



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALEX MATHEUS DA SILVA FERRAZ

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS DE
SOLO NO ESTADO DE PERNAMBUCO**

Recife
2023

ALEX MATHEUS DA SILVA FERRAZ

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS
DE SOLO NO ESTADO DE PERNAMBUCO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do grau de Bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Eduardo José Barbosa

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Ferraz, Alex Matheus da Silva.

Análise do desempenho energético entre usinas fotovoltaicas de solo no estado de Pernambuco / Alex Matheus da Silva Ferraz. - Recife, 2023.
91 p. : il., tab.

Orientador(a): Eduardo José Barbosa

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2023.

1. Usina FV. 2. Seguidor solar. 3. PVsyst. I. Barbosa, Eduardo José. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

ALEX MATHEUS DA SILVA FERRAZ

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO ENTRE USINAS FOTOVOLTAICAS
DE SOLO NO ESTADO DE PERNAMBUCO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 05/05/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. MSc. Calebe Hermann de Oliveira Lima (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Zanoni Dueire Lins (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho aos meus pais, minha irmã, e a minha avó materna. Vocês foram essenciais durante essa jornada. Essa conquista é nossa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ter iluminado meu caminho e me guiado nos momentos difíceis.

Aos meus pais, Alexsandro e Alexsandra, pelo amor incondicional, carinho, paciência, conselhos, risadas e muitos outros sentimentos que não caberia escrever aqui. Obrigado pelos puxões de orelha, pelo incentivo e suporte durante minha jornada acadêmica e por todo o suporte emocional. À minha irmã, Marya Clara, pelo carinho, apoio, e por me fazer encher os olhos de lágrimas com suas belas palavras de incentivo. À minha avó e madrinha, Maria do Socorro, pelo enorme carinho que tens comigo, e por fazer questão de manter nossa família sempre unida. Seu almoço de dia de domingo é um momento de inestimável valor. Vocês, mesmo distantes de mim por 376 km, se fizeram presentes. Obrigado!

Aos companheiros de graduação, pelos momentos preciosos de estudo, discussão, risadas, conselhos e por toda troca de experiências, conhecimentos e histórias ao longo do curso. Passar esse tempo com vocês foi um privilégio. Em especial a dois amigos, por quem tenho enorme apreço: Rogenilton e Wedson.

Aos professores do DEE, atuais e aposentados, que participaram da minha formação acadêmica, pelo crescimento profissional e pessoal proporcionado. Sou grato ao professor Dr. Zanoni Dueire Lins pelas oportunidades a mim conferidas, e pela confiança depositada, bem como ao professor Dr. Eduardo José Barbosa pela disponibilidade e orientação durante a escrita deste trabalho.

Por último, mas não menos importante, agradeço a empresa/família Setta Energia pela oportunidade de começar minha carreira profissional, bem como pela confiança depositada em mim durante estes 10 meses de percurso profissional. Sou grato a todos os colaboradores que fazem daquele escritório um lugar de clima leve e inspirador. Agradeço, especialmente, a equipe de projetos, pelas conversas calorosas de alto teor técnico, que culminaram em alguns parágrafos deste trabalho.

RESUMO

O consumo de eletricidade mundial vem aumentando ano após ano, e a demanda por energia elétrica seguirá crescendo ao longo dos anos. Para suprir o aumento da demanda, faz-se necessário elevar a capacidade instalada de geração, além de mais eficiência no processo de geração de energia. No Brasil, esse fato não é diferente. O crescimento do parque gerador brasileiro através das fontes solares fotovoltaicas acarreta baixos custos de investimentos, baixos custos com O&M e uma vida útil competitiva em relação às demais fontes. O Brasil possui potencial de geração fotovoltaica estimado em 307 GWp, retratando assim que ainda há muita oportunidade de aumento da geração solar. Esse cenário da fonte solar fotovoltaica no contexto brasileiro é atrativo para os investidores e para o país, que cumpre o objetivo de desenvolvimento sustentável (ODS) 7, da ONU. No entanto, a geração de energia das usinas fotovoltaicas (UFV) possui incertezas, principalmente em relação ao recurso solar, que possui natureza estocástica devido aos dados meteorológicos. Além disso, outra incerteza associada à geração da UFV é a incerteza sobre as perdas da planta, que impacta diretamente no desempenho global da UFV. As incertezas de geração e a constante evolução da tecnologia fotovoltaica requerem análises de desempenho das UFV's, focando em reduzir as incertezas de desempenho e comparar a geração de energia das diferentes tecnologias, pretendendo trazer mais segurança para o investidor e promovendo as tecnologias de alto custo-benefício. Com base nisso, este trabalho possui a finalidade de analisar o desempenho energético de duas usinas fotovoltaicas, operando no estado de Pernambuco, com o uso do *software* de simulação *PVsyst*, avaliando os parâmetros de projeto de cada UFV, e mensurando o impacto de cada parâmetro na geração energética da UFV. As usinas analisadas possuem tecnologias distintas, uma com módulos fotovoltaicos convencionais e outra com módulos bifaciais, além de uma possuir estrutura fixa e outra estrutura *tracker*.

Palavras-chave: Usina FV. Seguidor solar. *PVsyst*.

ABSTRACT

The world's electricity consumption has been increasing year after year, and the electricity demand will continue to grow over the years. To meet the increase in demand, it is necessary to increase the installed generation capacity, in addition to more efficiency in the energy generation process. In Brazil, this fact is no different. The growth of the Brazilian generating park through photovoltaic solar sources entails low investment costs, low O&M costs, and competitive useful life in relation to other sources. Brazil has an estimated photovoltaic generation potential of 307 GWp, thus showing that there is still a lot of opportunity to increase solar generation. This photovoltaic solar source scenario in the Brazilian context is attractive for investors and for the country, which meets the UN's sustainable development goals 7 (SDG). However, the generation of energy from photovoltaic plants (UFV) has uncertainties, mainly concerning solar resource which has a stochastic nature with meteorological data. In addition, another uncertainty associated with UFV generation is the uncertainty about plant losses, which directly impacts the overall performance of the UFV. Generation uncertainties and the constant evolution of photovoltaic technology require performance analyzes of the UFVs, focusing on reducing performance uncertainties and comparing the energy generation of different technologies, intending to bring more security to the investor and promoting the technologies as highly price-performance ratio. Based on this, this work has the purpose of analyzing the energy performance of two photovoltaic plants, operating in the state of Pernambuco, using the PVSyst simulation software, evaluating the design parameters of each UFV and measuring the impact of each parameter in UFVs energy generation. The analyzed plants have different technologies, one with conventional photovoltaic modules and another with bifacial modules, in addition to having a fixed structure and another tracker structure.

Keywords: PV Plant. Solar tracker. PVSyst.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Irradiância espectral de fontes de luz artificial (eixo à esquerda) e irradiância espectral do Sol (eixo à direita).....	23
Figura 2 - Imagem do Sol pelo observatório SOHO da NASA	23
Figura 3 - Constantes geométricas para o cálculo da irradiância solar fora da atmosfera terrestre (o raio da Terra é um dado redundante para o cálculo)	24
Figura 4 - Efeitos atmosféricos na irradiância espectral do Sol.....	25
Figura 5 - Massa de ar representa a proporção de atmosfera que a luz solar percorre	26
Figura 6 - Sombra de um objeto vertical a partir da movimentação aparente do Sol	27
Figura 7 - Órbita e a rotação da Terra.....	29
Figura 8 - Ângulo de declinação no: a) solstício de inverno ($\delta = 23,45^\circ$); b) equinócios ($\delta = 0^\circ$) e c) solstício de verão ($\delta = -23,45^\circ$), todos em relação ao hemisfério sul	29
Figura 9 - Ângulo de elevação e de zênite do Sol	30
Figura 10 - Representação do ângulo de azimute.....	31
Figura 11 - Célula solar de Si-monocristalino (à esquerda) e Si-policristalino (à direita)	33
Figura 12 - Tecnologias disponíveis de células fotovoltaicas	34
Figura 13 - Da célula para módulo e arranjo fotovoltaico	34
Figura 14 - Elementos da estrutura do módulo fotovoltaico monofacial de Si	35
Figura 15 - Curva de corrente versus tensão de um diodo ideal	36
Figura 16 - Curva I-V padrão da célula fotovoltaica	36
Figura 17 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica.....	37
Figura 18 - Circuito equivalente real com resistências parasitas.....	37
Figura 19 - Curvas I-V e P-V da célula FV sob condições STC	38
Figura 20 - Eficiência de conversão de células solares ao longo de 35 anos	39
Figura 21 - Curva I-V do módulo MSX-77 para diferentes sóis	40
Figura 22 - Curva I-V do módulo MSX-77 para diferentes temperaturas de operação do módulo.....	41
Figura 23 - Comportamento da curva I-V do módulo com célula sombreada	42
Figura 24 - Histórico e projeção do crescimento da tecnologia bifacial no mercado mundial.....	43
Figura 25 - Custo de fabricação da tecnologia convencional versus bifacial	43

Figura 26 - Irradiância refletida em função do tipo do terreno para condições de Irradiância direta de 1 kW/m ²	44
Figura 27 - Configurações básicas de conversão CC/CA em sistemas fotovoltaicos: (a) 1 estágio; (b) 2 estágios.....	45
Figura 28 - Topologias de inversores on-grid: (a) central; (b) string; (c) multi-string; (d) módulo CA	46
Figura 29 - Diagrama do circuito do inversor multi-string SG110CX da Sungrow	46
Figura 30 - Seguidor polar de eixo único.....	48
Figura 31 - Seguidor solar de eixo horizontal.....	49
Figura 32 - Diagrama de rastreador solar genérico utilizando controle em malha fechada	50
Figura 33 - Fluxograma simplificado da simulação de geração de energia em plantas FV conectadas à rede	54
Figura 34 - Parâmetros meteorológicos do local da UFV Inajá	58
Figura 35 - Dados mecânicos do módulo DHP72-330W	59
Figura 36 - Layout do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá.....	60
Figura 37 - Desenho da estrutura de fixação monoposte da UFV.....	60
Figura 38 - Configuração do campo orientação do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá	61
Figura 39 - Otimização do ângulo de inclinação das mesas da UFV Inajá	62
Figura 40 - Distribuição das strings nas entradas MPPT's dos inversores.....	63
Figura 41 - Tela de configuração do campo "sistema" do PVsyst para o lote de 356,4 kWp	64
Figura 42 - Curvas de dimensionamento das tensões da string e limites de tensão do inversor	64
Figura 43 - Disposição das mesas do lote de 356,4 kWp	65
Figura 44 - Histograma estatístico de perdas devidas a mismatch, realizadas a partir de 2660 configurações aleatórias de módulos	66
Figura 45 - Gráfico de perdas do lote 356,4 kWp da UFV Inajá para irradiância de 1000W/m ² e temperatura ambiente de 25°C.....	68
Figura 46 - Dados de irradiação, temperatura e dados suplementares para a UFV Glória.....	71
Figura 47 - Dados mecânicos do módulo RSM-144-6-410-BMDG-Bifacial.....	72
Figura 48 - Estrutura de fixação Tracker de 1 eixo N-S	72
Figura 49 - Orientação do sistema para o lote 314,88 kWp da UFV Glória.....	73

Figura 50 - Funcionamento do algoritmo de backtracking: a) sem backtracking ativado; b) com backtracking ativo	74
Figura 51 - Distribuição das strings nos inversores do lote 314,88 kWp	74
Figura 52 - Resumo da definição de módulos, strings e inversores para o lote de 314,88 kWp	75
Figura 53 - Características de dimensionamento da potência do inversor	76
Figura 54 - Curva de potência CC (em laranja) e CA (em azul) do inversor 1 (SG110- CX) durante do ano de 2022	76
Figura 55 - Parâmetros para o sistema bifacial do lote 314,88 kWp	77
Figura 56 - Gráfico de perdas detalhadas do lote 314,88 kWp da UFV Glória, para condições com irradiância de 1000W/m ² e temperatura ambiente de 25°C.....	79
Figura 57 - Comparação da geração específica da UFV Glória com a UFV Inajá em função do GCR.....	81
Figura 58 - Curva comparativa da geração específica em função da altura do centro do módulo ao solo da UFV Inajá com a UFV Glória.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações técnicas da entrada CC do inversor SG110CX	47
Tabela 2 - Etapas de configuração do <i>PVsystem</i>	57
Tabela 3 - Perdas por sombreamento para diferentes valores de pitch, considerando 9 meses conforme figura 38	63
Tabela 4 - Perdas detalhadas do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá	67
Tabela 5 - Índices de mérito do lote 356,4 kWp da UFV Inajá de acordo com as perdas da tabela 4.....	69
Tabela 6 - Comparativo entre geração simulada e real do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá	70
Tabela 7 – Parâmetros de perda para o sistema bifacial do lote 314,88 kWp	78
Tabela 8 - Índices de mérito para o lote 314,88 kWp com sistema <i>tracker</i>	79
Tabela 9 - Geração simulada e verificada do lote 314,88 kWp da UFV Glória	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
AM0	<i>Air mass to zero atmosphere</i>
AM1.5G	<i>Standard air mass for global irradiation in terrestrial photovoltaic applications</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
EMA	<i>Energy Market Authority</i>
EoT	<i>Equation of Time</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FB	Fator de Bifacialidade
FC	Fator de Capacidade
FCT	Fator de Correção do Tempo
FV	Fotovoltaico
GCR	<i>Ground Cover Ratio</i>
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
HRA	<i>Hour Angle</i>
HSL	Hora Solar Local
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
kVA	kilovolt-ampère
kWh	kilowatt-hora
kWp	kilowatt-pico
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LID	<i>Light Induced Degradation</i>
LSTM	<i>Local Standard Time Meridian</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>

MWn	Megawatt-nominal
MWp	Megawatt-pico
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
N-S	Norte-Sul
O&M	Operação & Manutenção
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PR	<i>Performance Ratio</i>
Si	Silício
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOHO	<i>Solar and Heliospheric Observatory</i>
STC	<i>Standart Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

δ	Ângulo de declinação da Terra
α	Ângulo de elevação do Sol
θ	Ângulo de zênite solar
q	Carga do elétron
λ	Comprimento de onda
k	Constante de Boltzmann
h	Constante de Planck
I_{sc}	Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico
I_{mp}	Corrente no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico
I_0	Corrente de saturação do diodo
I_L	Corrente fotogerada no módulo fotovoltaico
n	Dia do ano, sendo $n=1$ igual a 1 de janeiro
$d(n)$	Distância da Terra ao Sol em função do dia do ano
$D_{Sol-Terra}$	Distância do centro do Sol ao centro da Terra
W_λ	Distribuição espectral de irradiância solar
$E_{ff_frontal}$	Eficiência de conversão da parte frontal do módulo FV bifacial
η	Eficiência de conversão fotovoltaica
η_{STC}	Eficiência do módulo fotovoltaico em condições padrão de teste
E	Quantidade de energia
n'	Fator de idealidade do diodo
FF	Fator de preenchimento do módulo fotovoltaico
G	Irradiância incidente total do módulo FV bifacial
$I_{rr_frontal}$	Irradiância que atinge a parte frontal do módulo FV bifacial
$I_{rr_traseira}$	Irradiância que atinge a parte traseira do módulo FV bifacial
H_{Terra}	Irradiância solar fora da atmosfera terrestre
$H(n)$	Irradiância solar fora da atmosfera terrestre em função do dia do ano
H_{Sol}	Irradiância solar na superfície do Sol
H_{const}	Irradiância solar padrão fora da atmosfera terrestre
φ	Latitude geográfica
m	Massa total

B	Número de dias do ano, em graus
P_{in}	Potência solar incidente
R_{Sol}	Raio geométrico do Sol
Y_f	Rendimento final do sistema fotovoltaico
R_s	Resistência série do módulo fotovoltaico
R_{shunt}	Resistência <i>shunt</i> do módulo fotovoltaico
T	Temperatura em Kelvin
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
V_{mp}	Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico
c	Velocidade da luz

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	17
1.2	JUSTIFICATIVA.....	18
1.3	OBJETIVOS	19
1.3.1	Geral.....	19
1.3.2	Específicos	20
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	O SOL.....	22
2.1.1	Conceitos fundamentais da irradiância e do movimento aparente do Sol	24
2.1.1.1	<i>Efeitos atmosféricos</i>	<i>24</i>
2.1.1.2	<i>Massa de ar.....</i>	<i>26</i>
2.1.1.3	<i>Movimento aparente do Sol.....</i>	<i>28</i>
2.1.1.4	<i>Tempo solar e equações de posição do Sol.....</i>	<i>30</i>
2.2	TECNOLOGIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	33
2.2.1	Características elétricas	34
2.2.2	Circuito equivalente ideal e real.....	35
2.2.3	Curva I-V e fatores que afetam o formato da curva	38
2.2.3.1	<i>Efeito da irradiação.....</i>	<i>39</i>
2.2.3.2	<i>Efeito da temperatura</i>	<i>40</i>
2.2.3.3	<i>Efeito do sombreamento parcial</i>	<i>40</i>
2.2.4	Módulos bifaciais	42
2.3	CONVERSORES CC/CA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	45
2.4	RASTREADOR SOLAR (<i>TRACKER</i>)	47
2.5	INDICADORES ENERGÉTICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	50
2.5.1	Fator de capacidade (FC).....	51
2.5.2	Taxa de desempenho (PR).....	52
2.5.3	Geração específica do sistema fotovoltaico ou rendimento final (Y_f).....	52
2.6	INCERTEZAS ASSOCIADAS AOS RESULTADOS DE SIMULAÇÕES DE SISTEMAS FV.....	53
3	ESTUDO DE CASO MÚLTIPLO	56
3.1	UFV INAJÁ (6,107 MWP / 5,09 MWN)	56
3.2	UFV GLÓRIA (1,654 MWP / 1,56 MWN)	70
3.3	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS ESTUDOS DE CASO.....	81
4	CONCLUSÕES DAS ANÁLISES REALIZADAS.....	84
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS ..	86
	REFERÊNCIAS.....	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

O consumo de energia elétrica mundial registrou, no período pré-pandemia do Covid-19, aumento de 2,04% de 2018 para 2019. Os 10 maiores países juntos registraram aumento, no mesmo período, de 2,23%. O Brasil, por sua vez, que é o sétimo país dos maiores consumidores de energia elétrica no mundo, registrou aumento de 2,6% no período. O crescimento do consumo de energia elétrica implica na necessidade de aumentar a capacidade instalada de geração de eletricidade. Porém, o crescimento do parque gerador de um país deve priorizar as fontes renováveis, como hidrelétricas, biomassa/biogás, eólica e solar (EPE, 2022).

O objetivo de desenvolvimento sustentável número 7 da ONU, conhecido como ODS 7, tem por finalidade garantir o acesso à energia limpa, barata e renovável para todos. De forma mais específica, a meta 7.2 diz o seguinte: aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global, até 2030. O indicador que permite avaliar esta meta é a participação de energia renovável na oferta interna de energia no país, podendo também ser avaliado em conjunto com a oferta interna de energia elétrica (IPEA, 2023).

No Brasil, o aumento da capacidade instalada, de 2020 para 2021, foi de 3,9%, passando de 174,7 GW para 181,6 GW. Desse crescimento, cerca de 67,5% foram graças à energia renovável, com a fonte solar representando 40,9% do total. Porém, considerando a geração de energia elétrica no mesmo período, houve redução da renovabilidade de 5,7%, motivada significativamente pela escassez hídrica ao longo de 2021, apesar do incremento de geração das fontes eólica e solar. A geração de energia elétrica por fontes não-renováveis cresceu 185,7% ao longo de 2021 (EPE, 2022).

Como forma de atenuar o aumento da capacidade instalada e principalmente da geração de energia elétrica das fontes não-renováveis no Brasil, deve-se proceder ao aumento do parque gerador através das fontes não-renováveis, principalmente da fonte solar fotovoltaica, por ter um investimento inicial e custo de O&M anual mais baixos em relação às outras fontes. Além disso, a vida útil de uma usina fotovoltaica

(UFV) é de 25 anos, acima da maioria das outras fontes (EPE, 2022). O potencial de geração de energia fotovoltaica no Brasil é de 307 GWp (EPE e MME, 2020).

As UFV's podem ser classificadas quanto à capacidade instalada, sendo classificada como geração centralizada quando possui grandes montantes de potência, ou geração distribuída quando se é de menor porte (ONS, 2020). Em fevereiro de 2023, a fonte solar fotovoltaica superou a fonte eólica em capacidade instalada, registrando 26 GW, enquanto a fonte eólica registrava 24,9 GW. Do total de 26 GW, 18 GW é devido à Micro e Minigeração Geração Distribuída (MMGD) (ANEEL, 2023). Já a geração centralizada fotovoltaica possui 7,9 GW de potência instalada em operação, 5,7 GW em construção e 78 GW com construção não iniciada (ABSOLAR, 2023).

A indústria solar fotovoltaica apresenta alta competitividade, com sua evolução tecnológica ocorrendo em altas velocidades, que são assimiladas rapidamente nos projetos de UFV's, seja do porte de geração centralizada ou distribuída. Um exemplo disso, no mercado brasileiro, foi a rápida transição do uso de estruturas fixas para estruturas *tracker*. Em 2014, nos leilões de energia do mercado regulado, 91% dos projetos consideravam estrutura fixa, enquanto em 2017, 97% intencionavam o uso de rastreadores solares de 1 eixo (EPE e MME, 2020).

Aliado às incertezas tecnológicas, relatadas acima, ainda há a incerteza natural da geração fotovoltaica, que é a soma da incerteza da irradiação solar e do próprio desempenho energético da UFV. Já a simulação de UFV's, que visa obter a média de geração anual, introduz outra incerteza, associado ao modelo de transposição da irradiação horizontal para o plano inclinado (THEVENARD, 2010).

1.2 Justificativa

No setor de GD, regulamentado pela lei 14.300/2022, há UFV's dedicadas somente à geração, se enquadrando como GD remota, sem consumo. A UFV do tipo GD remota é destinada aos modelos de negócios voltados à energia por assinatura, onde os créditos de energia gerados pela UFV são distribuídos aos assinantes, via lista de compensação, que pode ser na modalidade geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

Em uma pesquisa conduzida pela empresa Greener Consultoria, realizada no ano de 2022, concluiu-se que houve um número maior de empresas que atuam no ramo de GD remota que indicaram que a prospecção do investidor é um dos principais desafios do empreendimento. Além disso, não há um consenso entre as empresas entrevistadas sobre o uso do *tracker* ou a partir de que potência o *tracker* se torna vantajoso (GREENER, 2022).

No aspecto regulatório, com a publicação da Lei Complementar 194, que reduz o ICMS, e a aplicação da Lei 14.300/2022, o TIR e o *payback* dos investimentos em GD remota caem. O efeito é maior na aplicação da Lei 14.300/2022, que implementa a não compensação gradual do fio B. De acordo com Greener (2023), em um cenário simulado de uma UFV de 3,9 MWp, com estrutura *tracker*, com adoção da geração compartilhada como modelo de compensação, a TIR média em todo Brasil cai de 17% para 8,1%. Diante desse novo cenário regulatório, é imprescindível que os novos projetos de GD sejam mais eficientes e com menos incertezas técnicas, visando assim atenuar os efeitos das parcelas não compensáveis da tarifa e os riscos do investidor solar.

Nesse ambiente de incertezas, é de fundamental importância aprofundar estudos que detalhem as simulações e projetos básicos de geração energética das UFV's, visando reunir dados e diminuir as incertezas controláveis pelo projetista. Estudar o desempenho de UFV's é uma forma de reduzir as incertezas de geração da usina, bem como de outras, por meio do melhor conhecimento sobre as perdas de uma UFV. Tal coisa amplia a confiabilidade de geração de UFV's e reduz o risco para o investidor em energia solar, criando condições, assim, para um aumento sustentável da capacidade instalada da geração fotovoltaica brasileira.

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

Analisar o desempenho energético de usinas fotovoltaicas de solo, com estrutura fixa ou *tracker*, e com módulos FV mono ou bifaciais, enfatizando quais características

do projeto da UFV impactam em menor ou maior grau na geração de energia, usando duas UFV's em operação, no estado de Pernambuco, como estudos de caso.

1.3.2 Específicos

Propõe-se o seguinte para os objetivos específicos:

- Apresentar a base teórica de sistemas fotovoltaicos, com ênfase na caracterização do recurso solar, funcionamento da célula solar, tecnologias disponíveis de módulos FV's mono e bifaciais, inversores fotovoltaicos, rastreadores solares e o estado da arte sobre incerteza da geração de sistemas FV's;
- Realizar estudo de caso de duas UFV's de solo, operando no estado de Pernambuco, focando na análise do desempenho energético das usinas através do software *PVsyst*;
- Identificar as variáveis de projeto que impactam em menor ou maior grau na geração de energia de cada UFV analisada;
- Analisar as incertezas associadas ao *Performance Ratio* (PR) das UFV's;
- Comparar o desempenho energético simulado e real das UFV's;

1.4 Organização do Trabalho

O capítulo 1 apresenta a evolução do consumo de energia elétrica mundial e brasileiro, e o aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica de energia renovável. Quanto à energia renovável, é dado ênfase na energia solar em virtude do baixo CAPEX e do potencial de geração fotovoltaica brasileira. E por fim, apresenta-se a problemática das incertezas de geração e de desempenho de uma usina fotovoltaica (UFV), além de incertezas tecnológicas e regulatórias brasileiras. Neste capítulo também é apresentado os objetivos gerais e específicos deste trabalho.

O capítulo 2 apresenta a base teórica de sistemas fotovoltaicos, com ênfase em sistemas de solo conectados à rede. Nesse capítulo é apresentado as características

do recurso solar, características físicas e elétricas dos módulos fotovoltaicos, tanto mono como bifaciais; também se desenvolve sobre o funcionamento de rastreadores solares (*tracker*) e inversores fotovoltaicos, bem como suas características elétricas. Além disso, apresenta-se os indicadores de performance de sistemas fotovoltaicos e as incertezas associadas às UFV's.

O capítulo 3 destina-se às análises dos estudos de caso de desempenho energéticos das UFV's, uma com módulo monofaciais e estrutura fixa, e outra com módulos bifaciais e estrutura *tracker*. As análises são focadas nas características de projeto da UFV que participam com menor ou maior grau da geração de energia, bem como dos fatores de perda de desempenho da UFV que introduz maiores incertezas nos resultados de geração da usina. Ademais, compara-se a geração simulada no software *PVsyst* com a geração real das usinas.

No capítulo 4 é elaborado as conclusões referentes às análises de desempenho das UFV's e da análise comparativa realizada entre elas.

Por fim, no capítulo 5 são realizadas as considerações finais deste trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O Sol

A quantidade de energia que o Sol emite em uma hora é suficiente para suprir as necessidades energéticas da Terra por praticamente um ano. A partir da reação termonuclear (o Sol converte hidrogênio em hélio), a massa é convertida em energia de acordo com equação da equivalência massa-energia de Einstein (MESSENGER e ABTAHI, 2018):

$$E = mc^2 \quad (1)$$

Por conta da reação de fusão nuclear, a temperatura na superfície do Sol é de aproximadamente 5800 K. E de acordo com a fórmula da radiação de corpo negro de Planck, a energia é irradiada em todas as direções a partir da relação (MESSENGER e ABTAHI, 2018):

$$W_\lambda = \frac{2\pi hc^2 \lambda^{-5}}{e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1} \quad (2)$$

O comprimento de onda é dado em metros.

A equação (2) fornece a irradiância espectral do sol (MESSENGER e ABTAHI, 2018).

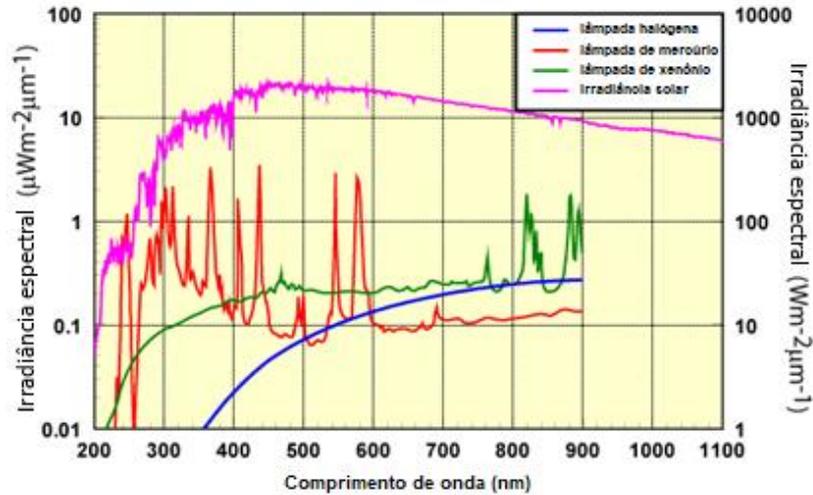
A figura 1 apresenta uma comparação da irradiância espectral do Sol com fontes artificiais de radiação na faixa da luz visível.

Nota-se, portanto, que para uma ampla faixa de comprimentos de onda, a densidade de potência do Sol é mil vezes maior que das fontes artificiais de luz plotadas na figura 1.

A irradiação solar recebida na superfície da Terra tem muitas variações, devido à efeitos atmosféricos (como dispersão da luz), variações locais na atmosfera, latitude do local, estação do ano e a hora do dia (HONSBURG e BOWDEN, 2019).

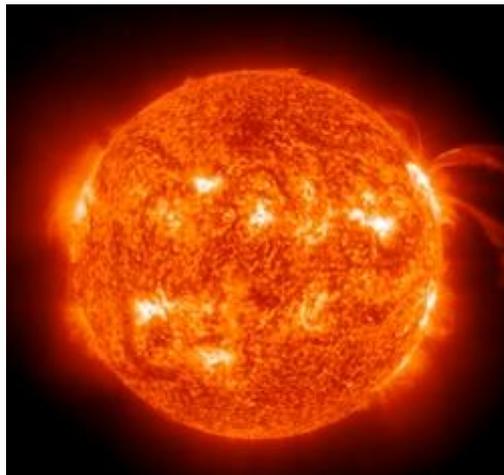
A figura 2 ilustra uma foto do Sol feita pelo observatório *SOHO* da NASA.

Figura 1 - Irradiância espectral de fontes de luz artificial (eixo à esquerda) e irradiância espectral do Sol (eixo à direita)



Fonte: adaptado de HONSBURG e BOWDEN (2019).

Figura 2 - Imagem do Sol pelo observatório SOHO da NASA



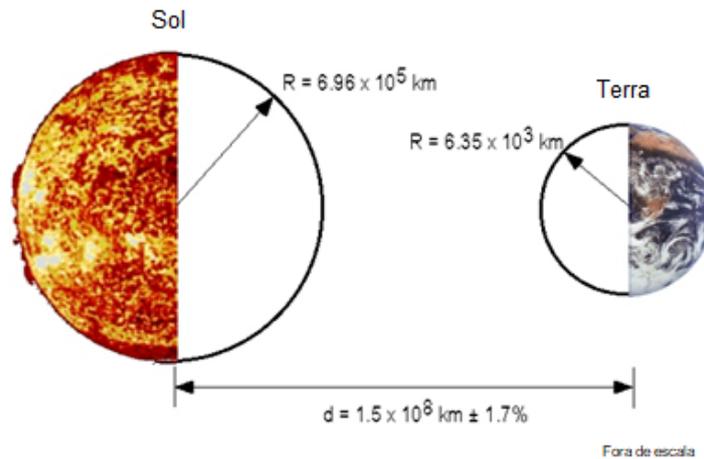
Fonte: adaptado da Nasa (2023).

A radiação solar fora da atmosfera da Terra varia pouco à medida que a Terra se move em sua órbita elíptica em volta do Sol, e porque a potência do Sol não é constante. A variação de potência devido à órbita elíptica é de 3,4%, com maior irradiância em janeiro e menor irradiância em julho (HONSBURG e BOWDEN, 2019).

O cálculo da radiação solar fora da atmosfera da Terra é feito a partir da seguinte equação, com os parâmetros de cálculo apresentados na figura 3 (RAI, 1980):

$$H_{terra} = \frac{R_{sol}^2}{D_{sol-terra}^2} \times H_{sol} \quad (3)$$

Figura 3 - Constantes geométricas para o cálculo da irradiância solar fora da atmosfera terrestre (o raio da Terra é um dado redundante para o cálculo)



Fonte: adaptado de HONSBURG e BOWDEN (2019).

Portanto, H_{terra} é aproximadamente $1,353 \text{ kW/m}^2$.

Uma equação que descreve a variação da irradiância solar fora da atmosfera terrestre ao longo do ano é dada a seguir (RAI, 1980):

$$\frac{H(n)}{H_{cons}} = 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360(n-2)}{365}\right) \quad (4)$$

onde, H_{cons} é $1,353 \text{ kW/m}^2$, e n é o número do dia do ano.

2.1.1 Conceitos fundamentais da irradiância e do movimento aparente do Sol

2.1.1.1 Efeitos atmosféricos

Quando a radiação solar atravessa a atmosfera terrestre, parte é absorvida, outra parte é dispersada, parte é espalhada e outra é refletida na superfície do solo. A luz solar que alcança a superfície da Terra sem dispersão é chamada de radiação direta ou feixe. A luz solar dispersa é denominada de radiação difusa. E a luz solar

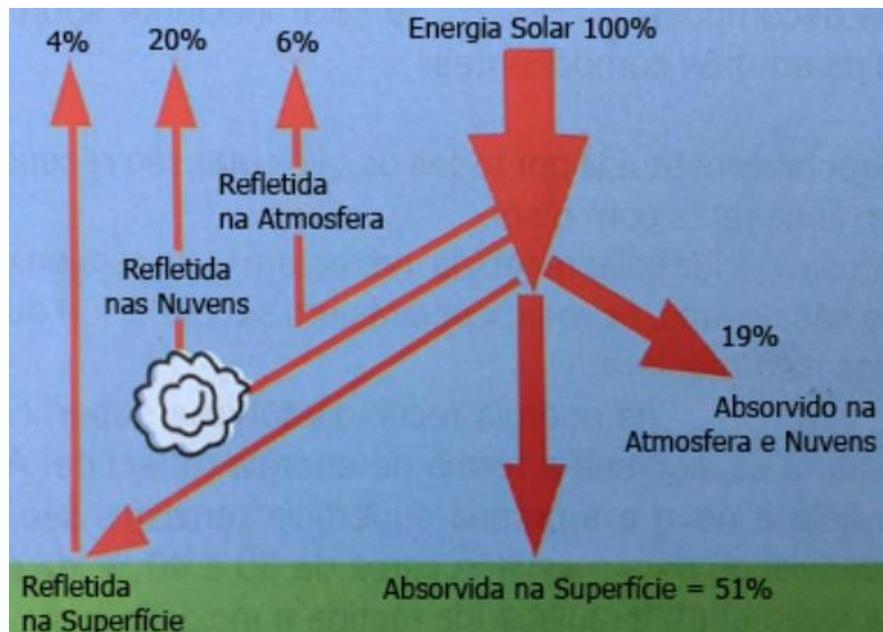
refletida no solo é chamada de radiação albedo. Esses três tipos de radiação formam a radiação global (MESSENGER e ABTAHI, 2018).

Os efeitos atmosféricos influenciam no conteúdo espectral da radiação solar, e servem de base para o desenvolvimento de células fotovoltaicas, e para o projeto de sistemas fotovoltaicos. Assim, os principais efeitos são:

- redução da potência recebida devido à absorção, espalhamento e reflexão da luz por partículas atmosféricas;
- inserção de componente difuso na radiação solar;
- variações locais da atmosfera (como nuvens e poluição), que afetam as direções da luz e seu conteúdo espectral (HONSBURG e BOWDEN, 2019).

A figura 4 resume as perdas de potência da irradiância solar ao longo da atmosfera.

Figura 4 - Efeitos atmosféricos na irradiância espectral do Sol



Fonte: FCSOLAR, 2023.

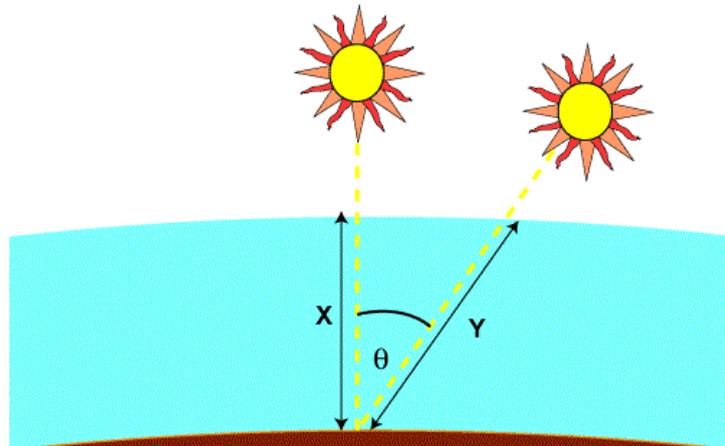
2.1.1.2 Massa de ar

O percentual da luz solar que é absorvida e espalhada depende essencialmente do comprimento do caminho que a luz percorre através da atmosfera, e a esse comprimento dá-se o nome de massa de ar, dada pela relação a seguir (SMETS, A. et al., 2015):

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (5)$$

A figura 5 representa o conceito de massa de ar.

Figura 5 - Massa de ar representa a proporção de atmosfera que a luz solar percorre



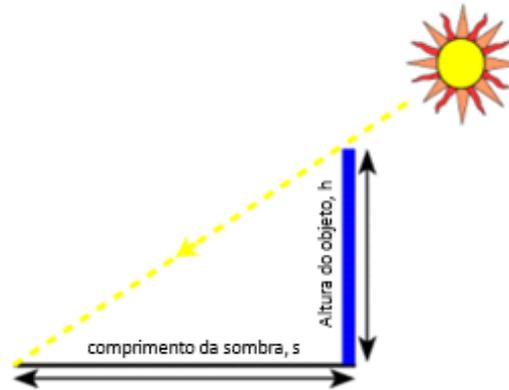
Fonte: HONSERG e BOWDEN (2019).

Quanto maior o ângulo θ (ângulo do zênite), maior é a massa de ar que luz precisa atravessar. Quando o Sol está logo acima, com ângulo de zênite igual a 0° , a massa de ar percorrida é unitária (SMETS, A. et al., 2015).

Uma maneira prática e fácil de determinar a massa de ar é através da altura de um objetivo vertical e do comprimento de sua sombra, conforme figura 6, e calculada a partir da seguinte equação (HONSBURG e BOWDEN, 2019):

$$AM = \sqrt{1 + \left(\frac{s}{h}\right)^2} \quad (6)$$

Figura 6 - Sombra de um objeto vertical a partir da movimentação aparente do Sol



Fonte: adaptado de HONSBURG e BOWDEN (2019).

Contudo, a equação (6) não incorpora a curvatura da Terra na equação, e quando o Sol está próximo do horizonte, a massa de ar é bruscamente diferente do comprimento do caminho atmosférico. A equação (7) a seguir contempla a curvatura da Terra para determinar a massa de ar (KASTEN e YOUNG, 1989):

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta) + 0,50572(96,07995 - \theta)^{-1,6364}} \quad (7)$$

Por conta da eficiência da célula solar ser sensível à irradiância espectral e às variações de potência, foi criado espectros solares padrão para comparar o desempenho de tecnologias diferentes de células fotovoltaicas, além de ampliar a normatização para diversas aplicações, em âmbito terrestre e espacial. O espectro solar denominado AM0 é utilizado no desenvolvimento e projeto de sistemas fotovoltaicos para aplicações espaciais, fora da atmosfera terrestre. Já na Terra, o espectro solar padrão é o AM1.5G, onde a letra G significa global, que inclui radiação direta e difusa. Cálculos fornecem aproximadamente 970 W/m² para AM1.5G, mas por questões de variações de potência recebida pelo Sol, de variação terrestre anual e de conveniência por um número redondo, estabeleceu-se o valor 1 kW/m² para AM1.5G (HONSBURG e BOWDEN, 2019).

2.1.1.3 Movimento aparente do Sol

O movimento aparente do Sol é devido ao movimento de rotação da Terra, fazendo com que as características da incidência de luz solar na superfície da Terra e no plano dos módulos fotovoltaicos varie ao longo do dia. Do ponto de vista de um observador fixo na Terra, o Sol parece se mover ao longo do céu (HONSBURG e BOWDEN, 2019).

A latitude, época do ano e a hora do dia influenciam na posição do Sol (GUEYMARD, 2008).

Para determinar a quantidade de irradiação disponível um local específico da Terra precisa-se desenvolver expressões matemáticas para irradiação em superfícies, considerando o ângulo do feixe de luz com a superfície e o plano do módulo (MESSENGER e ABTAHI, 2018).

2.1.1.3.1 Movimento de translação e de rotação da Terra

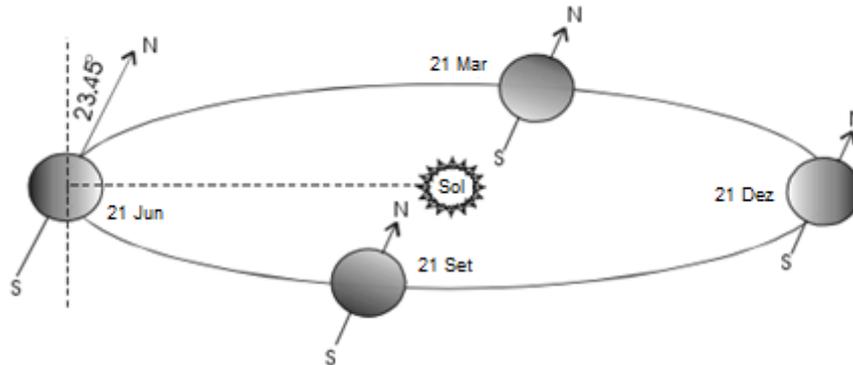
A Terra perfaz uma órbita elíptica ao redor do Sol, com duração de 1 (um) ano terrestre. A equação que descreve a distância da Terra ao Sol em função do dia do ano, com 1 de janeiro sendo $n=1$, é dada por (MESSENGER e ABTAHI, 2018):

$$d(n) = 1,5 \times 10^{11} \left\{ 1 + 0,017 \operatorname{sen} \left[\frac{360(n - 93)}{365} \right] \right\} m \quad (8)$$

O cálculo desta distância Terra-Sol permite obter a variação anual de irradiância solar recebida pela Terra (MESSENGER e ABTAHI, 2018).

No intervalo de 1 (um) dia, a Terra completa uma volta em torno do seu eixo polar, que têm uma inclinação de $23,45^\circ$ em relação ao plano da órbita da Terra em torno do Sol. A figura 7 retrata a órbita e a rotação da Terra (MESSENGER e ABTAHI, 2018).

Figura 7 - Órbita e a rotação da Terra

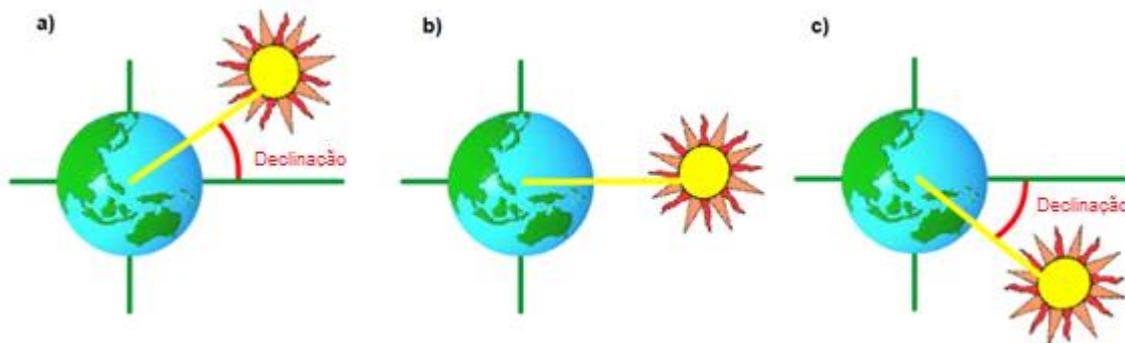


Fonte: adaptado de MESSENGER e ABTAHI (2018).

2.1.1.3.2 Ângulo de declinação (δ)

O ângulo de declinação (δ) é o ângulo formado entre a linha do equador e a uma linha que vai do centro da Terra ao centro do Sol. Essa declinação varia ao longo do ano, conforme apresentada na figura 7. As fases notáveis desse ângulo são retratadas na figura 8, com os solstícios e equinócios (COOPER, 1969).

Figura 8 - Ângulo de declinação no: a) solstício de inverno ($\delta = 23,45^\circ$); b) equinócios ($\delta = 0^\circ$) e c) solstício de verão ($\delta = -23,45^\circ$), todos em relação ao hemisfério sul



Fonte: adaptado de HONSBURG e BOWDEN (2019).

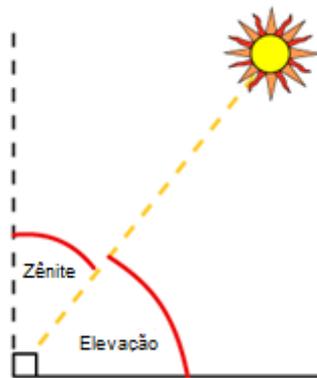
Uma equação que calcula o ângulo de declinação ao longo do ano é dada por, sendo n o dia do ano (COOPER, 1969):

$$\delta = -23,45^\circ \times \cos\left[\frac{360}{365} \times (n + 10)\right] \quad (9)$$

2.1.1.3.3 Ângulo de elevação (α)

O ângulo de elevação (α) é medido do horizonte solar até a altura do sol, e varia de acordo com a latitude, dia do ano e hora do dia. O ângulo de zênite é o complemento do ângulo de elevação, conforme pode ser visto na figura 9 (COOPER, 1969).

Figura 9 - Ângulo de elevação e de zênite do Sol



Fonte: adaptado de HONSBURG e BOWDEN (2019).

2.1.1.3.4 Ângulo de azimute

O ângulo azimutal é a direção, em relação ao norte geográfico, de onde a luz solar está vindo. No hemisfério sul, ao meio-dia solar, o ângulo de azimute é 0° , pois está apontando para o norte. O ângulo de azimute varia com a hora do dia, mas, no geral, a latitude e época do ano também causam variações no ângulo azimutal. A figura 10 apresenta o conceito de azimute solar (REDA e ANDREAS, 2003).

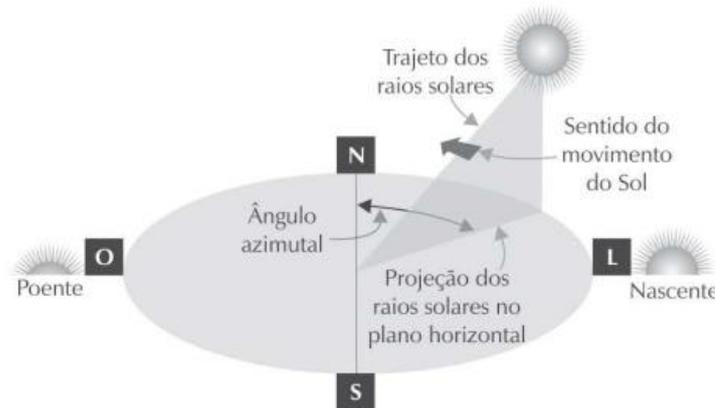
2.1.1.4 Tempo solar e equações de posição do Sol

O tempo solar tem referência na posição do Sol (REDA e ANDREAS, 2003).

Os ângulos principais utilizados para dimensionar sistemas fotovoltaicos são o ângulo de elevação e o ângulo de azimute, que dependem tanto da declinação da Terra como da latitude. No entanto, ambos os ângulos também variam ao longo do dia. Assim, para se ter um dimensionamento correto necessita-se obter equações de

posição do Sol referenciadas às horas do dia, que são referenciadas no tempo solar, que é único para cada longitude (REDA e ANDREAS, 2003).

Figura 10 - Representação do ângulo de azimute



Fonte: VILLALVA, 2015.

Uma das equações no tempo solar é a equação do tempo, obtida empiricamente, que corrige a excentricidade da órbita da Terra e sua inclinação axial, que é dada por (REDA e ANDREAS, 2003):

$$EoT = 9,87\text{sen}(2B) - 7,53\text{cos}(B) - 1,5\text{sen}(B) \quad (10)$$

(dada em minutos)

onde, B é dada por:

$$B = \frac{360}{365}(d - 81) \quad (11)$$

B é obtida em graus, e d é o dia do ano.

O fator de correção do tempo (FCT), dado em minutos, obtém a variação da hora solar local (HSL) dentro de um fuso horário específico como resposta às variações de longitude nesse fuso horário, anexando também a equação do tempo (EoT), como mostrado a seguir (REDA e ANDREAS, 2003):

$$FCT = 4(\text{Longitude} - LSTM) + EoT \quad (12)$$

Com LSTM sendo o meridiano padrão do local, dado por (REDA e ANDREAS, 2003):

$$LSTM = 15^\circ \times (\text{hora local} - \text{hora média de Greenwich}) \quad (13)$$

A hora solar local (HSL) e o ângulo de hora solar (HRA) são dados pelas equações (14) e (15) a seguir (REDA e ANDREAS, 2003):

$$HSL = \text{hora local} + \frac{FCT}{60} \quad (14)$$

$$HRA = 15^\circ (HSL - 12) \quad (15)$$

Portanto, com as equações do tempo solar acima relacionadas, pode-se escrever os ângulos de elevação e de azimute no tempo solar (REDA e ANDREAS, 2003):

$$\alpha = \text{sen}^{-1}[\text{sen}\delta\text{sen}\varphi + \text{cos}\delta\text{cos}\varphi\text{cos}(HRA)] \quad (16)$$

$$\text{Azimute} = \text{cos}^{-1}\left[\frac{\text{sen}\delta\text{cos}\varphi - \text{cos}\delta\text{sen}\varphi\text{cos}(HRA)}{\text{cos}\alpha}\right] \quad (17)$$

Onde δ é o ângulo de declinação, φ é a latitude do local, α é o ângulo de elevação e HRA é o ângulo de hora (REDA e ANDREAS, 2003).

Para aplicações com módulos fotovoltaicos em posição azimutal e/ou de elevação fixas, as equações apresentadas anteriormente inserem um erro de grau aceitável se comparado aos efeitos atmosféricos locais desconhecidos, com erro de 1° aproximadamente. No entanto, para aplicações em sistemas com rastreadores solares ou com concentradores solares, a precisão requerida é de 3,5 minutos ($0,06^\circ$) (VANT-HULL e HILDEBRANDT, 1976).

Apesar dos algoritmos preverem a posição do sol com elevada precisão, os efeitos atmosféricos locais precisam ser fidelizados nos cálculos de irradiância do local de interesse para garantir um seguro dimensionamento do sistema ao longo dos anos que seguem. A medição da irradiância por satélites meteorológicos quebram a barreira das poucas estações de medição de irradiação solar espalhadas pelo mundo, em comparação com sua vasta área (GUEYMARD, 2008).

2.2 Tecnologia de módulos fotovoltaicos

A maior parte dos módulos fotovoltaicos instalados nos sistemas em operação, seja de porte residencial ou usina centralizada, são de silício cristalino, podendo ser monocristalino ou policristalino, conforme figura 11. Para formar um módulo as células fotovoltaicas são conectadas em série para obter tensão desejável, e ocasionalmente em paralelo, para obter corrente adequada. Existem diversas configurações de conexão, sendo a conexão com 30, 60 ou 72 células em série as mais aplicadas. A célula de silício é capaz de gerar uma tensão de aproximadamente 0,5 V. Portanto, no módulo com 72 células tem-se 36 V. A corrente elétrica gerada de uma célula solar é proporcional à sua área, sendo parametrizada pela densidade de corrente, dada em mA/cm² (MARKVART e CASTAÑER, 2003).

Figura 11 - Célula solar de Si-monocristalino (à esquerda) e Si-policristalino (à direita)



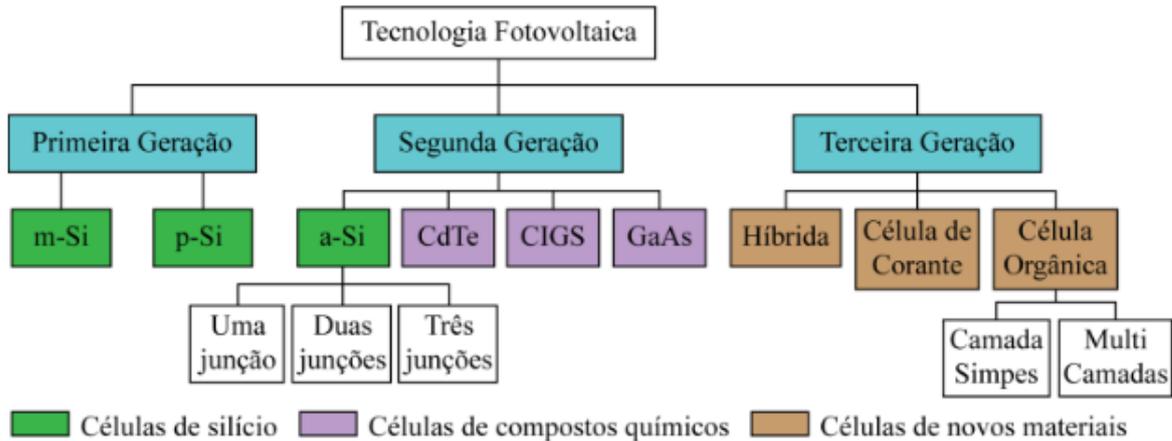
Fonte: EMA (2022).

Além das tecnologias de silício, há outras tecnologias e materiais para produzir uma célula solar, conforme descrito na figura 12 (MARKVART e CASTAÑER, 2003).

Além disso, os módulos podem ser do tipo monofacial, que aproveitam a luz solar somente na parte frontal, ou do tipo bifacial, que aproveita a radiação em ambos os lados do módulo. Construtivamente, a diferença é a troca do *backsheet* (lâmina de plástico) da parte traseira por vidro. O índice de transparência da parte traseira é denominado de fator de bifacialidade, variando entre 70 e 80%, sendo um parâmetro de impacto no desempenho energético de plantas com módulos bifaciais (GUERRERO-LEMUS et al., 2016).

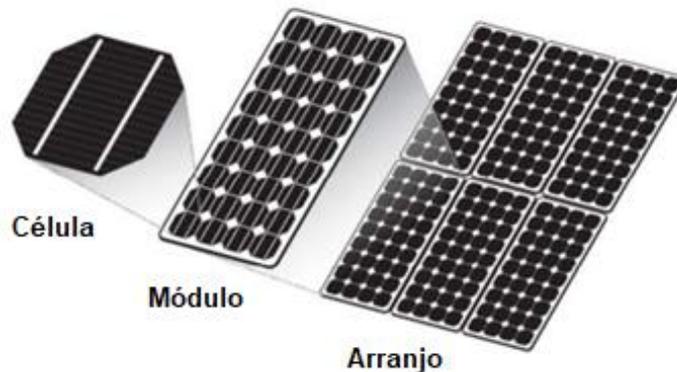
A figura 13 ilustra a obtenção do módulo a partir da célula, e a figura 14 retrata os principais componentes de um módulo comercial monofacial.

Figura 12 - Tecnologias disponíveis de células fotovoltaicas



Fonte: adaptado de BÜHLER, DOS SANTOS e GABE (2018).

Figura 13 - Da célula para módulo e arranjo fotovoltaico



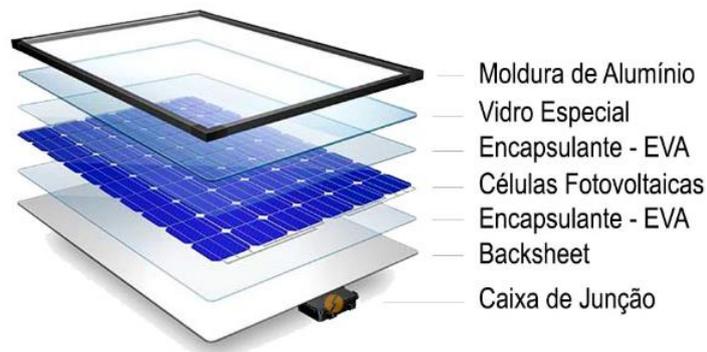
Fonte: adaptado de Comissão Europeia (2019).

2.2.1 Características elétricas

O módulo fotovoltaico trata-se de um gerador de energia, logo suas características proeminentes são a tensão elétrica, corrente elétrica e por consequência a potência elétrica. A tensão elétrica de uma célula fotovoltaica depende pouco da irradiação solar e muito da temperatura de operação da célula. Já a corrente elétrica depende muito da irradiação solar e pouco da temperatura de

operação. Quando não há nenhuma carga conectada aos terminais do módulo, a tensão ali presente é denominada de tensão de circuito aberto (V_{oc}), e de forma análoga, quando os terminais do módulo, sob incidência de luz, são curto-circuitados, a corrente circulando ali é denominada de corrente de curto-circuito (I_{sc}) (ZILLES et al., 2016). Além dos fatores mencionados que influenciam a tensão e corrente elétrica da célula, a carga que está conectada aos terminais também determinam o perfil da tensão e corrente, e uma depende da outra e vice-versa (VILLALVA, 2015).

Figura 14 - Elementos da estrutura do módulo fotovoltaico monofacial de Si



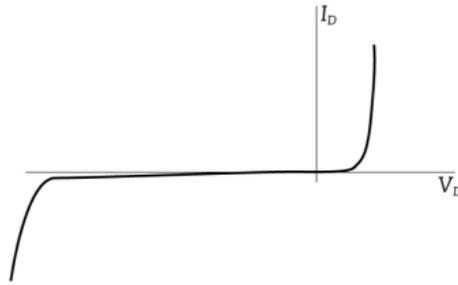
Fonte: Portal Solar (2022).

Dada a temperatura e o nível de irradiação, só existe um único ponto que o módulo trabalha em potência máxima. A tensão e a corrente nesse ponto são chamadas de tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}) (VILLALVA, 2015). Nota-se, a possibilidade, assim, de representar a tensão e corrente do módulo em função da temperatura e irradiância (ZILLES et al., 2016).

2.2.2 Circuito equivalente ideal e real

Por conter uma junção pn , a célula solar pode ser representada como um diodo. A figura 15 exibe a curva I-V de um diodo ideal, que no caso de células solares, somente o primeiro quadrante possui importância (ZILLES et al., 2016).

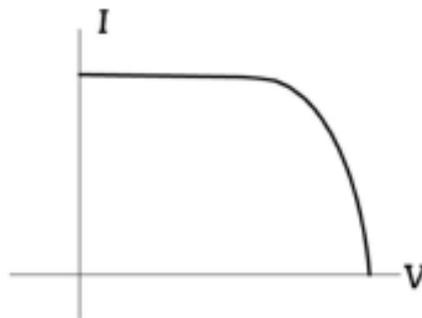
Figura 15 - Curva de corrente versus tensão de um diodo ideal



Fonte: Adaptado de ZILLES et al. (2016).

À medida que a célula vai sendo iluminada, a corrente aumenta e a curva I-V da figura 15 vai se deslocando no eixo das ordenadas para o quarto quadrante (quadrante de geração de energia). Assim, a curva I-V padrão da célula solar é obtida com o rebatimento da curva do quarto para o primeiro quadrante, conforme apresentado na figura 16 (ZILLES et al., 2016).

Figura 16 - Curva I-V padrão da célula fotovoltaica

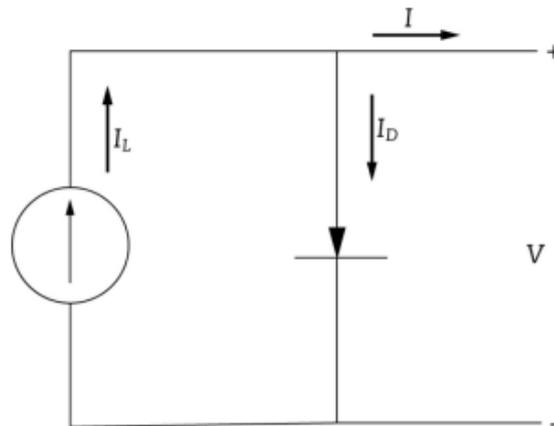


Fonte: Adaptado de ZILLES et al. (2016).

Além do diodo, pode-se incorporar na representação da célula uma fonte de corrente variável, uma vez que a corrente gerada depende do nível de irradiância solar. Portanto, o circuito equivalente ideal da célula é dado na figura 17 (ZILLES et al., 2016).

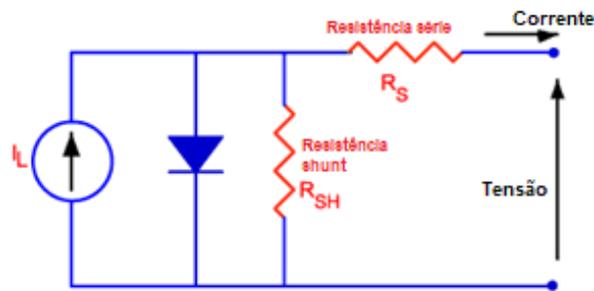
Para a representação do circuito equivalente real, necessita-se levar em consideração as resistências séries e *shunt* presentes no módulo fotovoltaico (ZILLES et al., 2016). A figura 18 representa a inclusão das resistências parasitas.

Figura 17 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica



Fonte: ZILLES et al. (2016).

Figura 18 - Circuito equivalente real com resistências parasitas



Fonte: adaptado de HONSBURG e BOWDEN (2019).

A equação da curva I-V da célula solar com a inclusão das resistências parasitas é dada por (GREEN, 1982):

$$I = I_L - I_0 \cdot e^{\left[\frac{q(V+IR_S)}{nKT}\right]} - \frac{V + IR_S}{R_{sh}} \quad (20)$$

Uma vez que os parâmetros da equação (20) não estão descritos em *datasheets* de módulos comerciais, eles podem ser obtidos através de técnicas de estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos (SILVA, 2015). E isto é particularmente útil na construção de modelos matemáticos de módulos fotovoltaicos (FURTADO, 2016).

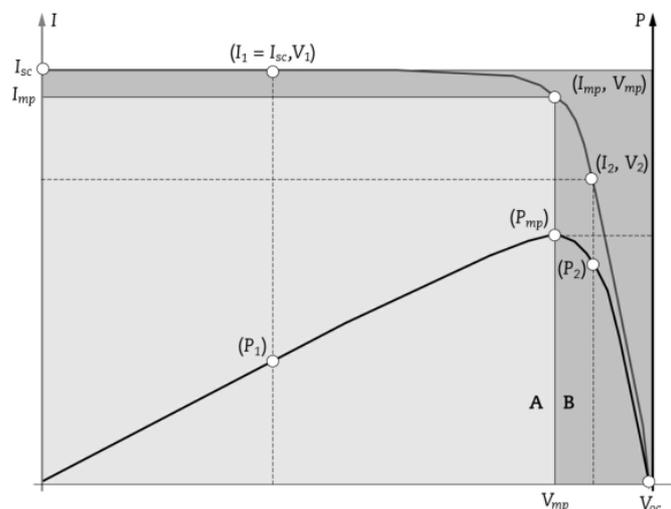
2.2.3 Curva I-V e fatores que afetam o formato da curva

As curvas I-V e P-V fornecem todos os pontos possíveis de operação de um módulo fotovoltaico. Em qualquer ponto fora das curvas, o módulo não opera (VILLALVA, 2015). Além disso, só existe um único ponto da curva I-V e P-V que o módulo opera entregando potência máxima. Contudo, o módulo pode operar em qualquer ponto das curvas. A figura 19 exhibe as curvas para condições específicas de irradiância e temperatura, denominadas de condições padrão de teste (STC, da sigla em inglês para *Standard Test Conditions*) (ZILLES et al., 2016).

Um parâmetro que descreve a potência máxima do módulo, além de V_{oc} e I_{sc} , é o fator de preenchimento, que diz o quão próximo a curva I-V está próxima da idealidade. As resistências parasitas e a construção da célula influenciam no valor do fator de preenchimento, dado pela equação (ZILLES et al., 2016):

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (21)$$

Figura 19 - Curvas I-V e P-V da célula FV sob condições STC



Fonte: ZILLES et al. (2016).

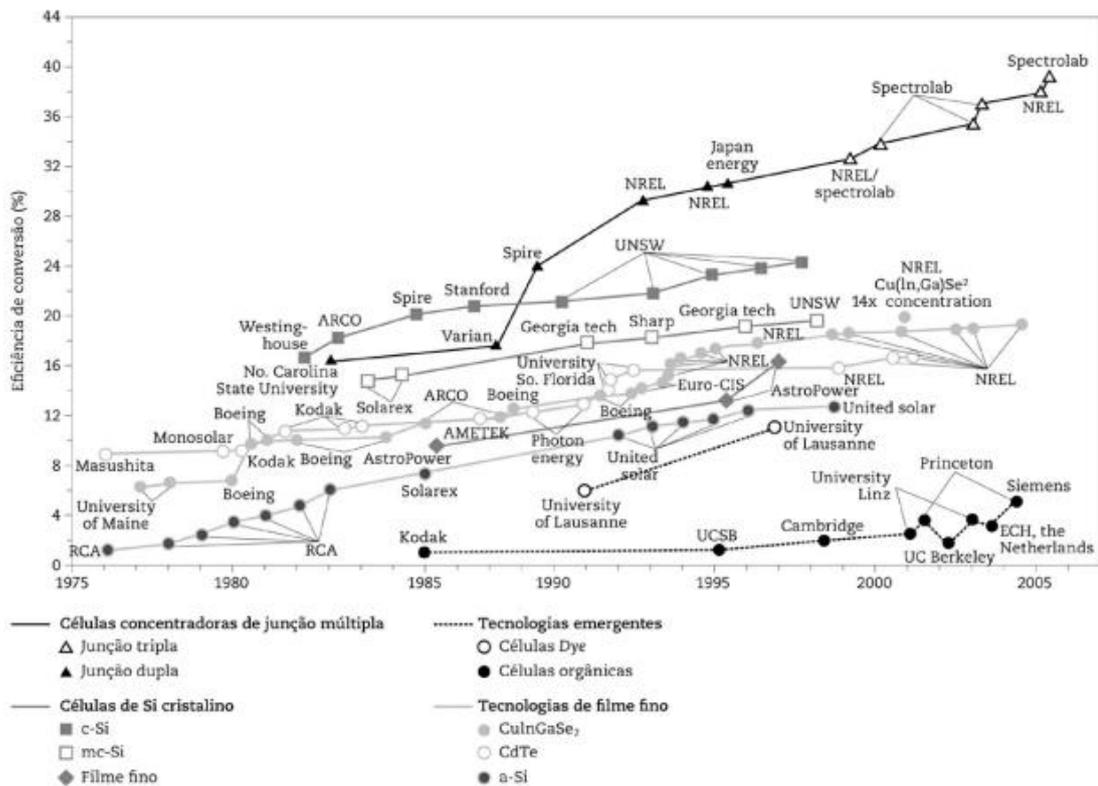
No entanto, o parâmetro que permite comparar células solares de tecnologias e fabricação diferentes quanto ao aproveitamento da irradiação solar é a eficiência de

conversão (η), dada pelo quociente entre potência máxima de saída da célula solar e a potência solar incidente, conforme equação (ZILLES et al., 2016):

$$\eta = \frac{V_{oc} \times I_{sc} \times FF}{P_{in}} \quad (22)$$

A figura 20 apresenta a eficiência de tecnologias diferentes de células solares em ao longo de 35 anos (ZILLES et al., 2016).

Figura 20 - Eficiência de conversão de células solares ao longo de 35 anos



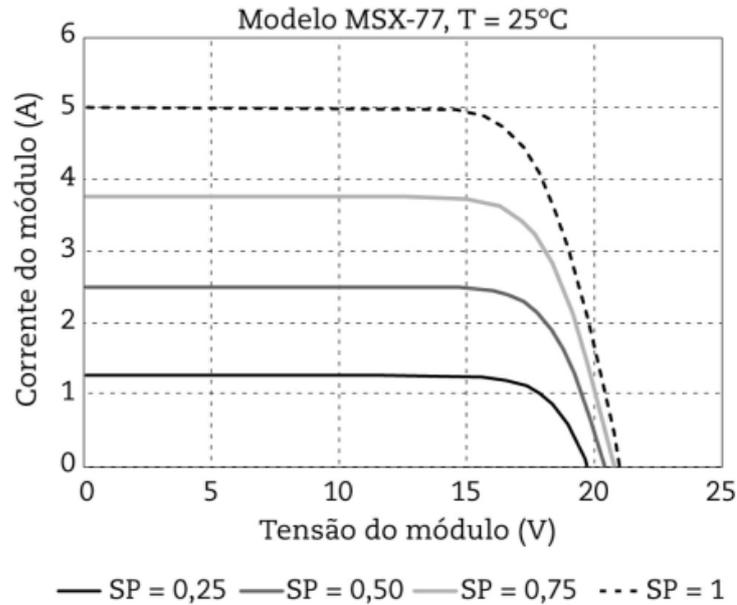
Fonte: SHAHEEN, GINLEY e JABBOUR (2005).

2.2.3.1 Efeito da irradiação

A variação da intensidade da luz incidente nas células fotovoltaicas altera as características da célula, como por exemplo: densidade de corrente, fator de preenchimento, eficiência, corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto etc. (TIEDJE et al., 1984).

A figura 21 apresenta o comportamento da curva I-V do módulo MSX-77, da fabricante SOLAREX, quando submetido à irradiância diferentes, denotadas pelo conceito de sol pleno (SP), onde 1 (um) SP é igual a 1 kW/m^2 (ZILLES et al., 2016).

Figura 21 - Curva I-V do módulo MSX-77 para diferentes sóis



Fonte: Adaptado de ZILLES et al. (2016).

2.2.3.2 Efeito da temperatura

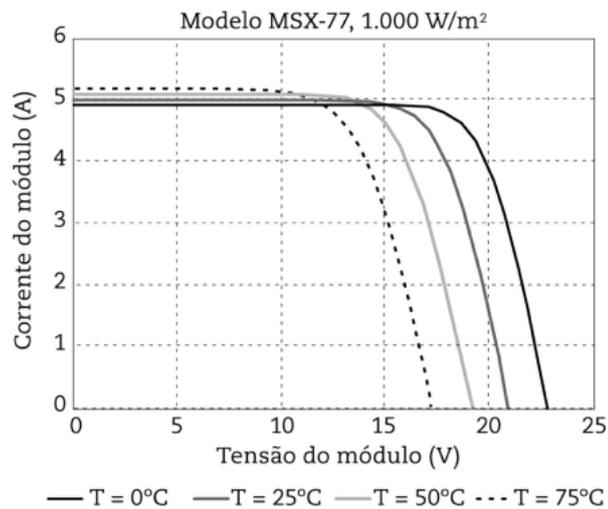
O aumento da temperatura reduz o *bandgap* dos semicondutores (HONSBURG e BOWDEN, 2019). As propriedades do semicondutor mudam com a temperatura. O aumento dela causa redução da tensão de circuito aberto do módulo e um ínfimo aumento da corrente de curto-circuito. Para o silício monocristalino, a redução de V_{oc} é tipicamente da ordem de $-2,3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$, enquanto a corrente de curto-circuito aumenta tipicamente em $0,05 - 0,07\%/^{\circ}\text{C}$ (ZILLES et al., 2016). A figura 22 exibe o comportamento da curva I-V do módulo MSX-77 para diferentes temperaturas.

2.2.3.3 Efeito do sombreamento parcial

O sombreamento parcial de módulos fotovoltaicos é caracterizado por irradiâncias notavelmente diferentes ao longo da série de módulos conectados. Essa

diferença de irradiância causa curvas características distintas na série de módulos. Alguns tipos de sombreamento podem fazer com que os módulos sombreados operem com tensão negativa, que os fazem funcionar como cargas, absorvendo potência, ao invés de gerar. Além disso, a absorção de potência origina superaquecimento nos módulos sombreados, causando o que se conhece como *hots spot*. Para evitar a origem dos pontos quentes nos módulos, é adicionado um diodo de passagem em paralelo com o módulo para desligar o módulo sombreado (PINHO e GALDINO, 2014). A figura 23 ilustra a curva I-V do módulo com célula sombreada, em comparação com a curva do módulo sem sombreamento (ZILLES et al., 2016).

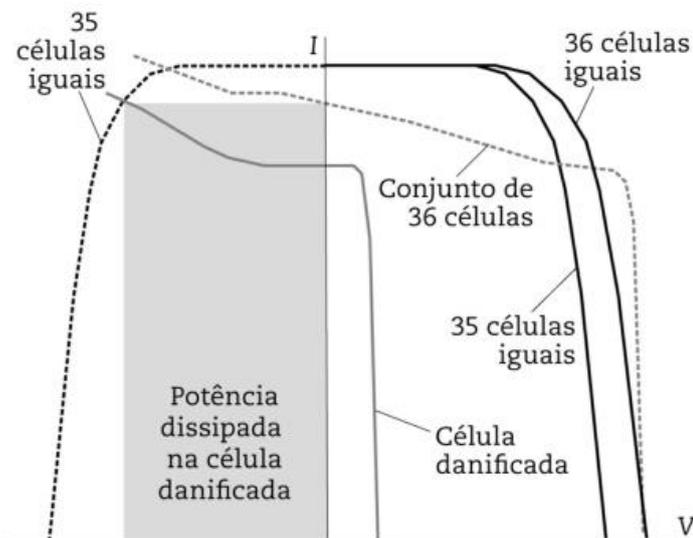
Figura 22 - Curva I-V do módulo MSX-77 para diferentes temperaturas de operação do módulo



Fonte: ZILLES et al. (2016).

Outro problema do sombreamento parcial é a dificuldade de se encontrar o ponto de máxima de potência da série de módulos através das técnicas clássicas de seguimento do ponto de máxima potência, que são implementadas no controlador de tensão presente no inversor (FURTADO, 2016).

Figura 23 - Comportamento da curva I-V do módulo com célula sombreada



Fonte: ZILLES et al. (2016).

2.2.4 Módulos bifaciais

Adotar módulos bifaciais ao invés de módulos monofaciais (convencionais) pode melhorar o desempenho energético em 25 a 30%, ganho este que foi obtido de plantas fotovoltaicas em operação, fora de ambientes controlados, segundo o Laboratório Nacional de Energias Renováveis do Departamento de Energia dos EUA.

O histórico e a projeção da participação no mercado mundial dos módulos bifaciais mostram o crescimento anual da tecnologia, conforme ilustrado na figura 24 (DELINE et al., 2019).

No quesito custo de fabricação, os módulos bifaciais têm praticamente o mesmo custo de fabricação dos módulos convencionais. A composição dos custos é ilustrada na figura 25 (DELINE et al., 2019).

Módulos bifaciais aumentam a densidade de potência dos módulos fotovoltaicos. Além disso, sua temperatura de operação é menor do que os módulos convencionais, reduzindo assim as perdas por temperatura do sistema fotovoltaico (GUERRERO-LEMUS et al., 2016).

Módulos bifaciais rendem mais em locais com clima nublado (SUN et al., 2018).

Figura 24 - Histórico e projeção do crescimento da tecnologia bifacial no mercado mundial



Fonte: adaptado de DELINE et al. (2019).

Figura 25 - Custo de fabricação da tecnologia convencional versus bifacial



Fonte: adaptado de DELINE et al. (2019).

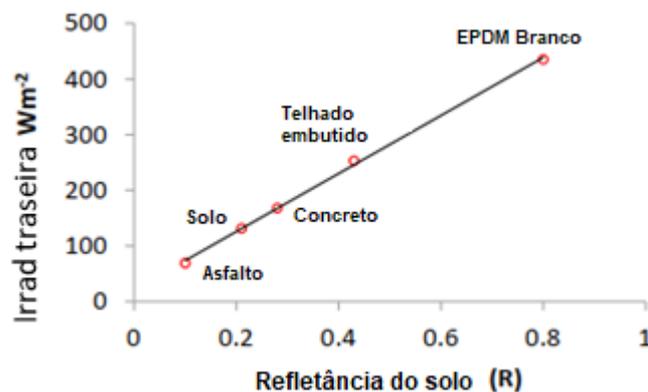
A razão entre a eficiência traseira e a frontal do módulo bifacial é chamado de fator de bifacialidade (FB). A maioria dos módulos comerciais tem um fator de bifacialidade de 70 a 80%. Assim, para um módulo bifacial a geração é dada por (SUN et al., 2018):

$$G = Irr_{frontal} \cdot Eff_{frontal} + Irr_{traseira} \cdot Eff_{frontal} \cdot FB \quad (23)$$

A irradiância que atinge a parte traseira do módulo bifacial é a soma da irradiância difusa e refletida pelo solo (SUN et al., 2018).

A irradiância refletida pelo terreno depende essencialmente de suas características ópticas. A figura 26 apresenta um gráfico da irradiância refletida em função do tipo do terreno para uma irradiância direta de 1 kW/m². O tipo do terreno é modelado pelo fator albedo, que especifica o percentual que é refletido (KOPECEK e LIBAL, 2018).

Figura 26 - Irradiância refletida em função do tipo do terreno para condições de Irradiância direta de 1 kW/m²



Fonte: Adaptado de KOPECEK e LIBAL (2018).

Em projetos de sistemas com módulos bifaciais, além do ângulo de azimute e da inclinação dos módulos, a altura de elevação é crucial para garantir um bom desempenho energético da usina, sem comprometer a viabilidade financeira (SUN et al., 2018).

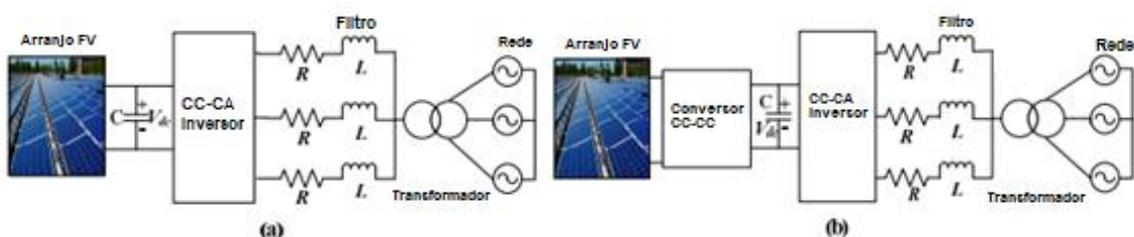
O aumento da altura de elevação dos módulos em relação ao solo diminui a perda por auto sombreamento dos módulos, além da parte traseira do módulo receber mais irradiação difusa e refletida. Assim, o aumento da altura de elevação aumenta a geração de energia em sistemas bifaciais. Note também que o aumento da elevação contribui para o aumento da convecção de ar, gerando uma troca de calor mais eficiente nos módulos, reduzindo assim as perdas por temperatura (SUN et al., 2018).

2.3 Conversores CC/CA para sistemas fotovoltaicos

A utilização da energia elétrica se dá na forma de tensão e corrente alternada. Contudo, os módulos fotovoltaicos geram tensão e corrente contínua. Assim, surge a necessidade de dispositivos que convertam potência CC em potência CA com alta eficiência. Esse dispositivo recebe o nome comercial de inversor, que pertence à classe dos conversores de potência. Além de sua função principal, de converter potência CC em CA, o inversor para sistemas fotovoltaicos possui funções de entregar energia com qualidade à rede e/ou cargas, além de conter o algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência dos módulos, contribuindo assim para aumentar a eficiência do sistema FV (ZILLES et al., 2016).

Os inversores para sistemas fotovoltaicos podem ser classificados basicamente em dois tipos de topologias, com 1 estágio de conversão ou 2 estágios de conversão, conforme ilustra a figura 27. Para sistemas de grande porte, utiliza-se mais a topologia com um único estágio de conversão. Além disso, o inversor fonte de tensão é o preferido para aplicações fotovoltaicas, por conta do baixo peso, alta eficiência e baixo custo (ALI KHAN et al., 2020).

Figura 27 - Configurações básicas de conversão CC/CA em sistemas fotovoltaicos: (a) 1 estágio; (b) 2 estágios



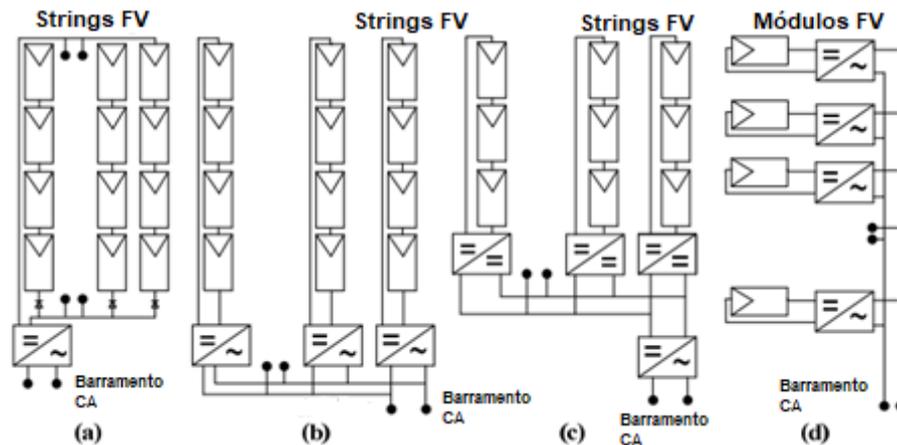
Fonte: adaptado de ALI KHAN et al. (2020).

Os inversores conectados à rede se classificam de 4 maneiras em relação à conexão dos módulos nas entradas CC: inversor central; inversor string; inversor multi-string; e inversor módulo CA. Inversor central utiliza um único MPPT para todo o arranjo de módulos, o que aumenta o descasamento (*mismatch*) do arranjo, causando perda de eficiência. Porém, tem baixo custo se comparado às outras configurações, além de requerer menos manutenções e menores perdas CA. O inversor string tem um

MPPT para cada string, com alta modularidade, o que diminui o *mismatch* e perdas por sombreamento, aumentando a eficiência de 1 a 3% em relação ao inversor central. No inversor multi-string várias strings podem ser conectadas a um conversor boost, que amplifica a tensão e rastreia o ponto de máxima potência. Após isso, as entradas MPPT são conectadas ao barramento CC do inversor, e depois passa pelo estágio de conversão CC/CA (ALI KHAN et al., 2020).

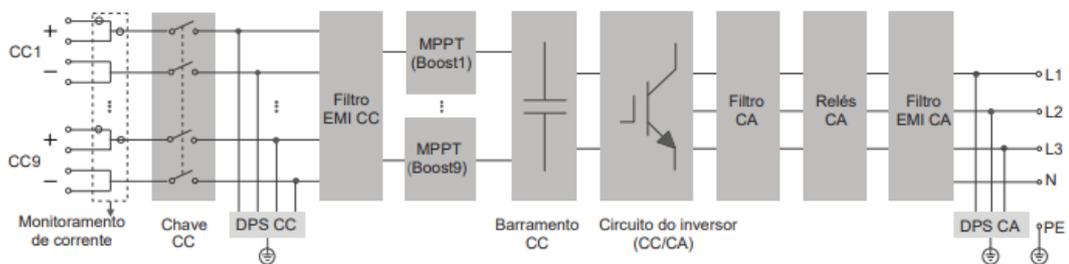
A figura 28 ilustra os diferentes arranjos de inversores, enquanto a figura 29 exibe um diagrama do circuito do inversor multi-string SG110CX, da Sungrow.

Figura 28 - Topologias de inversores on-grid: (a) central; (b) string; (c) multi-string; (d) módulo CA



Fonte: adaptado de ALI KHAN et al. (2020).

Figura 29 - Diagrama do circuito do inversor multi-string SG110CX da Sungrow



Fonte: Sungrow Power Supply Co. (2019).

A tabela 1 apresenta as especificações técnicas da entrada CC do inversor SG110CX.

Tabela 1 - Especificações técnicas da entrada CC do inversor SG110CX

Entrada (CC)	Valor
Tensão máxima de entrada FV	1.100 V
Tensão mínima de entrada FV / tensão de entrada de inicialização	200 V/250 V
Tensão nominal de entrada FV	585 V
Intervalo de tensão MPPT	200 - 1.000 V
Intervalo de tensão MPPT para potência nominal	550 - 850 V
Nº de entradas MPPT independentes	9
Número máximo de strings FV por MPPT	2
Corrente de entrada máxima FV	26 A * 9
Corrente máxima do conector de entrada	30 A
Corrente máxima CC de curto-circuito	40 A * 9

Fonte: Adaptado de Sungrow Power Supply Co. (2019).

Note, conforme tabela 1, que o inversor SG110CX possui 9 MPPT independentes, com cada MPPT com potência máxima de 26 kW.

O inversor SG110CX possui eficiência máxima de conversão de 98,7% (SUNGROW, 2019).

2.4 Rastreador solar (*tracker*)

A finalidade do rastreador ou seguidor solar em sistemas fotovoltaicos é percorrer a posição do Sol, de modo que os módulos FV estejam com o seu plano perpendicular aos raios solares. Os rastreadores solares podem ser de vários tipos, sendo classificados quanto ao eixo de rotação, rastreo passivo ou ativo do sol, algoritmo de controle, tecnologia de sensoriamento etc. (NASCIMENTO, 2015).

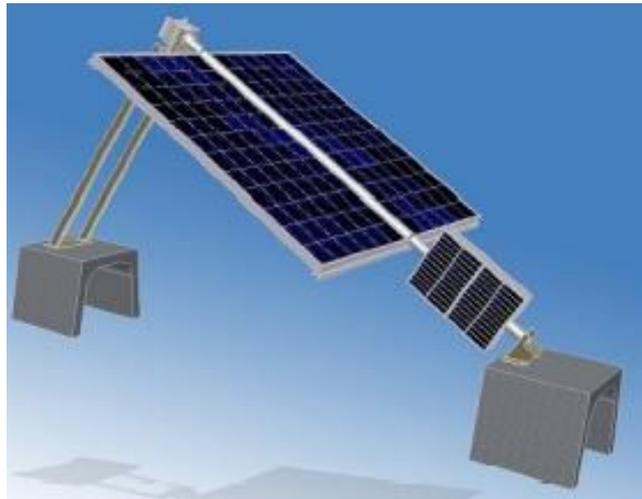
Os rastreadores solares ativos são classificados basicamente quanto ao eixo de rotação dos módulos FV, sendo:

- Seguidor polar de eixo único;
- Seguidor de eixo horizontal;
- Seguidor de eixo vertical;
- Seguidor de dois eixos (NASCIMENTO, 2015).

O seguidor polar de eixo único possui eixo de rotação Norte-Sul e percorre o Sol da nascente ao poente (Leste a Oeste no hemisfério Sul), e acompanha a possibilidade de variar a inclinação do módulo mediante variação de latitude (NASCIMENTO, 2015).

A figura 30 ilustra a estrutura do seguidor polar de eixo único.

Figura 30 - Seguidor polar de eixo único



Fonte: Adaptado de NASCIMENTO (2015).

A aplicação do seguidor polar de eixo único é favorecida para regiões de latitudes elevadas (NASCIMENTO, 2015).

Os seguidores de eixo horizontal possuem eixo de rotação Norte-Sul, com o plano dos módulos FV paralelo à superfície terrestre. Acompanham o zênite do Sol, de Leste para Oeste no hemisfério Sul. Por conta do plano dos módulos serem paralelos à superfície terrestre (inclinação de 0°), o sistema é mais eficiente para zonas próximas da linha do Equador. Outra vantagem é a possibilidade de instalar vários módulos FV no eixo de rotação do seguidor, conforme ilustrado pela figura 31 (NASCIMENTO, 2015).

Os seguidores de eixo vertical possuem eixo de rotação perpendicular à superfície terrestre. O seguimento do Sol é realizado pelo ângulo de azimute, sendo este seguidor chamado também de seguidor azimutal. A inclinação do sistema é fixa,

sendo determinada pela latitude do local, e quanto maior a latitude maior a inclinação. Este seguidor é mais eficiente em regiões de latitude elevada (NASCIMENTO, 2015).

O seguidor solar de dois eixos é caracterizado por rastrear a posição do Sol tanto pelo ângulo de zênite como pelo ângulo de azimute. Por isso, possui dois eixos, um sentido Norte-Sul e outro sentido Leste-Oeste. O seguimento é realizado com grande precisão, com os raios solares incidindo perpendicularmente no plano dos módulos durante todo o ano. Contudo, sua estrutura é robusta e necessita de atenção maior do que os outros seguidores quanto à manutenção e às cargas de vento, que bloqueiam a operação dos motores (NASCIMENTO, 2015).

Figura 31 - Seguidor solar de eixo horizontal



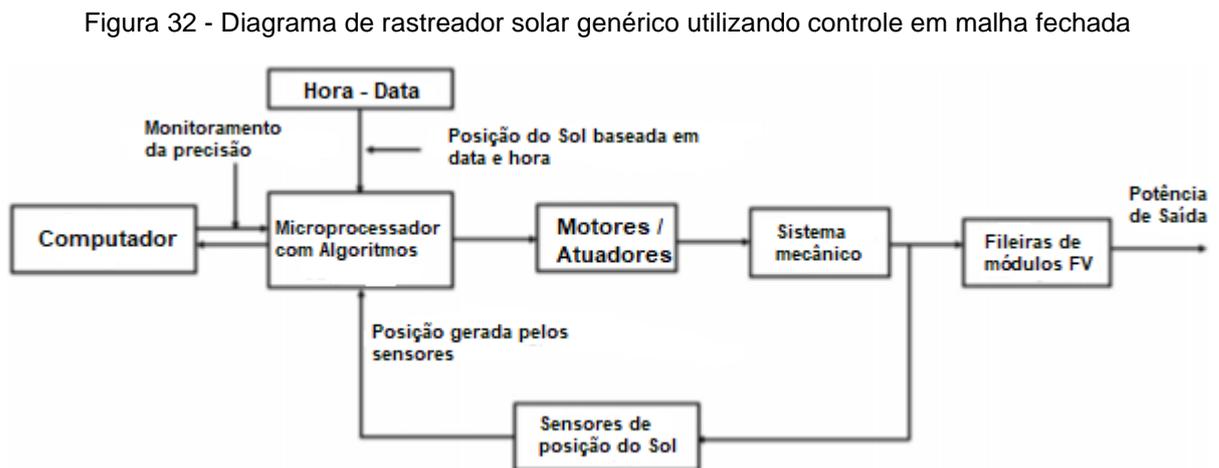
Fonte: NASCIMENTO (2015).

Independentemente do tipo de eixo do seguidor, todos necessitam de um sistema de rastreamento preciso da posição do Sol para uma dada localização geográfica. Os rastreadores mais confiáveis são aqueles que combinam seguimento a partir de sensores juntamente com algoritmo de posição solar. No entanto, um rastreador deste tipo tem um alto custo, tanto com os sensores quanto ao processamento necessário aos cálculos de posição solar. Assim, os rastreadores mais em uso são aqueles que rastreiam a posição do Sol somente através de algoritmos precisos, que possuem erro de rastreamento da ordem de $0,0003^\circ$ (NASCIMENTO, 2015). O único tipo de sensoriamento utilizado é para proteção da estrutura do rastreador e da integridade

física dos módulos FV quando submetidos a velocidades altas de vento (QUINTELA, 2020).

No projeto de sistemas fotovoltaicos com rastreador solar de eixo Norte-Sul, que rastreia o ângulo de zênite do Sol, necessita-se especificar o ângulo de trabalho, altura do sistema acima do solo, quantidade máxima de módulos no eixo de rotação e tecnologias utilizadas pelo rastreador solar (QUINTELA, 2020).

A figura 32 ilustra o diagrama de um rastreador genérico com controle em malha fechada, combinando estratégias de rastreamento a partir de sensores e cálculos matemáticos baseados em datas e hora (ANDRADE, DA SILVA SOUZA E DA ROCHA QUEIROZ, 2018).



Fonte: adaptado de ANDRADE, DA SILVA SOUZA E DA ROCHA QUEIROZ (2018).

Os rastreadores solares são capazes de aumentar a incidência de irradiância solar nos módulos FV em mais de 30%. Tal ganho é comumente relatado por diversos estudos de caso, de plantas fotovoltaicas operantes (ANDRADE, DA SILVA SOUZA e DA ROCHA QUEIROZ, 2018).

2.5 Indicadores energéticos de sistemas fotovoltaicos

A caracterização energética de sistemas fotovoltaicos é realizada através de indicadores que relacionam a saída real de energia da planta FV com a saída máxima

da planta FV em condições *STC* ou condições estipuladas. A estes indicadores também estão relacionados as perdas, condições climáticas e localização da planta FV (ODEH, 2018).

Tradicionalmente, os geradores de energia têm seu desempenho avaliado pela geração de energia em determinado intervalo de tempo, geralmente de 1 ano, em relação a sua capacidade máxima de geração neste mesmo intervalo de tempo. Embora este indicador seja aplicado para os diferentes geradores de energia, como por exemplo, geradores hidrelétricos, termelétricos (óleo diesel, carvão, gás natural, biogás), eólicos, nucleares etc., porém, para o gerador solar, a variabilidade da irradiância e das condições climáticas afetam o desempenho das plantas FV de forma significativa, dificultando a comparação igualitária com as demais fontes de energia elétrica (ODEH, 2018).

Os principais indicadores energéticos para sistemas FV encontrados na literatura são descritos a seguir (ODEH, 2018).

2.5.1 Fator de capacidade (FC)

O fator de capacidade é a relação entre a geração anual de energia real da planta FV e a capacidade máxima anual de geração da planta FV. É dado pela seguinte equação (ODEH, 2018):

$$FC = \frac{\text{geração anual de energia da planta FV } \left(\frac{kWh}{\text{ano}}\right)}{\text{Potência pico da planta FV (kWp)} \times 8760 \text{ h/ano}} \quad (24)$$

O fator de capacidade de sistemas fotovoltaicos não pode ser alto, uma vez que sua produção de energia é limitada pelas variações de irradiação solar ao longo do ano. Tipicamente, o FC fica entre 10% e 20% (ODEH, 2018).

Plantas FV de grande porte que possuem sistema de rastreamento solar atingem FC superior a 25% (ONS, 2023).

2.5.2 Taxa de desempenho (PR)

Também conhecido pelo nome em inglês *Performance Ratio* (PR), a taxa de desempenho leva em consideração todas as perdas energéticas da planta FV. O PR é a razão entre a geração anual de energia real e a geração anual de energia da planta FV em condições STC com o mesmo nível de irradiância global continuamente. O PR é dado por (ODEH, 2018):

$$PR = \frac{\text{geração anual de energia da planta FV } \left(\frac{kWh}{\text{ano}}\right)}{\text{Irradiação global incidente na planta FV } (kWh/\text{ano}) \times \eta_{STC}} \quad (25)$$

Onde η_{STC} é a eficiência da planta fotovoltaica em condições padrão de teste (STC, da sigla em inglês *Standard Test Conditions*).

A taxa de desempenho independente do porte da planta FV, e somente leva em consideração as perdas energéticas até o ponto de injeção na rede. O PR médio encontrado na literatura varia de 60% a 90% (ODEH, 2018).

2.5.3 Geração específica do sistema fotovoltaico ou rendimento final (Y_f)

A sigla Y_f vem do nome em inglês *final PV system yield*, que significa rendimento final do sistema FV. Também denominado de geração específica (kWh/kWp), este indicador é a razão entre a geração anual de energia real da planta FV e a capacidade máxima da planta FV, em kWp. O indicador pode ser obtido pela seguinte equação (ODEH, 2018):

$$Y_f = \frac{\text{geração anual de energia da planta FV } \left(\frac{kWh}{\text{ano}}\right)}{\text{Capacidade máxima da planta FV } (kWp)} \quad (26)$$

A geração específica é um indicador que permite comparar plantas FV de diferentes fabricantes de módulos e inversores, além de plantas FV em latitudes diversas. O valor médio encontrado na literatura para o Y_f é de 800 a 1100 kWh/kWp (ODEH, 2018).

2.6 Incertezas associadas aos resultados de simulações de sistemas FV

Diferente de outras fontes convencionais de energia elétrica, a fonte solar fotovoltaica não é uma fonte despachável por si só, e acompanha incertezas na produção de energia elétrica. A variabilidade da geração de energia FV possui várias escalas de tempo, podendo ser de minutos a dias (ELA et al., 2013).

As incertezas da produção de energia FV estão associadas a avaliação do recurso solar, equipamentos FV, indefinição de algumas perdas durante a operação do sistema etc. No uso de ferramentas de simulação FV, estima-se uma incerteza de 4% para a variabilidade climática ano-a-ano, 5% para estimativas do recurso solar no plano horizontal, 3% para estimativa de irradiação no plano inclinado, 3% para potência nominal do módulo, 2% para perdas por sujeira e 5% para outras fontes de erro. Constatou-se que a incerteza combinada foi de 7,9% para o rendimento médio do sistema FV (THEVENARD, 2010).

O software de simulação de sistemas FV, *PVsyst*, possui várias bases de dados meteorológicas, incluindo a base do *Meteonorm*, que atualmente está na versão 8. A incerteza da radiação global do *Meteonorm* varia de 2% a 8%. Quando existem estações meteorológicas de solo próximas do local de interesse, essa incerteza fica em 2%, porém quando é realizada interpolação a partir de dados do satélite, esse valor sobe para 8% (REMUND e MÜLLER, 2011).

Basicamente, as incertezas associadas às estimativas de geração FV são:

1. Incerteza sobre o recurso solar, que é a soma da incerteza sobre a estimativa da irradiação local com a incerteza sobre a variabilidade climática ano-a-ano;
2. Incertezas incluídas pelo modelo de transposição;
3. Incertezas sobre o desempenho da planta FV, dado pelo indicador PR, que contém as perdas da planta FV (THEVENARD, 2010).

A figura 33 ilustra o fluxo simplificado da irradiação incidente na planta FV até a injeção de energia na rede (THEVENARD, 2010).

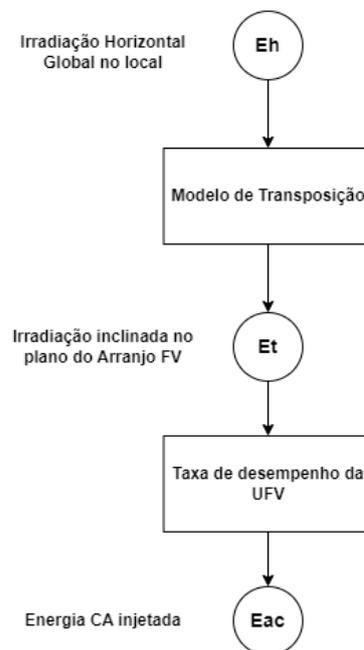
Uma das incertezas relacionadas ao desempenho do sistema FV é a diferença entre a potência real e a potência informada pelo fabricante dos módulos FV. Vários

estudos, realizados a partir de dados de campo, demonstraram diferenças entre a potência real e a informada pelo fabricante de -5% a -26%. Este desempenho significativamente abaixo da potência nominal prejudica o dimensionamento preciso da planta FV, e do indicador PR (THEVENARD, 2010).

Os módulos FV, construídos com Si cristalino, envelhecem ao longo do tempo por uma combinação de dois fatores: degradação inicial nas primeiras horas de exposição à luz (efeito LID) e degradação ao longo dos anos. Autores independentes observaram que a degradação inicial varia de 2% a 3,9%, sendo 3% um valor típico. Algumas fabricantes de módulos FV indicam no datasheet o percentual de degradação inicial do módulo (THEVENARD, 2010).

A degradação ao longo do tempo varia de 0,3 a 0,8% ao ano (THEVENARD, 2010).

Figura 33 - Fluxograma simplificado da simulação de geração de energia em plantas FV conectadas à rede



Fonte: adaptado de THEVENARD (2010).

A disponibilidade das usinas é outro fator que influencia na taxa de desempenho (*PR*) das plantas FV. A disponibilidade é o percentual de tempo que a usina está conectada na rede, injetando energia, em relação ao tempo total do período de

avaliação, geralmente 1 ano. Autores relatam disponibilidades variando de 83,5% a 99,4%. As razões que levam à indisponibilidade da planta FV podem ser por paradas programadas ou não. As falhas que causam parada da planta são diversas, incluindo problemas com inversor, sistema de aquisição de dados, módulo fotovoltaico, desconexão CA, alta resistência de contato, problemas com roedores, falta de capacidade de reinicialização automática do inversor etc. (THEVENARD, 2010).

Outro fator relevante, relacionadas às perdas do sistema FV, é o acúmulo de sujeira nos módulos FV. O nível de sujeira e o seu impacto no desempenho do sistema FV é altamente incerto, sendo difícil de estimar. O acúmulo de sujeira depende da poluição local, poeira, frequência de chuvas, inclinação dos módulos, cronograma de limpeza dos módulos etc. As perdas por sujeira variam de 1,5% a 7% ao ano, de acordo com autores que coletaram dados de campo de usinas em operação em variados locais e climas (THEVENARD, 2010).

Outras fontes de perdas do sistema FV são perdas térmicas, perdas espectrais da luz, perdas com cabeamento CC e CA, perdas pós-inversor, perdas por mismatch dos módulos etc. (THEVENARD, 2010).

Todas as incertezas mencionadas até aqui podem ser combinadas para simular a produção de energia do sistema fotovoltaico a longo prazo (THEVENARD, 2010).

3 ESTUDO DE CASO MÚLTIPLO

O estudo de caso múltiplo permite obter um maior detalhamento e compreensão dos indicadores de performance energética de diferentes usinas fotovoltaicas, o que traz a possibilidade de comparação entre elas. O primeiro caso é de uma UFV instalada em Inajá/PE, de inclinação fixa, com estrutura de fixação monoposte, módulos de Si-policristalino monofaciais e inversores multistring. O segundo caso é uma UFV localizada em Glória do Goitá/PE, com sistema de rastreamento solar (*tracker*), módulos de Si-monocristalino bifaciais e inversores multistring

No fim da análise dos dois casos, realiza-se uma análise comparativa, através do *software PVsyst*, de fatores relevantes que impactam no desempenho energético das usinas, dada as limitações impostas por cada usina, no que tange a terreno disponível, perfil de inclinação do terreno, tecnologia de aproveitamento da radiação solar etc.

3.1 UFV Inajá (6,107 MWp / 5,09 MWn)

A UFV Inajá tem potência pico de 6,416 MWp, e potência CA nominal de de 5,09 MWn, limitada à uma injeção máxima na rede de 5 MW, sendo enquadrada como minigeração distribuída, de acordo com a resolução 482/2012, atualizada pela resolução 687/2015, ambas da ANEEL.

A UFV é participante do sistema de compensação de energia elétrica, na qualidade de autoconsumo remoto, com o objetivo de formar consórcios/cooperativas para alocação de créditos de energia, gerados pela injeção de energia na rede, entre os participantes do consórcio. Nota-se, assim, que a UFV é projetada para a maior geração possível, e por consequência maior potência possível de injeção na rede, limitada pelos 5 MW, de acordo com a resolução 687 da ANEEL. No ano de 2023, no dia 07 de janeiro, entrou em vigor a lei 14.300/2022, conhecida como o marco legal da geração distribuída, que altera as regras de compensação de energia e o limite máximo de potência injetada na rede (que passa a ser 3 MW), além de outros pontos modificados e inclusos pela lei. Contudo, a UFV entrou em operação no ano 2021, quando era vigente a resolução 687/2015.

A UFV Inajá foi projetada e construída pela empresa Setta Energia. A usina se encontra em operação desde 2021, tendo o seu projeto básico de geração realizado na ferramenta concorrente do *PVsyst*, o *PV*SOL*. Assim, a simulação foi recriada no *PVsyst*, durante este trabalho, considerando as características do projeto *As Built* da usina.

A potência total de 6,107 MWp da UFV é dividida em 29 lotes, sendo 19 lotes de 130,68 kWp, 6 lotes de 356,4 kWp, 2 lotes de 376,2 kWp, 1 lote de 369,6 kWp e 1 lote de 364,32 kWp. Cada lote é conectado à rede de distribuição primária através de postos de transformação, sendo a capacidade de transformação de 112,5 kVA para os lotes de 130,68 kWp, e de 300 kVA para os lotes restantes.

Para o estudo de caso, utiliza-se 1 lote de 356,4 kWp para a simulação no *PVsyst*.

O *software* de simulação estatística de sistemas fotovoltaicos, *PVsyst*, possui algumas etapas específicas de configuração para avançar para a simulação/resultados. A tabela 2 apresenta estas etapas.

Tabela 2 - Etapas de configuração do *PVsyst*

Ordem	Configuração	Resultado
0	Parâmetros de Projeto	Definição do albedo (%), Temperaturas mínimas e máxima para o cálculo de Voc, Modelos de transposição para cálculo de irradiância em planos inclinados
1	Localização da UFV	É gerado o Ficheiro Meteorológico (Irradiação, Temperatura média etc.)
2	Orientação do Sistema	Inclinação Fixa, <i>Tracker</i> de 1 eixo ou <i>Tracker</i> de 2 eixos
3	Sistema	Definição de Módulos, Otimizadores, Inversores; definição da relação CC/CA
4	Sombras / Perspectivas	Definição de pitch e GCR; altura dos módulos em relação ao solo; quantidade de mesas e de fileiras do sistema fotovoltaico
5	Disposição dos Módulos	Definição de strings e MPPT's nas mesas e fileiras do sistema fotovoltaico
6	Perdas Detalhadas	Definição de perdas ôhmicas CC e CA; perdas com sujeira; redução da eficiência por LID; Efeito do ângulo de incidência; Fatores térmicos e perdas por temperatura; Perdas por envelhecimento/degradação do módulo; Perdas por mismatch; perdas por indisponibilidade da usina

Fonte: Autor

A versão utilizada do *PVsyst* é a 7.3.2.

A configuração inicial do *PVsyst* permite escolher os modelos de transposição, que calculam a irradiância em plano inclinado a partir de dados de irradiância horizontal. Além disso, permite definir o albedo, que é o percentual da irradiação global horizontal refletida pelo solo. O modelo matemático de transposição de Perez é o melhor para a região norte brasileira (SANTOS e RÜTHER, 2014). Portanto, nos três casos estudados é definido o modelo de Perez para a transposição da irradiância horizontal para o plano inclinado. O albedo é definido em 17% para os três projetos, devido à fatores conservadores de geração.

A primeira etapa de configuração, conforme tabela 2, é a importação de dados meteorológicos, com irradiação horizontal total e temperatura do local, e como dados suplementares a irradiação difusa, velocidade do vento, turvação de Linke e humidade relativa. Para a UFV Inajá, os parâmetros meteorológicos utilizando a base de dados da *Meteonorm* versão 8.1 é apresentada na figura 34.

Figura 34 - Parâmetros meteorológicos do local da UFV Inajá

	Irradiação horizontal total	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Turvação de Linke	Humidade relativa
	kWh/m ² /mês	kWh/m ² /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	189.5	78.3	26.2	4.11	3.275	63.1
Fevereiro	164.5	71.3	26.5	4.10	3.291	64.4
Março	185.3	73.3	26.6	3.81	3.331	65.0
Abril	159.8	70.4	25.7	3.70	3.160	71.4
Mai	142.1	59.4	25.0	3.90	3.025	75.7
Junho	125.3	62.9	23.5	4.19	2.941	79.3
Julho	132.4	62.1	23.2	4.39	3.006	78.0
Agosto	161.4	63.9	23.4	4.70	3.069	73.4
Setembro	175.7	75.6	23.8	5.10	3.244	69.4
Outubro	193.4	73.6	25.1	4.80	3.518	63.4
Novembro	201.6	64.4	25.6	4.40	3.385	60.5
Dezembro	195.4	73.0	26.3	4.00	3.346	61.0
Ano	2026.4	828.2	25.1	4.3	3.216	68.7

Fonte: Autor (2023).

A segunda etapa de configuração é a definição da orientação do sistema. Nesta etapa, define-se o tipo de método de aproveitamento do recurso solar, que pode ser inclinação fixa, rastreador solar de 1 eixo ou rastreador solar de 2 eixos.

A UFV Inajá utiliza inclinação fixa. Assim, nesta etapa, define-se o ângulo de azimute e o de inclinação como parâmetros principais do sistema. Também se define o *pitch* (espaçamento entre mesas) e a altura da borda inferior do módulo ao nível do solo. A escolha para esses dois últimos parâmetros depende fortemente da disponibilidade e do custo do terreno, e da estrutura de fixação utilizada. Um *pitch* maior implica em uma faixa de terreno maior a ser utilizada pela UFV.

Para a completa configuração do campo “orientação” do *PVsyst*, necessita-se das dimensões físicas do módulo fotovoltaico, largura da célula fotovoltaica e do projeto executivo *As Built* da parte de infraestrutura elétrica. As figuras 35 e 36 apresentam um recorte do *datasheet* do módulo e um recorte do projeto de infraestrutura de um dos lotes de 356,4 kWp, respectivamente.

Figura 35 - Dados mecânicos do módulo DHP72-330W

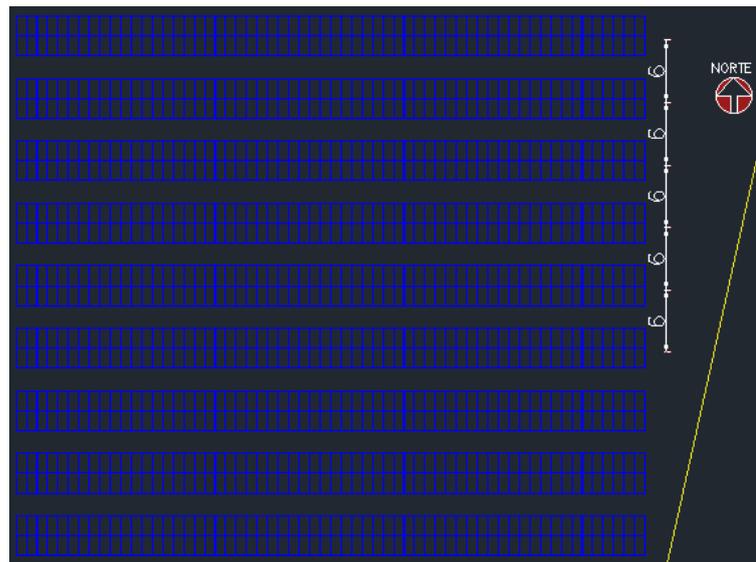
Mechanical Specification	
Cells Type	Poly 156.75×156.75mm
Weight	22.5kg
Dimension (L×W×T)	1960×991×40mm
Output Cables	TUV, Length 1100mm, 4.0mm ²
No.of Cells	72 (6×12)
Glass	3.2mm High Transmission, Antireflection Coating
Junction box	IP68, 3 Bypass Diodes
Connector	QC4 or MC4 Compatible
Packing	27pcs/pallet, 270pcs/20GP, 696pcs/40HQ

Fonte: DAH Solar (2020).

O comprimento do módulo e a largura da célula, dados na figura 35 são importantes para o cálculo de perdas elétricas por sombreamento, causadas pela ativação do diodo de *bypass*. Conforme figura 36, o *pitch* é de 6 metros, com 9 mesas, e cada mesa com 2 fileiras, e cada fileira possuindo 60 módulos em retrato.

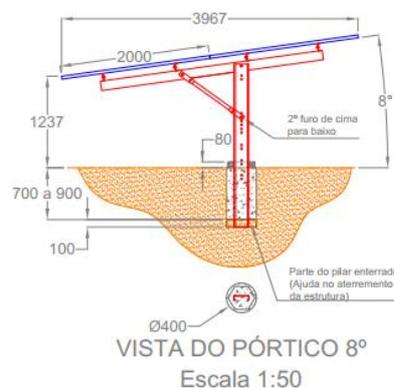
A figura 37 ilustra o desenho e as dimensões da estrutura de fixação utilizada na UFV. Note que a altura da borda inferior do módulo para o solo é de 1,237 metros para uma inclinação de 8°. Para ângulos de inclinação diferentes, a altura também difere.

Figura 36 - Layout do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá



Fonte: Adaptado de Setta Energia (2021).

Figura 37 - Desenho da estrutura de fixação monoposte da UFV

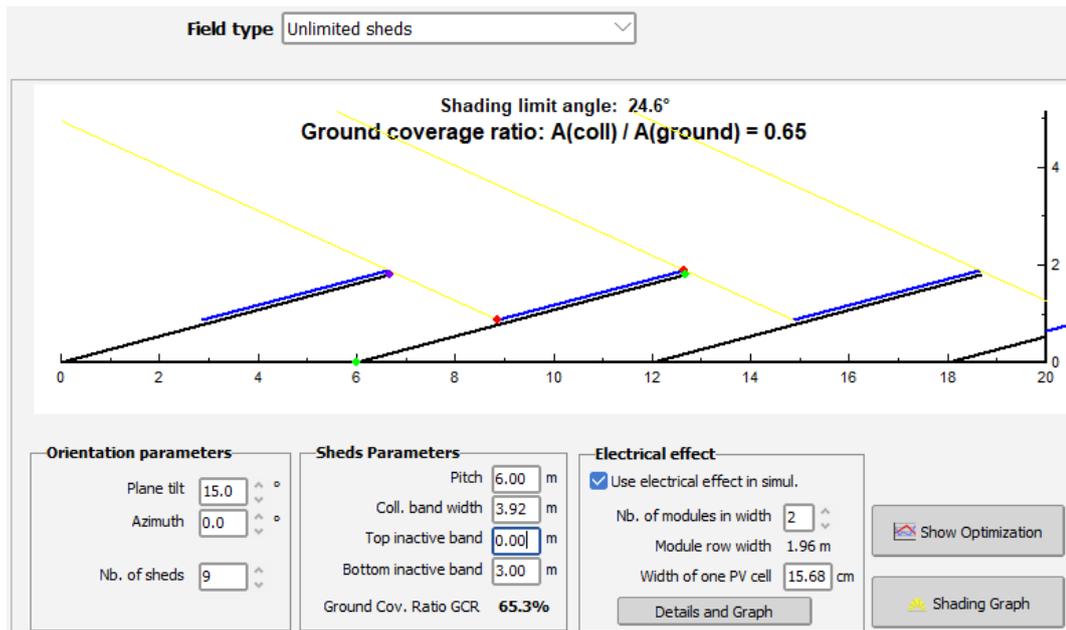


Fonte: Adaptado de Setta Energia (2020).

Assim, com os parâmetros das figuras 35, 36 e 37 com adaptação, a configuração do campo orientação do *PVsyst* é conforme a figura 38.

Perceba que o *GCR* (*Ground Cover Ratio*), que é taxa de ocupação da área do terreno pelos módulos, é dependente do *pitch* e do comprimento do módulo, que está na posição retrato. Com o aumento do *pitch*, o *GCR* diminui, aumentando assim a área de terreno da usina, elevando o custo com arrendamento ou compra.

Figura 38 - Configuração do campo orientação do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá

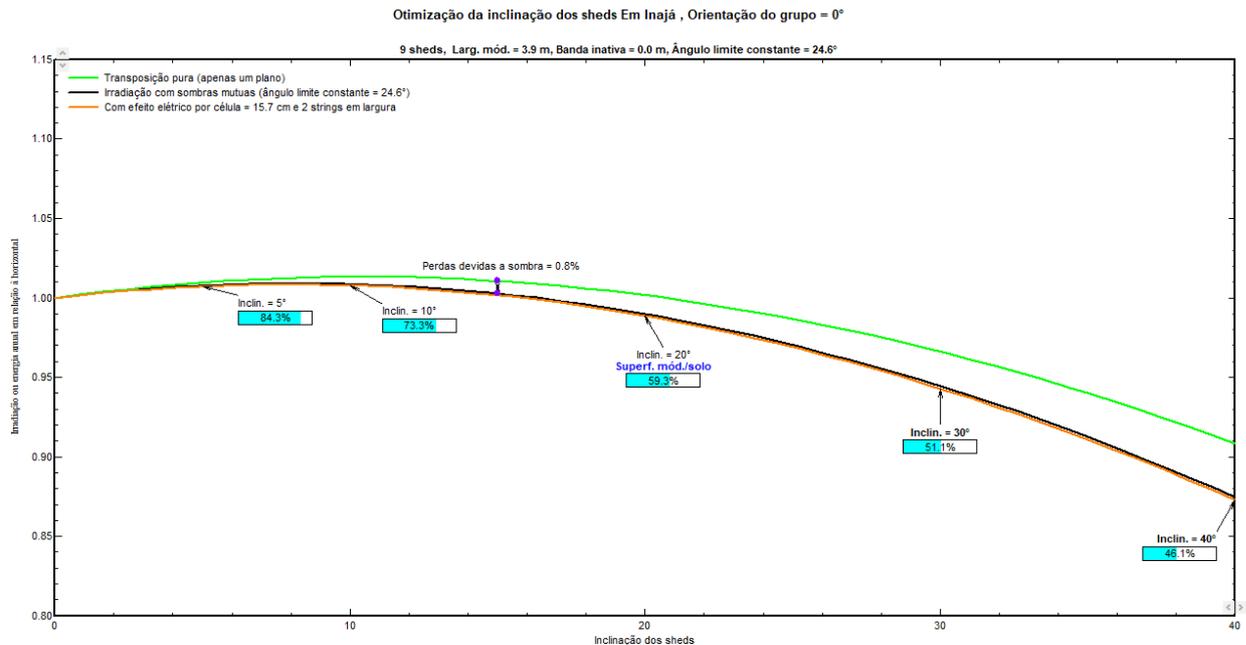


Fonte: Autor (2023).

A figura 39 exibe um gráfico que plota três curvas de geração de energia em relação à geração no plano horizontal (inclinação de 0°) versus a inclinação das mesas. A curva de cor verde é o caso em que as mesas estão com *pitch* infinito, sendo na prática um sistema com uma única mesa. A curva de cor preta considera a quantidade de mesas definidas no projeto, com *pitch* e demais parâmetros inseridos de acordo com a figura 38. A linha de cor preta exibe a irradiância recebida pelo sistema com perdas por sombreamento, causada pela sombra de uma mesa na mesa traseira. Já a curva de cor laranja exibe a geração de energia com as perdas elétricas causadas pela ativação do diodo de *bypass*. Nota-se, da figura 39, que o sistema não opera no ponto ideal de inclinação. Para levar o sistema para máxima geração de energia, o ponto roxo deve estar situado no ponto de máximo global da curva laranja, que coincide com a curva preta, quando o *pitch* é grande o suficiente. Este ponto de máximo global é obtido quando a inclinação corresponde a 9°, valor próximo da latitude da cidade de Inajá/PE. Porém, optou-se por manter o ângulo de inclinação em 15° devido ao fato de ângulos baixos, menor que 10° geralmente, acarretarem perdas de eficiência significativas por conta da sujeira acumulada no plano dos módulos. E mesmo com chuva, a sujeira diminui pouco devido ao baixo ângulo de inclinação dos módulos.

Com o ângulo definido, pode-se otimizar a geração de energia buscando o valor ótimo do *pitch*. A tabela 2 apresenta as perdas por sombreamento para diferentes valores de *pitch* para a UFV Inajá, a partir da simulação realizada no PVsyst.

Figura 39 - Otimização do ângulo de inclinação das mesas da UFV Inajá



Fonte: Autor (2023).

A tabela 3 demonstra, para a UFV Inajá, que para valores de *pitch* maiores que 4,5 metros, as perdas por sombreamento e por ativação do diodo de *bypass* são significativamente inferiores àsquelas para um *pitch* de 4 metros, por exemplo. Assim, portanto, o *pitch* definido para a UFV Inajá, de 6 metros, gera perdas por sombreamento desprezíveis.

A próxima etapa de configuração da simulação é o campo “sistema”, que define os módulos e inversores utilizados no sistema fotovoltaico. Para o lote de 356,4 kWp da UFV Inajá, o módulo é o modelo DHP72-330W da DAH Solar, e o inversor é o modelo SG110X da Sungrow.

Considerando o lote de 356,4 kWp, alvo desse estudo de caso, utiliza-se 1080 módulos distribuídos pelas 9 entradas MPPT’s de cada inversor SG110X, conforme a figura 40.

Tabela 3 - Perdas por sombreamento para diferentes valores de pitch, considerando 9 meses conforme figura 38

Perdas de irradiação ou geração anual em relação à horizontal			
Pitch (m)	GCR (%)	Perdas de irradiação por sombreamento (%)	Perdas de geração por ativação do diodo de <i>bypass</i> (%)
4	98	4,9	16,9
4,5	87,1	1,9	3,74
5	78,4	1,2	2,45
5,5	71,3	1	1,39
6	65,3	0,8	0,86

Fonte: Autor (2023).

Figura 40 - Distribuição das strings nas entradas MPPT's dos inversores

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
Inversor 1		
DAH Solar - DHP72-330W	20	18
Sungrow - SG110-CX	1	9
Inversor 2		
DAH Solar - DHP72-330W	20	18
Sungrow - SG110-CX	1	9
Inversor 3		
DAH Solar - DHP72-330W	20	18
Sungrow - SG110-CX	1	9

Fonte: Autor (2023).

Para cada inversor, as 18 strings de 20 módulos são conectadas nas 9 entradas MPPT's, sendo 2 strings para cada entrada MPPT. A figura 41 descreve o sistema para 1 inversor, e para os outros dois inversores as características são iguais.

Definido as strings e as entradas MPPT, a figura 42 ilustra o comportamento das curvas I-V das strings em relação aos valores mínimos e máximos da tensão no ponto de máxima potência e tensão máxima do inversor.

Constata-se, da figura 42, que não há perda de geração por sobrecarga do inversor. A perda de sobrecarga acontece quando a tensão em máxima potência da string ultrapassa a tensão máxima da entrada MPPT do inversor, que limita a tensão da string à esta tensão. Este fato desloca o ponto de operação do sistema para fora do ponto de máxima potência da string, reduzindo a eficiência do sistema fotovoltaico. Contudo, o gráfico da figura 42 é preliminar e não considera as perdas da UFV até o ponto de injeção na rede.

Figura 41 - Tela de configuração do campo “sistema” do PVsyst para o lote de 356,4 kWp

Sub-grupo ?

Nome e orientação do sub-grupo

Nome: Ordem: **1**

Orientação: **Inclinação do plano fixa** Inclinação: **15°** Azimute: **0°**

Ajuda para o dimensionamento

Sem pré dim. Introduza Pnom desejado kWp ?

... ou superfície disponível(módulos) m²

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Filtro:

330 Wp 31V Si-poly DHP72-330W Desde 2020 Manualmente Alex

Utilizar otimizador

Dimens. das tensões : Vmpp (70°C) **30.5 V**
Vco (0°C) **49.9 V**

Seleção do inversor

Disponíveis: Tensão de saída 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

100 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz SG110-CX Desde 2020

Número de entradas MPPT: Tensão de funcionamento: **200-1000 V** Potência do inversor utilizada **110 kWca** ? Partilha Pnom

Utilize multi-MPPT Tensão máxima entrada: **1100 V** **inversor com 9 MPPT** Power sharing partially defined

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série: entre 7 et 22 ?

Nr. strings:

Perdas sobre-pot. **0.0 %** ?

Rácio Pnom **1.08**

Nº de módulos **360** **Superfície** **699 m²**

Condições de funcionamento

Vmpp (70°C) 610 V
Vmpp (20°C) 770 V
Vco (0°C) 999 V

Irradiân. no plano **1000 W/m²**

Impp (STC) 159 A
Isc (STC) 167 A
Isc (em STC) 167 A

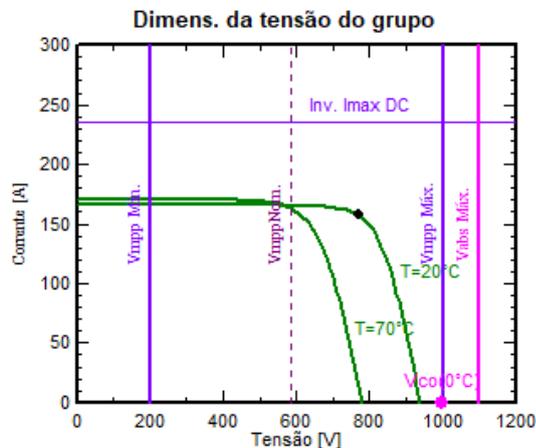
Max. dados STC

Potênc. Máx. em funcionamento **119 kW**
(em 1114 W/m² e 50°C)

Potência nom. grupo (STC) 119 kWp

Fonte: Autor (2023).

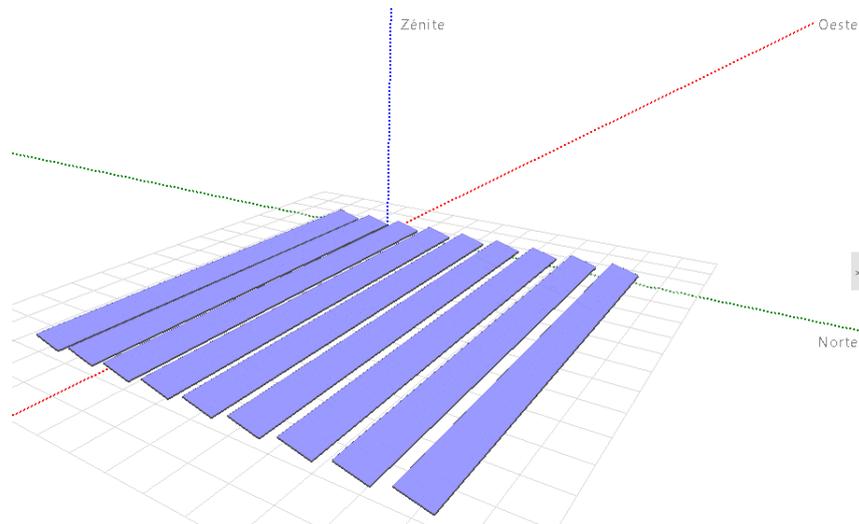
Figura 42 - Curvas de dimensionamento das tensões da string e limites de tensão do inversor



Fonte: Autor (2023).

No avanço da simulação, a próxima etapa permite caracterizar objetos próximos do sistema fotovoltaico que porventura possam causar sombreamento no plano dos módulos. Este campo de configuração é denominado de “Sombras/Perspectivas”. No entanto, para UFV Inajá não há objetos próximos que façam sombreamento. Somente há as sombras mútuas entre mesas, conforme apresentado na tabela 2. A figura 43 ilustra a disposição das mesas e fileiras, na ferramenta “Perspectivas”.

Figura 43 - Disposição das mesas do lote de 356,4 kWp



Fonte: Autor (2023).

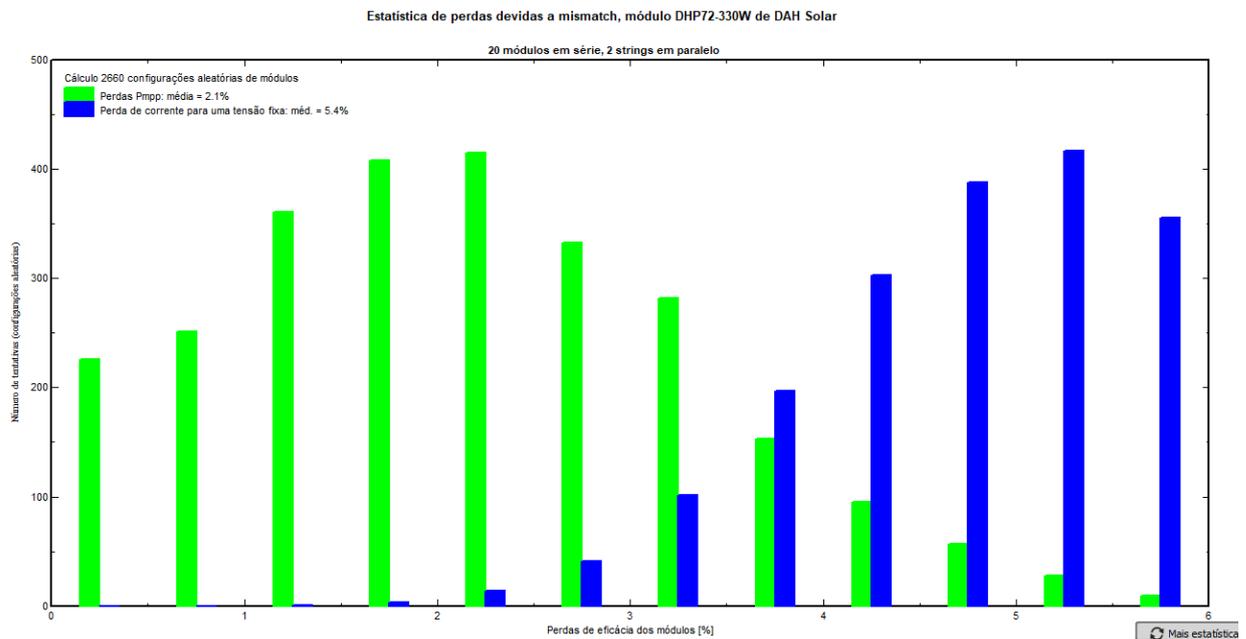
A próxima etapa de configuração, denominada de “Disposição dos módulos”, permite caracterizar a posição das strings e MPPT’s nas fileiras e mesas do lote. Isto é vital para sistemas com sombreamento parcial ou com orientações e inclinações diferentes. No caso do lote da UFV Inajá, este recurso se torna opcional e não impacta no resultado da simulação. Caso o sombreamento mútuo entre mesas fosse significativo, a posição das strings e MPPT’s impactaria no rendimento do sistema fotovoltaico.

O próximo campo de configuração define um dos índices de mérito mais importante de um sistema fotovoltaico, o índice de performance (*PR*, da sigla em inglês *Performance Ratio*). O campo de “perdas detalhadas” no *PVsyst* permite a definição das perdas por sujeira dos módulos, por degradação anual dos módulos, perdas por mismatch e mppt, perdas térmicas, perdas por indisponibilidade da usina, perdas pelas cargas auxiliares da usina, perdas por conta do efeito do ângulo de incidência da irradiância, perdas por efeito *LID* e as perdas ôhmicas. A tabela 4 resume as perdas definidas para o lote de 356,4 kWp da UFV Inajá.

A perda por mismatch é uma grandeza difícil de avaliar. O *PVsyst* mantém o valor padrão em 2%. A incompatibilidade pode crescer com o envelhecimento dos módulos. O *PVsyst* propõe um mecanismo, baseado no algoritmo de Monte-Carlo, para avaliação. Contudo não há nenhum estudo na literatura sobre essa dispersão ao longo de tempo de funcionamento dos módulos. O *PVsyst* oferece uma ferramenta

para avaliar o mismatch entre módulos para diversas configurações aleatórias possíveis de módulos. A figura 44 ilustra o histograma com valores de mismatch de potência e corrente para diversas quantidades de configurações aleatórias de módulos. Da figura 44, define-se o valor de perdas por mismatch de máxima de potência no valor de 2,1%.

Figura 44 - Histograma estatístico de perdas devidas a mismatch, realizadas a partir de 2660 configurações aleatórias de módulos



O fator de perdas térmicas, ajustado em $29 \text{ W/m}^2\text{K}$, significa que o módulo fotovoltaico está montado livremente, com poucos elementos que prejudicam a troca de calor do módulo com o ar em volta. Somente a estrutura de fixação que ocupa espaço na parte traseira do módulo. O valor de $29 \text{ W/m}^2\text{K}$ é um padrão do *PVsyst* para montagens de módulos com livre de circulação de ar em sua volta.

De acordo com Thevenard (2010), o envelhecimento de um módulo fotovoltaico é a reunião de dois fatores: degradação inicial do módulo nas primeiras horas de exposição à luz e a redução de eficiência ao longo dos anos. Ainda segundo Thevenard (2010), a perda inicial de potência pode ser de 2% a 3,9%, enquanto a perda de eficiência ao longo dos anos pode variar de 0,3 a 0,8% por ano. Na simulação

realizada neste trabalho, define-se a perda inicial por efeito *LID* em 2,5% e o envelhecimento em 0,4% ao ano.

Tabela 4 - Perdas detalhadas do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá

Tipo de perda	Valor
Fator de perdas térmicas	29 W/m ² K
Perda de eficácia dos módulos	-1,30%
Fator de perdas por efeito <i>LID</i>	2,50%
Perdas de potência no <i>MPPT</i>	2,10%
<i>Mismatch</i> de tensão nas strings	0,10%
Fator de perdas anual com sujeira	5,00%
Indisponibilidade da usina	0,50%
Degradação anual dos módulos	0,40% ao ano
Perdas ôhmicas CC	3 % em STC
Perdas ôhmicas CA	0,33% em STC
Perdas no transformador MT	1112 W de perdas no Ferro em vazio 3368 W de perdas resistivas no Cobre
Perdas por cargas auxiliares	Não definido

Fonte: Autor (2023).

A perda de eficácia dos módulos diz respeito à tolerância do valor de potência especificado pelo fabricante e a potência real dos módulos. Um valor negativo indica um ganho de eficiência em relação ao especificado. Conforme tabela 4, nota-se a definição do valor em -1,3%, padrão do *PVsyst*.

A perda por sujeira dos módulos é algo difícil de avaliação, já que envolve clima local, nível de poluição, poeira e ocorrência de chuvas. Thevenard (2010) traz dados de percentuais de perda por sujeira para vários tipos de sistemas fotovoltaicos, variando de 2% a 6% de perda anual para anos com pouca ocorrência de chuvas. Neste trabalho usa-se um valor conservador de 5%, também utilizado em outros projetos básicos de geração pelo time de engenharia da Setta Energia. Durante a vida útil da usina este valor pode ser reduzido, dependendo do cronograma anual de limpeza dos módulos, além é claro, do nível de poluição local e da ocorrência de chuvas.

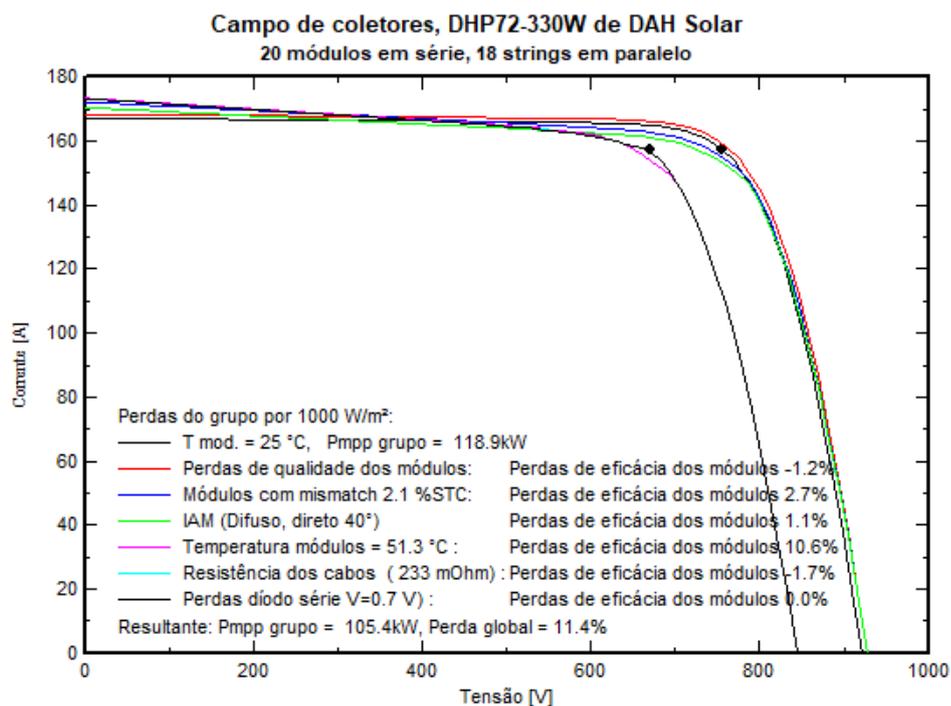
As perdas ôhmicas, tanto no lado CC como no lado CA, foram calculadas partindo do memorial descritivo do projeto do lote de 356,4 kWp. Os cabos CC

utilizados têm seção de 6 mm², com resistência de 3,39 Ω/km, com um encaminhamento máximo de 70 metros da terminação da string até o inversor. Os cabos CA têm seção por fase de 95 mm² com encaminhamento máximo de 25 metros até os terminais de baixa tensão do transformador. Com estes dados, sabe-se que a perda ôhmica CC definida em 3% nas condições *STC* é um valor conservador, enquanto a perda CA manteve-se no patamar de 0,33% em *STC*.

A perda por indisponibilidade da usina foi definida em 0,5% anualmente, que totaliza 43 horas e 55 minutos por ano, dividido em 5 períodos ao longo do ano. A causa da indisponibilidade pode ser bastante variada, passando por: retirada do alimentador por falha/manutenção, falha/manutenção nos inversores, desconexão do inversor causado por variação de tensão e/ou frequência da rede de distribuição entre outros.

Com todas as perdas especificadas, a figura 45 resume os valores de todas as perdas do sistema fotovoltaico em estudo para irradiância de 1000W/m² e temperatura ambiente de 25°C.

Figura 45 - Gráfico de perdas do lote 356,4 kWp da UFV Inajá para irradiância de 1000W/m² e temperatura ambiente de 25°C



Fonte: Autor (2023).

Após todas as configurações realizadas no *PVsyst*, roda-se a simulação do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá. A tabela 5 apresenta os principais índices de mérito comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos.

Tabela 5 - Índices de mérito do lote 356,4 kWp da UFV Inajá de acordo com as perdas da tabela 4

Índice de Mérito	Valor
Geração Anual (MWh/ano)	554
Energia Específica (kWh/kWp/ano)	1555
<i>Performance Ratio (PR)</i>	76,60%
Fator de Capacidade (FC)	17,74%

Fonte: Autor (2023).

Para usinas fotovoltaicas centralizadas, o fator de capacidade chega a 30%, de acordo com a EPE e MME (2020). Contudo, o fator de capacidade de 17,74% é do patamar de usinas fotovoltaicas que se conectam na rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), como por exemplo, a UFV Conjunto Tacaratu, de potência nominal de 10 MW, que obteve fator de capacidade médio de 18,4%. (ONS, 2020).

O lote de 356,4 kWp da UFV Inajá entrou em operação durante o ano de 2021. Sua geração e demais parâmetros é monitorada pelo site *iSolarCloud*. A geração simulada é comparada com a geração real para o ano de 2022. A tabela 6 apresenta o comparativo de geração e o desvio em relação à geração real. Note que a última linha da tabela apresenta a média dos valores absolutos dos desvios mensais, ponderando as características de incerteza meteorológicas, como nebulosidade e ocorrências de chuvas, impactando na redução da geração real, como ocorre no mês de julho, por exemplo, época de inverno no hemisfério Sul. A penúltima linha da tabela enfatiza os dados de geração anual, com o desvio anual de geração, como forma de mostrar dados para 1 ano completo, com todas as estações do ano.

Tabela 6 - Comparativo entre geração simulada e real do lote de 356,4 kWp da UFV Inajá

Mês do ano de 2022	Geração Simulada (MWh)	Geração Real (MWh)	Fator de Capacidade Verificado	Desvio em relação à geração real mês a mês (%)
Janeiro	47,403	52,663	19,86%	-9,99%
Fevereiro	42,125	52,427	21,89%	-19,65%
Março	48,335	47,483	17,91%	1,79%
Abril	46,223	42,162	16,43%	9,63%
Maiο	43,335	38,159	14,39%	13,56%
Junho	39,004	31,987	12,47%	21,94%
Julho	40,972	29,373	11,08%	39,49%
Agosto	48,452	44,136	16,64%	9,78%
Setembro	49,897	50,674	19,75%	-1,53%
Outubro	49,710	56,048	21,14%	-11,31%
Novembro	50,749	48,422	18,87%	4,81%
Dezembro	48,154	55,128	20,79%	-12,65%
ANO	554,359	548,662	17,57%	1,04%
Média do valor absoluto dos desvios mensais				13,01%

Fonte: Autor (2023).

3.2 UFV Glória (1,654 MWp / 1,56 MWn)

A UFV Glória é caracterizada por possuir rastreador solar de 1 eixo de rotação Norte-Sul, ao contrário da UFV Inajá, que possui sistema fixo.

A potência total de pico da UFV é de 1,654 MWp, divididos em 2 lotes de 314,88 kWp, 1 lote de 316,68 kWp e 3 lotes de 236,16 kWp. Todos os 6 lotes se conectam na média tensão através de subestação aérea com capacidade de transformação de 300 kVA.

Assim como a UFV Inajá, Glória também é uma usina 100% geradora, com seus créditos de energia rateados entre unidades consumidoras participantes da lista de compensação de cada lote, através da modalidade de autoconsumo remoto.

Para fins de análise energética, através do *PVsyst*, será utilizado como base o lote de 314,88 kWp. Este lote possui 768 módulos modelo RSM-144-6-410-BMDG-Bifacial, da Risen Solar; e 3 inversores SG-110CX, da Sungrow.

A configuração inicial do *PVsyst* é a mesma que foi realizada na UFV Inajá. Conforme tabela 2, o primeiro passo da simulação é a importação dos dados

meteorológicos, da base de dados da Meteonorm versão 8.1. A figura 46 exhibe as características de irradiação, temperatura e demais variáveis para a UFV Glória.

Figura 46 - Dados de irradiação, temperatura e dados suplementares para a UFV Glória

Localização		Glória do Goitá (Brasil)				
Fonte dos dados		Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100%				
	Irradiação horizontal total	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Turvação de Linke	Humidade relativa
	kWh/m ² /mês	kWh/m ² /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	175.3	82.7	27.6	3.90	3.357	73.6
Fevereiro	153.1	76.6	27.8	3.80	3.398	73.3
Março	173.2	83.2	27.8	3.50	3.426	74.6
Abril	149.7	62.1	26.9	3.30	3.372	79.1
Mai	135.3	67.9	26.5	3.40	3.266	79.8
Junho	118.6	61.6	25.0	3.71	3.361	82.2
Julho	119.3	63.1	24.8	4.20	3.397	80.5
Agosto	143.9	67.0	24.9	4.40	3.453	77.5
Setembro	152.9	66.0	25.4	4.69	3.751	75.3
Outubro	167.2	83.9	26.7	4.40	3.707	71.5
Novembro	184.9	67.4	26.9	4.20	3.508	71.9
Dezembro	180.6	86.2	27.5	4.10	3.474	71.7
Ano	1854.0	867.7	26.5	4.0	3.456	75.9

Fonte: Autor (2023).

O próximo passo é a definição da orientação do sistema. Sabe-se que para a UFV Glória haverá rastreador solar de eixo Norte-Sul. Para a completa configuração do campo "Orientação", necessita-se dos dados mecânicos do módulo fotovoltaico e de distâncias do layout da usina, como *pitch* e altura do módulo até o solo. As figuras 47 e 48 apresentam os dados mecânicos do módulo e a estrutura *tracker*, da STI Norland, respectivamente.

Os valores que servem de entrada para a definição da orientação no *PVsyst* é o comprimento do módulo, de 2034 mm, conforme figura 47. Além disso, o *pitch* da UFV Glória é de 5 metros, com altura mínima da borda inferior do módulo até o solo de 535 mm. Portanto, a figura 49 apresenta a definição da orientação do sistema.

Figura 47 - Dados mecânicos do módulo RSM-144-6-410-BMDG-Bifacial

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	144 cells (6×12+6×12)
Module dimensions	2034×1000×30mm
Weight	27kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+) 270mm, Negative(-) 270mm
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

Fonte: Risen Energy (2020).

Figura 48 - Estrutura de fixação Tracker de 1 eixo N-S



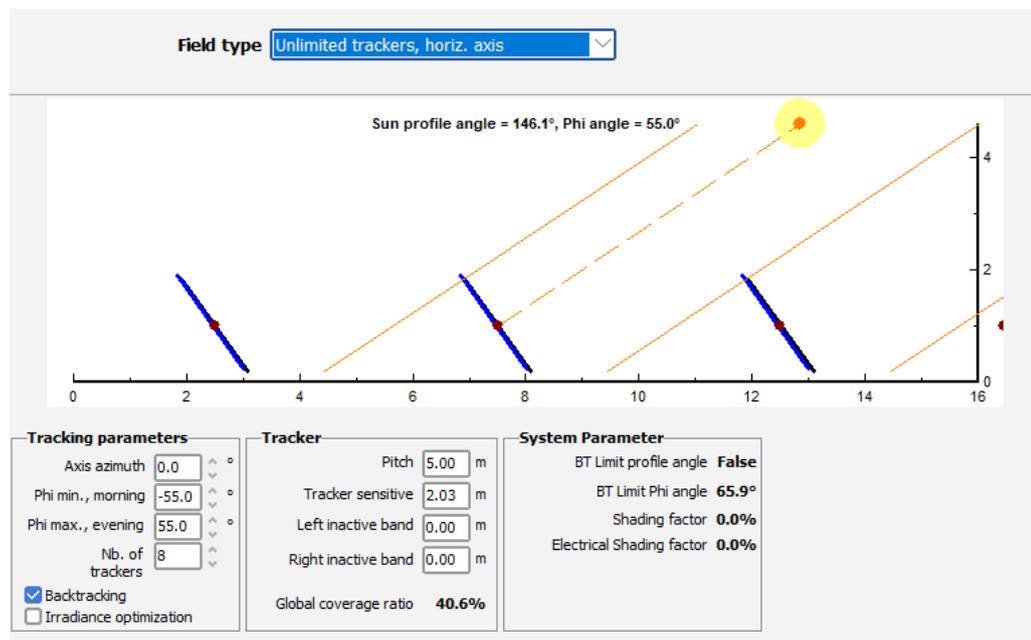
Fonte: STI Norland (2020).

A diferença notável para o sistema fixo é o aumento do uso de terreno por parte de UFV's com sistema de rastreador solar, justificado por mesas com quantidade menor de módulos, e muitas vezes com somente 1 fileira, que é o caso das estruturas *tracker* da STI Norland, utilizadas na UFV Glória. O aumento do uso de terreno fica claro ao comparar o valor do *GCR* de 40,6% com os 65,3% da UFV Inajá, com sistema fixo. A comparação não é fiel, uma vez que a quantidade de módulos é diferente, além de fabricante e potência diferentes. No entanto, considerando a mesma potência e os mesmos módulos, o aumento de uso de terreno em sistemas *tracker* é mais ou menos de 50% em relação aos sistemas fixos.

Conforme pode ser visto no canto inferior esquerdo da figura 49, o algoritmo de *backtracking* do rastreador solar está ativado. O *backtracking* evita que *trackers*

traseiros sofram sombreamento ou perda de irradiação por conta da movimentação do *tracker* dianteiro quando a posição do Sol está próxima do horizonte, em ângulos de elevação solar próximos a 10° ou 170° (nascer e pôr do Sol, respectivamente). A figura 50 ilustra o funcionamento do algoritmo de *backtracking*.

Figura 49 - Orientação do sistema para o lote 314,88 kWp da UFV Glória

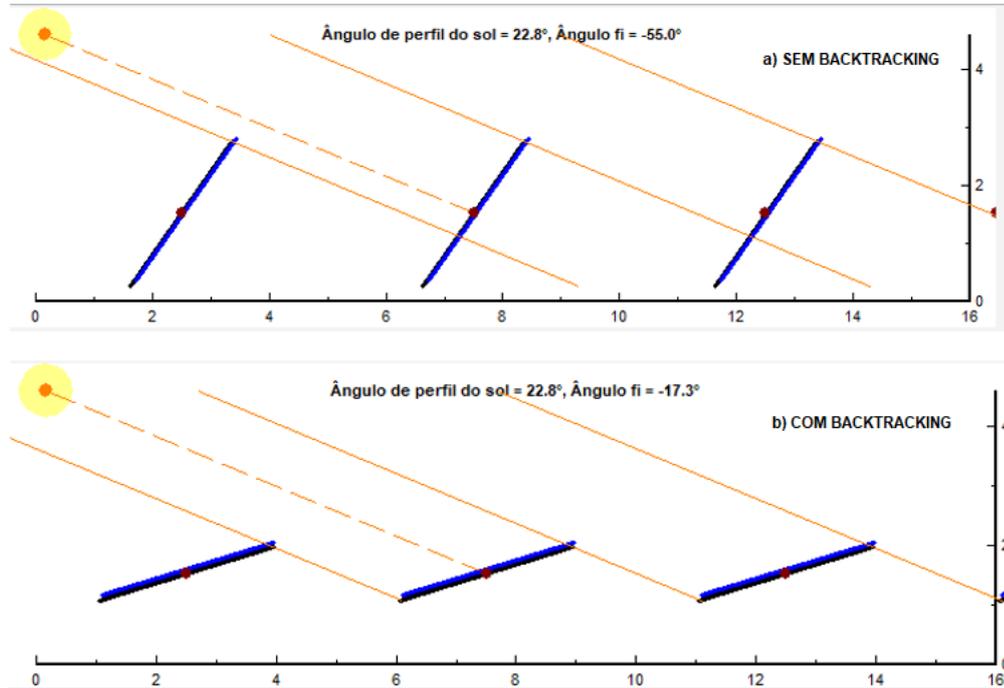


Fonte: Autor (2023).

O uso do *backtracking* requer alguns cuidados, como por exemplo, quanto maior o espaçamento entre mesas menor a necessidade de se ter *backtracking*. Nesta simulação, notou-se um aumento de geração de 0,51% para o 1 ano. No acumulado de 25 ou 30 anos, o efeito é ainda maior.

O próximo campo de configuração é o “Sistema”, onde se define módulos, strings, inversores, e para sistema bifacial define-se as configurações dos módulos bifaciais integrados ao sistema *tracker* ou fixo. A figura 51 ilustra a distribuição de módulos, strings e entradas *MPPT* do inversor.

Figura 50 - Funcionamento do algoritmo de backtracking: a) sem backtracking ativado; b) com backtracking ativo



Fonte: Autor (2023).

Figura 51 - Distribuição das strings nos inversores do lote 314,88 kWp

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
Inversor 1		
Risen Solar - RSM-144-6-410-B...	16	16
Sungrow - SG110-CX	1	9
Inversor 2		
Risen Solar - RSM-144-6-410-B...	16	16
Sungrow - SG110-CX	1	9
Inversor 3		
Risen Solar - RSM-144-6-410-B...	16	16
Sungrow - SG110-CX	1	9

Fonte: Autor (2023).

Conforme figura 51, 7 entradas *MPPT* comportam 14 strings, sendo 2 strings para cada *MPPT*, e as outras 2 entradas *MPPT* comportam 2 strings, sendo 1 string por *MPPT*.

A figura 52 resume as configurações do campo “Sistema”, visualizando os módulos e inversores escolhidos, além da quantidade de módulos em série e da quantidade de strings.

Figura 52 - Resumo da definição de módulos, strings e inversores para o lote de 314,88 kWp

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: Inversor 1 Ordem: 1
 Oriente: Trackers ilimitados, eixo horiz.

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

Seleção do módulo FV
 Disponíveis: Todos os módulos FV Filtro: Todos os módulos FV Módulo bifacial Sistema bifacial
 Risen Solar 410 Wp 34V Si-mono RSM-144-6-410-BMDG-Bifacia Desde 2020 Datasheets 2020 Abrir
 Utilizar otimizador
 Dimens. das tensões : Vmpp (70°C) 33.5 V
 Vco (0°C) 52.5 V

Seleção do inversor
 Disponíveis: Tensão de saída 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz
 Sungrow 100 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz SG110-CX Desde 2020 Abrir
 Número de entradas MPPT: 9 Tensão de funcionamento: 200-1000 V Potência do inversor utilizada 100.0 kWca Partilha Prom
 Utilize multi-MPPT Tensão máxima entrada: 1100 V inversor com 9 MPPT No power sharing between MPPTs

Dimensionamento do grupo
Número de módulos e strings
 Mod. em série: 16 entre 6 et 20
 Nr. strings: 16
 Perdas sobre-pot.: 0.0 % Ver dimension.
 Rácio Prom: 1.05
 Nº de módulos: 256 Superfície: 521 m²

Condições de funcionamento
 Vmpp (70°C) 537 V
 Vmpp (20°C) 660 V
 Vco (0°C) 841 V
 Irradiân. no plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 162 A
 Isc (STC) 171 A
 Isc (em STC) 171 A

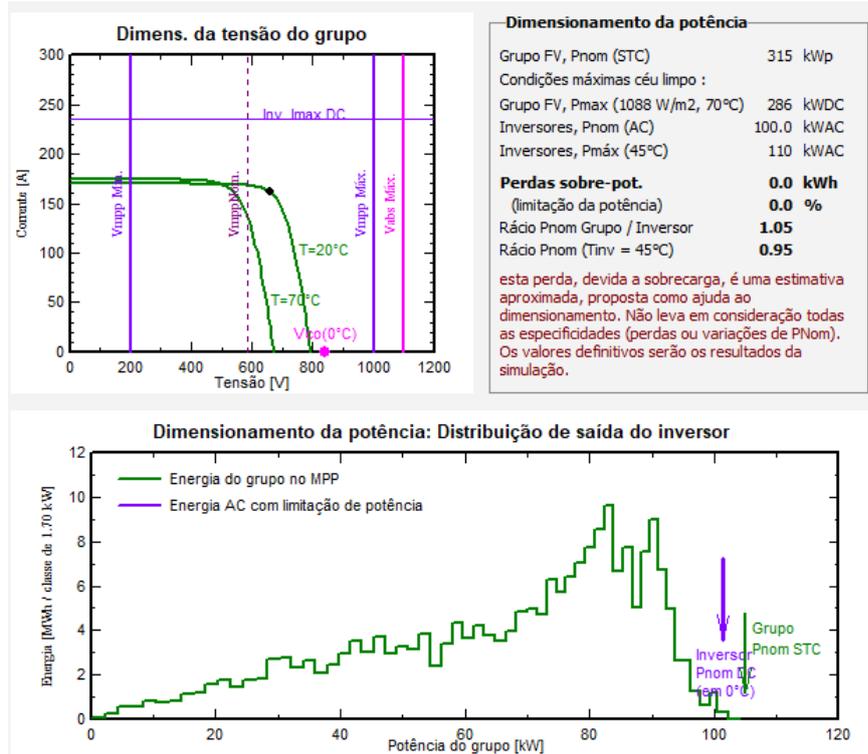
O grupo tem 16 strings a distribuir por 9 entradas MPPT
 Max. dados STC
 Potênc. Máx. em funcionamento 104 kW
 (em 1088 W/m² e 50°C)
 Potência nom. grupo (STC) 105 kWp

Fonte: Autor (2023).

Note que a relação CC/CA do lote é de 1,05, com pouco *oversize* do sistema. A figura 53 apresenta as características de tensões e distribuição da potência de saída do inversor em função da potência do arranjo fotovoltaico.

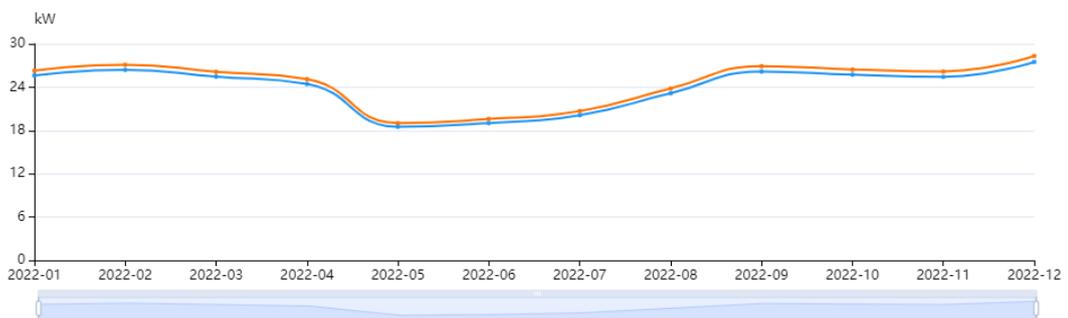
Note que as tensões do arranjo estão dentro da faixa *MPPT* do inversor, garantindo a máxima produção de energia. Além disso, não há perda de potência por sobrecarga do inversor, ou seja, não há *clipping* do sistema. No entanto, com pouco *oversize* o inversor opera na maior do tempo com potências baixas, bem menores que sua potência nominal, reduzindo a eficiência de conversão. A figura 54 é um recorte da curva de potência de 1 inversor do lote 314,88 kWp durante o ano de 2022, com base nos dados da plataforma de monitoramento iSolarCloud. Perceba os valores médios de potência abaixo de 30 kW, denotando o pouco *oversize* do sistema. Para essas faixas de potência, a eficiência do inversor fica em torno de 98,32%, sendo 0,38% abaixo da eficiência máxima do inversor.

Figura 53 - Características de dimensionamento da potência do inversor



Fonte: Autor (2023).

Figura 54 - Curva de potência CC (em laranja) e CA (em azul) do inversor 1 (SG110-CX) durante do ano de 2022

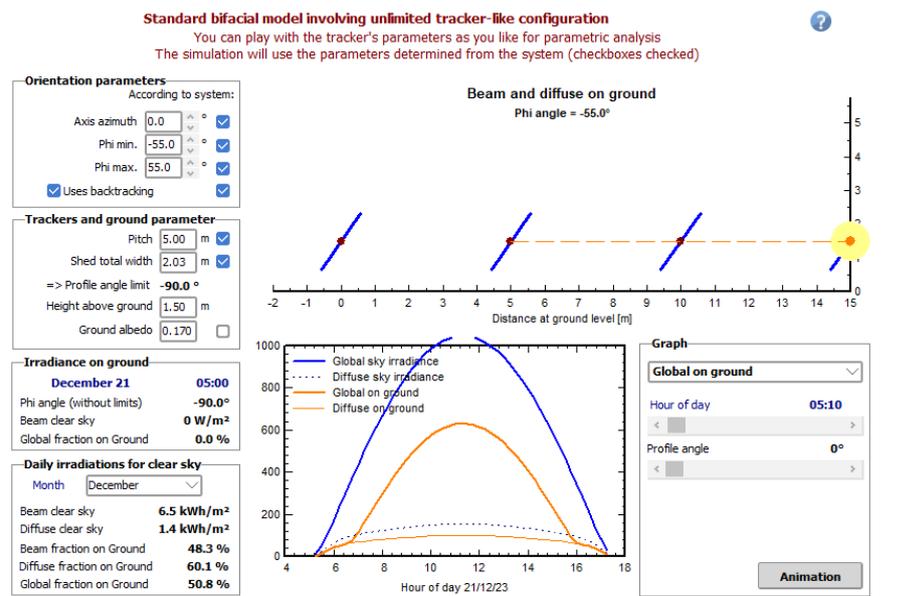


Fonte: Adaptado de Setta Energia e iSolarCloud (2023).

Para sistemas bifaciais, a última etapa de configuração do campo “Sistema” é a determinação de parâmetros relacionados a: a irradiância refletida no solo, como albedo e a fração de sombras na face posterior do módulo; e o comportamento FV dos módulos bifaciais, como o fator de perdas devido ao *mismatch* e o fator de bifacialidade do módulo. O albedo, conforme visto na UFV Inajá, é de 17%. A fração de sombras é definida em 2%, e o *mismatch* é de 5%. O fator de bifacialidade do

módulo RSM-144-6-410-BMDG-Bifacial é de 70%. A figura 55 apresenta outros parâmetros definidos, além daqueles já configurados no campo “Orientação” do PVsyst.

Figura 55 - Parâmetros para o sistema bifacial do lote 314,88 kWp



Fonte: Autor (2023).

O próximo campo de configuração da simulação do lote 314,88 kWp da UFV Glória é a definição das perdas. A tabela 7 resume as perdas detalhadas para a UFV Glória.

Módulos bifaciais possuem degradação menor do que os módulos convencionais. Por isso, tanto o *LID* como a degradação são menores do que a UFV Inajá, que usa módulos convencionais.

As perdas ôhmicas CC e CA foram calculadas a partir do memorial descritivo do projeto. As strings do lote possuem variados comprimentos, da terminação da string até as entradas CC dos inversores. O valor de 3% para condições *STC* é bem conservador, considerando as médias de comprimentos das strings e a resistência média do conjunto. A perda CA é reduzida em virtude do menor comprimento do inversor até o padrão de entrada.

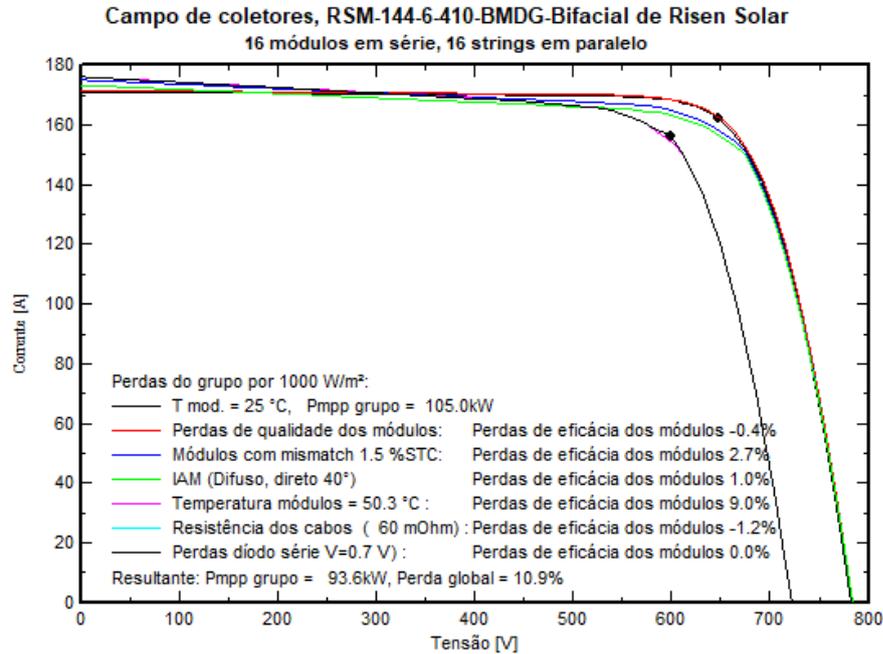
Tabela 7 – Parâmetros de perda para o sistema bifacial do lote 314,88 kWp

Tipo de perda	Valor
Fator de perdas térmicas	29 W/m ² K
Perda de eficácia dos módulos	-0,40%
Fator de perdas por efeito <i>LID</i>	2,00%
Perdas de potência no <i>MPPT</i>	1,50%
<i>Mismatch</i> de tensão nas strings	0,10%
Fator de perdas anual com sujeira	5,00%
Indisponibilidade da usina	0,50%
Degradação anual dos módulos	0,20% ao ano
Perdas ôhmicas CC	3% em STC
Perdas ôhmicas CA	0,26% em STC
Perdas no transformador MT	1112 W de perdas no Ferro em vazio 3368 W de perdas resistivas no Cobre
Perdas por cargas auxiliares	Não definido

Fonte: Autor (2023).

As perdas por sujeira, por indisponibilidade e o fator térmico foram mantidos, em virtude de padronização, uma vez que as incertezas associadas a essas perdas são mantidas, até que estudos no local de instalação da usina possam reduzir essa incerteza ao longo do tempo. A figura 56 resume as perdas detalhadas para o lote 314,88 kWp da UFV Glória.

Figura 56 - Gráfico de perdas detalhadas do lote 314,88 kWp da UFV Glória, para condições com irradiância de 1000W/m² e temperatura ambiente de 25°C



Fonte: Autor (2023).

Com o caso completamente configurado, simula-se o desempenho energético do lote de 314,88 kWp. A tabela 8 apresenta os índices de mérito do sistema, a partir dos resultados do *PVsyst*.

Tabela 8 - Índices de mérito para o lote 314,88 kWp com sistema *tracker*

Índice de Mérito	Valor
Geração Anual (MWh/ano)	581
Energia Específica (kWh/kWp/ano)	1844
<i>Performance Ratio</i> (PR)	81,60%
Fator de Capacidade (FC)	21,06%

Fonte: Autor (2023).

Conforme esperava-se, tanto a energia específica como o fator de capacidade de sistemas com rastreador solar bem projetados são maiores que sistemas fotovoltaicos de inclinação fixa.

De acordo com a ONS (2023), o fator de capacidade médio para usinas fotovoltaicas despachadas pelo operador foi de 24,31% no ano de 2022, enquanto a UFV Glória tem fator de capacidade simulado de 21,06%.

A tabela 9 apresenta a comparação entre a geração simulada, no *PVsyst*, e a geração verificada, através do *iSolarCloud*. Além disso, apresenta-se o fator de capacidade mensal verificado para o ano de 2022.

Conforme tabela 9, em sua última linha, a média do valor absoluto dos desvios mensais se manteve no patamar de 10,31%, muito devido à fatores da instalação, como ocorrência de nebulosidade e ocorrência de chuvas. A incerteza obtida está dentro da faixa encontrada na literatura de sistemas fotovoltaicos, no que diz às estatísticas de simulação, que de acordo com Thevenard (2010), a incerteza combinada da simulação é de 7,9% para o rendimento médio ao longo de 20 anos de vida útil.

Anualmente, a geração específica (kWh/kWp) da UFV Glória é 19,62% maior que a UFV Inajá.

Tabela 9 - Geração simulada e verificada do lote 314,88 kWp da UFV Glória

Mês do ano de 2022	Geração Simulada (MWh)	Geração Real Verificada (MWh)	Fator de Capacidade Verificado	Desvio em relação à geração real (%)
Janeiro	53,959	57,233	24,43%	-5,72%
Fevereiro	47,253	54,66	25,83%	-13,55%
Março	53,318	57,157	24,40%	-6,72%
Abril	47,602	53,979	21,04%	-11,81%
Mai	43,181	41,201	17,59%	4,81%
Junho	37,450	41,047	18,11%	-8,76%
Julho	36,880	44,573	19,03%	-17,26%
Agosto	45,427	51,471	21,97%	-11,74%
Setembro	49,256	55,92	24,67%	-11,92%
Outubro	52,722	57,222	24,43%	-7,86%
Novembro	59,528	54,613	24,09%	9,00%
Dezembro	53,926	62,271	26,58%	-13,40%
ANO	580,502	631,347	22,89%	-8,05%
Média do valor absoluto dos desvios mensais				10,31%

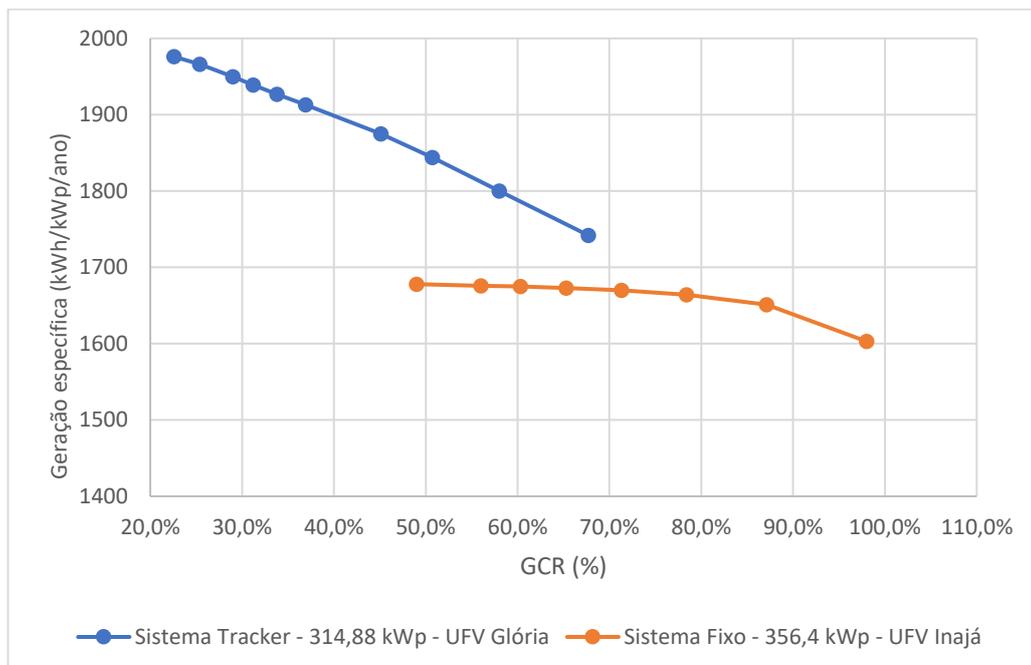
Fonte: Autor (2023).

3.3 Análise comparativa entre os estudos de caso

Uma análise comumente realizada na literatura de sistemas fotovoltaicos é comparar o efeito do *GCR* na geração dos sistemas. Neste trabalho, usa-se essa análise em termos da geração específica, com a finalidade de comparar sistemas de potências diferentes. Na figura 57, compara-se a geração específica em função do *GCR* do lote da UFV Glória, de 314,88 kWp, com o lote da UFV Inajá, de 356,4 kWp.

Conforme apresentado na figura 57, nota-se que o sistema fixo da UFV Inajá não apresenta ganho significativo de geração ao reduzir o *GCR* (aumento de *pitch*). A curva laranja praticamente é constante ao reduzir o *GCR*. Isto se deve ao fato de que ao se chegar em certo valor de *pitch*, a perda por sombreamento mútuo é insignificante ao aumentar o *pitch* (reduzindo o *GCR*). Portanto, na otimização de sistemas fixos é importante ter de compreender esses efeitos e definir um valor de *pitch* que não reduza a viabilidade econômica do empreendimento, uma vez que o aumento do *pitch* sem ganho significativo de geração acarreta custo maior com terreno sem o retorno financeiro desejado.

Figura 57 - Comparação da geração específica da UFV Glória com a UFV Inajá em função do *GCR*



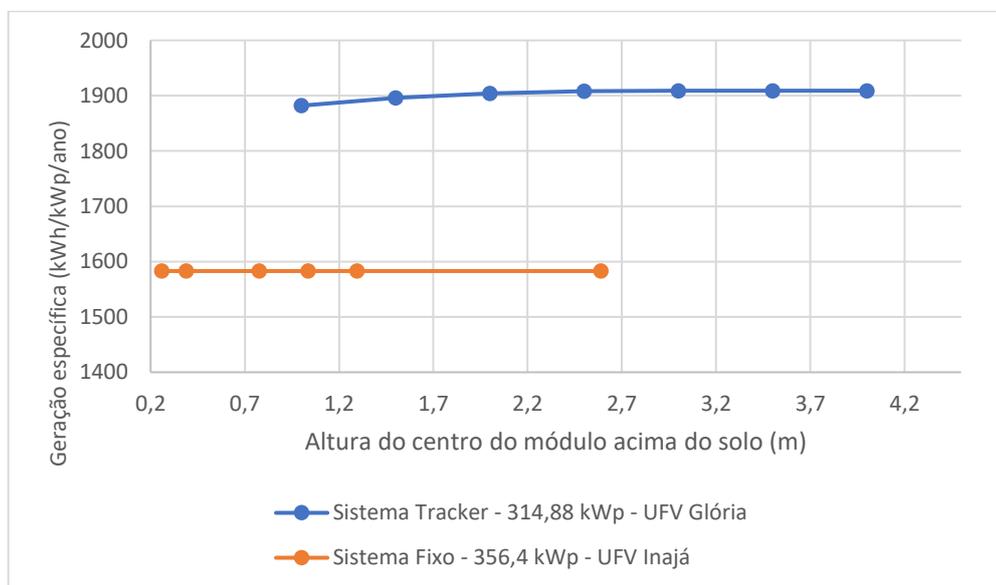
Fonte: Autor (2023).

Em sistemas *tracker*, o espaçamento entre mesas contribui significativamente para o aumento de geração. Se tratando de sistemas *tracker* com módulos monofaciais, os fatores de ganho de geração se limitam a: reflexão da irradiância incidente no solo que atinge a frente do módulo durante a movimentação do *tracker* e perdas por sombreamento reduzidas. Já com sistemas *tracker* bifaciais, o aumento do *pitch* inclui o ganho de geração com o aumento da irradiância incidente no solo que reflete e atinge a parte traseira do módulo fotovoltaico. Assim, quanto menor o *GCR* maior a geração de energia em sistemas *tracker* bifaciais.

Além disso, com o espaçamento maior entre mesas, não há necessidade prática do algoritmo de *backtracking*.

Outro tipo de análise realizada, através do *PVsyst*, é o efeito da altura dos módulos acima do solo no ganho de geração dos sistemas. A figura 58 apresenta a curva da geração específica em função da altura do centro dos módulos ao solo para a UFV Glória e Inajá.

Figura 58 - Curva comparativa da geração específica em função da altura do centro do módulo ao solo da UFV Inajá com a UFV Glória



Fonte: Autor (2023).

Conforme figura 58, a UFV Inajá não tem ganhos de geração ao variar a altura dos módulos em relação ao solo. Por conta da limitação dos módulos monofaciais, não há aproveitamento da irradiação difusa e direta, que refletidas pelo solo, atingem

a parte traseira do módulo. Assim, a altura de projeto para sistemas fixos monofaciais é definida de acordo com a estrutura de fixação, carga de vento na região, topografia do terreno e demais fatores locais, não sendo assim um parâmetro para aumento de geração.

Para a UFV Glória, de acordo com a figura 58, há um pequeno aumento de geração até uma altura de 2,5 metros dos módulos para o solo. Depois disso, o aumento desta altura não acompanha aumento de geração. De 1,5 metros para 2,5 metros, o aumento da geração específica é de 0,63%. Note, portanto, o quanto risório é o aumento de geração.

4 CONCLUSÕES DAS ANÁLISES REALIZADAS

As usinas de Inajá e Glória usam diferentes tecnologias na captação energética da irradiação solar. A análise do ganho de geração do uso dessas tecnologias específicas em detrimento de outras ajuda a reforçar os benefícios das escolhas realizadas.

Ao observar a geração verificada, pelo iSolarCloud, das usinas de Inajá e Glória, nota-se que o valor do fator de capacidade é um valor esperado para tecnologia utilizada em cada usina.

Todas as grandezas que influenciam na geração das UFV's apresentam bons valores de dimensionamento.

Para a UFV Inajá, o *pitch*, a altura dos módulos ao solo e a inclinação possuem valores adequados quanto à geração de energia propiciada, dadas as limitações impostas pelo conjunto tecnológico da UFV. Como a UFV Inajá utiliza módulos monofaciais, o valor do *pitch* tem um limite prático para o aumento de geração, em virtude da limitação da tecnologia monofacial. Além disso, a altura dos módulos ao solo tem seu valor limitado também pela tecnologia dos módulos, não influenciando no aumento de geração. A inclinação teve seu valor ótimo alterado em virtude de diminuir as perdas por sujeira, o que ainda carece de dados de campo, para comprovar que a mudança do ângulo de inclinação foi uma escolha assertiva. No mais, a UFV Inajá tem um bom rendimento médio, com incerteza combinada de geração próximo da incerteza média, de 7,9%, obtida por Thevenard (2010).

Para a UFV Glória, além das características mencionadas acima, como *pitch* e altura dos módulos ao solo, inclui-se as grandezas introduzidas pelo uso de rastreadores e módulos bifaciais. Para avaliação do rastreador (*tracker*), o ângulo de operação, tecnologia de rastreamento e eixo de rotação são grandezas que impactam na geração energética da UFV. Tratando-se de módulos bifaciais, o fator de bifacialidade, o fator de transparência e o *mismatch* da face traseira são características importantes na geração. O uso do módulo bifacial trouxe uma tonalidade diferente do monofacial para a avaliação do valor do *pitch* e da altura dos módulos ao solo. Conforme aumenta-se o *pitch*, a geração de energia aumenta, uma vez que quanto maior o solo

disponível (*pitch* maior), maior é a irradiância direta e difusa, que refletidas, atingem a parte traseira do módulo, captando mais energia.

A altura dos módulos ao solo, da UFV Glória, também traz um aumento de geração, que a partir de certo valor, apresenta um ganho insignificante. Assim, este parâmetro é influenciado por questões civis e mecânicas, e não por questões energéticas.

O desempenho do rastreador solar está associado principalmente aos algoritmos de rastreamento, comunicação eficiente ao longo de todos os rastreadores da usina e capacidade de resposta às variações climáticas locais, que necessitam de sensoriamento específico. Com o rastreador, o *PR* da UFV é maior do que sistemas com inclinação fixa dos módulos. Apesar disso, o *PVsyst* utiliza um modelo ideal de rastreador solar, não levando em consideração a tecnologia de rastreamento utilizada.

As usinas de Inajá e Glória possuem elevados fatores de capacidade, com *PR* dentro do esperado, sendo 76,60% para a UFV Inajá e 81,60% para a UFV Glória.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho cumpriu seus objetivos quanto à análise do desempenho energética de duas usinas fotovoltaicas. Somado a isso, o embasamento teórico desenvolvido permite tratar as características particulares de cada UFV e categorizar quais variáveis são mais impactantes no projeto básico da UFV, tendo em vista a geração de energia.

As incertezas associadas aos sistemas fotovoltaicos prejudicam a previsibilidade da geração de energia das plantas FV. Como forma de mitigar as incertezas, pode-se combinar várias ações, a exemplo de: medição contínua durante a vida útil da usina da irradiância direta, difusa e albedo; verificação do nível de sujeira em usinas próximas para validação no *PVsyst*; buscar na literatura dados de degradação, mismatch e tolerância do módulo utilizado, caso ele não seja novo no mercado.

Além das incertezas que afetam a previsibilidade de geração, o *PVsyst*, apesar de sua ampla aceitação na comunidade internacional, carece de modelos matemáticos sofisticados para simulação da tecnologia bifacial e dos rastreadores solares. No entanto, espera-se uma evolução contínua do *software* nesses quesitos, dado o crescimento permanente dessas tecnologias.

Este trabalho, com a base teórica construída em conjunto com as análises realizadas no *PVsyst*, enriquece a literatura nacional dos estudos de caso de sistemas fotovoltaicos, trazendo dados inéditos de usinas em operação no estado de PE. Ademais, o trabalho pode ser útil para consulta durante a elaboração de novos projetos básicos, principalmente quando se trata de módulos bifaciais e *tracker*.

A avaliação dos indicadores econômicos, como *CAPEX* e *LCOE*, é uma boa oportunidade para estudos futuros, comparando os projetos de Inajá e Glória, em relação às diferenças claras de tecnologia utilizada, como módulo bifacial e *tracker*. Pode-se, também, avaliar alternativas de encaminhamento elétrico do circuito de CC/CA da UFV, como o *leap-frog*, *daisy chain* e eletrocentro, e comparar as perdas energéticas da usina decorrentes da aplicação de cada alternativa.

Estudos adicionais de desempenho energético envolvendo outras tecnologias de sistemas fotovoltaicos, a exemplo de usinas flutuantes, permite ampliar o universo de comparação entre UFV's.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Panorama da Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo**. Site da ABSOLAR. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 19 de março de 2023.
- ALI KHAN, M. Y. et al. A comprehensive review on grid connected photovoltaic inverters, their modulation techniques, and control strategies. **Energies**, v. 13, n. 16, p. 4185, 2020.
- ANDRADE, C. M. G.; DA SILVA SOUZA, A.; DA ROCHA QUEIROZ, J. CLASSIFICAÇÃO DE RASTREADORES SOLARES: ESTUDO BIBLIOGRÁFICO COMPARATIVO. In: **SIMPROC3**. [s. n.], n. 21, p. 152-159, 2018.
- ANEEL. **Relação de empreendimentos de geração distribuída**. Site da ANEEL, 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida/resource/b1bd71e7-d0ad-4214-9053-cbd58e9564a7>>. Acesso em: 19 de março de 2023.
- BÜHLER, Alexandre José; DOS SANTOS, Fernando Hoefling; GABE, Ivan Jorge. Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [s. n.], 2018.
- Comissão Europeia. **REPowerEU: energia segura, sustentável e a preços acessíveis para a Europa**. Site da Comissão Europeia, 2019. Disponível em: <https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pt#energia-limpa>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2023.
- COOPER, P. I. The absorption of radiation in solar stills. **Solar Energy**, v. 12, n. 3, p. 333-346, 1969.
- DAH Solar. **Folha de dados do módulo FV DHP72-330W**. Site da Ecori Energia Solar, 2020. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/assets/uploads/58041-dhp72-330-335w-35mm.pdf>>. Acesso em: 03 de março de 2023.
- DELINE, C. A. et al. Bifacial PV system performance: separating fact from fiction. **National Renewable Energy Lab. (NREL)**, Golden, CO (United States), 2019.
- ELA, E. et al. Impacts of variability and uncertainty in solar photovoltaic generation at multiple timescales. **National Renewable Energy Lab. (NREL)**, Golden, CO (United States), 2013.
- EMA. **Renewable Energy**. Site da EMA, 2022. Disponível em: <https://www.ema.gov.sg/Renewable_Energy.aspx>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2023.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022**. Site da EPE, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 10 de março de 2023.

EPE; MME. **Plano Nacional de Energia 2050**. Site da EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em: 15 de março de 2023.

FCSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica**. Site da FCSOLAR, 2023. Disponível em: <<http://www.fcsolar.eco.br/aprenda-aqui/>>. Acesso em: 20 de março de 2023.

FURTADO, A. M. S. **Técnicas de seguimento do ponto de máxima potência para sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

GREEN, M. A. **Solar cells: operating principles, technology, and system applications**. Englewood Cliffs: [S. I.], 1982.

GREENER. **Estudo Estratégico GD Remota**. Site da Greener, 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-gd-remota-2022/>>. Acesso em: 13 de março de 2023.

GUERRERO-LEMUS, R. et al. Bifacial solar photovoltaics—A technology review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 60, p. 1533-1549, 2016.

GUEYMARD, C. A. REST2: High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation—Validation with a benchmark dataset. **Solar Energy**, v. 82, n. 3, p. 272-285, 2008.

HONSBURG, C.B.; BOWDEN, S.G. **Photovoltaics Education Website**. PV Education, 2019. Disponível em <www.pveducation.org>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2023.

IPEA. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. Site do IPEA, 2023. Disponível em: <<https://www.ipea.gov.br/ods/ods7.html>>. Acesso em: 14 de março de 2023.

KASTEN, F.; YOUNG, A. T. Revised optical air mass tables and approximation formula. **Applied optics**, v. 28, n. 22, p. 4735-4738, 1989.

KOPECEK, R.; LIBAL, J. **Bifacial Photovoltaics: Technology, applications and economics**. [S. I.]: Institution of Engineering and Technology, 2018.

MARKVART, T.; CASTANER, L. **Practical handbook of photovoltaics. Fundamentals and applications**. [S. I.]: Elsevier, 2003.

MESSENGER, R. A.; ABTAHI, A. **Photovoltaic systems engineering**. [S. I.]: CRC press, 2018.

NASA. **Solar and Heliosphere Observatory**. do Site do SOHO/NASA, 2023. Disponível em: <<https://soho.nascom.nasa.gov/data/realtime/realtime-update.html>>. Acesso em: 29 de janeiro de 2023.

NASCIMENTO, B. A. M. **Algoritmo de Posicionamento e Backtracking para Seguidor Solar**. 2015. Dissertação (Mestrado em Energia e Automação Industrial) - Departamento de Engenharia Electrotécnica, Instituto Politecnico de Viseu, Viseu, Portugal, 2015.

ODEH, S. Analysis of the performance indicators of the PV power system. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 6, n. 6, p. 59-75, 2018.

ONS. **Histórico da operação**. Site do ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 19 de março de 2023.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Site do ONS, 2020. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em 24 de fevereiro de 2023.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES). CEPEL - GTES. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

Portal Solar. **Passo-a-passo da fabricação do Módulo Solar**. Site do Portal Solar, 2023. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>>. Acesso em: 20 de fevereiro.

QUINTELA, J. et al. Experimental and computational studies on the performance of solar trackers under vortex shedding, torsional divergence, and flutter. **International Journal of Computational Methods and Experimental Measurements**, v. 8, n. 4, p. 387-404, 2020.

RAI, G. D. **Solar Energy Utilisation**. [S. l.]: Khanna Publishers, 1980.

REDA, I.; ANDREAS, A. Solar position algorithm for solar radiation applications. **Solar Energy**, v. 76, n. 5, p. 577-589, 2004.

REMUND, J.; MÜLLER, S. C. Solar radiation and uncertainty information of Meteoronorm 7. In: **Proceedings of 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**. [s. n.], p. 4388-4390, 2011.

Risen Energy. **Folha de dados do módulo FV RSM-144-6-410-BMDG-Bifacial**. Site da Risen, 2020. Disponível em: <<https://risenenergy.com.au/wp-content/uploads/risen-energy-415W-jager-plus-bifacial.pdf>>. Acesso em 10 de março de 2023.

SANTOS, I.P.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, v. 63, p. 116-124, 2014.

SILVA, E. A. **Técnicas de Estimação de Parâmetros de Módulos Fotovoltaicos**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

Setta Energia. **Projeto de Estrutura de Fixação da UFV Inajá**. Documento de Projeto Emitido. Recife, 2020.

Setta Energia. **Projeto de Layout da UFV Inajá**. Documento de Projeto Emitido. Recife, 2021.

Setta Energia; iSolarCloud. **Curva de Potência CC e CA do inversor SG110CX da UFV Glória**. Plataforma de Monitoramento iSolarCloud, 2023.

SMETS, A. et al. **Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems**. [S. l.]: UIT Cambridge, 2015.

STEIN, J. et al. Bifacial photovoltaic modules and systems: Experience and results from international research and pilot applications. **Sandia National Lab. (SNL-NM), Albuquerque, NM (United States); Fraunhofer ISE, Freiburg (Germany); Univ. of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI)(Switzerland); TUV Rheinland, Cologne (Germany); Ricerca sul Sistema Energetico (Italy); ATAMOSTEC (Chile); Turku University of Applied Sciences (Finland)**, [s. n.], 2021.

STI Norland. **STI Norland instala rastreadores em usina solar no Pará**. Site Energia Hoje, 2020. Disponível em: <<https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/sti-norland-instala-rastreadores-em-usina-solar-no-para/>>. Acesso em: 7 de fevereiro de 2023.

SUN, X. et al. Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective. **Applied energy**, v. 212, p. 1601-1610, 2018.

SUNGROW. **Folha de dados do inversor SG110CX**. Site da SUNGROW, 2019. Disponível em: <<https://en.sungrowpower.com/productDetail/745>>. Acesso em: 04 de março de 2023.

THEVENARD, D. et al. **Uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions**. Ottawa, ON, Canada: Natural Resources Canada, 2010.

TIEDJE, T. O. M. et al. Limiting efficiency of silicon solar cells. **IEEE Transactions on electron devices**, v. 31, n. 5, p. 711-716, 1984.

VANT-HULL, L. L.; HILDEBRANDT, A. F. Solar thermal power system based on optical transmission. **Solar Energy**, v. 18, n. 1, p. 31-39, 1976.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2016.