5 CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo principal demonstrar, de forma aplicada, a metodologia completa para a apuração da Garantia física e perdas de uma usina fotovoltaica de geração centralizada, parâmetros essenciais para a viabilidade e comercialização de energia no setor elétrico brasileiro.

A metodologia proposta se mostrou eficaz, partindo da concepção de um projeto com parâmetros técnicos atuais, como o uso de módulos bifaciais, seguidores de eixo único e controle por *backtracking*. A simulação energética resultou em uma produção anual certificada P50 de 72.910 *MWh* para o primeiro ano, com um elevado Performance Ratio (PR) de 87,09% e um Fator de Capacidade (FC) de 33,6%, atestando a alta produtividade do projeto e o excelente recurso solar da localidade. A análise de perdas detalhou o impacto de cada componente, com destaque para as perdas por temperatura, que se mostraram as mais significativas.

Após a aplicação das premissas regulatórias e operacionais incluindo as taxas de indisponibilidade (TEIF de 1,0% e IP de 0,5%) e as perdas na Rede Básica (2,4%), apurou-se uma Garantia Física final de 7,4 *MW<sub>medio</sub>*. Conclui-se, portanto, que a energia efetivamente comercializável é inferior à energia potencial gerada pela usina, sendo os fatores de indisponibilidade e as perdas sistêmicas cruciais nessa determinação. Este estudo evidencia a importância de uma análise criteriosa e de premissas bem fundamentadas, pois a subestimação desses fatores pode levar a riscos financeiros para o empreendimento. Assim, percebe-se a importância de estimar e analisar bem as perdas que envolvem a geração fotovoltaica, partindo do módulo fotovoltaico até o centro de gravidade do projeto.

Cabe salientar, ainda, a importância de um O&M qualificado, com rotinas de manutenção de qualidade para a boa performance da usina. Ademais, a viabilidade do projeto também está ligada a parâmetros regulatórios como margem de escoamento, que afetam a conexão do projeto e não dependem do empreendedor.

Como recomendação e sugestão para trabalhos futuros, sugere-se:

1. Calcular e analisar, conforme a Nota técnica da EPE (EPE, 2024b), a incerteza padrão resultante do empreendimento, de modo a avaliar um cenário de risco com as produções P75, P90 e P95;
2. A criação de uma metodologia que busque simular o *curtailment* da planta.
3. A realização de uma análise de viabilidade financeira, utilizando o valor da Garantia física ou produções P50 aqui apurados para projetar as receitas do



projeto.

4. Utilizar diferentes tecnologias de módulos e tipologias de inversores para simular os melhores cenários de produção P50 da usina usando o software PVsyst.

## REFERÊNCIAS

- A. Kimber. *The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in california and the southwest region of the United States*. 2006. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4060159>>. Acesso em: 06 julho 2025.
- Canal Solar. **Diferença entre módulos bifaciais e monofaciais**. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/diferenca-entre-modulos-bifaciais-e-monofaciais/>. Acesso em: 20 julho 2025.
- Casa Civil. **Lei 12.651**. 2012. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/lei/l12651.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/l12651.htm). Acesso em: 06 julho 2025.
- CCEE. **Perdas na rede básica**. 2024. Disponível em: [https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/perda\\_rb\\_mes](https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/perda_rb_mes). Acesso em: 10 julho 2025.
- CCEE. **MEDição - CCEE**. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/medicao>. Acesso em: 15 julho 2025.
- Copanas e Willett. **PV Tech Power Volume 22**. 2020. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/publication-issues/pv-tech-power-volume-22/>. Acesso em: 06 julho 2025.
- Energes. **Entenda como funciona o Seguidor Solar (Tracker)**. 2021. Disponível em: <https://energes.com.br/seguidor-solar-tracker/>. Acesso em: 20 julho 2025.
- EPE. **Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica**. 2013. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/instrucoes-para-cadastramento>. Acesso em: 25 março 2025.
- EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 20 anos**. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica-20-anos>. Acesso em: 24 março 2025.
- EPE. **Incertezas e Perdas na Geração Fotovoltaica**. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/incertezas-e-perdas-na-geracao-eolica-e-fotovoltaica>. Acesso em: 25 março 2025.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acesso em: 24 março 2025.
- EPE. **TAXAS DE INDISPONIBILIDADE EM PROJETOS FOTOVOLTAICOS**. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-taxas-de-indisponibilidade-em-projetos-fotovoltaicos>. Acesso em: 10 julho 2025.
- EPE. **Cálculo de Garantia Física para o ACL**. 2025. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-522/topico-546/EPE-DEE-RE-015-2025-r0\\_CalcGF\\_ACL\\_Solar%20Irapuru%20I%20a%20VII.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-522/topico-546/EPE-DEE-RE-015-2025-r0_CalcGF_ACL_Solar%20Irapuru%20I%20a%20VII.pdf). Acesso em: 15 julho 2025.
- Estado do Ceara. **Atlas-Eolico-Solar-Ceara**. 2019. Disponível em: <http://atlas.adece.ce.gov.br/User?ReturnUrl=%2F>. Acesso em: 06 julho 2025.

Halliday. **FUNDAMENTOS DE FÍSICA-Eletromagnetismo**. [S. l.]: GEN, 2008.

João. **Geração solar em um dia típico do Nordeste**. 2024. Disponível em: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Dia-tipico-ensolarado\\_fig2\\_284186225](https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Dia-tipico-ensolarado_fig2_284186225). Acesso em: 12 julho 2025.

João Tavares Pinho. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: [https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 22 maio 2025.

Lima, A. A. **Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia**. 2020. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbef/a/zmFYrhnnhLQ8dMHk7CDmSfs/?lang=pt>. Acesso em: 26 maio 2025.

Marcelo Pinho. **QUALIFICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**. 2012. Disponível em: [https://lsf.iee.usp.br/sites/default/files/Mestrado\\_Marcelo\\_Pinho\\_Almeida.pdf](https://lsf.iee.usp.br/sites/default/files/Mestrado_Marcelo_Pinho_Almeida.pdf). Acesso em: 03 maio 2025.

MME. **Portaria GM MME nº 101/2016**. 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2016/portaria-n-101-2016.pdf/view>. Acesso em: 28 março 2025.

MME. **Portaria Nº 2.610**. 2023. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-2.610/sntep/mme-de-27-de-setembro-de-2023-513355458>. Acesso em: 31 março 2025.

NASA. **NASA POWER | Data Access Viewer (DAV)**. 2020. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. Acesso em: 06 julho 2025.

ONS. **Mapa de Margem de escoamento**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=11355>. Acesso em: 02 julho 2025.

Pereira. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2017. Disponível em: [http://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2017/08.15.18.20/doc/Atlas\\_Brasileiro\\_Energia\\_Solar\\_2a\\_Edicao\\_rev-01-compactado.pdf](http://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2017/08.15.18.20/doc/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_rev-01-compactado.pdf). Acesso em: 12 julho 2025.

PVsyst. **PVsyst Help**. 2025. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/>. Acesso em: 13 julho 2025.

Solargis. **Mapa de recurso solar do Brasil**. 2024. Disponível em: <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=brazil>. Acesso em: 25 março 2025.

SolarPlus. **How to Calculate Solar Power Plant Capacity Factor**. 2024. Disponível em: <https://www.solarnplus.com/how-to-calculate-solar-power-plant-capacity-factor/>. Acesso em: 14 julho 2025.

## **ANEXO A – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST**

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: R01\_Italo\_TCC

Variant: R08\_UFV\_Icó

Tracking system with backtracking

System power: 30.07 MWp



Author



**PVsyst V8.0.8**

VC7, Simulation date:  
19/06/25 15:59  
with V8.0.13

**Project summary****Geographical Site**

Brazil

**Situation**

Latitude -6.36 °(S)  
Longitude -38.86 °(W)  
Altitude 164 m  
Time zone UTC-3

**Weather data**

Icó  
Correlação - TMY

**Monthly albedo values**

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.23	0.22	0.21	0.22	0.21	0.22	0.23	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25

**System summary****Grid-Connected System**

Simulation for year no 1

**Tracking system with backtracking****Orientation #1****Tracking plane, horizontal N-S axis**

Axis azimuth 0 °  
Phi min / max. +/- 55 °  
Diffuse shading all trackers

**Tracking algorithm**

Astronomic calculation  
Backtracking activated

**Near Shadings**

Linear shadings : Slow (simul.)

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules 41760 units  
Pnom total 30.07 MWp

**Inverters**

Nb. of units 8 units  
Total power 24768 kWac  
Pnom ratio 1.21

**Results summary**

Produced Energy 72908 MWh/year Specific production 2425 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.09 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
P50 - P90 evaluation	13
Single-line diagram	14

**PVsyst V8.0.8**

VC7, Simulation date:

19/06/25 15:59

with V8.0.13

**General parameters****Grid-Connected System****Orientation #1****Tracking plane, horizontal N-S axis**

Axis azimuth 0 °

Phi min / max. +/- 55 °

Diffuse shading all trackers

**Tracking algorithm**

Astronomic calculation

Backtracking activated

**Tracking system with backtracking****Field properties**

Nb. of trackers 696 units

Tracking plane, horizontal N-S axis

**Sizes**

Tracker Spacing 7.30 m

Collector width 2.38 m

Average GCR 32.7 %

**Backtracking limit angle**

Phi limits +/- 71 °

**Backtracking parameters**

Backtracking pitch 7.30 m

Backtracking width 2.38 m

Left inactive band 0.00 m

Right inactive band 0.00 m

Backtracking GCR 32.7 %

Parameters choice:manual

**Models used**

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

**Horizon**

Average Height 2.4 °

**Near Shadings**

Linear shadings : Slow (simul.)

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Bifacial system definition****Orientation #1****Bifacial system**

Model Unlimited Trackers 2D model

**Bifacial model geometry**

Tracker Spacing 7.30 m

Tracker width 2.38 m

GCR 32.7 %

Axis height above ground 1.50 m

Nb. of sheds 241 units

**Bifacial model definitions**

Ground albedo average 0.23

Bifaciality factor 80 %

Rear shading factor 5.0 %

Rear mismatch loss 10.0 %

Shed transparent fraction 0.0 %

**Monthly ground albedo values**

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.23	0.22	0.21	0.22	0.21	0.22	0.23	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.23



## PVsyst V8.0.8

VC7, Simulation date:

19/06/25 15:59

with V8.0.13

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer Trina solar  
Model TSM-NEG-21C-20-720 Vertex  
(Original PVsyst database)  
Unit Nom. Power 720 Wp  
Number of PV modules 41760 units  
Nominal (STC) 30.07 MWp

## Array #1 - PV Array

Number of PV modules 20880 units  
Nominal (STC) 15.03 MWp  
Modules 696 string x 30 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp 13.95 MWp  
U mpp 1135 V  
I mpp 12292 A

## Array #2 - Sub-array #2

Number of PV modules 20880 units  
Nominal (STC) 15.03 MWp  
Modules 696 string x 30 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp 13.95 MWp  
U mpp 1135 V  
I mpp 12292 A

## Total PV power

Nominal (STC) 30067 kWp  
Total 41760 modules  
Module area 129721 m<sup>2</sup>

## Inverter

Manufacturer Ingeteam  
Model INGECON SUN 3825TL C650  
(Custom parameters definition)  
Unit Nom. Power 3096 kWac  
Number of inverters 8 units  
Total power 24768 kWac

Number of inverters 4 units  
Total power 12384 kWac

Operating voltage 922-1300 V  
Max. power (=>35°C) 3384 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.21

Number of inverters 4 units  
Total power 12384 kWac

Operating voltage 922-1300 V  
Max. power (=>35°C) 3384 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.21

## Total inverter power

Total power 24768 kWac  
Max. power 27072 kWac  
Number of inverters 8 units  
Pnom ratio 1.21

## Array losses

## Array Soiling Losses

Average loss Fraction 2.1 %

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
0.4%	0.3%	0.2%	0.4%	0.9%	1.0%	3.2%	3.7%	2.2%	4.4%	6.0%	2.6%

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V  
Loss Fraction 0.1 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

## Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

## Module average degradation

Year no 1  
Loss factor 0.4 %/year  
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

## Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year  
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year



**PVsyst V8.0.8**

VC7, Simulation date:  
19/06/25 15:59  
with V8.0.13

**Array losses****IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating,  $n(\text{glass})=1.526$ ,  $n(\text{AR})=1.290$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 0.26 mΩ  
Loss Fraction 0.5 % at STC

**Array #1 - PV Array**

Global array res. 0.50 mΩ  
Loss Fraction 0.5 % at STC

**Array #2 - Sub-array #2**

Global array res. 0.53 mΩ  
Loss Fraction 0.5 % at STC

**System losses****Auxiliaries loss**

constant (fans) 68.0 kW  
7152.0 kW from Power thresh.  
Night aux. cons. 180.0 kW



## PVsyst V8.0.8

VC7, Simulation date:  
19/06/25 15:59  
with V8.0.13

## Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=-6°21'49", Long=-38°51'48", Alt=164m

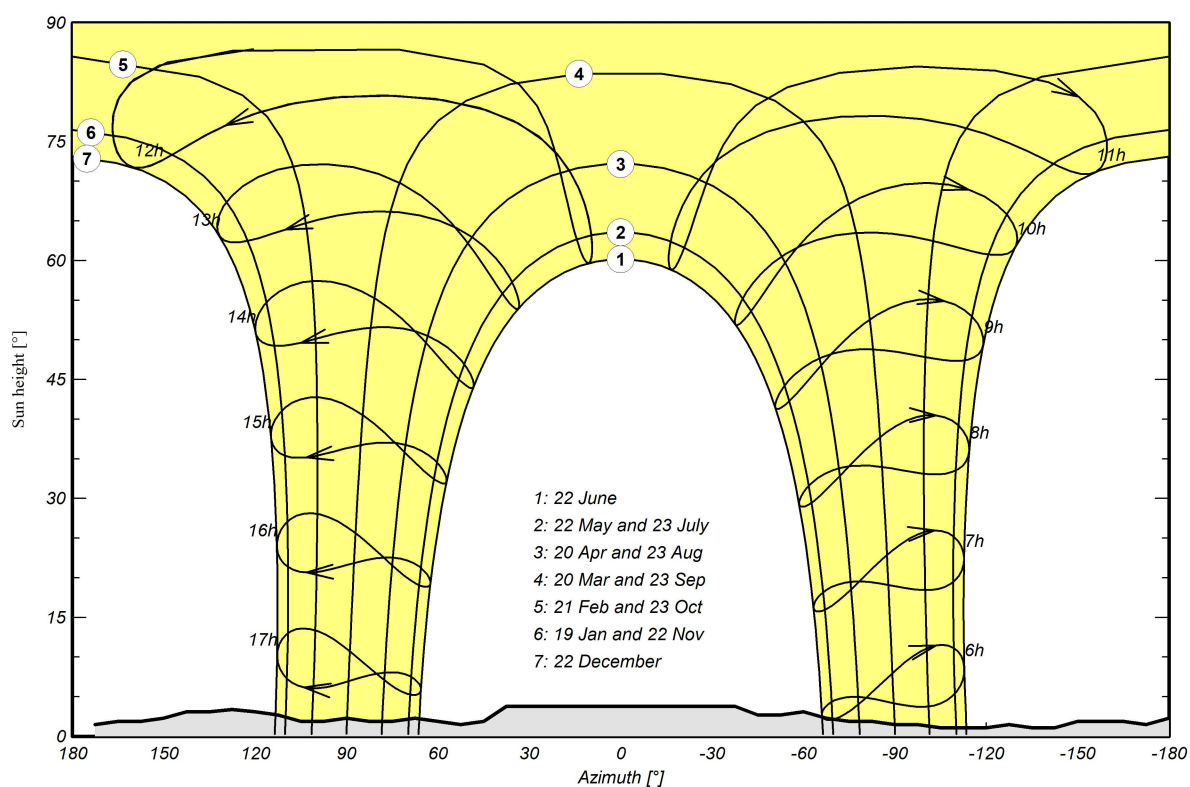
Average Height	2.4 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

## Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-135	-128	-120	-105	-98	-90	-83	-75
Height [°]	2.3	1.5	1.9	1.9	1.1	1.1	1.5	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	1.9
Azimuth [°]	-68	-60	-53	-45	-38	0	38	45	53	60	68	75	83
Height [°]	2.3	3.1	2.7	2.7	3.8	3.8	3.8	1.9	1.5	1.9	2.3	1.9	1.9
Azimuth [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	
Height [°]	2.3	1.9	1.9	2.7	3.1	3.4	3.1	3.1	2.3	1.9	1.9	1.5	

## Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

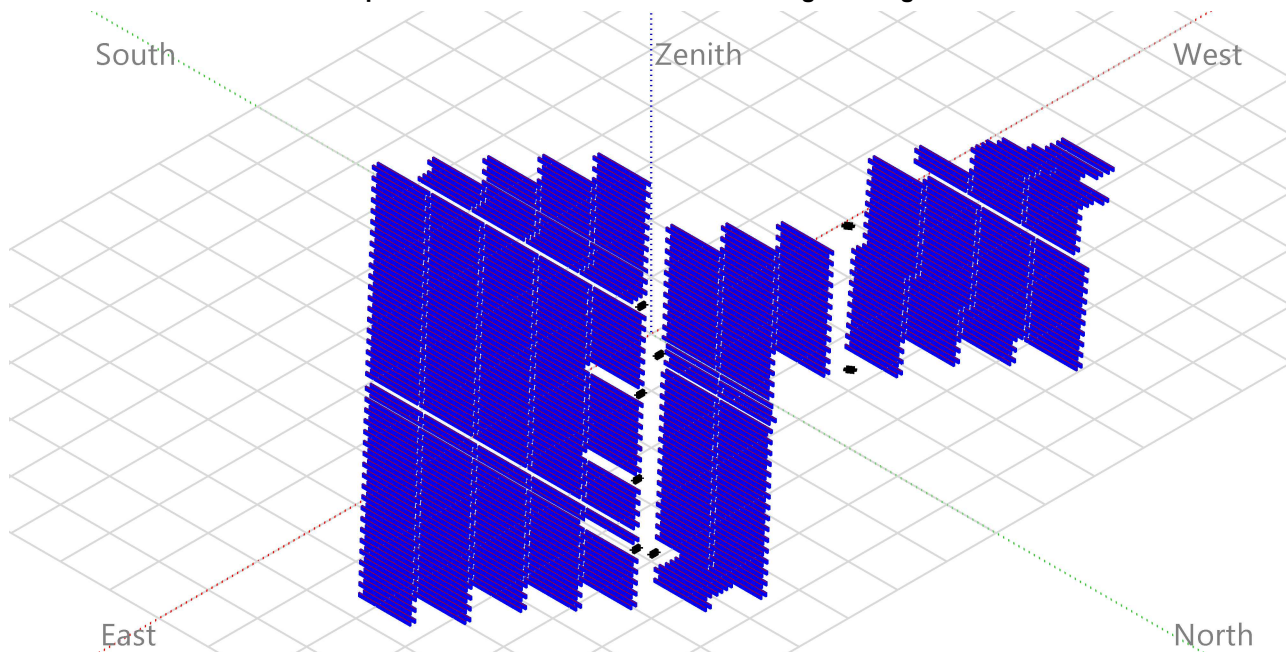
## Orientation #1





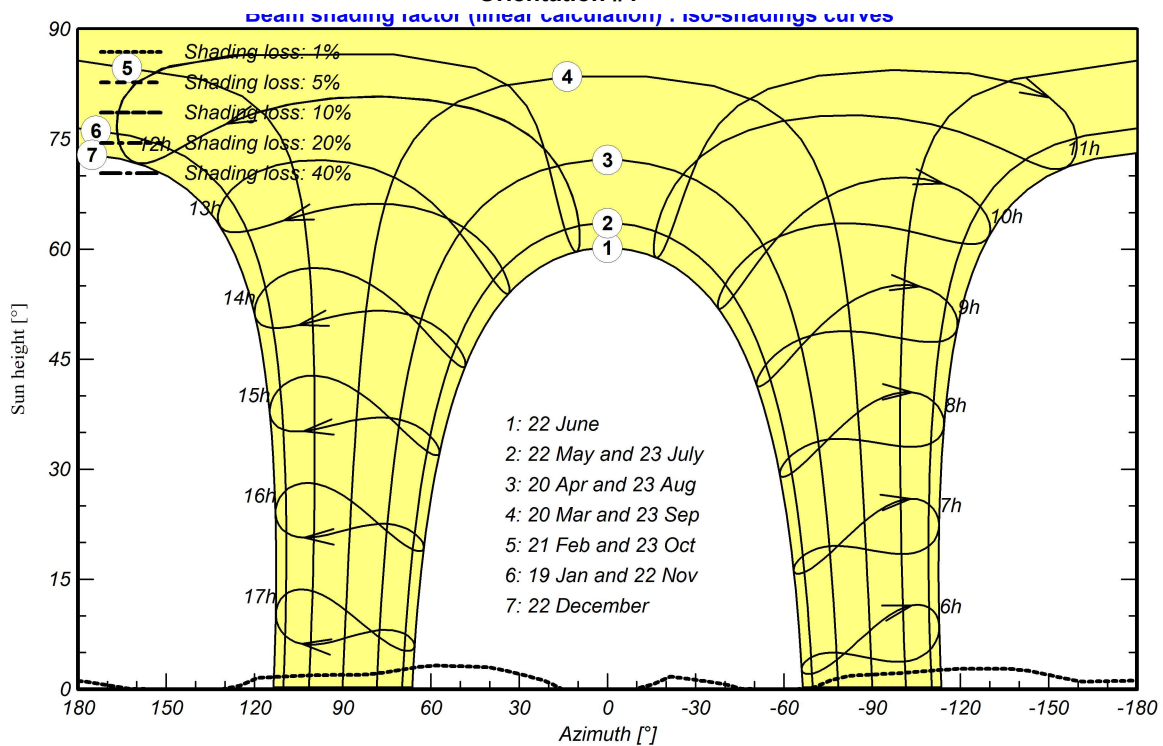
### Near shadings parameter

#### Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram

#### Orientation #1 -





## PVsyst V8.0.8

VC7, Simulation date:

19/06/25 15:59

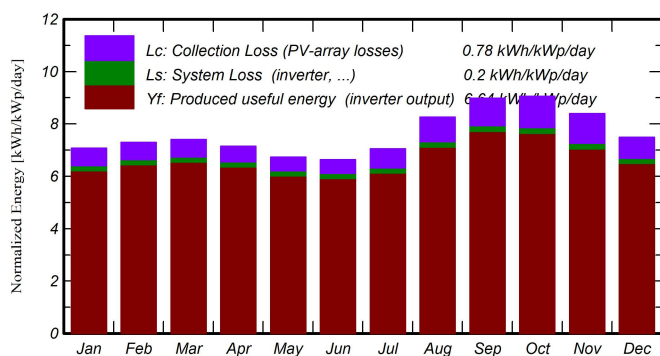
with V8.0.13

## Main results

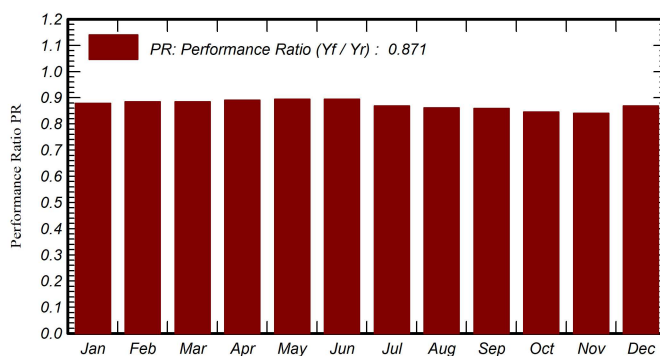
## System Production

Produced Energy (P50)	72908 MWh/year	Specific production (P50)	2425 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	87.09 %
Produced Energy (P90)	67693 MWh/year	Specific production (P90)	2251 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	66225 MWh/year	Specific production (P95)	2203 kWh/kWp/year		

## Normalized productions (per installed kWp)



## Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	181.0	79.02	29.62	219.5	212.9	5981	5798	0.879
February	167.2	71.53	25.77	204.1	198.4	5599	5430	0.885
March	185.5	74.25	26.16	229.6	224.0	6293	6104	0.884
April	170.2	65.43	27.51	214.6	208.8	5923	5745	0.890
May	166.0	65.89	25.78	208.9	202.0	5796	5619	0.895
June	154.9	56.28	25.55	198.9	191.8	5518	5348	0.894
July	168.2	51.27	27.24	218.7	206.5	5895	5713	0.869
August	197.3	57.49	28.80	256.2	241.5	6832	6635	0.861
September	209.1	57.11	29.35	269.5	258.2	7163	6961	0.859
October	218.5	62.12	30.06	280.5	263.0	7340	7133	0.846
November	201.9	76.15	29.46	251.8	231.1	6553	6364	0.840
December	189.6	85.10	29.73	232.0	219.8	6246	6059	0.868
Year	2209.6	801.65	27.94	2784.4	2657.9	75138	72908	0.871

## Legends

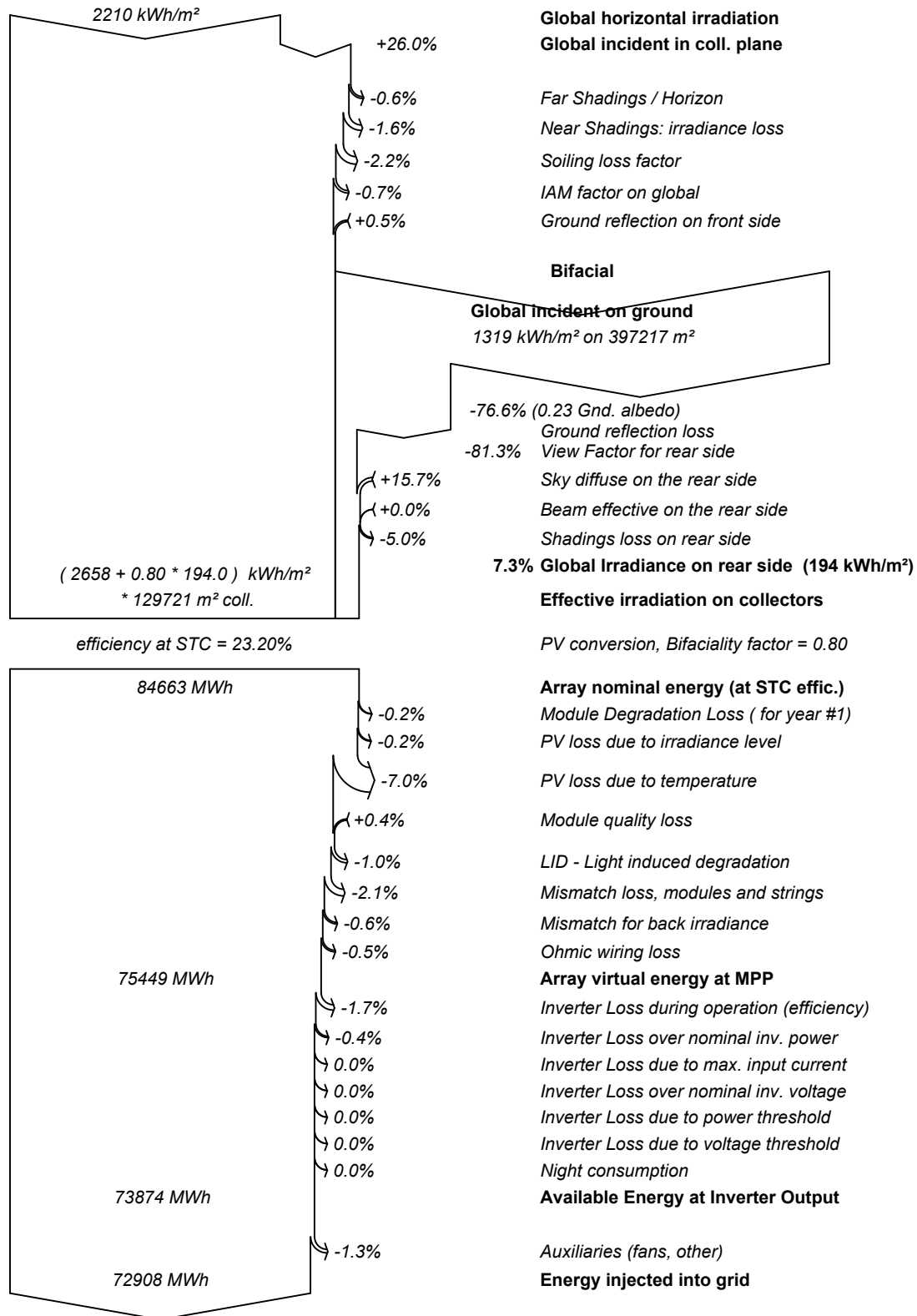
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



## PVsyst V8.0.8

VC7, Simulation date:  
19/06/25 15:59  
with V8.0.13

## Loss diagram



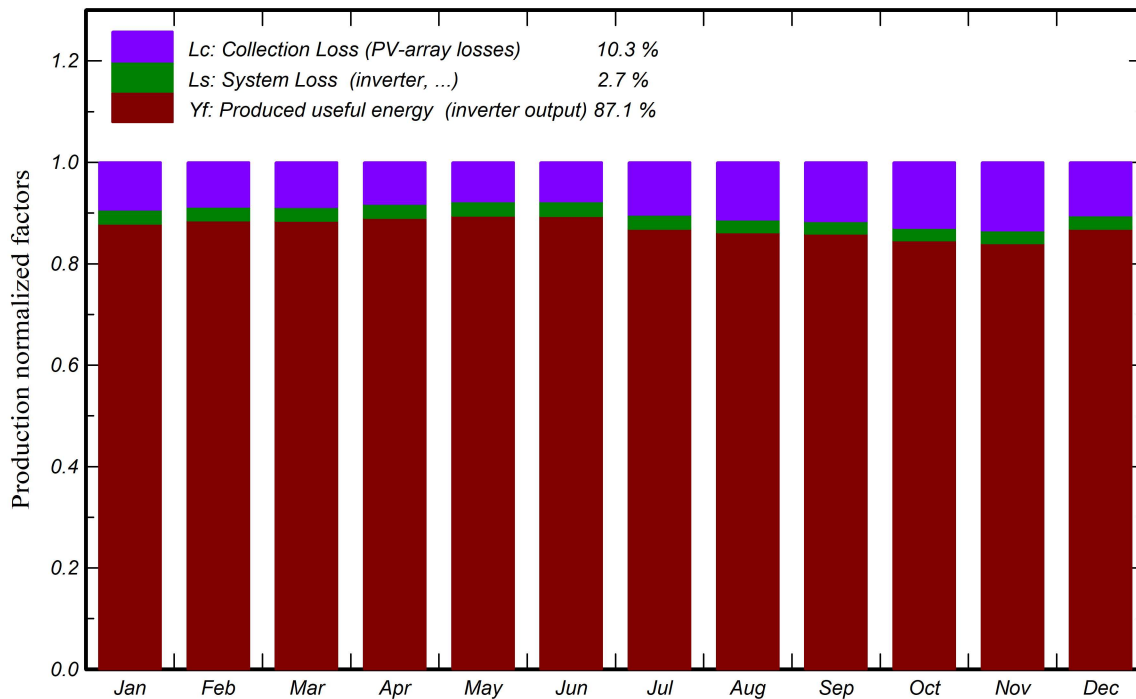


## PVsyst V8.0.8

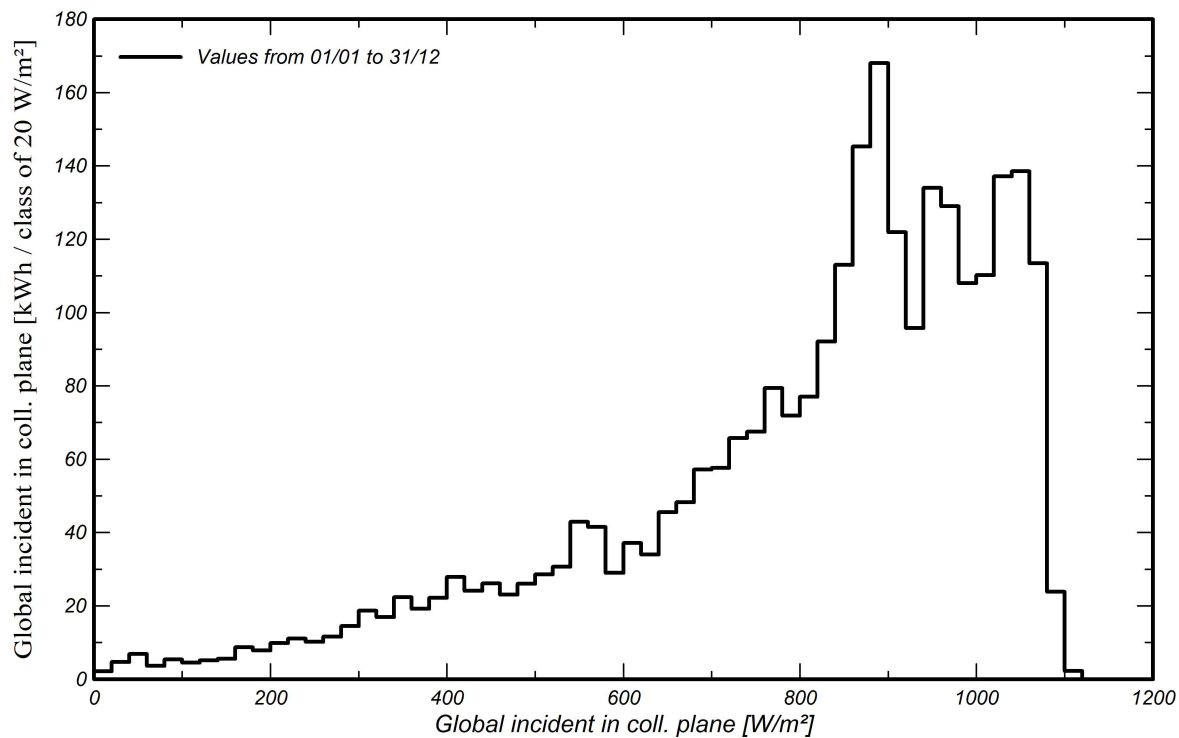
VC7, Simulation date:  
19/06/25 15:59  
with V8.0.13

## Predef. graphs

## Normalized Production and Loss Factors



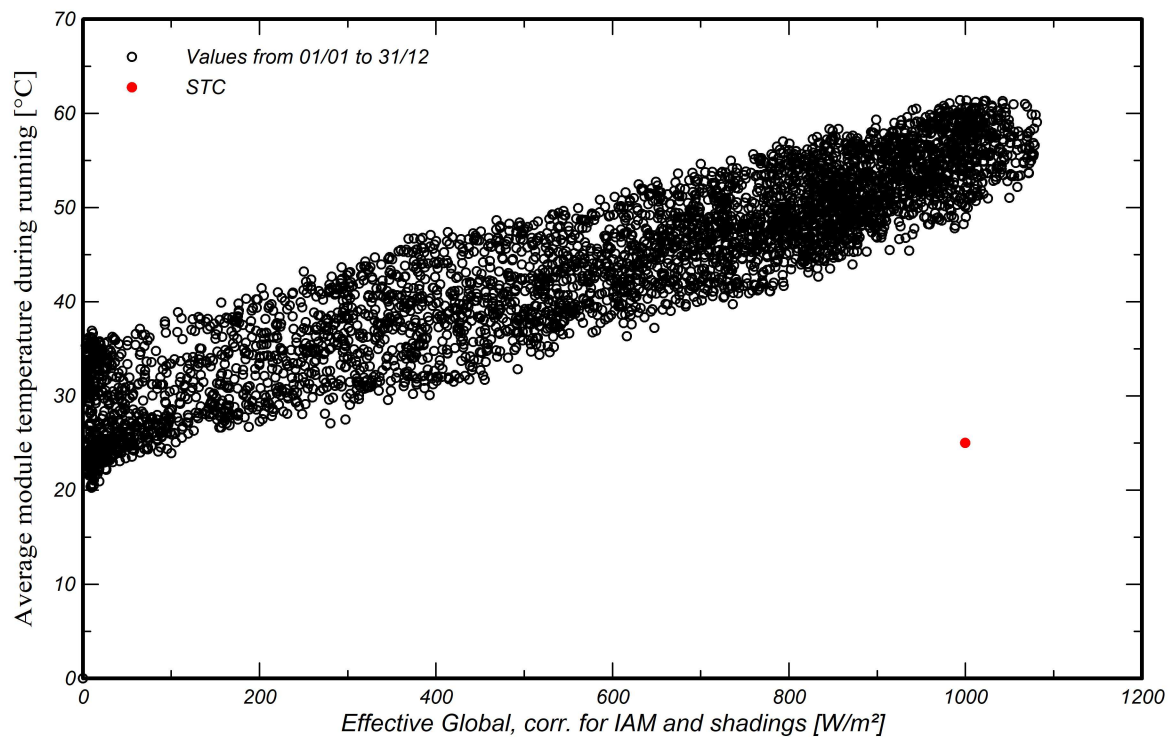
## Incident Irradiation Distribution



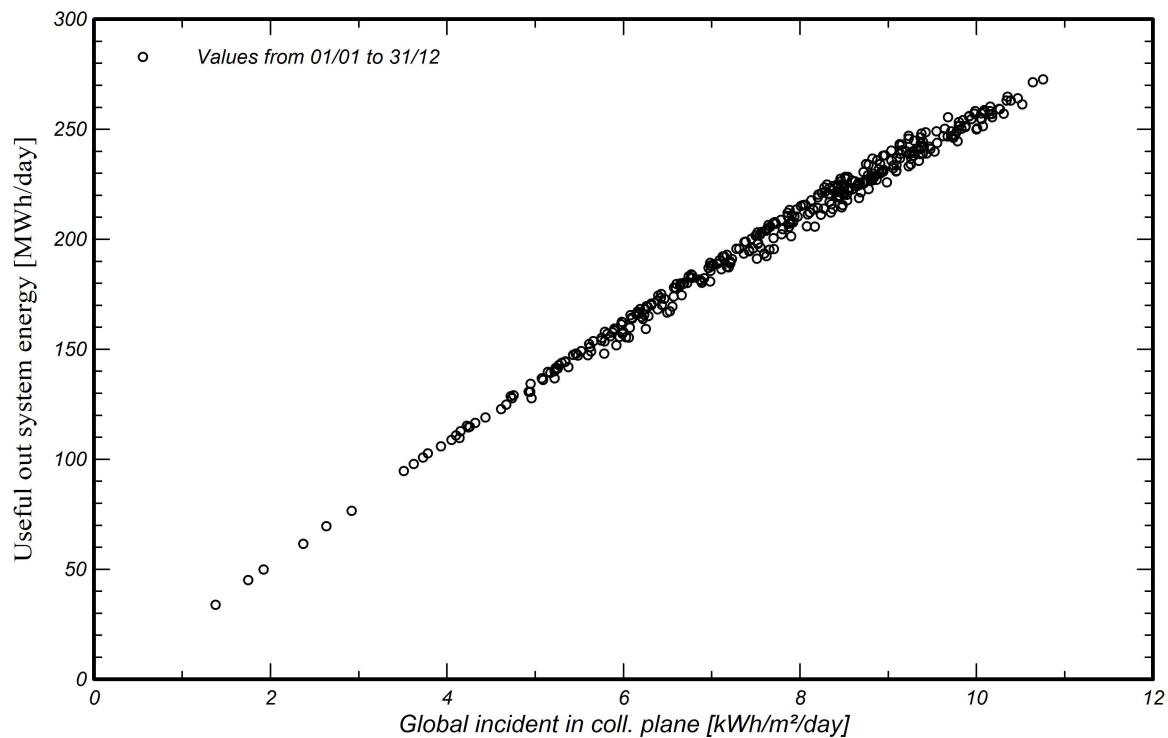


Predef. graphs

Array Temperature vs. Effective Irradiance



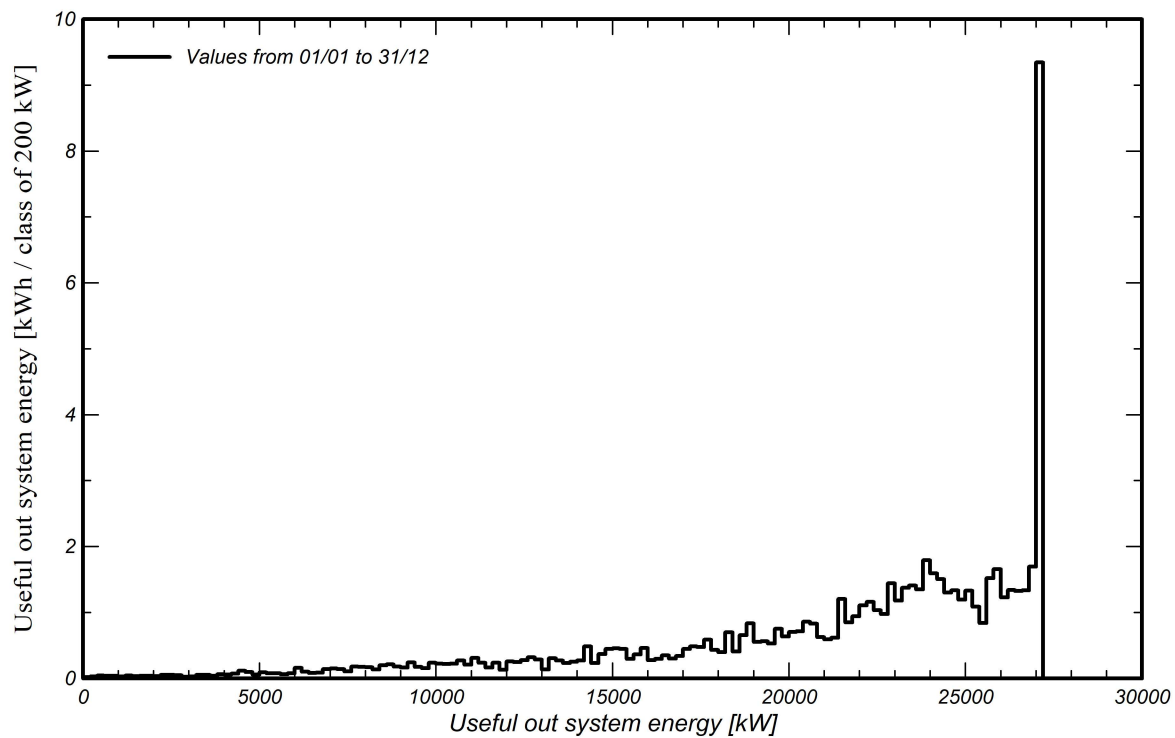
Daily Input/Output diagram





Predef. graphs

System Output Power Distribution





**PVsyst V8.0.8**

VC7, Simulation date:  
19/06/25 15:59  
with V8.0.13

**P50 - P90 evaluation****Weather data**

Source	Correlação
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	2.5 %
<b>Specified Deviation</b>	
Climate change	0.0 %

**Global variability (weather data + system)**

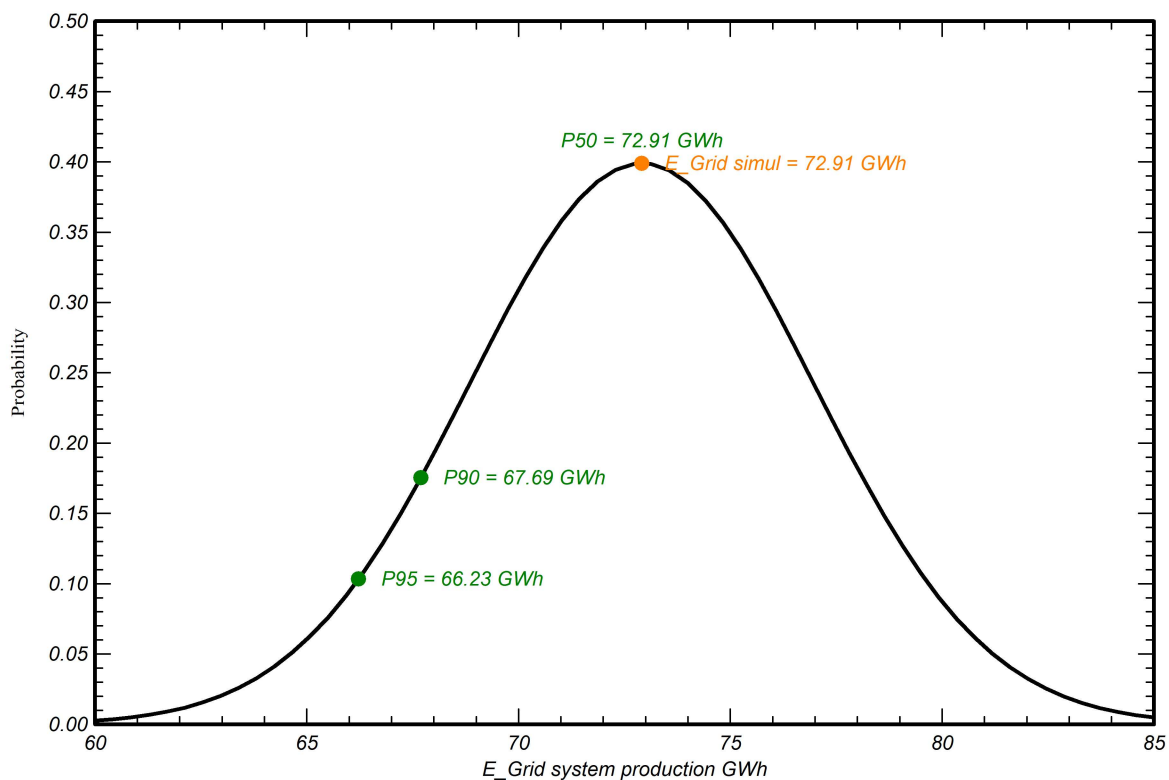
Variability (Quadratic sum)	5.6 %
-----------------------------	-------

**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %
Nota EPE	4.7 %

**Annual production probability**

Variability	4.07 GWh
P50	72.91 GWh
P90	67.69 GWh
P95	66.23 GWh

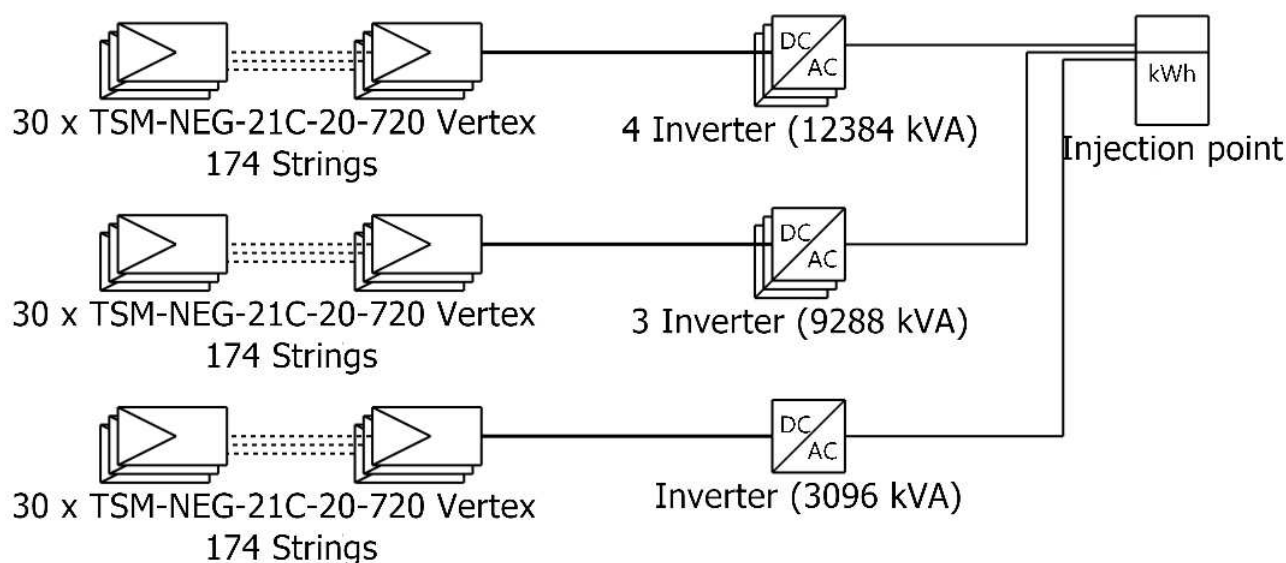
**Probability distribution**



**PVsyst V8.0.8**

VC7, Simulation date:  
19/06/25 15:59  
with V8.0.13

# Single-line diagram



PV module	TSM-NEG-21C-20-720 Vertex
Inverter	INGECON SUN 3825TL C650
String	30 x TSM-NEG-21C-20-720 Vertex

R01\_Italo\_TCC

VC7 : R08\_UFV\_Icó

17/07/25