

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

ALEXANDRE FRANZOSI KISHIMOTO

**Análise econômica e de produtividade de sistemas de seguidores
solares aplicados em uma central fotovoltaica em minigeração
distribuída na região de Salto de Pirapora - SP**

São Paulo

2020

ALEXANDRE FRANZOSI KISHIMOTO

**Análise econômica e de produtividade de sistemas de seguidores
solares aplicados em uma central fotovoltaica em minigeração
distribuída na região de Salto de Pirapora - SP**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como forma de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar
Fotovoltaica

Orientador: Professor MSc Álvaro Nakano

São Paulo
2020

Kishimoto, Alexandre F.

Análise econômica e de produtividade de sistemas de seguidores solares aplicados em uma central fotovoltaica em minigeração distribuída na região de Salto de Pirapora – SP / A. F. Kishimoto. – São Paulo, SP, 2020.

90 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Energia solar I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

AGRADECIMENTOS

Ao orientador, Professor MSc Álvaro Nakano, pelo tempo e empenho dedicados para a realização deste trabalho.

Aos professores do curso Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética pelos ensinamentos e dedicação.

Aos colegas do curso pela amizade formada e por toda a parceria desenvolvida nas aulas e realização dos trabalhos.

FICHA DE APROVAÇÃO

Nome: Alexandre Franzosi Kishimoto

Título: Análise econômica e de produtividade de sistemas de seguidores solares aplicados em uma central fotovoltaica em minigeração distribuída na região de Salto de Pirapora - SP

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Aprovado em:

Banca Examinadora:

Prof. Dr: _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr: _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr: _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Previsão de crescimento de instalações globais de seguidores solares	16
Figura 2.1 - Movimento de translação e rotação da Terra	21
Figura 2.2 - Movimento aparente do Sol	22
Figura 2.3 - Ângulos da radiação solar	23
Figura 2.4 - Central fotovoltaica em minigeração distribuída.....	24
Figura 2.5 - Posicionamento de módulos em centrais fotovoltaicas.....	25
Figura 2.6 - Seguidor Solar de um eixo horizontal (Norte-Sul)	26
Figura 2.7 - Seguidor solar de um eixo vertical ou polar	27
Figura 2.8 - Perfis de geração de energia com a utilização de seguidores solares e módulos fixos.....	27
Figura 2.9 - Componentes principais do seguidor de um eixo do tipo multi fileiras.....	29
Figura 2.10 - Estação meteorológica de uma central fotovoltaica com seguidor solar	30
Figura 2.11 - Seguidor solar de dois eixos tipo pedestal	31
Figura 2.12 - Componentes principais do seguidor de dois eixos em pedestal.....	32
Figura 2.13 - Seguidor solar de dois eixos tipo <i>Tilt-Roll</i>	33
Figura 2.14 - Sistema em circuito fechado de um seguidor solar.....	34
Figura 2.15 - Diagrama de seguidor em circuito aberto	34
Figura 2.16 - Diagrama de funcionamento em circuito híbrido	35
Figura 2.17 - Correção de posicionamento de módulos fotovoltaicos por sombreamento ou sob irradiação difusa	36
Figura 2.18 - Representação gráfica de ganho de energia com <i>backtracking</i>	37
Figura 3.1 - Arranjo fotovoltaico definido para as simulações	41
Figura 3.2 – Dimensionamento de tensão do grupo	42
Figura 3.3 – Dimensionamento de potência: Distribuição de saída do inversor	44
Figura 3.4 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com módulos fixos	45
Figura 3.5 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de um eixo	46
Figura 3.6 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de um eixo de <i>backtracking</i> ...	47
Figura 3.7 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de dois eixos durante o solstício de inverno	48
Figura 3.8 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de dois eixos durante o solstício de verão	49
Figura 3.9 - Produção de energia e perdas - Configuração 1	51

Figura 3.10 - Produção de energia e perdas - Configuração 2	52
Figura 3.11 - Produção de energia e perdas - Configuração 3	52
Figura 3.12 - Produção de energia e perdas - Configuração 4	53
Figura 3.13 - Produção de energia e perdas - Comparativo	54
Figura 3.14 – Comparativo entre configurações - <i>Capex</i> e <i>Opex</i>	56
Figura 3.15 - Fluxo de caixa acumulado - Comparativo das configurações	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Irradiação média - Salto de Pirapora - SP	38
Tabela 3.2 – Temperatura média anual – Salto de Pirapora - SP	38
Tabela 3.3 - Características técnicas dos módulos fotovoltaicos	39
Tabela 3.4 - Características técnicas do inversor.....	40
Tabela 3.5 - Resultados de produção anual de energia (MWh/ ano).....	49
Tabela 3.6 - Perdas por temperatura e sombreamento	50
Tabela 3.7 - Estimativas de Investimentos e despesas operacionais [R\$]	55
Tabela 3.8 - Fluxo caixa - Configuração 1.....	57
Tabela 3.9 - Fluxo caixa - Configuração 2.....	58
Tabela 3.10 - Fluxo caixa - Configuração 3.....	59
Tabela 3.11 - Fluxo caixa - Configuração 4.....	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampére
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa tensão
C.A.	Corrente alternada
CAPEX	<i>Capital expenditure</i>
C.C.	Corrente contínua
C.L.P.	Controlador lógico programável
CPFL	Companhia Piratininga de Força e Luz
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
F.V.	Fotovoltaico
G	Giga (10^9)
G _{REF}	Irradiância de referência
GWh/ano	Giga Watts hora por ano
GW _p	Giga Watts pico
G _{SC}	Constante solar
I.A.	Inteligência artificial
I.A.M.	<i>Incidente angle modifier</i>
I _{MPP}	Corrente nominal
I _{SC}	Corrente de curto-circuito
k	kilo (10^3)
m ²	metro quadrado
M	mega (10^6)
MPPT	<i>Maximum power point tracker</i>
MW _p	Mega Watts pico
MT	Média tensão
OPEX	<i>Operational expenditure</i>
P _{MPP}	Potência máxima
R\$	Reais
μ	micro

V	Volt
V _{OC}	Tensão em circuito aberto
V _{MAX}	Tensão máxima
V _{MAX ARRAY}	Tensão máxima absoluta
V _{MIN}	Tensão mínima
V _{MPP}	Tensão nominal
V _{POL}	Valor presente líquido
W/m ²	Watts por metro quadrado
Wh/m ²	Watts hora por metro quadrado

LISTA DE SÍMBOLOS

θ_z	Ângulo zenital
θ_a	Ângulo azimuthal
γ_s	Altura solar
λ	Comprimento de onda

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 OBJETIVO GERAL	17
1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.2 METODOLOGIA	18
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 BASES CONCEITUAIS	19
2.1.1 RADIAÇÃO SOLAR E SEUS EFEITOS	19
2.1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	19
2.1.3 INSTRUMENTOS DE MEDIDAÇÃO	20
2.1.4 GEOMETRIA SOLAR	21
2.2 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS E TIPOS DE SEGUIDORES	23
2.2.1 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS COM MÓDULOS FIXOS	24
2.2.2 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS COM SEGUIDOR DE UM EIXO	25
2.2.3 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS COM SEGUIDOR DE DOIS EIXOS	31
2.2.4 MÉTODOS DE RASTREAMENTO E <i>BACKTRACKING</i>	33
3. ESTUDO DE CASO	38
3.1 DADOS LOCAIS	38
3.2 DEFINIÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA	39
3.2.1 COMPOSIÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA	39
3.3 SIMULAÇÕES	44
3.3.1 CONFIGURAÇÃO 1 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM MÓDULOS FIXOS COM ORIENTAÇÃO NORTE E INCLINAÇÃO DE 10°	45
3.3.2 CONFIGURAÇÃO 2 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM SEGUIDOR DE UM EIXO HORIZONTAL NORTE-SUL E INCLINAÇÃO VARIÁVEL LESTE- OESTE DE -45° A +45°	46

3.3.3 CONFIGURAÇÃO 3 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM SEGUIDOR SOLAR DE UM EIXO HORIZONTAL NORTE-SUL E INCLINAÇÃO VARIÁVEL LESTE-OESTE DE -45° A +45° COM ALGORITMO DE <i>BACKTRACKING</i>	47
3.3.4 CONFIGURAÇÃO 4 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM SEGUIDOR SOLAR DE DOIS EIXOS EM PEDESTAL COM INCLINAÇÃO VARIÁVEL DE 0° A +60° E AZIMUTAL DE -135° a 135°	48
3.4 RESULTADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	49
3.4.1 ENERGIA GERADA.....	49
3.4.2 PERDAS	50
3.4.3 RESULTADOS GLOBAIS DAS SIMULAÇÕES.....	51
3.5 INVESTIMENTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	54
3.4 ANÁLISE ECONÔMICA	57
4. CONCLUSÃO	63
APÊNDICE I – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 1	67
APÊNDICE II – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 2.....	73
APÊNDICE III – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 3	79
APÊNDICE IV – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 4	85

RESUMO

O crescimento da energia solar fotovoltaica apresenta o desafio do aumento de rendimento de energia gerada das centrais e usinas. A aplicação de seguidores solares em centrais fotovoltaicas, também conhecidos como *trackers* ou ainda rastreadores solares, pode proporcionar um incremento de até aproximadamente 30% no pico de produção de energia, fazendo uso da variação automática do posicionamento dos módulos fotovoltaicos em um ângulo de maior incidência solar sobre sua superfície em cada fração de tempo. Mesmo com maiores custos de implantação e manutenção, devido à sua maior complexidade construtiva, a utilização desses sistemas tem demonstrado viabilidade de utilização nos últimos anos em relação à utilização de módulos fixos. Este trabalho tem por objetivo apresentar aspectos da aplicação de seguidores solares de um e dois eixos com avaliação comparativa de sua produtividade de energia gerada e resultados econômicos em uma central em minigeração distribuída de 1 MWp composta por módulos fotovoltaicos de silício policristalino e inversor central no município de Salto de Pirapora no estado de São Paulo. Foi realizada uma análise de dados do local proposto, levantamento de potencial energético e simulações por software PVsyst para quatro as diferentes configurações sendo: módulos fixos, seguidor solar de um eixo, seguidor solar de um eixo com algoritmo de *backtracking* e seguidor solar de dois eixos. Os resultados foram comparados e apresentaram algumas das principais vantagens e desvantagens na utilização de seguidores solares, especialmente de um eixo, para a centrais fotovoltaicas com ganho de produtividade de energia elétrica e atratividade financeira.

Palavras chave: energia solar fotovoltaica, minigeração distribuída, seguidores solares, *trackers*, rastreadores solares, produtividade de energia gerada

ABSTRACT

The growth of solar photovoltaic energy presents the challenge of increasing the yield of energy generated by the plants and plants. The application of solar trackers in photovoltaic plants can provide an increase of up to approximately 30% on peak of energy production, using automatic variation on the positioning of photovoltaic modules in an angle of higher incidence over its surface every fraction of time. Even with higher costs of implementation and maintenance, due to their constructive complexity, the use of these kind of systems has been demonstrated viability of application in recent years compared with use of fixed modules. This work aims to present aspects of the application of solar trackers with one and two axes in a comparative evaluation of the energy productivity generated and economic results in a distributed power plant in a 1 MWp distributed mini-generation composed of polycrystalline silicon photovoltaic modules and central inverter in the municipality Salto de Pirapora in the state of São Paulo. An analysis of data from the proposed site was carried out, survey of energy potential and simulations in PVsyst software of four configurations: fixed modules, one-axis solar tracker, one-axis solar tracker with backtracking algorithm and two-axis solar tracker. The results were compared and presented some of the main advantages and disadvantages in the application of solar trackers, especially with one axis, in the photovoltaic power plants with gains in electricity productivity and financial attractiveness.

Keywords: *solar photovoltaic energy, distributed generation, trackers, energy productivity generated.*

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui um grande potencial solar, apresentando boas médias de irradiação em todo o seu território, sendo que a expectativa da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) é de se alcançar 7 GW de capacidade de geração até o ano 2024. Representando 1,6% de participação na matriz elétrica brasileira (potência instalada), a energia fotovoltaica brasileira, ainda que possa ser considerada modesta, apresenta uma taxa projetada de crescimento superior a todas as outras fontes renováveis e fósseis, sob um panorama de um potencial técnico estimado em torno de 28.500GW (ABSOLAR, 2020).

Tornando-se cada vez mais competitiva a fonte solar passou a participar dos leilões brasileiros de energia em 2014 e tem apresentado queda significativa de preços nessa modalidade. Iniciando com um valor médio de R\$ 215,12/MWh no primeiro leilão dessa fonte, e chegando a R\$ 67,48/MWh em 2019, representando aproximadamente 69% de redução nesse período (ANEEL/2020).

As Resoluções Normativas 482 de 2012 e 687 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com incentivo às energias renováveis e à geração distribuída através do mecanismo de compensação de energia elétrica, promoveu um crescimento ao setor. No entanto, as centrais fotovoltaicas ainda necessitam de grandes áreas para sua instalação devido, dentre outros fatores, ao limite de eficiência dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, e à perda de rendimento dos painéis fixos em função de ângulos desfavoráveis de incidência solar no decorrer do dia.

Diante deste panorama desafiador, os agentes da cadeia produtiva de energia fotovoltaica vêm buscando alternativas para viabilizar a expansão do setor concomitantemente ao atendimento as exigências técnicas e econômicas do mercado.

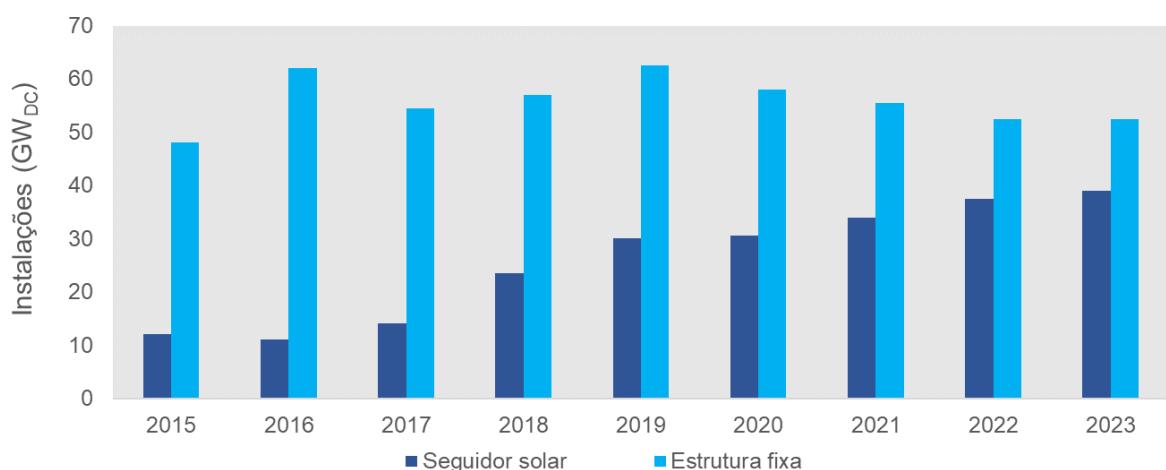
Cada vez mais comum em outros países, os sistemas de módulos móveis, conhecidos como seguidores solares ou *trackers*, tem por fundamento a variação da posição dos painéis fotovoltaicos com o objetivo de obter um maior aproveitamento da irradiação solar em função do ângulo de inclinação solar mais próximo ao ideal em cada fração do dia. Além do aumento da produtividade de energia gerada, esse tipo de solução permite uma produção mais linear com bons índices de geração já nas primeiras horas de sol da manhã, mantendo-se praticamente constante até o pôr do sol.

A Absortividade¹ da superfície formada por painéis fotovoltaicos é máxima quando seu plano estiver perpendicular à direção do sol maximizando a geração de energia. Acompanhando o percurso do sol no decorrer do dia, os seguidores solares variam constantemente a inclinação dos módulos para maximizar sua eficiência. O rastreamento solar do sistema pode ser realizado com a utilização de sensores, algoritmos astronômicos ou ainda a combinação de ambos. Sistemas de sensores podem perder a precisão em dias nublados ou quando encobertos por sombras, enquanto os algoritmos podem chegar a uma precisão próxima a 0,2°, sendo bastante comuns no mercado atual e oferecendo uma precisão de rastreamento de +/-2°.

Os seguidores são construídos com um ou dois eixos. Na maioria das aplicações de um eixo, através da utilização de motores, pistões, engrenagens, dentre outras soluções, os módulos variam a sua inclinação acompanhando a trajetória aparente do sol da manhã a leste até o pôr do sol a oeste (eixo tipo vertical). Já para seguidores com dois eixos, além da movimentação durante o dia, o segundo eixo realiza a movimentação sazonal, acompanhando a altura solar conforme a época do ano (eixo tipo horizontal).

Com crescimento mundial registrado de 62% até o ano de 2019, as instalações de seguidores solares apresentam uma taxa estimada de crescimento anual de 11% até 2024 (*WOOD MACKENZIE POWER & RENEWABLES*, 2019), conforme mostrado na Figura 1.1.

Figura 1.1 - Previsão de crescimento de instalações globais de seguidores solares



Fonte: *Nextracker/Wood Mackenzie Power & Renewables* (2019). Traduzido pelo autor.

¹ Absortividade: fração de energia radiante que é absorvida pela superfície

Este trabalho tem por diretriz avaliar a aplicação de sistemas de seguidores com rastreamento calculado por algoritmos em CLP industrial e algoritmo com *backtracking* e precisão de +/-2° em uma central fotovoltaica fictícia de 1 MWp composta por módulos fotovoltaicos de silício policristalino e inversor central, avaliando os seus desempenhos de geração de energia elétrica e econômico, abrangendo os tipos de um eixo vertical e de dois eixos e comparando-os ao de painéis fixos.

O capítulo 2 é iniciado com uma revisão bibliográfica e apresentação conceitual sobre centrais fotovoltaicas incluindo a utilização de módulos fixos e seguidores solares.

No capítulo 3 é apresentado o estudo de caso com levantamento de dados climatológicos do local seguido por estudos de *layout* e modelagem da central fotovoltaica. São descritos os resultados obtidos nas simulações efetuadas em software *PVsyst* com os resultados de geração de energia elétrica e estimativas de valor de investimentos e despesas de manutenção para cada uma das configurações analisadas. Finalizando o capítulo é apresentado o estudo estimativo do resultado financeiro das diferentes soluções com base em *payback* descontado para um período de 25 anos.

O trabalho é concluído no capítulo 4 com uma análise global dos principais dos resultados obtidos e possíveis aplicações.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é comparar os resultados de desempenho de seguidores solares de um e dois eixos com posicionamento calculado por algoritmos em CLP industrial e algoritmo com *backtracking*, aplicados em uma central fotovoltaica fictícia de 1 MWp composta por módulos fotovoltaicos de silício policristalino e inversor central em minigeração distribuída instalada no município de Salto de Pirapora no estado de São Paulo, demonstrando o ganho de produtividade na geração de energia e estimando a vantagem econômica em comparação a um sistema de potência equivalente composto por módulos fixos.

1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Elaboração de estudo preliminar da central fotovoltaica em geração distribuída.

Estudo da Resolução Normativa 482/12 e 687/15 da ANEEL, resoluções complementares e norma técnica específica da concessionária CPFL.

Pesquisa de fornecedores e fabricantes.

Levantamento das variáveis climatológicas e solares locais.

Dimensionamento básico da central fotovoltaica com e sem o seguidor solar.

Simulação de produtividade energética para módulos fixos, seguidores de um eixo e de dois eixos em software PVsyst versão 7.0. Além dos principais fatores de perdas que influenciam na produção de energia elétrica.

Análise comparativa da produção de energia elétrica para as diferentes configurações.

Estimativa de custos para instalação e manutenção.

Análise econômica comparativa com base em *payback* descontado.

Considerações finais.

1.2 METODOLOGIA

Estudo das resoluções técnicas e normas brasileiras:

1. ANEEL Resolução Normativa 482/2012
2. ANEEL Resolução Normativa 687/2015
3. CPFL - GED-15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Pesquisa do potencial solar da região via CRESESB e dados climatológicos via *Wind Atlas, Climate-Data* e Inmet.

Simulação em software PVsyst para central fotovoltaica com módulos fixos e com seguidores de um e dois eixos com definição de módulos fotovoltaicos, inversores e layout da central.

Pesquisa de fornecedores de sistemas e análise de sistemas utilizados para a movimentação dos módulos.

Análise de produção de energia elétrica e econômica com base no *payback* descontado, com uso de planilhas em MS-Excel.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 BASES CONCEITUAIS

O Sol fornece anualmente cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia para a atmosfera terrestre, valor correspondente a 10.000 vezes o consumo anual de energia mundial (CRESES, 2008). As medições realizadas da radiação solar por diversos instrumentos resultaram em um valor da constante solar $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$ com erro estimado de 1% (DUFFIE e BECKMAN, 1991). A intensidade da radiação solar varia de acordo com os movimentos de rotação e translação da Terra.

2.1.1 RADIAÇÃO SOLAR E SEUS EFEITOS

A energia gerada pelo Sol é transmitida na forma de radiação eletromagnética. Grande parte dessa energia é emitida como luz visível, correspondendo a 43% do total emitido, 49% no espectro infravermelho e 7% no ultravioleta, restando menos de 1% em raio X (GRIMM, 1999). Essa radiação incide sobre a superfície terrestre em forma de ondas com comprimento de aproximadamente $0,3\mu\text{m}$ e $3,0\mu\text{m}$ (DUFFIE e BECKMAN, 1991) e divide-se em duas frações principais: radiação direta e difusa. A radiação direta é a fração dos raios que incide diretamente na superfície terrestre sem sofrer alteração de sua direção original. Já a radiação difusa corresponde à fração que é espalhada pela atmosfera terrestre por nuvens, poeira e outras partículas presentes. A soma dessas duas frações é conhecida por radiação global.

Na absorção dessa radiação incidente em determinados materiais há transformação em energia cinética com transmissão de calor ou energia térmica. Em módulos fotovoltaicos essas ondas eletromagnéticas são transformadas em energia elétrica no chamado efeito fotovoltaico.

Diversos fatores influem nos níveis de radiação solar como posição no globo terrestre, hora do dia, período do ano, altitude, condições climáticas e atmosféricas. As regiões mais próximas à linha do equador possuem índices mais elevados de radiação solar.

Irradiância é a energia incidente em uma determinada área, usualmente expressa em W/m^2 ou W/dia . Irradiação é a irradiância em um determinado período expressa em Wh/m^2 .

2.1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos são constituídos de materiais semicondutores, sendo os mais comuns de silício monocristalino ou policristalino.

A célula de silício monocristalino é fabricada pela extração do cristal de dióxido de silício, atingindo grau de pureza de 98 e 99%, sendo assim considerado razoavelmente eficiente energeticamente e em custo de produção.

Com menor custo que as células monocristalinas, as células de silício policristalinas são produzidas em processo com controle menos rigoroso. No entanto tem eficiência ligeiramente inferior.

Os módulos fotovoltaicos possuem, normalmente, uma potência entre 50W e 380W e são conectados em série e/ ou em paralelo para produção de energia em maior escala. Para centrais fotovoltaicas são necessários milhares de módulos para atingir uma potência de 1MW, alvo deste trabalho.

Uma das características dos módulos, responsável por perdas de potência, é o coeficiente térmico do módulo que determina seu desempenho em relação à temperatura de operação. O aumento da temperatura das células fotovoltaicas influencia na potência gerada pelo módulo, causada pela diminuição de tensão de operação. Para cálculos e simulações de produção de energia é recomendado utilizar a média máxima da temperatura anual do local a fim de estimar este tipo de perda.

O sombreamento dos módulos é outro fator importante de perda de potência, pela redução da corrente gerada. Um sombreamento parcial em um dos módulos causa perda de produção de energia elétrica em todos os módulos conectados a este em série. Além da redução de potência gerada, o sombreamento parcial do módulo pode eventualmente causar danos às células pelo fenômeno conhecido como “ponto quente” (*Hot Spot*), onde a potência gerada acaba se dissipando pelo módulo podendo causar ruptura no vidro ou fusão em componentes do módulo.

2.1.3 INSTRUMENTOS DE MEDAÇÃO

O piranômetro é o instrumento para medição de irradiação, existindo dois tipos principais: o termoelétrico composto por uma cúpula de vidro ou material transparente e sensores alternados brancos e pretos, sendo que os pretos possuem absorvividade bastante elevada e os brancos emissividade² bastante elevada. A partir da diferença de temperatura dessas duas superfícies é possível determinar a radiação global. O outro modelo (fotovoltaico)

² "Emissividade da superfície de um material é sua eficácia na emissão de energia como radiação térmica." (Connor, 2019)

tem em sua composição uma pequena célula fotovoltaica, sendo um instrumento de menor custo, porém com menor precisão.

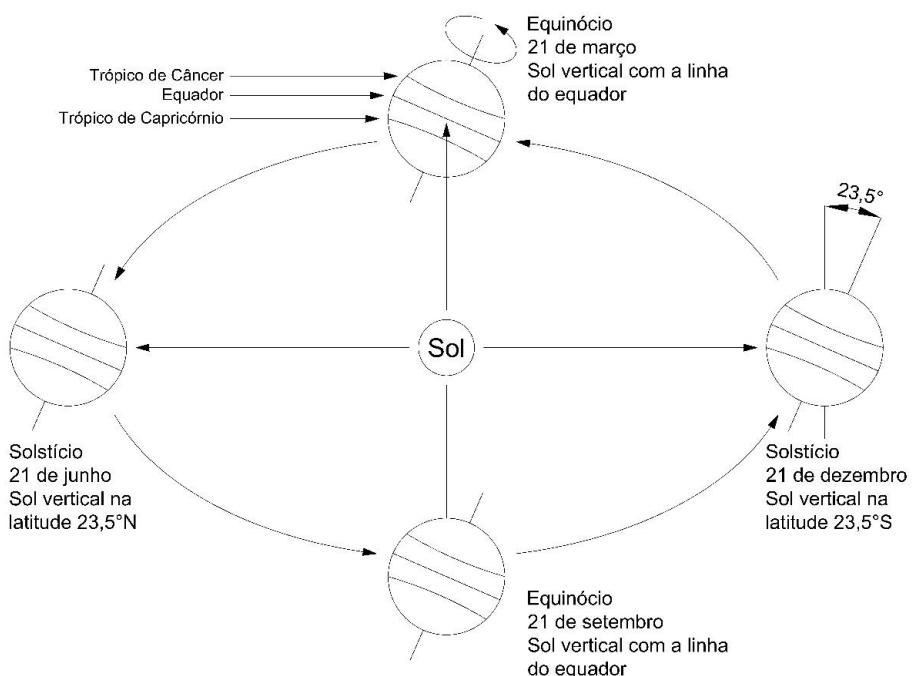
Outro instrumento para medição de irradiação solar é o pireliômetro, utilizado para medição de irradiação direta e composto por um sensor termoelétrico que bloqueia a radiação difusa.

Esses instrumentos são utilizados para levantamento e estudos de irradiação solar de determinada região para cálculos de produção de energia em períodos específicos. Podem ainda compor o sistema dos seguidores solares como forma de reconhecer a posição do Sol, presença de nuvens (radiação difusa) e enviar informações a unidade de processamento e comando dos atuadores auxiliando na movimentação e no melhor posicionamento dos módulos fotovoltaicos.

2.1.4 GEOMETRIA SOLAR

A Terra realiza dois tipos de movimento: a órbita da Terra em relação ao Sol, chamado de translação, tendo a forma de uma elipse e duração aproximada de 365 dias, e o de rotação sobre o próprio eixo com duração de 24 horas que define o dia. O eixo de rotação e o eixo de translação formam um ângulo inclinado de 23,5°. Estas condições estão mostradas na Figura 2.1.

Figura 2.1 - Movimento de translação e rotação da Terra

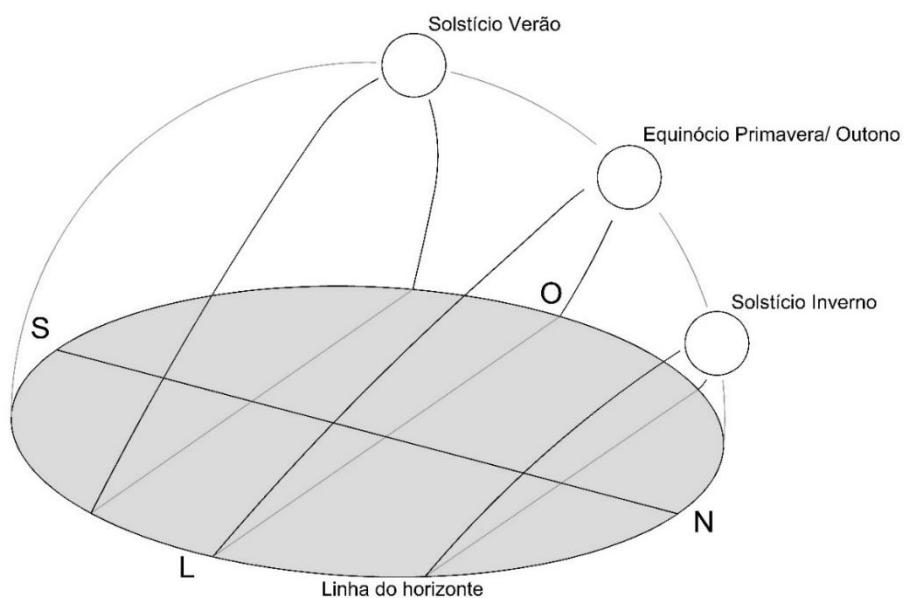


Fonte: GRIMM (1999). Adaptado pelo autor.

Pode ser observado na Figura 2.1 que, nos equinócios, o Sol alinha-se com o equador período em que dia e noite têm a mesma duração de tempo, enquanto nos solstícios esse alinhamento se dá em relação aos trópicos de câncer ou capricórnio. No solstício de verão, o hemisfério sul apresenta dias mais longos, enquanto no solstício de inverno, mais curtos. No hemisfério norte ocorre o inverso.

Esses movimentos criam um movimento aparente e definem a altura do Sol como apresentado na Figura 2.2.

Figura 2.2 - Movimento aparente do Sol



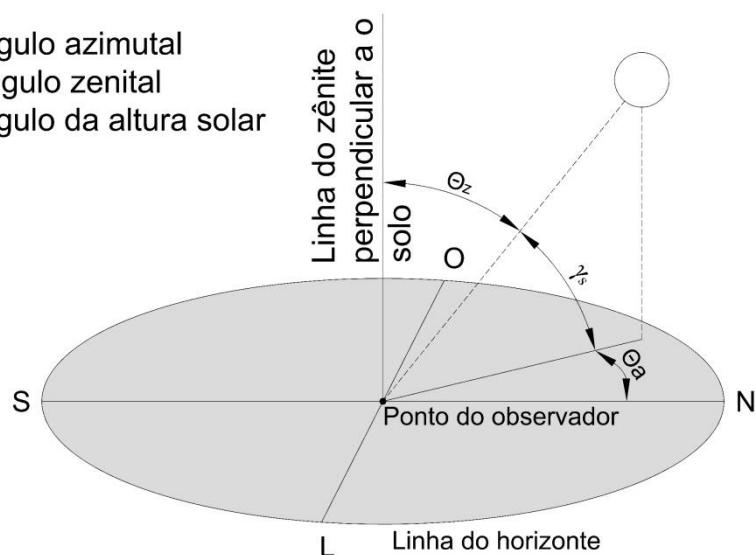
Fonte: VILLALVA (2017). Adaptado pelo autor.

A Figura 2.2 mostra que a inclinação do eixo de rotação da terra em relação à órbita do Sol faz com que o movimento aparente do Sol seja diferente a cada época do ano com diferentes alturas e trajetórias.

A posição do Sol é determinada pelos ângulos zenital, azimuthal e altura solar em relação ao observador como apresentado na Figura 2.3. Com base principalmente nesses ângulos é possível calcular a posição relativa do Sol, horária e a cada dia do ano.

Figura 2.3 - Ângulos da radiação solar

Θ_a – ângulo azimutal
 Θ_z – ângulo zenital
 γ_s – ângulo da altura solar



Fonte: VILLALVA (2017). Adaptado pelo autor.

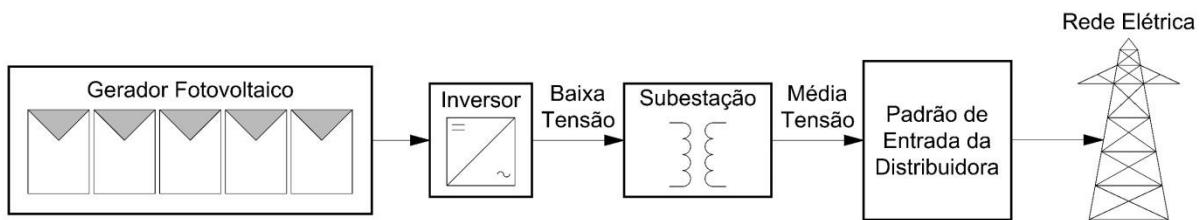
Analizando a Figura 2.3, é possível dizer que os ângulos formados pela posição do Sol em relação ao zênite e ao eixo Norte-Sul, no ponto do observador, são chamados de ângulo zenital (θ_z) e ângulo azimutal (θ_a), respectivamente. A altura solar (γ_s) é definida em função da altura do Sol em relação à linha do horizonte do observador. Esses são os principais ângulos para os posicionamentos ideais para maximização da incidência dos raios solares.

Nos seguidores solares estas grandezas são calculadas por algoritmos astronômicos e também podem ser obtidas por meio dos instrumentos de medição como os descritos na seção 2.1, são processadas por uma unidade de supervisão e controle que comandam o sistema eletromecânico, fazendo com que os atuadores ajustem o melhor posicionamento dos módulos fotovoltaicos.

2.2 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS E TIPOS DE SEGUIDORES

A produção de energia fotovoltaica em maior escala, no caso de minigeração distribuída, é realizada por meio de centrais fotovoltaicas com conexão à rede, geralmente, em média tensão. A Figura 2.4 apresenta um diagrama simplificado desse sistema.

Figura 2.4 - Central fotovoltaica em minigeração distribuída



Fonte: CRESESB (2014). Adaptado pelo autor.

Observa-se na Figura 2.4, que a energia elétrica produzida pelo gerador fotovoltaico (conjunto de módulos) em corrente contínua é convertida em corrente alternada pelo inversor. Um transformador, localizado na subestação, eleva a tensão recebida do inversor a um valor compatível com a tensão da rede da concessionária local de energia elétrica, que no caso deste trabalho, é na faixa de média tensão (13.8kV). O padrão de entrada é constituído do sistema de proteção, medição e conexão à rede. Os critérios técnicos para essa conexão são regulados pela ANEEL.

Para enquadrar-se como minigeração distribuída, com base nas diretrizes da Resolução Normativa da ANEEL REN 687/2015, a central geradora fotovoltaica deve apresentar uma potência instalada entre 75kW e 5MW.

A utilização de módulos fixos, mesmo com ângulos otimizados, apresenta limitação de rendimento por conta da variação do ângulo de incidência dos raios solares, conforme descrito no capítulo 2.1.4. A solução mais usual para reduzir os efeitos dessa limitação é baseada na aplicação de seguidores solares de um ou dois eixos.

2.2.1 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS COM MÓDULOS FIXOS

Nessas centrais os módulos fotovoltaicos são instalados sobre estruturas fixas. Diferente da maioria das instalações residenciais onde normalmente se aproveita a inclinação da cobertura, os ângulos de inclinação e de direção devem ser ajustados para oferecer um maior rendimento, conforme mostrado na Figura 2.5.

Figura 2.5 - Posicionamento de módulos em centrais fotovoltaicas



Fonte: VILLALVA M.G. (2019).

Segundo VILLALVA (2019), na cidade de São Paulo a inclinação ideal dos módulos é de aproximadamente 25° , podendo variar conforme a localidade ou outras condições técnicas. Essa inclinação tem por finalidade ajustar a superfície (plano) dos módulos fotovoltaicos em função de um valor médio anual da altura solar do local.

A inclinação dos módulos fotovoltaicos também pode ser definida em função do perfil de consumo de energia elétrica: para um perfil de consumo maior na época de verão, como por exemplo, as edificações de escritórios devido aos sistemas de ar condicionado, pode-se dispor o gerador fotovoltaico com uma menor inclinação.

O espaçamento entre as fileiras de módulos deve ser calculado a fim de se evitar ou minimizar o período de formação de sombras para maior produção de energia.

No hemisfério Sul os módulos são preferencialmente posicionados para a direção norte geográfico para maior incidência de raios solares devido à posição relativa do Sol.

2.2.2 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS COM SEGUIDOR DE UM EIXO

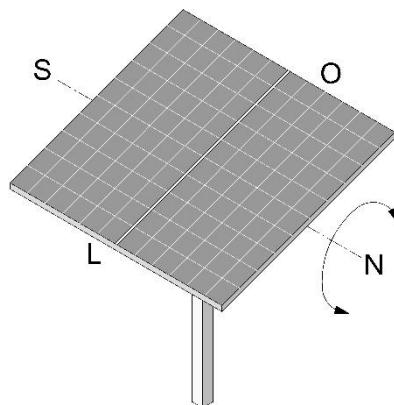
Os sistemas de seguidores solares utilizam estruturas móveis para variação constante da inclinação ou da orientação dos módulos.

Existem três tipos principais de seguidores de um eixo: com eixo horizontal (Norte-Sul ou Leste-Oeste), eixo inclinado (Norte-Sul ou Leste-Oeste) e eixo vertical ou polar.

Na maioria das aplicações com eixo único, é adotado um sistema de seguidor com eixo Norte-Sul, que varia a orientação dos módulos (Ângulo de Azimute) acompanhando o movimento aparente do Sol no decorrer do dia, resultando no aumento de rendimento da central.

Na Figura 2.6 é demonstrado o posicionamento do eixo de rotação do seguidor de um eixo Norte-Sul horizontal.

Figura 2.6 - Seguidor Solar de um eixo horizontal (Norte-Sul)



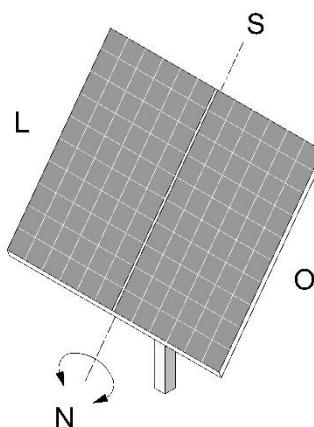
Fonte: Elaborado pelo autor.

As inclinações típicas atualmente utilizadas em seguidores com eixos horizontais são de +/- 45° ou +/- 60°.

O eixo de rotação horizontal Norte-Sul com movimentação Leste-Oeste é usualmente utilizado em centrais e usinas fotovoltaicas situadas em locais de baixa e média latitude (próximas à linha do equador).

Já os seguidores de eixo vertical ou polar são instalados com inclinação fixa em relação à superfície terrestre, mais adequados para regiões de altas latitudes onde o ângulo da altura solar é menor como apresentado na Figura 2.7.

Figura 2.7 - Seguidor solar de um eixo vertical ou polar

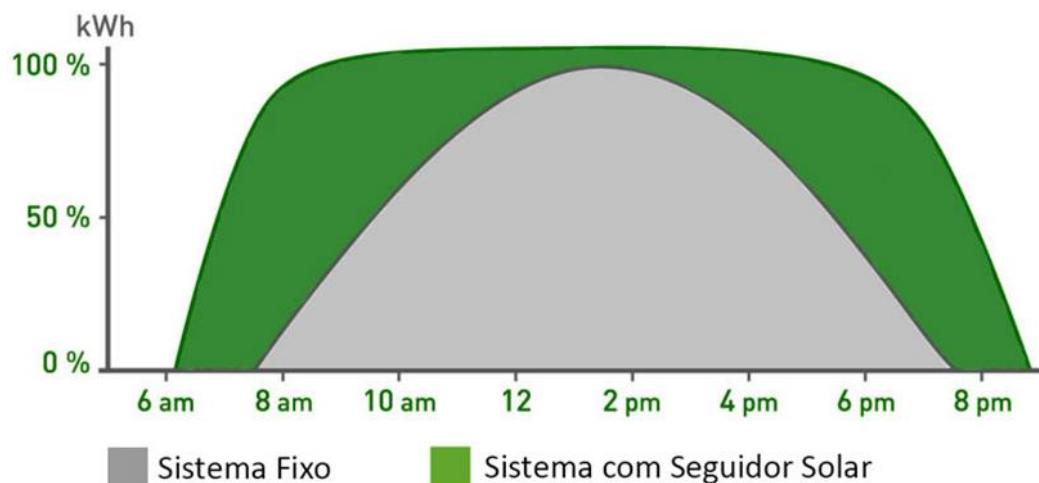


Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesse tipo de instalação a movimentação dos módulos também é realizada no sentido Leste-Oeste.

Segundo PASSOS (2016), o ganho na geração de energia gerada por uma central fotovoltaica com seguidor solar em relação ao sistema equivalente com módulos fixos, pode chegar a 30% como pode ser observado na Figura 2.8.

Figura 2.8 - Perfis de geração de energia com a utilização de seguidores solares e módulos fixos



Fonte: PASSOS/ VALDOREIX GREENPOWER (2016)

Pode-se comparar, pela Figura 2.8, a produção de energia gerada para os dois casos. A área resultante relativa à central fotovoltaica com seguidor solar (cor verde) é superior à área central (cor cinza) se esta fosse constituída por módulos fixos. Observa-se ainda que as

centrais com seguidores atingem o pico de geração já nas primeiras horas de sol mantendo-se praticamente constante até o final do dia.

Os sistemas construtivos dos seguidores solares geralmente incluem os seguintes elementos e componentes:

1. Subsistema de acionamento de transmissão mecânica: Atuadores lineares, engrenagens, acionamentos lineares, acionamentos giratórios e acionamentos planetários fazem parte do sistema de posicionamento para mover os módulos;

2. Motores: motores elétricos de corrente contínua (C.C.) ou alternada (C.A.) acionamentos as partes mecânicas por meio de controle de corrente, frequência ou velocidade. No caso de motores de corrente contínua, estes podem ser alimentados diretamente pelos módulos solares dispensando o uso de energia da rede e minimizando o consumo e perdas de transformação;

3. Bateria: o sistema de bateria de backup armazena energia para inicialização do sistema (CLP ou sistema de controle) e procedimentos de segurança (noturno, ventos, intempéries etc.);

4. Sensores de posicionamento, movimentação e ambiente: codificadores de eixo linear ou rotacional, inclinômetros, acelerômetros, fotodiodos, fotocélulas, piranômetros para monitorar a posição e movimentação dos módulos, irradiação direta e global. Alguns sistemas ainda utilizam sensores e medidores adicionais para controle de geração diretamente dos módulos (corrente contínua) e irradiação solar para ajuste fino do posicionamento.

5. Algoritmo: geralmente os ângulos de posicionamento do Sol, como azimute, zenital e altura são calculados por meio de algoritmos astronômicos em CLP industrial;

6. Unidade de controle: são utilizados CLP para os modos de operação, controles de posicionamento a partir do algoritmo de posição solar ou dados dos sensores.

7. Estação meteorológica: uma pequena estação meteorológica é utilizada para controle de ventos, irradiação difusa e podendo acionar o procedimento de emergência ou estratégias de reposicionamento dos módulos para maior rendimento. Os Sistemas de motores elétricos ou pistões hidráulicos realizam a movimentação de eixos seguindo o movimento do sol.

A Figura 2.9 apresenta os principais componentes de um seguidor solar de um eixo do tipo multi-fileiras.

Figura 2.9 - Componentes principais do seguidor de um eixo do tipo multi fileiras



Fonte: Paru (2015), traduzido pelo autor.

Na Figura 2.9 observam-se os componentes do sistema onde o controlador recebe as informações do sensor, compara com os dados calculados pelo algoritmo e envia as informações para o atuador realizar o melhor posicionamento dos módulos. No sistema do tipo multi-fileiras um controlador atua no movimento de até 6 fileiras através dos eixos adicionais perpendiculares aos eixos de rotação.

A Figura 2.10 apresenta uma estação meteorológica de um seguidor solar que pode ser aplicada em centrais ou usinas fotovoltaicas.

Figura 2.10 - Estação meteorológica de uma central fotovoltaica com seguidor solar



Fonte: KINTECH ENGINEERING (2017).

As estações meteorológicas como a da Figura 2.10, podem ser equipadas com piranômetros, pireliômetro além de outros instrumentos sendo capazes de medir radiação difusa, temperatura, velocidade e direção do vento para medição de performance e ativação de procedimentos de segurança contra intempéries. Podem ser conectadas à rede de energia local, alimentadas por módulos fotovoltaicos contando ainda com sistema de baterias de backup.

O layout da central segue o conceito de centrais de módulos fixos dispostos em diversas fileiras de forma que o eixo da fileira realize a variação de inclinação dos módulos. Sistemas de fileiras simples utilizam um ou mais motores para movimentação dos módulos sendo mais adequados para terrenos de maior declive ou topografia irregular.

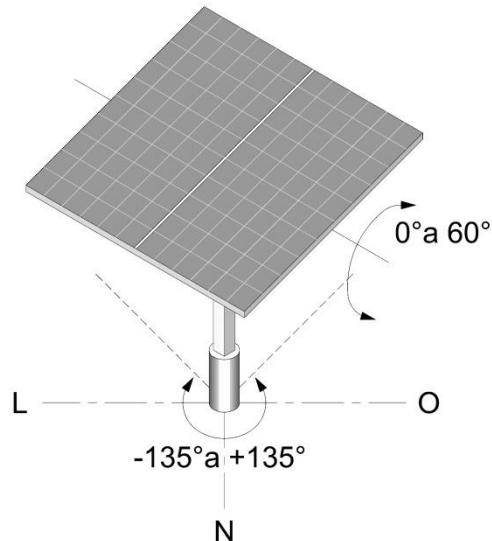
Os sistemas multi-fileiras utilizam um motor e eixos adicionais para movimentação de mais de uma fileira simultaneamente minimizando o consumo do sistema. Podem ser utilizados menos de quatro motores de 250W por MWp (*NEXTRACKER*, 2018), porém com limitação de aplicação em terrenos de maior declividade sendo mais adequados para locais relativamente planos.

Por necessitar de estruturas mais complexas, os seguidores têm maior custo de implantação e manutenção. No entanto, novos métodos de instalação e movimentação dos módulos têm reduzido significativamente esses custos.

2.2.3 CENTRAIS FOTOVOLTAICAS COM SEGUIDOR DE DOIS EIXOS

Além do movimento diário, Leste-Oeste, os seguidores solares de dois eixos também realizam a movimentação sazonal dos módulos fotovoltaicos conforme a época do ano, variando sua inclinação em função da altura do Sol. Esse posicionamento é obtido com a combinação dos ângulos dos dois eixos do seguidor, aumentando ainda mais a área de incidência dos raios solares no decorrer do ano, conforme mostrado na Figura 2.11.

Figura 2.11 - Seguidor solar de dois eixos tipo pedestal



Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste modelo de seguidor o eixo vertical realiza a movimentação acompanhando o ângulo azimutal, geralmente na faixa de -135° a $+135^\circ$. O eixo horizontal complementa o posicionamento, inclinando os módulos de 0° a 60° .

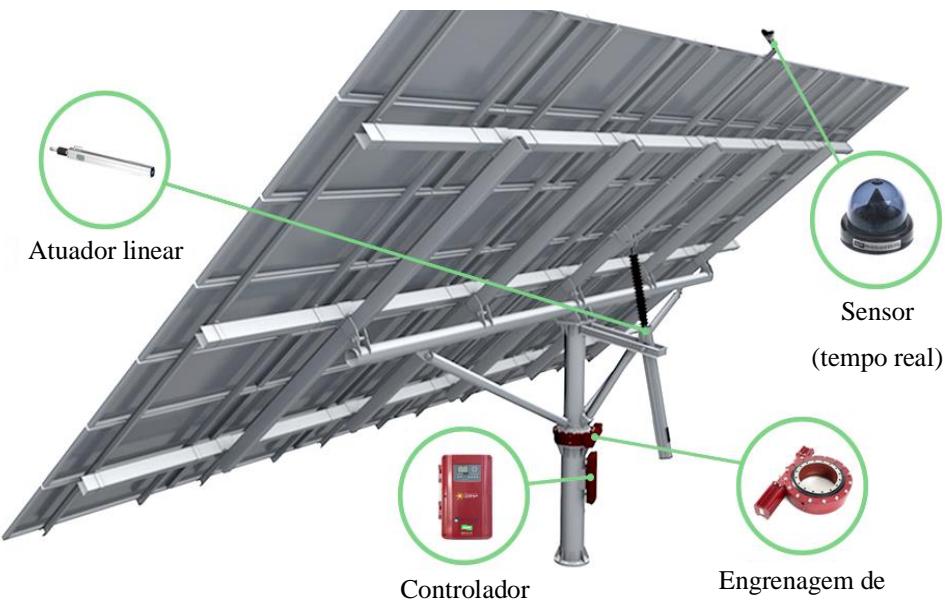
Devido a maior complexidade de sua estrutura e componentes, o investimento, que chega a ser 100% maior que em estruturas fixas, e apesar do ganho máximo de 40% na geração de energia elétrica (PETERSEN, 2020), não tem sido economicamente viável a adoção desse tipo de aplicação em boa parte das situações.

Os seguidores de dois eixos, por utilizarem maior quantidade de módulos na vertical, necessitam ainda de área significantemente maior para esta movimentação além da minimização de sombreamento entre os módulos.

Os componentes dos sistemas construtivos dos seguidores de dois eixos são bastante similares aos seguidores de um eixo possuindo basicamente os mesmos tipos de elementos. Por possuir um eixo a mais de movimentação, as partes móveis, estrutura e algoritmo são mais complexos.

Na Figura 2.12 são apresentados os componentes principais de um seguidor de dois eixos em pedestal.

Figura 2.12 - Componentes principais do seguidor de dois eixos em pedestal

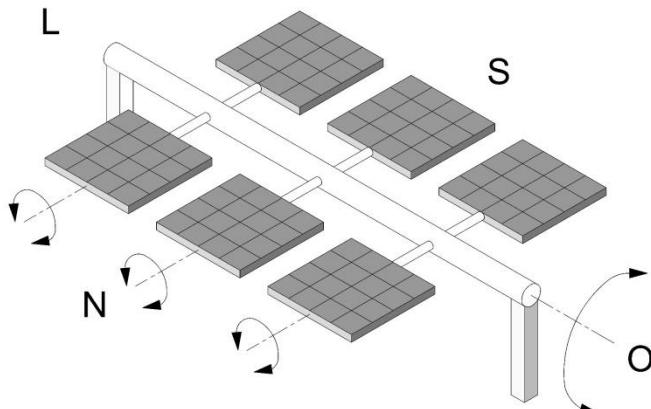


Fonte: Paru (2015), traduzido pelo autor.

Pode ser observado na Figura 2.12 que a engrenagem de rotação realiza o movimento azimutal, complementado pelo ajuste da inclinação realizado pelo atuador linear. O sensor fornece os dados medidos de radiação solar continuamente para o controlador resultando em uma maior precisão no posicionamento.

A Figura 2.13 mostra o sistema de dois eixos do tipo conhecido como *Tilt-Roll* que utiliza um eixo para acompanhamento do movimento azimutal e outro eixo para o da altura solar.

Figura 2.13 - Seguidor solar de dois eixos tipo *Tilt-Roll*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Esta Solução apresenta maior quantidade de peças e eixos móveis tornando a solução pouco adotada em aplicações atuais.

Na elaboração deste trabalho não foram encontradas soluções comerciais deste tipo de configuração de seguidor solar sendo considerado, para seguidores de dois eixos, somente o tipo pedestal.

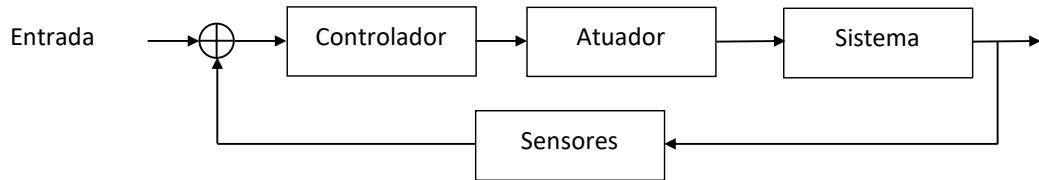
2.2.4 MÉTODOS DE RASTREAMENTO E BACKTRACKING

A precisão do algoritmo é fundamental para o bom rendimento da central fotovoltaica. O sistema deve seguir continuamente o posicionamento solar para o correto posicionamento dos módulos. Parte dessa precisão de movimento também está relacionada ao emprego correto dos sistemas de engrenagens e transmissões visto que o Sol se movimenta cerca de 15° por hora. No entanto é importante ressaltar que uma maior complexidade do algoritmo exige um PLC de maior custo e pode acabar não resultando em um posicionamento de mesma precisão devido às limitações mecânicas do sistema.

Os seguidores solares podem trabalhar em malha ou circuito fechado, aberto, ou combinação de ambos (híbrido).

Em circuitos fechados o posicionamento é realizado diretamente pela informação de um ou mais sensores como apresentado no diagrama da Figura 2.14.

Figura 2.14 - Sistema em circuito fechado de um seguidor solar

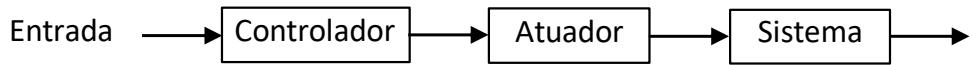


Fonte: Nascimento (2015).

Os sensores de circuito fechado podem ser do tipo fotodiodos, fototransistores ou LDR (resistor dependente de luz), dentre outros. O controlador recebe constantemente os dados dos sensores e envia o sinal de movimentação/ posicionamento contínuo para o sistema que realiza a variação da inclinação dos módulos.

A Figura 2.15 apresenta o diagrama simplificado de um circuito aberto que pode ser aplicado a seguidores solares.

Figura 2.15 - Diagrama de seguidor em circuito aberto

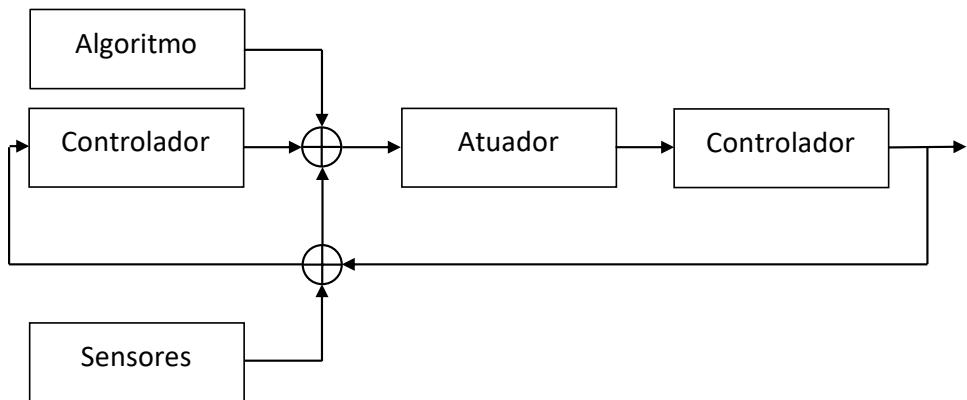


Fonte: Nascimento (2015).

Nos seguidores solares em circuito aberto, o sistema realiza o posicionamento dos módulos diretamente pelas informações calculadas pelo algoritmo. Neste tipo de sistema não há realimentação por sensores para a definição do ângulo de inclinação.

Em sistemas híbridos o posicionamento é definido através da comparação das informações de sensores e algoritmo, como apresentado na Figura 2.16.

Figura 2.16 - Diagrama de funcionamento em circuito híbrido



Fonte: Prinsloo (2015). Adaptado pelo autor

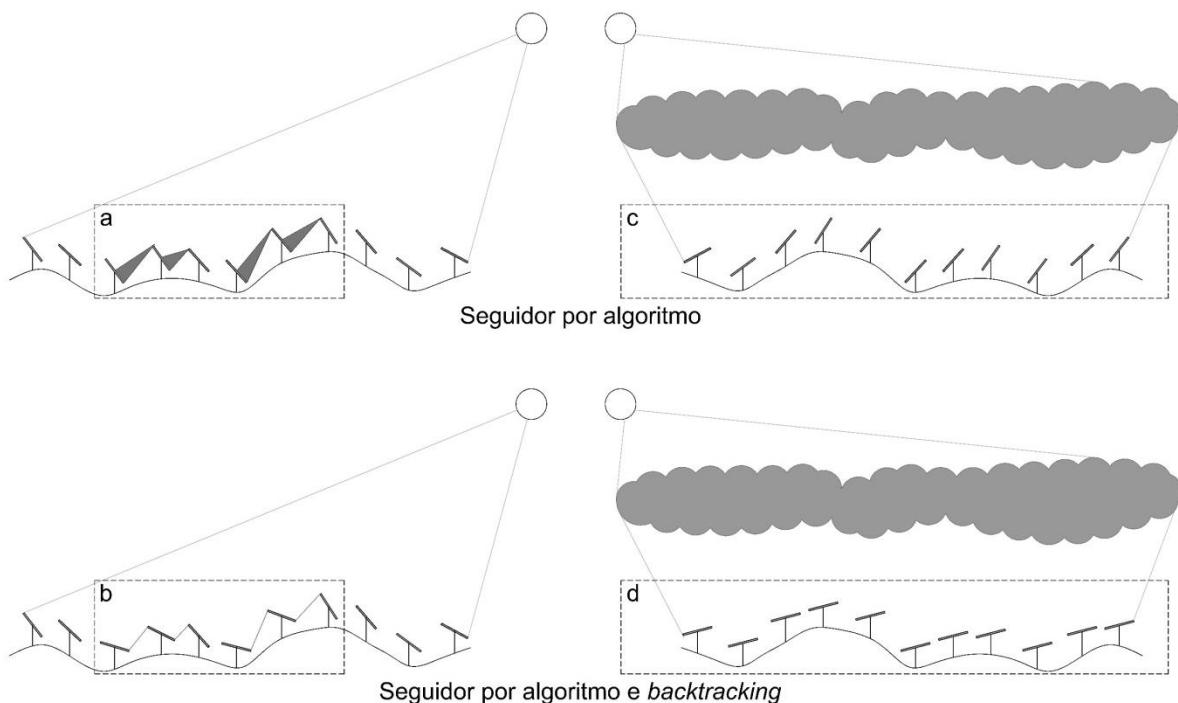
Sensores de radiação podem ser utilizados para auxiliar no posicionamento dos módulos realizando um ajuste fino

Algoritmos aperfeiçoados e com *backtracking*³ têm sido utilizados para melhorar a performance das centrais, uma vez que sistemas orientados exclusivamente por sensores tendem a perder o posicionamento em situações de radiação difusa (dias nublados) ou sombreamento. Já em sistemas que se utilizam somente de algoritmos astronômicos, pode haver perda de produtividade por sombreamento entre fileiras, especialmente em horários onde o Sol encontra-se mais próximo da linha do horizonte. Algoritmos desenvolvidos mais recentemente realizam o reposicionamento da inclinação das fileiras sujeitas a esse tipo de situação, ou ainda informações de sensores para o ajuste fino do posicionamento.

A Figura 2.17 representa de maneira ilustrativa como o *backtracking* pode atuar no posicionamento dos módulos.

³ Backtracking pode ser definido como um incremento do algoritmo para solução de determinado problema. Na aplicação do algoritmo de seguidores solares, o backtracking compara os dados calculados de posicionamento pelo dia e hora à informação de sensores do sistema, definindo a melhor inclinação dos módulos para maior produção de energia.

Figura 2.17 - Correção de posicionamento de módulos fotovoltaicos por sombreamento ou sob irradiação difusa

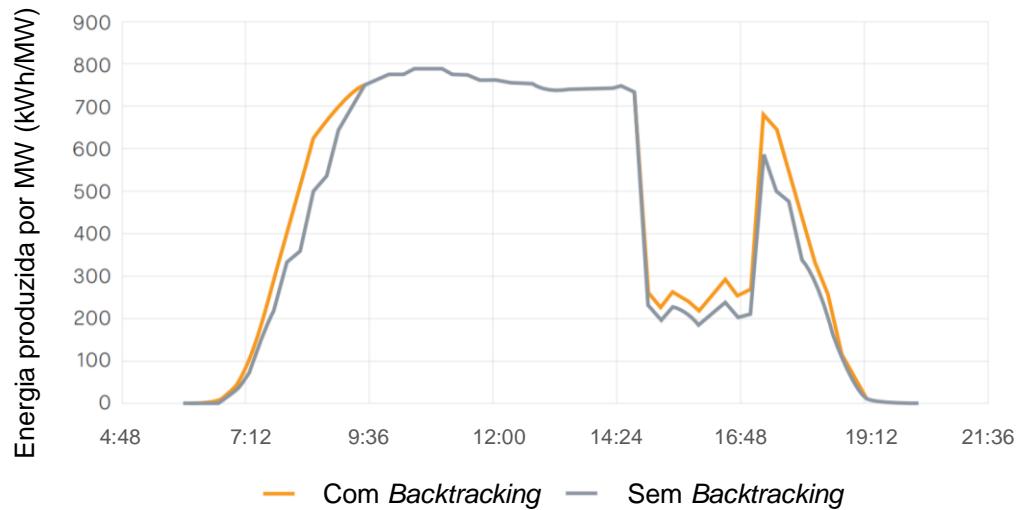


Fonte: *NexTracker* (2019). Adaptado pelo autor.

Pode-se observar, na Figura 2.17, o reposicionamento dos módulos fotovoltaicos pelo *backtracking* em situações de sombreamento: a situação “a” apresenta sombreamento entre fileiras sem o uso do backtracking e a situação “b” a inclinação dos módulos ajustada pelo sistema com backtracking. Em situações de radiação difusa pode haver maior produção de energia com o posicionamento dos módulos fotovoltaicos em inclinações menores (mais próximas à horizontal), representados pela situação “c” com posicionamento horário definido pelo algoritmo e em “d” com o posicionamento recalculado pelo *backtracking* auxiliado pela informação de sensores adicionais.

Na Figura 2.18 é exemplificado o ganho de produtividade com a utilização de algoritmo com *backtracking*.

Figura 2.18 - Representação gráfica de ganho de energia com *backtracking*



Fonte: *NexTracker* (2018)

A Figura 2.18 representa os ganhos que podem ser obtidos na produção de energia quando o algoritmo de *backtracking* reposiciona os módulos nos períodos de início da manhã e final da tarde. Entre 7:12h a 9:36h e 16:48h a 19:12h é apresentada a maior produtividade dos sistemas com *backtracking* no gráfico laranja quando comparado à produtividade com sombreamento entre fileiras nos horários em que o Sol se encontra com menor altura. Entre 14:24h e 16:48h a comparação indica o ganho de produtividade no posicionamento em uma situação de radiação difusa como sombreamento por nuvens.

3. ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso envolve uma central fotovoltaica fictícia no município de Salto de Pirapora – SP, comparando os resultados de geração de energia e econômicos obtidos das simulações em quatro configurações diferentes do gerador fotovoltaico.

3.1 DADOS LOCAIS

Município: Salto de Pirapora

Estado: São Paulo

Latitude: 23° 38' 56" S

Longitude: 47° 34' 22" O

Carga de vento com classificação III, segundo a NBR 6123/2013, cargas de vento de 35 a 50m/s (até 144km/h). Carga de vento dentro dos limites de estruturas de seguidores padrões de mercado.

A partir da base de dados do CRESESB foram levantados os dados de irradiação média apresentados na Tabela 3.1, para uma inclinação 0° N.

Tabela 3.1 - Irradiação média - Salto de Pirapora - SP

Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
5,49	5,70	5,00	4,43	3,57	3,33	3,44	4,44	4,59	5,14	5,61	6,06	4,73	2,73

Fonte: Elaborado pelo próprio autor a partir de dados do CRESESB (2020)

As médias de temperatura foram levantadas no *climate-data* e são apresentados na tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Temperatura média anual – Salto de Pirapora - SP

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temperatura média (°C)	21,90	22,10	21,40	19,50	17,20	15,70	15,30	16,20	17,50	18,90	20,30	21,20
Temperatura mínima (°C)	17,00	17,30	16,50	14,40	11,90	10,20	9,50	10,60	12,20	13,90	15,20	16,10
Temperatura máxima (°C)	26,90	26,90	26,30	24,60	22,50	21,30	21,10	21,90	22,90	24,00	25,40	26,30

Fonte: Elaborado pelo próprio autor a partir de dados do CLIMATE-DATA (2020)

Na tabela 3.2 pode-se observar os registros de temperatura mínima de 9,5°C para o mês de Julho e máxima de 26,9°C para meses de janeiro e fevereiro.

3.2 DEFINIÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA

As simulações foram realizadas para uma central de 1 MWp, com módulos fotovoltaicos de silício policristalino de 320 Wp e inversor central de 918 kW C.A. Foram analisadas quatro configurações de central fotovoltaica relativas à sua estrutura mecânica do gerador fotovoltaico, sendo:

Configuração 1 - Central fotovoltaica com módulos fixos com orientação Norte e inclinação de 10°.

Configuração 2 - Central fotovoltaica com seguidor solar de um eixo horizontal Norte-Sul e inclinação variável Leste-Oeste de -45° a +45°

Configuração 3 - Central fotovoltaica com seguidor solar de um eixo horizontal Norte-Sul e inclinação variável Leste-Oeste de -45° a +45° com algoritmo de *backtracking*.

Configuração 4 - Central fotovoltaica com seguidor solar de dois eixos em pedestal com inclinação variável de 0° a +60° e azimutal de -135° a 135° (sem *backtracking*).

3.2.1 COMPOSIÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA

As características dos principais elementos do sistema fotovoltaico são apresentadas nas tabelas 3.3 e na tabela 3.4.

Tabela 3.3 - Características técnicas dos módulos fotovoltaicos

Quantidade:	3.240 und.
-------------	------------

Tecnologia	Silício-policristalino
Potência nominal:	320 Wp
Dimensões:	0,992 x 1,960 m
Número de células:	1 x 72
Tensão nominal (V_{MPP}):	36,8V
Tensão de circuito aberto (V_{OC}):	45,3V
Corrente nominal (I_{MPP}):	8,69A
Corrente de curto-circuito (I_{SC}):	9,26A
Irradiância de referência (G_{REF}):	1.000 W/m ²
Potência máxima (P_{MPP}):	319,8W
Coeficiente de temperatura (γV_{OC})	-0,31% °C
Coeficiente de temperatura (γI_{SC})	0,053% °C
Temperatura operacional nominal da célula	45±2°C

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 3.4 - Características técnicas do inversor

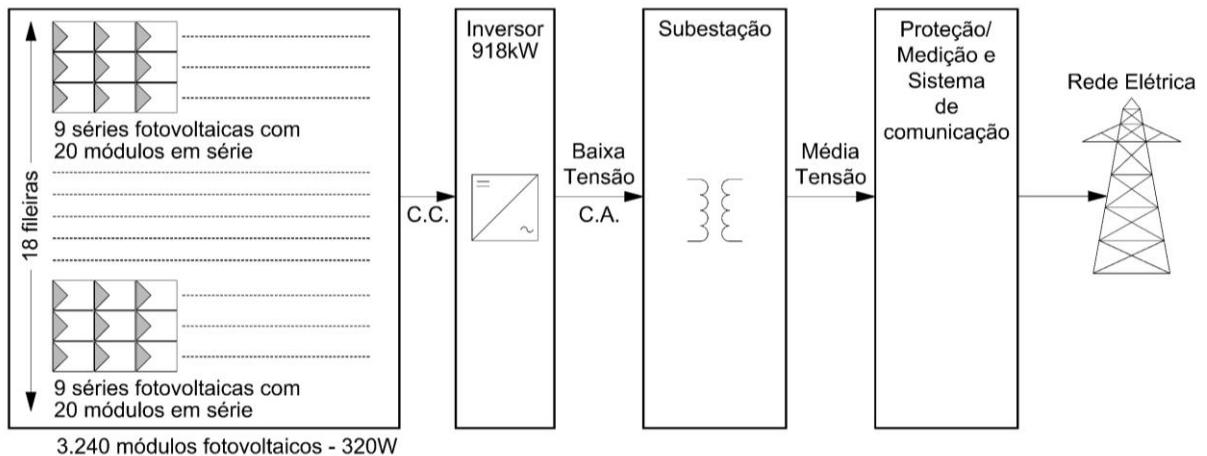
Quantidade:	1 und.
Tensão Mínima (V_{MIN}):	524V
Tensão Máxima (V_{MAX}):	820V
Tensão Máxima Absoluta (V_{MAX}) ARRAY:	1.000V
Tensão Mínima (V_{MIN}):	524V
Potência Nominal C.A:	918kW
Potência Máxima C.A:	998kW
Corrente Nominal C.A:	1.472A
Corrente Máxima C.A:	1.600A
Eficiência:	98,5%

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os modelos de módulos fotovoltaicos e inversor são comuns em mercado e normalmente disponíveis em representantes nacionais.

A Figura 3.1 apresenta o arranjo fotovoltaico definido para a simulação.

Figura 3.1 - Arranjo fotovoltaico definido para as simulações



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os módulos fotovoltaicos distribuídos em um total de 162 séries fotovoltaicas são conectados ao inversor de 918kW. Após o inversor, a subestação eleva a tensão ao nível da rede local.

A partir da equação 3.1 - Estimativa da Temperatura de Operação da Célula de Painel Fotovoltaico (ZILLES), foram calculadas as temperaturas de célula máximas e mínimas.

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} (T_c - 20)0,9 \quad (3.1)$$

As temperaturas máximas e mínimas estimadas a partir da equação 3.1 e dados das tabelas 3.1, 3.2 e 3.3 foram:

$$T_{CMAX} = 26,9 + \frac{1000}{800} (45 - 20)0,9$$

$$T_{CMAX} = 55,025^{\circ}\text{C}$$

$$T_{CMIN\ dia} = 9,50 + \frac{1000}{800} (45 - 20)0,9$$

$$T_{CMIN\ dia} = 37,625^{\circ}\text{C}$$

$$T_{CMIN\ noite} = 9,50 + \frac{0}{800} (45 - 20)0,9$$

$$T_{CMIN\ noite} = 9,50^{\circ}\text{C}$$

Os valores de tensões mínima, máxima e de circuito aberto podem ser calculados pela equação 3.2 – Estimativa da Tensão de Máxima Potência.

$$V_{MP} = V_{MP}^o(1 + \gamma_{MP}(T_c - T_c^o)) \quad (3.2)$$

$$V_{MP\ min} = 36,8(1 + (-0,0031)(55,025 - 25,000))$$

$$V_{MP\ min} = 33,375V$$

$$V_{MP\ max} = 36,80(1 + (-0,0031)(37,625 - 25,000))$$

$$V_{MP\ max} = 35,360V$$

$$V_{OC\ max} = 45,30(1 + (-0,0031)(9,500 - 25,000))$$

$$V_{CO\ max} = 47,477V$$

Para 20 módulos conectados em série de cada série fotovoltaica:

$$V_{MP\ min} = 33,375V * 20 = 667,49V$$

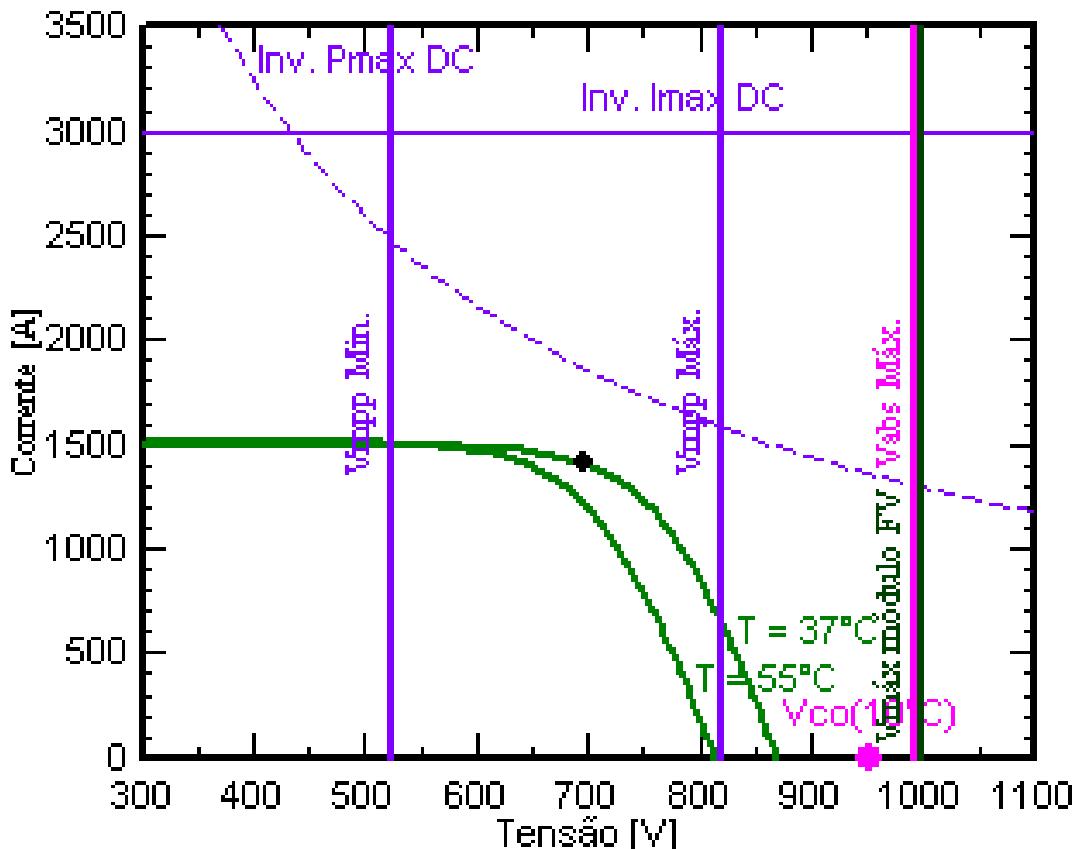
$$V_{MP\ max} = 35,360V * 20 = 707,19V$$

$$V_{CO\ max} = V_{MAX\ array} = 47,477V * 20 = 949,53V$$

Portanto dentro dos valores especificados do inversor na tabela 3.4.

No dimensionamento inicial do *PVsyst*, também é possível observar esses mesmos parâmetros de maneira gráfica. O *software* gera esse gráfico a partir das definições de quantidades módulos fotovoltaicos, arranjo de módulos em paralelo e definição da especificação do inversor. A Figura 3.2

Figura 3.2 – Dimensionamento de tensão do grupo



Fonte: Elaborado pelo autor em software PVsyst 7.0.

É possível visualizar a V_{CO} em rosa dentro do limite da especificação do inversor. E o ponto preto onde é indicado o V_{MPmax} também dentro da especificação do inversor e do valor calculado pela equação 3.2.

A equação 3.3 - Estimativa da Potência de Pico do Painel Fotovoltaico é utilizada para cálculo da potência máxima operacional do módulo fotovoltaico.

$$P_{MP} = P_{MP}^o \frac{G_T}{G_{ref}} (1 + \gamma_{MP}(T_C - T_{CREF})) \quad (3.3)$$

$$P_{MP} = 320 \frac{1000}{1000} (1 + (-0,0041)(25 - 55,025))$$

$$P_{MP} = 280,60W$$

O F.D.I. (fator de dimensionamento do inversor) é obtido pela razão da potência do inversor pela potência nominal do gerador fotovoltaico. Para o arranjo definido:

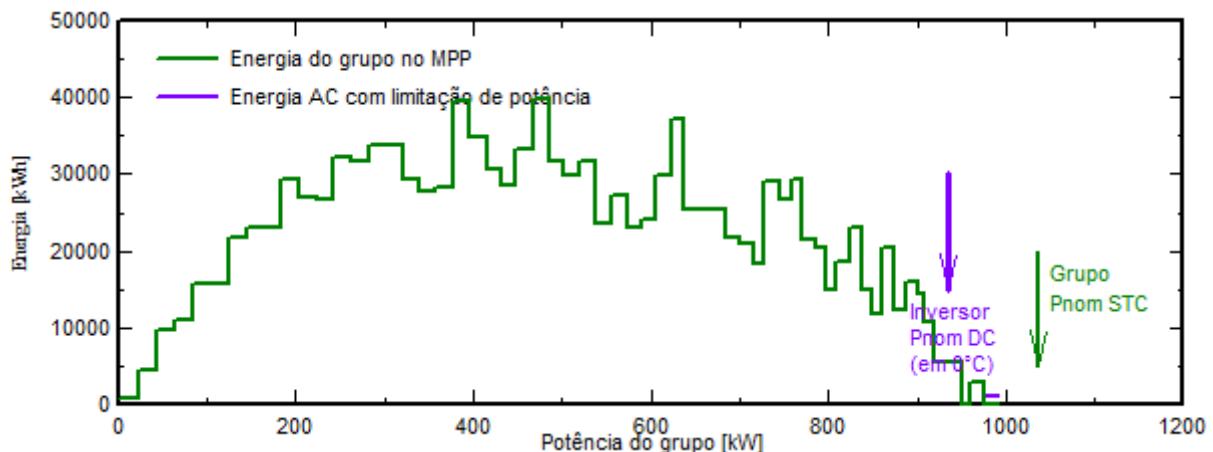
$$F.D.I = \frac{918.000}{3.240 * 320}$$

$$F.D.I = 0,885$$

Segundo a recomendação de ZILLES (2012), o F.D.I. deve ser superior a 0,6 e inferior a 0,9, portanto para o arranjo definido para a simulação essa condição foi atendida. Alguns fabricantes, no entanto, estendem esse limite máximo do F.D.I. a até 1,06.

Esse parâmetro também pode ser observado graficamente no dimensionamento inicial, conforme apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Dimensionamento de potência: Distribuição de saída do inversor



Fonte: Elaborado pelo autor em software PVsyst 7.0.

A seta roxa indica a potência do inversor e a seta verde indica a potência nominal do gerador fotovoltaico. Pode-se observar que a potência do gerador fica bastante próxima da potência de rendimento dos módulos fotovoltaicos, justificando a limitação do F.D.I.

3.3 SIMULAÇÕES

Para realização das simulações foi utilizado o software *PVsyst* na versão 7.0. O *PVsyst*, desenvolvido e mantido pela Universidade de Genebra e distribuído pela *PVsyst SA* desde 2011. É uma das ferramentas mais utilizadas para simulações projetos fotovoltaicos de diversas configurações e potências. Possui os principais componentes dos fabricantes do mercado fotovoltaico atuais recursos de dados meteorológicos.

Por se tratar de estudo comparativo de produção de energia não foram considerados fatores de sombreamento externo, sendo envolvido somente entre fileiras de módulos para evitar possíveis distorções de resultados.

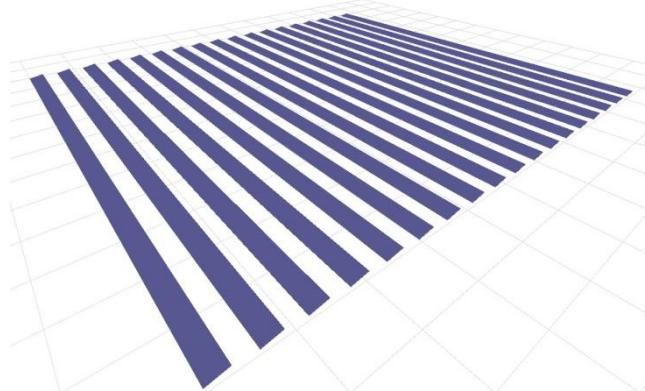
3.3.1 CONFIGURAÇÃO 1 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM MÓDULOS FIXOS COM ORIENTAÇÃO NORTE E INCLINAÇÃO DE 10°.

Para simulação 1, com módulos fixos, foram adotadas:

- 18 fileiras, cada uma contendo 180 módulos dispostos em 3 linhas, totalizando 3.240 módulos fotovoltaicos.
- 162 séries fotovoltaicas com 20 módulos em série cada
- Espaçamento entre fileiras foi de 6,00 m para um sombreamento mínimo e taxa de ocupação do solo de 50,6% para uma área aproximada de 12.500m² para o gerador fotovoltaico
- Inclinação de 10° foi determinada por apresentar apenas 0,2% de perda por sombreamento (calculado no *software* pelo autor). Para a inclinação de 26° que possui maior média de irradiação solar essas perdas por sombreamento chegariam a um total de 2% resultando em uma produção de energia inferior.
- Azimute 0°, módulos direcionados para o Norte.

Na Figura 3.4 é apresenta a disposição dos módulos em perspectiva gerada pelo software PVsyst.

Figura 3.4 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com módulos fixos



Fonte: Elaborado pelo autor em *software PVsyst 7.0*.

A disposição de módulos em fileiras foi modelada no software para a simulação na opção “sombras próximas”. O sombreamento dessa configuração foi limitado aos meses entre abril e setembro e somente em horários antes das 8h e após as 17h.

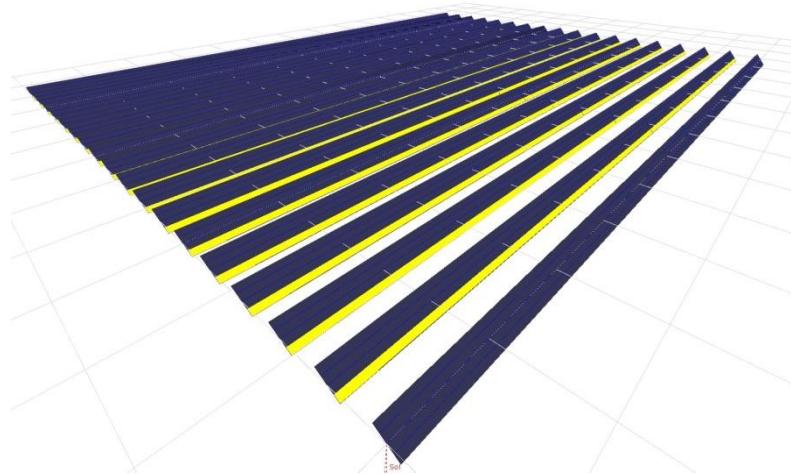
3.3.2 CONFIGURAÇÃO 2 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM SEGUIDOR DE UM EIXO HORIZONTAL NORTE-SUL E INCLINAÇÃO VARIÁVEL LESTE-OESTE DE -45° A $+45^{\circ}$

Para simulação 2, com seguidor solar de um eixo horizontal sem *backtracking*:

- 18 fileiras, cada uma contendo 180 módulos dispostos em 3 linhas, totalizando 3.240 módulos fotovoltaicos, seguindo o mesmo quantitativo adotado na simulação.
- 162 séries fotovoltaicas com 20 módulos em série cada
- Espaçamento entre fileiras foi de 6,00 m. Mesmo espaçamento definido na configuração 1 mantendo-se a taxa de ocupação do solo de 50,6% e área de 12.500m².
- Eixo Norte-Sul horizontal
- Inclinação de -45° a $+45^{\circ}$. Tipo de seguidor mais comum no mercado nacional;

A Figura 3.5 apresenta a disposição de módulos em perspectiva gerada para a simulação 22 de junho, Solstício de Inverno, data onde ocorre a maior incidência de sombras devido à menor altura do Sol.

Figura 3.5 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de um eixo



Fonte: Elaborado pelo autor em *software PVsyst 7.0*.

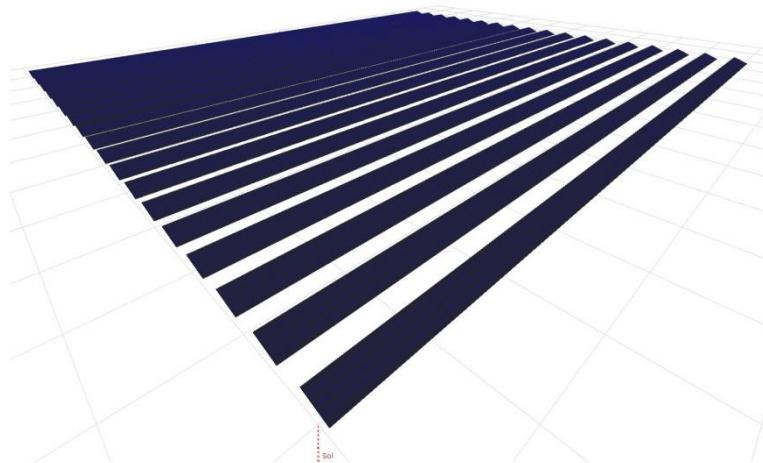
Na Figura 3.5 é possível visualizar o sombreamento entre fileiras simulado pelo *software*. Com o Sol mais próximo à linha do horizonte as fileiras mais a frente causam o efeito de sombreamento nas fileiras posteriores (representado em amarelo). A maior inclinação dos painéis somada à orientação Leste-Oeste gera uma maior perda por sombreamento, calculada em 7% para essa configuração.

3.3.3 CONFIGURAÇÃO 3 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM SEGUIDOR SOLAR DE UM EIXO HORIZONTAL NORTE-SUL E INCLINAÇÃO VARIÁVEL LESTE-OESTE DE -45° A $+45^\circ$ COM ALGORITMO DE BACKTRACKING

Para simulação 3, com seguidor solar de um eixo horizontal, foram adotados os mesmos parâmetros da configuração 2 com o acréscimo do algoritmo de *backtracking*.

A Figura 3.6 apresenta a perspectiva da central com seguidor de um eixo. A disposição é a mesma da configuração 2.

Figura 3.6 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de um eixo de *backtracking*



Fonte: Elaborado pelo autor em *software PVsyst 7.0*.

Apesar da mesma disposição da configuração 2 representada pela Figura 3.5, na Figura 3.6 é possível visualizar o reposicionamento dos módulos para o mesmo horário da anterior. O algoritmo reduz a inclinação dos módulos reduzindo consideravelmente as áreas de sombra para maior produtividade de energia da central. As perdas desse sombreamento nesta configuração foram calculadas em 2,73%.

3.3.4 CONFIGURAÇÃO 4 - CENTRAL FOTOVOLTAICA COM SEGUIDOR SOLAR DE DOIS EIXOS EM PEDESTAL COM INCLINAÇÃO VARIÁVEL DE 0° A +60° E AZIMUTAL DE -135° a 135°

Para simulação 4, com seguidor solar de dois eixos tipo pedestal.

- 81 seguidores dispostos em 9 fileiras de 9 com 40 módulos cada, assim como nas demais simulações, totalizando 3.240 módulos fotovoltaicos. Devido às suas maiores dimensões verticais, o seguidor tipo pedestal necessita de uma área significativamente maior sendo estimados 35.300m² para a área do gerador o que resultou em uma taxa de ocupação de apenas 17,8%.

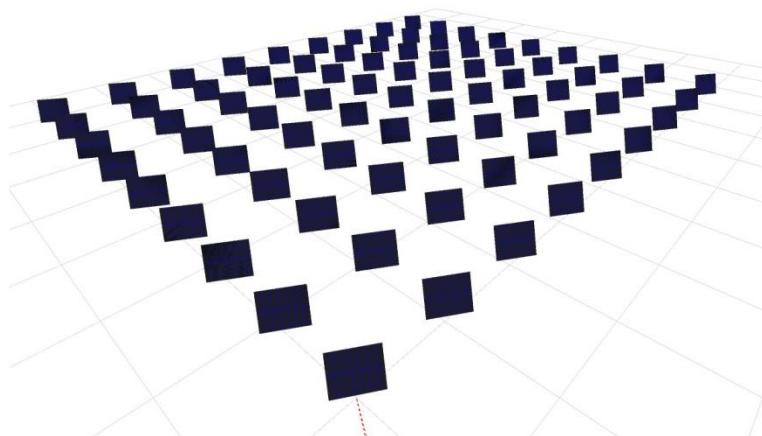
- 162 séries fotovoltaicas com 20 módulos em série cada

- Espaçamento de 20,00m

- Eixo azimutal -135° a 135° e inclinação de 0° a -60°

As Figuras 3.7 e 3.8 apresentam a configuração com de seguidor com dois eixos.

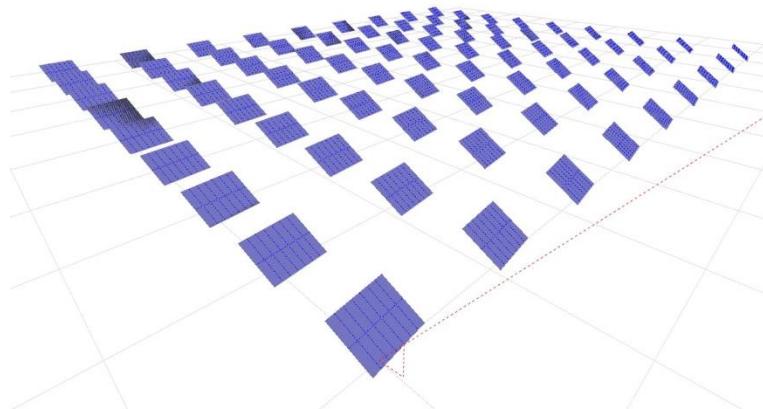
Figura 3.7 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de dois eixos durante o solstício de inverno



Fonte: Elaborado pelo autor em *software PVsyst 7.0*.

A Figura 3.7 apresenta o posicionamento dos módulos durante o solstício de inverno, data onde os módulos são posicionados pelo sistema em inclinação mais próxima à vertical.

Figura 3.8 - Perspectiva - Central Fotovoltaica com seguidor de dois eixos durante o solstício de verão



Fonte: Elaborado pelo autor em software PVsyst 7.0.

Pela Figura 3.8 extraída da animação simulada pelo *PVsyst*, observa-se a menor inclinação dos módulos durante o Solstício de Verão devido à maior altura solar na data. As perdas por sombreamento foram calculadas em 2,37%.

3.4 RESULTADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A partir dos dados de irradiação e climatológicos locais e configurações, descritos nos capítulos 3.1, 3.2 e 3.3, foram obtidos os resultados das simulações no *PVsyst*.

3.4.1 ENERGIA GERADA

Nas simulações realizadas foram obtidos os resultados para cada configuração de gerador fotovoltaico, conforme apresentados na tabela 3.5:

Tabela 3.5 - Resultados de produção anual de energia (MWh/ano)

Configuração 1	Módulos fixos	1.225,00
Configuração 2	Seguidor um eixo	1.333,00
Configuração 3	Seguidor um eixo com <i>backtracking</i>	1.353,00
Configuração 4	Seguidor dois eixos	1.498,00

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados gerados pelo *PVsyst* 7.0.

A produção de energia da configuração 2 com seguidor solar de um eixo foi 8,82% superior em relação a dos módulos fixos. Com a utilização de algoritmo com *backtracking*

houve um ganho adicional de 1,50% da configuração 2 com relação a configuração 1, sendo 10,45% superior ao resultado com módulos fixos da configuração 1. Já com a utilização de seguidor de dois eixos a produção de energia foi ainda maior, sendo 22,29% superior em relação à configuração com módulos fixos e 10,72% maior com relação à configuração de um eixo e *backtracking* da configuração 3 e 12,38% superior à configuração 2.

3.4.2 PERDAS

As perdas por temperatura dos módulos também podem ser estimadas na simulação do *PVsyst*. Conforme detalhado no Capítulo 2.1.2, uma maior temperatura no módulo influencia negativamente o seu desempenho. Como os módulos recebem maior nível de irradiação solar no caso de utilização de seguidores solares, estas configurações ocasionam maiores perdas por temperatura. No entanto, a maior produtividade desses sistemas compensa essas maiores taxas de perdas.

A Tabela 3.6 apresenta os resultados obtidos de perdas por temperatura para cada configuração do gerador fotovoltaico:

Tabela 3.6 - Perdas por temperatura e sombreamento

Configuração	Descrição	Perdas por temperatura	Perdas por sombreamento
1	Módulos fixos	8,29%	0,56%
2	Seguidor um eixo	9,65%	7,03%
3	Seguidor um eixo com <i>backtracking</i>	9,48%	2,75%
4	Seguidor dois eixos	10,75%	2,37%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados gerados pelo *PVsyst* 7.0.

Como esperado, com a utilização de seguidores solares há um índice maior de perdas por temperatura em relação à configuração com módulos fixos. Pode-se observar ainda a maior taxa de perda por sombreamento entre fileiras com a utilização do seguidor de um eixo na configuração 2, perdas essas minimizadas pela utilização do algoritmo de *backtracking* da configuração 3.

As principais perdas são resultantes de sombreamentos e perdas por temperatura, somando-se às essas ainda existem: perdas por fator I.A.M., perdas por fator de sujidade e perdas específicas dos equipamentos ou da instalação como: perdas por *mismatch*, perdas do inversor (eficiência) e perdas ôhmicas do cabeamento.

Perdas por fator I.A.M. (*Incidence Angle Modifier*) são as perdas referentes ao ângulo de incidência da irradiância.

O fator de sujidade é um valor médio adotado no PVsyst mesmo considerando-se um efetivo de manutenção e limpeza dos módulos, podendo ser agravado dependendo da região e fatores mais específicos do local, como excesso de poluição, poeira, proximidade a rodovias, indústrias, etc.

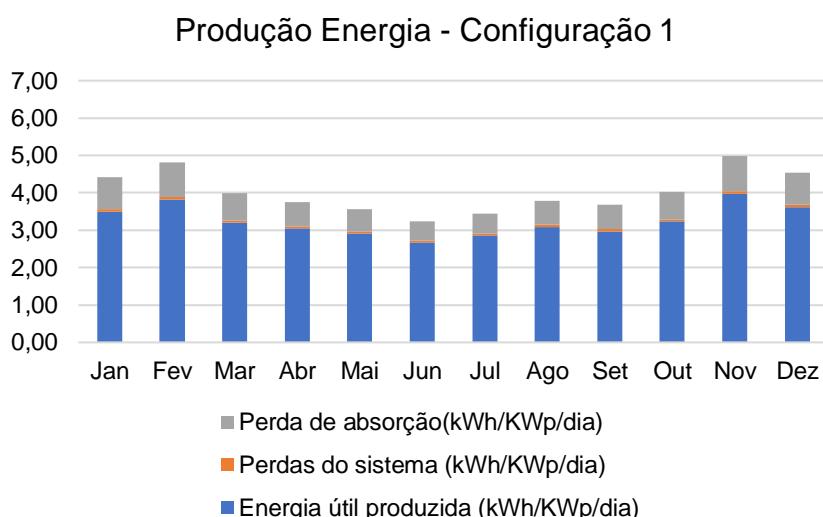
Com referência às perdas dos equipamentos, a perda por *mismatch*, também conhecida por perda por incompatibilidade ou descasamento onde o MPPT⁴ do inversor opera limitado à menor disponibilização de potência dentre os módulos em série limitando a produção total de energia.

As perdas ôhmicas são referentes às perdas por resistividade e do cabeamento e conexões do sistema.

3.4.3 RESULTADOS GLOBAIS DAS SIMULAÇÕES

Os gráficos das Figuras 3.9 a 3.12 apresentam os resultados globais no decorrer do ano para cada configuração.

Figura 3.9 - Produção de energia e perdas - Configuração 1

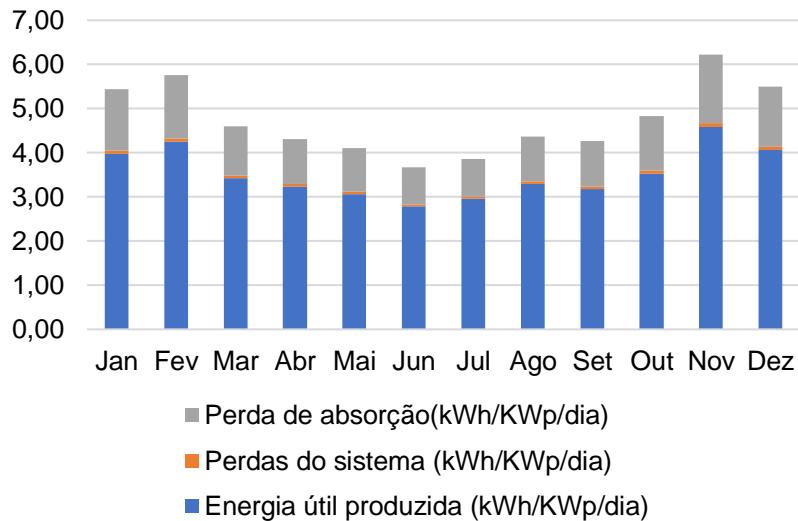


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados gerados pelo PVsyst 7.0.

⁴ MPPT: *maximum power point tracking* ou em português: rastreador de máximo ponto de potência, é o controlador de carga do inversor onde são conectadas as séries fotovoltaicas. Opera de forma a garantir que o inversor transfira a máxima potência elétrica instantânea devido às variações de tensão e corrente geradas pelos módulos fotovoltaicos.

As perdas de absorção incluem as perdas térmicas, cabeamento, qualidade de módulos, mismatch I.A.M., sujidade e MPP e representam a maior parcela de perdas de geração do sistema. As perdas do sistema referem-se à perdas no inversor.

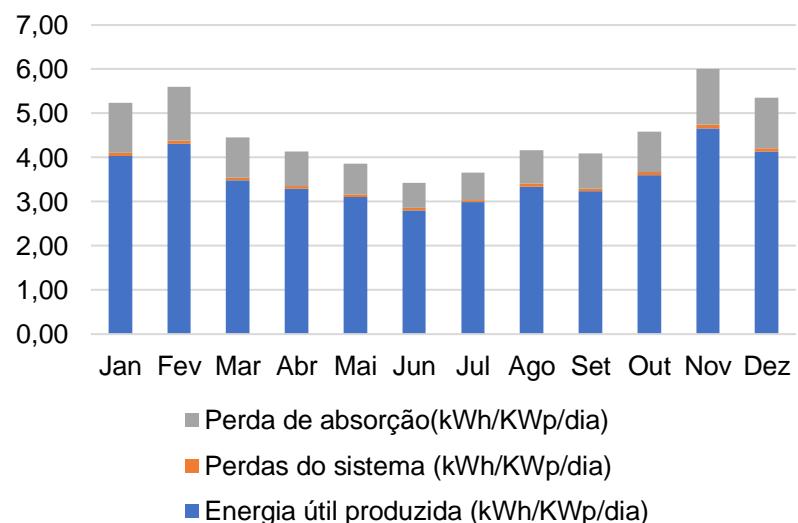
Figura 3.10 - Produção de energia e perdas - Configuração 2



Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados gerados pelo PVsyst 7.0.

Como comentado no capítulo 3.4.2 é possível visualizar na Figura 3.10 que as maiores perdas principalmente por sombreamento são compensadas pela maior geração de energia da configuração 2 quando comparada com a configuração 1.

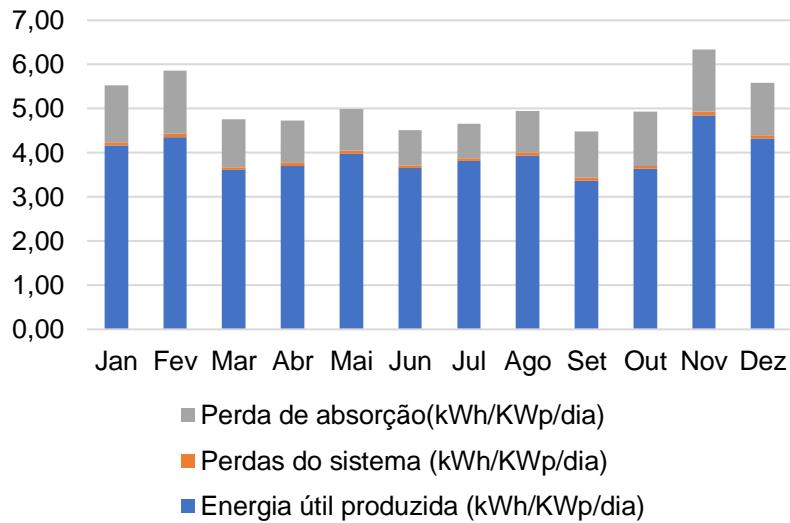
Figura 3.11 - Produção de energia e perdas - Configuração 3



Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados gerados pelo PVsyst 7.0.

A Figura 3.11 apresenta uma geração de energia elétrica da configuração 3 bastante similar à configuração 2, no entanto pode-se notar que a redução de perdas do algoritmo de *backtracking* traz um maior aproveitamento de energia elétrica gerada.

Figura 3.12 - Produção de energia e perdas - Configuração 4

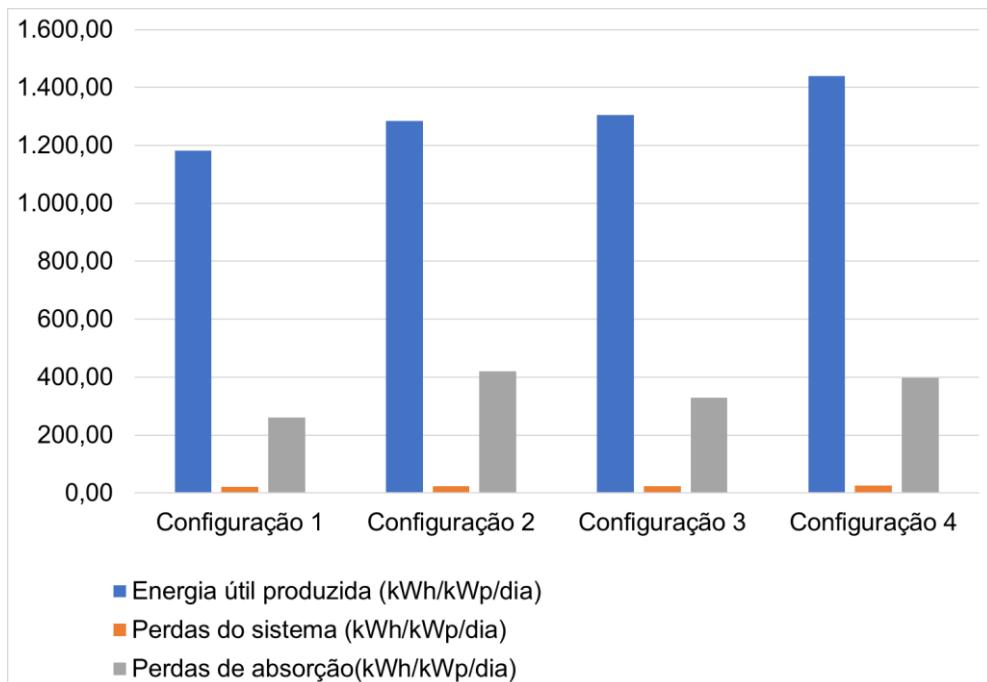


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados gerados pelo PVsyst 7.0.

A Figura 3.12 apresenta a maior geração de energia elétrica da configuração 4 em relação às demais configurações, pode-se observar que a taxa de perdas é semelhante à configuração 2.

Na figura 3.13 é apresentado o comparativo da produção de energia anual e perdas das configurações.

Figura 3.13 - Produção de energia e perdas - Comparativo



Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados gerados pelo *PVsyst 7.0*.

No gráfico comparativo das configurações representado pela Figura 3.13, observa-se o incremento de produtividade das configurações de seguidores de um e dois eixos além da redução de perdas do sistema pela utilização do algoritmo de *backtracking*.

Os relatórios completos gerados pelo *PVsyst* para cada uma das configurações apresentadas constam nos Apêndices I, II, III e IV deste trabalho.

Nestes relatórios encontram-se os dados do local utilizados para as simulações, parâmetros de cada uma das configurações, especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos e inversor. O *software* gera ainda a modelagem básica das centrais, diagrama de iso-sombras, além dos gráficos de geração de energia elétrica e perdas apresentados nos capítulos 3.3 e 3.4.

3.5 INVESTIMENTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Para o estudo financeiro deste trabalho foi considerada a tarifa da CPFL de R\$ 646,10/MWh e ajuste anual de 6,5%. Devido ao grau de incerteza, não foram considerados adicionais relativos às bandeiras tarifárias.

Foram considerados também os custos de manutenção e despesas inerentes à central fotovoltaica, com reajuste anual de 5%, além da perda anual de produção devido à degradação dos módulos de 2,5% para o primeiro ano e 0,5% para os demais.

Para cada uma das configurações foram estimados o *Capex*⁵ de implantação das centrais bem como o *Opex*⁶ de manutenção e operação. Foi considerado ainda a substituição do inversor central após 15 anos de utilização da central. O resultado da geração de energia foi obtido considerando a regra de compensação de energia da REN 687/15 a partir das previsões de geração de cada configuração das centrais simuladas. A Tabela 3.7 apresenta estas estimativas.

Tabela 3.7 - Estimativas de Investimentos e despesas operacionais [R\$]

Item	und	Configuração 1	Configuração 2	Configuração 3	Configuração 4
		Módulos fixos	Seguidor um eixo com <i>backtracking</i>	Seguidor um eixo com <i>backtracking</i>	Seguidor dois eixos
Módulos F.V.	R\$	1.430.000,00	1.430.000,00	1.430.000,00	1.430.000,00
Inversor	R\$	345.000,00	345.000,00	345.000,00	345.000,00
Estrutura	R\$	323.000,00	565.000,00	627.000,00	4.800.000,00
Subestação	R\$	424.000,00	424.000,00	424.000,00	424.000,00
Obras Civis/ Instalação	R\$	763.000,00	963.000,00	963.000,00	963.000,00
Gerenciamento/ Comissionamen to/Outros	R\$	345.000,00	390.000,00	398.000,00	835.000,00
<i>Capex de Implantação</i>	R\$	3.630.000,00	4.117.000,00	4.187.000,00	8.797.000,00
Custo Médio da Central	R\$/ kWp	3,63	4,12	4,19	8,80
Locação	R\$	118.800,00	118.800,00	118.800,00	237.600,00
Manutenção/ Consumo central/ Tarifa Disponibilidade	R\$	348.960,00	384.960,00	396.960,00	456.960,00
<i>Opex Anual</i>	R\$	467.760,00	503.760,00	515.760,00	694.560,00
Energia gerada	MWh	1.225,00	1.333,00	1.353,00	1.498,00
Crédito Tarifa Energia Injetada	R\$	646,1000	646,1000	646,1000	646,1000
Receita Gerada	R\$	791.472,50	861.251,30	874.173,30	967.857,80

Fonte: Elaborado pelo autor

⁵ *Capex*: a sigla *capex* é originária do inglês *Capital Expenditure* que pode ser traduzida como despesas capitais ou investimento em bens capitais. Sendo assim, referenciado aos custos de aquisição dos equipamentos e instalações

⁶ *Opex*: a sigla *capex* é originária do inglês *Operational Expenditure* ou despesas de operação. É portanto relacionado aos custos de operação e manutenção dos equipamentos e instalações podendo ser inclusos gastos como aluguel, energia elétrica e água.

Ressaltando que os valores são expressos em R\$ com base em consultas a instaladores, importadores e fabricantes dos componentes do mês de 06/2020.

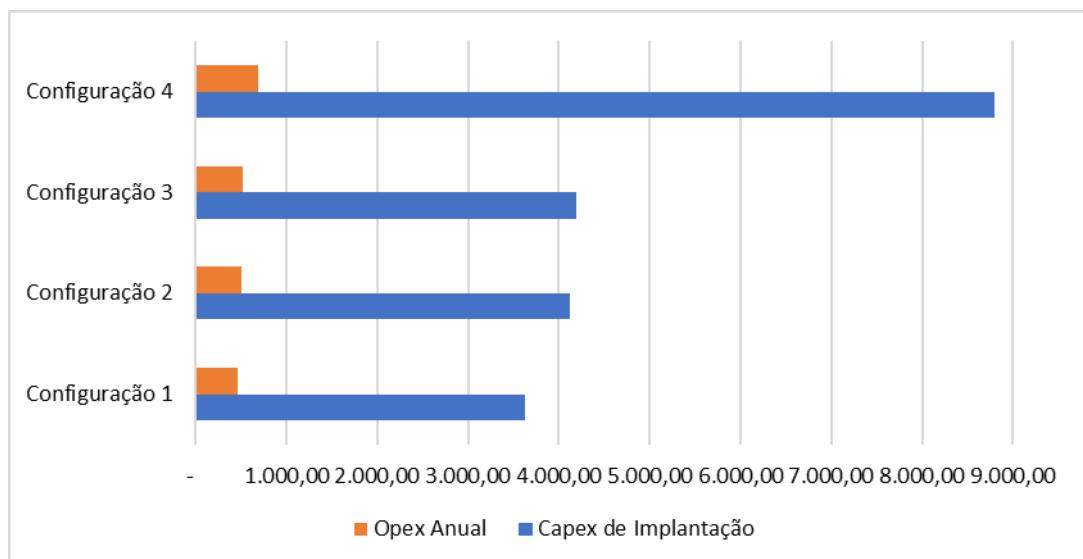
A Tabela 3.7 demonstra que as configurações 2 e 3 de seguidores com um eixo apresentaram incremento estimado de *Capex* 13,42% e 15,34% respectivamente em relação à configuração com módulos fixos, e de 3,71%. Para *Opex* de manutenção os valores resultaram em uma despesa anual total muito próxima à da configuração 1 com módulos fixos limitando-se à 10,26%.

Na configuração 4, com seguidores de dois eixos, o incremento em *Capex* ultrapassou os 140% e apresentou um *Opex* anual 48,49% superior, consequência da maior área ocupada pelos seguidores, maiores custos de manutenção e maior consumo próprio de energia elétrica da central.

Pode-se observar ainda na Tabela 3.6 que o custo da estrutura tem impacto importante no *Capex* de implantação, especialmente no caso dos seguidores de dois eixos, solução ainda pouco utilizada no Brasil, tendo maior viabilidade em locais de instalação mais distantes da linha do Equador.

A Figura 3.14 apresenta o comparativo, entre as quatro configurações, de *Capex* e *Opex*.

Figura 3.14 – Comparativo entre configurações - *Capex* e *Opex*



Fonte: Elaborado pelo autor

Com investimento inicial relativamente próximo, as configurações 2 e 3 ainda que superiores à configuração 1 mostraram-se mais vantajosas e com estimativa de *payback* bastante próxima.

3.4 ANÁLISE ECONÔMICA

A Tabela 3.8 apresenta o fluxo de caixa por 25 anos, expectativa de vida útil para a central. O prazo previsto para projeto, trâmites junto à concessionária/ órgãos legais e implantação de uma central dessa potência é 12 meses. As despesas referentes a locação do terreno foram consideradas para o período inicial juntamente com os investimentos de projetos e implantação.

Tabela 3.8 - Fluxo caixa - Configuração 1

	Energia gerada	Tarifa energia	Resultado da geração	Despesas	Fluxo Caixa	Fluxo Caixa Acumulado
0	-	-	-	118.800,00	-3.630.000,00	-3.630.000,00
1	1.225,00	646,10	791.472,50	467.760,00	323.712,50	-3.306.287,50
2	1.194,38	688,10	821.845,26	491.148,00	330.697,26	-2.975.590,24
3	1.188,40	732,82	870.888,87	515.705,40	355.183,47	-2.620.406,77
4	1.182,46	780,46	922.859,17	541.490,67	381.368,50	-2.239.038,27
5	1.176,55	831,19	977.930,79	568.565,20	409.365,58	-1.829.672,69
6	1.170,67	885,21	1.036.288,81	596.993,46	439.295,34	-1.390.377,35
7	1.164,81	942,75	1.098.129,34	626.843,14	471.286,20	-919.091,14
8	1.158,99	1.004,03	1.163.660,21	658.185,29	505.474,92	-413.616,23
9	1.153,19	1.069,29	1.233.101,63	691.094,56	542.007,07	128.390,85
10	1.147,43	1.138,80	1.306.686,97	725.649,29	581.037,69	709.428,54
11	1.141,69	1.212,82	1.384.663,52	761.931,75	622.731,77	1.332.160,30
12	1.135,98	1.291,65	1.467.293,31	800.028,34	667.264,98	1.999.425,28
13	1.130,30	1.375,61	1.554.854,04	840.029,76	714.824,29	2.714.249,56
14	1.124,65	1.465,02	1.647.639,96	882.031,24	765.608,71	3.479.858,28
15	1.119,03	1.560,25	1.745.962,87	926.132,80	179.830,07	3.659.688,34
16	1.113,43	1.661,67	1.850.153,21	972.439,45	877.713,76	4.537.402,11
17	1.107,87	1.769,67	1.960.561,10	1.021.061,42	939.499,68	5.476.901,79
18	1.102,33	1.884,70	2.077.557,58	1.072.114,49	1.005.443,09	6.482.344,88
19	1.096,81	2.007,21	2.201.535,83	1.125.720,21	1.075.815,62	7.558.160,50
20	1.091,33	2.137,68	2.332.912,48	1.182.006,22	1.150.906,26	8.709.066,75
21	1.085,87	2.276,63	2.472.129,03	1.241.106,53	1.231.022,50	9.940.089,25
22	1.080,44	2.424,61	2.619.653,33	1.303.161,86	1.316.491,47	11.256.580,73
23	1.075,04	2.582,21	2.775.981,15	1.368.319,95	1.407.661,19	12.664.241,92
24	1.069,67	2.750,05	2.941.637,82	1.436.735,95	1.504.901,87	14.169.143,79
25	1.064,32	2.928,80	3.117.180,06	1.508.572,75	1.608.607,31	15.777.751,09

Fonte: Elaborado pelo autor

A tabela 3.8 apresenta o fluxo de caixa da configuração 1, resultando em um *payback*⁷ descontado de 8,76 anos e um VPL de R\$ 15.777.751,09 para esta configuração.

A Tabela 3.9 apresenta o fluxo de caixa para a configuração 2.

Tabela 3.9 - Fluxo caixa - Configuração 2

	Energia gerada	Tarifa energia	Resultado da geração	Despesas	Fluxo Caixa	Fluxo Caixa Acumulado
0	-	-	-	118.800,00	-4.117.000,00	-4.117.000,00
1	1.333,00	646,10	861.251,30	503.760,00	357.491,30	-3.759.508,70
2	1.299,68	688,10	894.301,82	528.948,00	365.353,82	-3.394.154,88
3	1.293,18	732,82	947.669,28	555.395,40	392.273,88	-3.001.881,00
4	1.286,71	780,46	1.004.221,44	583.165,17	421.056,27	-2.580.824,73
5	1.280,28	831,19	1.064.148,36	612.323,43	451.824,93	-2.128.999,80
6	1.273,88	885,21	1.127.651,41	642.939,60	484.711,81	-1.644.287,99
7	1.267,51	942,75	1.194.944,01	675.086,58	519.857,43	-1.124.430,56
8	1.261,17	1.004,03	1.266.252,29	708.840,91	557.411,38	-567.019,17
9	1.254,86	1.069,29	1.341.815,90	744.282,95	597.532,94	30.513,77
10	1.248,59	1.138,80	1.421.888,76	781.497,10	640.391,66	670.905,44
11	1.242,35	1.212,82	1.506.739,98	820.571,96	686.168,02	1.357.073,45
12	1.236,13	1.291,65	1.596.654,68	861.600,56	735.054,13	2.092.127,58
13	1.229,95	1.375,61	1.691.935,05	904.680,58	787.254,47	2.879.382,05
14	1.223,80	1.465,02	1.792.901,28	949.914,61	842.986,66	3.722.368,71
15	1.217,68	1.560,25	1.899.892,66	997.410,34	262.482,32	3.984.851,03
16	1.211,60	1.661,67	2.013.268,75	1.047.280,86	965.987,89	4.950.838,92
17	1.205,54	1.769,67	2.133.410,57	1.099.644,90	1.033.765,66	5.984.604,59
18	1.199,51	1.884,70	2.260.721,84	1.154.627,15	1.106.094,69	7.090.699,28
19	1.193,51	2.007,21	2.395.630,42	1.212.358,51	1.183.271,91	8.273.971,19
20	1.187,55	2.137,68	2.538.589,66	1.272.976,43	1.265.613,23	9.539.584,43
21	1.181,61	2.276,63	2.690.080,00	1.336.625,25	1.353.454,75	10.893.039,18
22	1.175,70	2.424,61	2.850.610,53	1.403.456,51	1.447.154,01	12.340.193,19
23	1.169,82	2.582,21	3.020.720,71	1.473.629,34	1.547.091,37	13.887.284,55
24	1.163,97	2.750,05	3.200.982,22	1.547.310,81	1.653.671,41	15.540.955,96
25	1.158,15	2.928,80	3.392.000,83	1.624.676,35	1.767.324,48	17.308.280,45

Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 3.8 apresenta um *payback* de 8,95 anos para a configuração 2, bastante próximo ao da configuração 1 com módulos fixos, portanto a utilização de seguidores de um eixo mostra-se bastante competitiva em relação a configuração 1 e com um VPL superior estimado em R\$ 17.308.280,45.

⁷ Payback: tempo de retorno do investimento

A Tabela 3.10 apresenta o fluxo de caixa para a configuração 3.

Tabela 3.10 - Fluxo caixa - Configuração 3

	Energia gerada	Tarifa energia	Resultado da geração	Despesas	Fluxo Caixa	Fluxo Caixa Acumulado
0	-	-	-	237.600,00	-4.187.000,00	-4.187.000,00
1	1.353,00	646,10	874.173,30	515.760,00	358.413,30	-3.828.586,70
2	1.319,18	688,10	907.719,70	541.548,00	366.171,70	-3.462.415,00
3	1.312,58	732,82	961.887,87	568.625,40	393.262,47	-3.069.152,53
4	1.306,02	780,46	1.019.288,53	597.056,67	422.231,86	-2.646.920,66
5	1.299,49	831,19	1.080.114,58	626.909,50	453.205,07	-2.193.715,59
6	1.292,99	885,21	1.144.570,41	658.254,98	486.315,43	-1.707.400,16
7	1.286,52	942,75	1.212.872,65	691.167,73	521.704,92	-1.185.695,23
8	1.280,09	1.004,03	1.285.250,83	725.726,11	559.524,71	-626.170,52
9	1.273,69	1.069,29	1.361.948,17	762.012,42	599.935,75	-26.234,77
10	1.267,32	1.138,80	1.443.222,43	800.113,04	643.109,39	616.874,62
11	1.260,99	1.212,82	1.529.346,73	840.118,69	689.228,03	1.306.102,65
12	1.254,68	1.291,65	1.620.610,49	882.124,63	738.485,86	2.044.588,52
13	1.248,41	1.375,61	1.717.320,42	926.230,86	791.089,56	2.835.678,08
14	1.242,17	1.465,02	1.819.801,52	972.542,40	847.259,12	3.682.937,20
15	1.235,95	1.560,25	1.928.398,18	1.021.169,52	267.228,65	3.950.165,85
16	1.229,77	1.661,67	2.043.475,34	1.072.228,00	971.247,34	4.921.413,19
17	1.223,63	1.769,67	2.165.419,73	1.125.839,40	1.039.580,33	5.960.993,52
18	1.217,51	1.884,70	2.294.641,15	1.182.131,37	1.112.509,78	7.073.503,30
19	1.211,42	2.007,21	2.431.573,86	1.241.237,94	1.190.335,92	8.263.839,23
20	1.205,36	2.137,68	2.576.678,03	1.303.299,83	1.273.378,20	9.537.217,43
21	1.199,34	2.276,63	2.730.441,29	1.368.464,82	1.361.976,47	10.899.193,89
22	1.193,34	2.424,61	2.893.380,38	1.436.888,07	1.456.492,31	12.355.686,20
23	1.187,37	2.582,21	3.066.042,85	1.508.732,47	1.557.310,38	13.912.996,58
24	1.181,44	2.750,05	3.249.008,96	1.584.169,09	1.664.839,86	15.577.836,45
25	1.175,53	2.928,80	3.442.893,57	1.663.377,55	1.779.516,02	17.357.352,47

Fonte: Elaborado pelo autor

A utilização do algoritmo de *backtracking* contribuiu um *payback* similar em relação as configurações 2 e 3, com 9,04 anos de tempo de retorno e um VPL R\$ 17.357.352,47, superior dentre todas as configurações.

A Tabela 3.11 apresenta o fluxo de caixa para a configuração 4.

Tabela 3.11 - Fluxo caixa - Configuração 4

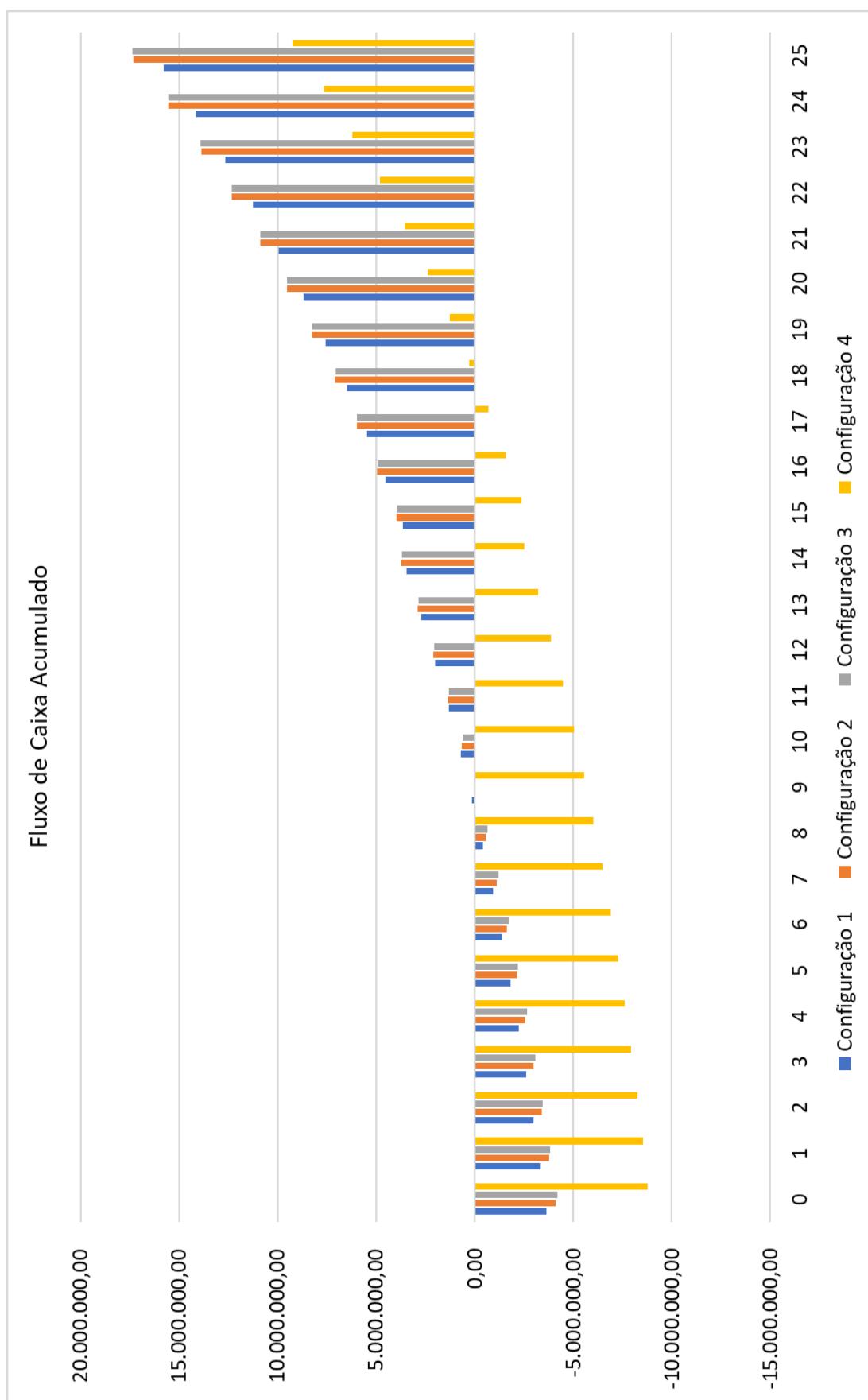
	Energia gerada	Tarifa energia	Resultado da geração	Despesas	Fluxo Caixa	Fluxo Caixa Acumulado
0	-	-	-	119.000,00	-8.797.000,00	-8.797.000,00
1	1.498,00	646,10	967.857,80	694.560,00	273.297,80	-8.523.702,20
2	1.460,55	688,10	1.004.999,34	729.288,00	275.711,34	-8.247.990,86
3	1.453,25	732,82	1.064.972,68	765.752,40	299.220,28	-7.948.770,58
4	1.445,98	780,46	1.128.524,92	804.040,02	324.484,90	-7.624.285,67
5	1.438,75	831,19	1.195.869,65	844.242,02	351.627,63	-7.272.658,05
6	1.431,56	885,21	1.267.233,17	886.454,12	380.779,05	-6.891.879,00
7	1.424,40	942,75	1.342.855,31	930.776,83	412.078,48	-6.479.800,52
8	1.417,28	1.004,03	1.422.990,20	977.315,67	445.674,53	-6.034.125,99
9	1.410,19	1.069,29	1.507.907,14	1.026.181,45	481.725,69	-5.552.400,30
10	1.403,14	1.138,80	1.597.891,50	1.077.490,53	520.400,97	-5.031.999,33
11	1.396,12	1.212,82	1.693.245,67	1.131.365,05	561.880,62	-4.470.118,71
12	1.389,14	1.291,65	1.794.290,11	1.187.933,30	606.356,80	-3.863.761,90
13	1.382,20	1.375,61	1.901.364,37	1.247.329,97	654.034,40	-3.209.727,50
14	1.375,29	1.465,02	2.014.828,29	1.309.696,47	705.131,82	-2.504.595,68
15	1.368,41	1.560,25	2.135.063,17	1.375.181,29	119.881,88	-2.384.713,80
16	1.361,57	1.661,67	2.262.473,06	1.443.940,36	818.532,71	-1.566.181,10
17	1.354,76	1.769,67	2.397.486,14	1.516.137,37	881.348,77	-684.832,33
18	1.347,99	1.884,70	2.540.556,13	1.591.944,24	948.611,89	263.779,56
19	1.341,25	2.007,21	2.692.163,82	1.671.541,45	1.020.622,36	1.284.401,92
20	1.334,54	2.137,68	2.852.818,69	1.755.118,53	1.097.700,16	2.382.102,08
21	1.327,87	2.276,63	3.023.060,65	1.842.874,45	1.180.186,19	3.562.288,27
22	1.321,23	2.424,61	3.203.461,79	1.935.018,18	1.268.443,61	4.830.731,89
23	1.314,62	2.582,21	3.394.628,37	2.031.769,09	1.362.859,29	6.193.591,17
24	1.308,05	2.750,05	3.597.202,82	2.133.357,54	1.463.845,28	7.657.436,45
25	1.301,51	2.928,80	3.811.865,90	2.240.025,42	1.571.840,48	9.229.276,94

Fonte: Elaborado pelo autor

Os maiores custos de instalação e manutenção impactaram significativamente no resultado da configuração 4 com seguidores de dois eixos. A maior complexidade construtiva, consumo e maior área necessárias para essa configuração resultaram em um *payback* de 17,72 anos, bastante superior que as demais configurações e um VPL R\$ 9.229.276,94. Observa-se ainda a necessidade que a substituição do inversor, após 15 anos de utilização da central ocorreria antes mesmo do retorno financeiro do investimento inicial. Resultados que provavelmente inviabilizariam a utilização dessa configuração para as condições definidas neste trabalho.

A Figura 3.15 apresenta o comparativo do fluxo de caixa das configurações.

Figura 3.15 - Fluxo de caixa acumulado - Comparativo das configurações



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico da Figura 3.15 apresenta o fluxo de caixa acumulado comparando as quatro configurações. Nota-se uma proximidade das configurações 1, 2 e 3 e um desvio mais acentuado da configuração 4, que possui tempo de *payback* bastante superior em relação às demais e VPL inferior.

4. CONCLUSÃO

A utilização de seguidores solares de um eixo em centrais fotovoltaicas, ressalvadas as condições técnicas e ambientais especificadas neste trabalho, apesar da maior complexidade construtiva e de operação, pode apresentar um grande potencial de aplicação devido à maior produtividade de energia elétrica gerada compensando os maiores custos de investimento e manutenção. Nas simulações realizadas pode-se verificar que a maior produção de energia informada por diversos artigos e fabricantes de 30% pico de geração pode resultar em cerca de 9% no ganho de energia gerada anual para seguidores solares de um eixo em relação aos módulos fixos. Com configuração de seguidores de um eixo com algoritmo de *backtracking* essa produção pode ser ainda maior, cerca de 10%. Foram estimados, dentro dos parâmetros definidos neste trabalho, *payback* de 8,76 anos, 8,95 anos e 9,04 anos para as configurações 1, 2 e 3, respectivamente (módulos fixos, seguidores solares de um eixo e seguidores solares de um eixo com algoritmo de *backtracking*). Os seguidores de dois eixos podem atingir taxas ainda maiores, cerca de 22% em relação aos módulos fixos, no entanto, essa configuração exige um custo operacional bastante superior devido à necessidade de maior área de implantação, maior complexidade de manutenção e maior consumo próprio. Para esta configuração o *payback* estimado foi de 17,72 anos, sugerindo inviabilidade para este tipo de configuração.

Observa-se no mercado atual um maior desenvolvimento de soluções de um eixo com inclusão de equipamentos de baixa ou mínima manutenção, maior durabilidade com vida útil semelhante à vida útil dos módulos fotovoltaicos. A diferença dos custos operacionais dos seguidores de um eixo em relação aos módulos fixos é relativamente pequena tornando essa configuração bastante competitiva.

A aplicação de seguidores solares em minigeração distribuída pode beneficiar cooperativas, associações ou empresas de varejo com desconto nas tarifas de energia elétrica de suas filiais apresentando *payback* relativamente curto. Pode ainda apresentar atratividade de investimento em autoconsumo remoto na modalidade de locação de usinas.

Há de se observar ainda, alguns riscos inerentes à discussão atual sobre a revisão de normativas pela ANEEL, a respeito de propostas taxação sobre a energia gerada em função da utilização da rede de distribuição e transmissão que podem reduzir ou mesmo inviabilizar este tipo de projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, A. F. **Desenvolvimento de um sistema de posicionamento automático para painéis fotovoltaicos.** Tese (Doutorado), Universidade Estadual Paulista - Campus de Botucatu. São Paulo, 2008.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.
<https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>, acessado em maio/ 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482/ 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, DF. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acessado em julho/ 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687/ 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Brasília, DF. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acessado em julho/ 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Infográfico ABSOLAR.** 04/05/2020. Disponível em <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>, acesso em maio/ 2020.

CLIMATE DATA. **Dados Climáticos para cidades mundiais.** Disponível em: <https://pt.climate-data.org>. Acessado em agosto/2020.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 3. Ed. Nova Iorque: John Wiley & Sons, 2013.

CPFL – Companhia Piratininga de Força e Luz. **GED 15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Norma Técnica. 18/07/2019. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>. Acessado em julho/ 2020.

CRESES, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, <http://cresesb.cepel.br>, acessado em junho/ 2020.

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, Rio de Janeiro, 2014.

Grimm. A. M. **Meteorologia Básica**. Disponível em: <http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo>, Universidade Federal do Paraná, Departamento de Física, 1999, acessado em junho/ 2020.

KINTECH ENGINEERING, **Case of Study 9 – Solar Resource Campaign, Spain**. Disponível em: https://www.kintech-engineering.com/pdf_docs/Case_Study_09.pdf, 2017. Acessado em 08/2020.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional - Série Completa**, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 1970-2015. Disponível em <https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx>. Acessado em maio/ 2020.

NASCIMENTO, B. A. M. **Algoritmo de posicionamento e backtracking e seguidor solar**. Dissertação de Mestrado - Instituto Politécnico - Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu, 2015.

NEXTRACKER, **Driving the Standard: Wind Testing, Solar Trackers, and Peer Review**. Disponível em: <https://www.greentechmedia.com>, 2019. Acessado em junho/ 2020.

PACHECO, C. R. F. **Conceitos Fundamentais de Conversão Fotovoltaica da Energia Solar**. Apostila 4 – ERG 006 – PECE, 2019.

PARU, **Tracker**. Disponível em: <https://www.iparu.com/tracker>. 2015. Acessado em junho/ 2020.

PASSOS. F. **Seguidor Solar - Tracker: Vantagens e Desvantagens**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/seguidor-solar---tracker-vantagens-e-desvantagens-parte-1.html>. Acessado em maio/ 2020.

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

PETERSEN, H. **Are Solar Axis Trackers Worth the Additional Investment?** Disponível em: <https://www.solarreviews.com/blog/are-solar-axis-trackers-worth-the-additional-investment>, acessado em julho/2020.

PRINSLOO, G. J., DOBSON, R. T. *Solar Tracking: High precision solar position algorithms, programs, software and source-code for computing the solar vector, solar coordinates & sun angles in Microprocessor, PLC, Arduino, PIC and PC-based sun tracking devices or dynamic sun following hardware*. Stellenbosch: SolarBooks. ISBN 978-0-620-61576-1, p 1-542, 2015.

SILVA, T. V. Análise de Eficiência de um Seguidor Solar em Sistema Conectado à Rede: Viabilidade Econômica. Monografia (Graduação) - Universidade Federal do Espírito Santo - São Mateus - ES, 2017.

TREVELIN, F. C. Estudo Comparativo Entre Métodos de Rastreamento Solar Aplicados a Sistemas Fotovoltaicos. Monografia (Graduação) - Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos - SP, 2014.

VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações. 2 Ed. - Érica 2018.

VILLALVA, M. G. Efeito da temperatura nos módulos mono e policristalinos, Disponível em: <https://www.canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/198-efeito-temperatura-modulos-mono-e-poli>, acessado em julho/ 2020.

VILLALVA, M. G. Vale a pena ajustar a angulação dos módulos solares nos telhados? Disponível em: <https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/99-vale-a-pena-ajustar-a-angulacao-dos-modulos-solares-nos-telhados>, acessado em junho/ 2020.

ZILLES, E. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Oficina de Textos, São Paulo, 2012.

APÊNDICE I – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 1

PVSYST 7.0.2		01/07/20	Página 1/6
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação			
Projeto :	Central - Salto Pirapora		
Localização geográfica	Salto de Pirapora		País Brazil
Localização	Latitude	-23.65° S	Longitude -47.57° W
Tempo definido como	Tempo legal	Fuso horário TU-3	Altitude 842 m
	Albedo	0.20	
Dados meteorológicos:	Salto de Pirapora	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	
Variante da simulação :	Fixo		
	Data da simulação	30/06/20 00h35	
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Sistema de sheds, fileira única	
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	10°	Azimute 0°
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	18	Grupo simples
	Esp. entre sheds	6.00 m	Largura módulos 3.04 m
Banda inativa	Cima	0.02 m	Baixo 0.02 m
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	10.º da de ocupação do solo (GCR)	50.6%
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
			Circumsolar separado
Horizonte	Sem horizonte		
Sombras próximas	Sombras lineares		
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)		
Características do grupo FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo CS6U - 320P	
Original PVsyst database	Fabricante Canadian Solar Inc.		
Número de módulos FV	Em série	20 módulos	Em paralelo 162 strings
Número total de módulos FV	Nr. módulos	3240	Potência unitária 320 Wp
Potência global do grupo	Nominal (STC)	1037 kWp	Em condições de func. 886 kWp (60°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	627 V	I mpp 1413 A
Superfície total	Superfície módulos	6300 m²	Superfície célula 5678 m²
Inversor	Modelo Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000		
Original PVsyst database	Fabricante Ingeteam		
Características	Potência unitária 918 kWac	Tensão func. 524-820 V	
Bateria de inversores	Potência máx. (>35°C) 998 kWac		
	Potência total 918 kWac	Rácio Pnom 1.13	
N.º de inversores 1 unidades			
Total	Potência total 918 kWac	Rácio Pnom 1.13	
Fatores de perda do grupo FV			
Perdas sujidade grupo		Fração perdas 3.0 %	
Fator de perdas térm.	Uc (const.) 20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s	
Perdas óhmicas nos cabos	Res. global do grupo 5.2 m⁻¹	Fração perdas 1.0 % em STC	
Perdas de qualidade dos módulos		Fração perdas -0.4 %	
Perdas de módulos com mismatch		Fração perdas 2.0 % no MPP	
Perdas de strings com mismatch		Fração perdas 0.10 %	

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado

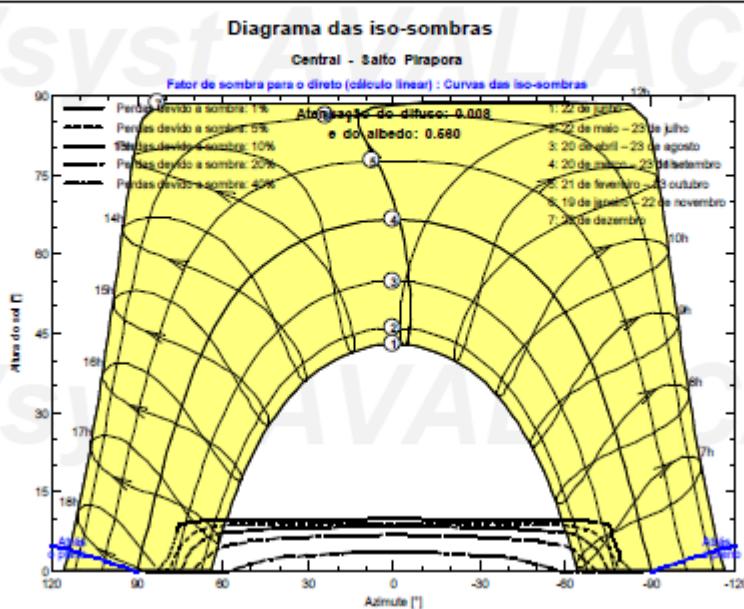
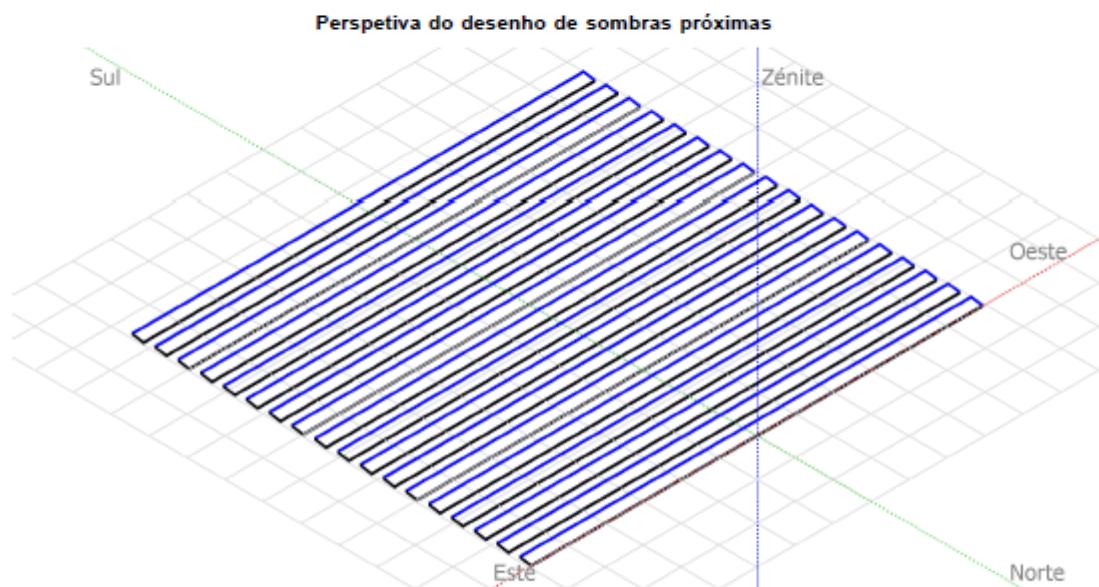
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas

Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Fixo

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sistema de sheds, fileira única			
Sombras próximas	Sombras lineares				
Orientação do plano dos módulos	inclinação	10°		azimute	0°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 320P		Pnom	320 Wp
Grupo FV	Número de módulos	3240		Pnom total	1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000			Pnom	918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)				



Pysyst Evaluation mode

Tradução sem parênteses. A referência é o texto inglês.

Sistema acoplado à rede: Resultados principais

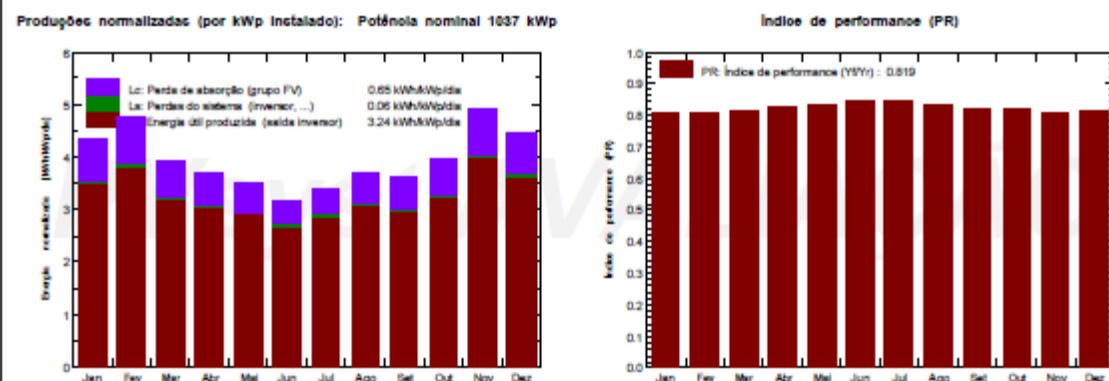
Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Fixo

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sistema de sheds, fileira única		
Sombras próximas	Sombras lineares			
Orientação do plano dos módulos	inclinação	10°	azimute	0°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 320P	Pnom	320 Wp
Grupo FV	Número de módulos	3240	Pnom total	1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000		Pnom	918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)			

Resultados principais da simulação

Produção do sistema	Energia produzida	1225 MWh/ano	Prod. específica	1181 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	81.90 %		



Fixo

Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	137.6	73.02	22.92	134.7	126.9	114.4	112.3	0.804
Fevereiro	132.4	72.43	23.24	132.8	125.5	112.8	110.8	0.805
Março	118.5	69.68	23.11	121.9	115.2	104.6	102.7	0.812
Abril	103.8	59.49	21.50	110.7	104.4	96.4	94.6	0.824
Maio	96.9	40.43	18.56	108.7	102.5	95.4	93.6	0.831
Junho	84.5	45.07	17.82	95.4	89.5	84.9	83.4	0.843
Julho	94.2	52.23	17.10	105.1	98.8	93.8	92.1	0.845
Agosto	106.1	51.24	18.80	115.3	108.9	101.1	99.2	0.830
Setembro	104.3	58.58	19.25	108.6	102.5	94.2	92.4	0.821
Outubro	121.9	76.34	21.47	122.9	115.7	105.9	103.9	0.816
Novembro	150.3	73.76	21.37	147.5	139.1	125.8	123.6	0.808
Dezembro	142.6	77.54	22.44	138.8	131.0	118.5	116.3	0.808
Ano	1393.1	749.81	20.62	1442.5	1359.8	1247.8	1224.9	0.819

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal
DiffHor Irradiação difusa horizontal
T_Amb T amb.
GlobInc Incidência global no plano dos sensores
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
EArray Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid Energia injetada na rede
PR Índice de performance

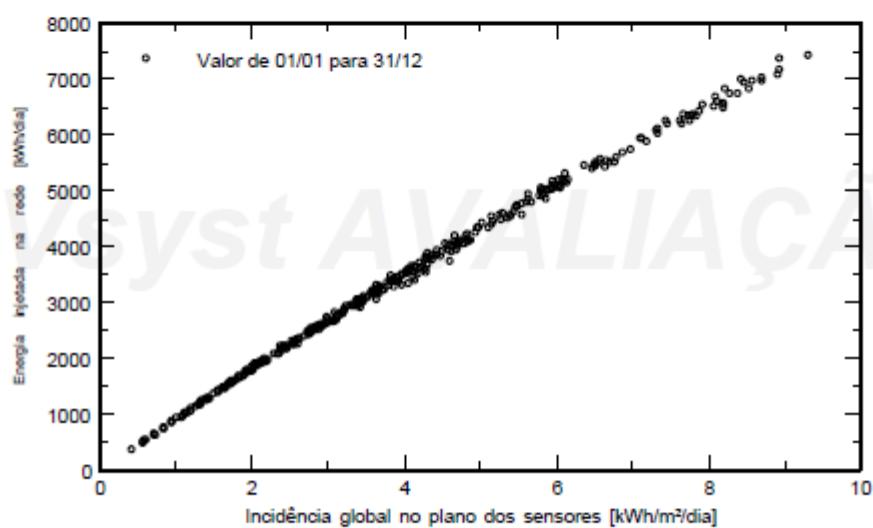
Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

Projeto : Central - Salto Pirapora

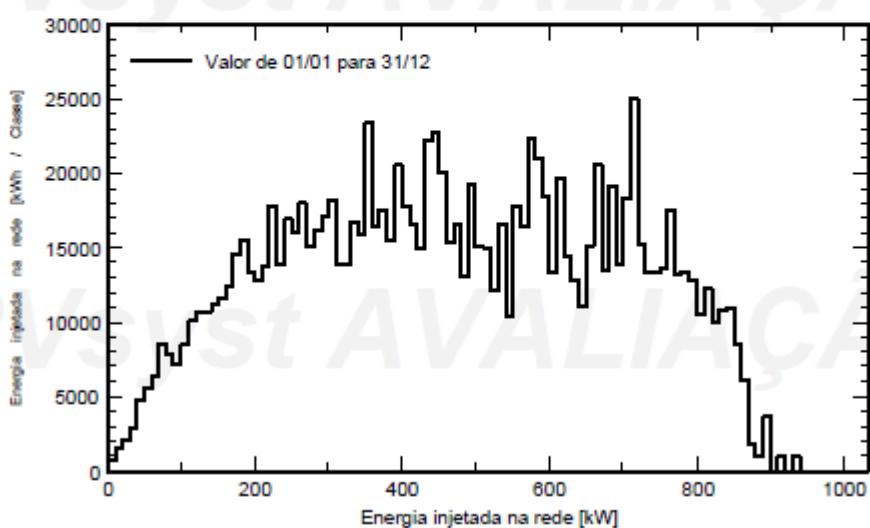
Variante da simulação : Fixo

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sistema de sheds, fileira única		
Sombras próximas	Sombras lineares			
Orientação do plano dos módulos	inclinação	10°	azimute	0°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 320P	Pnom	320 Wp
Grupo FV	Número de módulos	3240	Pnom total	1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000		Pnom	918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)			

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema



PVSYST 7.0.2	01/07/20	Página 6/6
Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas		
Projeto : Central - Salto Pirapora		
Variante da simulação : Fixo		
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sistema de sheds, fileira única
Sombras próximas Orientação do plano dos módulos Módulos FV Grupo FV Inversor Exigências do consumidor	Sombras lineares inclinação 10° Modelo CS6U - 320P Número de módulos 3240 Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000 Carga ilimitada (rede)	azimute 0° Pnom 320 Wp Pnom total 1037 kWp Pnom 918 kW ac
Diagrama das perdas do ano inteiro		
<p>The diagram illustrates the energy flow and associated losses for a PV system over a year. It starts with 1393 kWh/m² of direct irradiation, which is reduced by 3.5% for shading (Sombras próximas). This results in 1360 kWh/m² * 6300 m² mód. The system has an efficiency of 16.45% at STC. Subsequent losses include: - Global horizontal irradiation (Irradiação global horizontal) loss of -0.56%. - Global sensor incidence (Incidência global no plano dos sensores) loss of -2.27%. - Shading loss (Sombras próximas: perda de irradiação) loss of -3.00%. - Global IAM loss (Fator de IAM no global) loss of -1.17%. - Cleaning loss (Fator de perdas de sujidade) loss of -8.29%. - Conversion loss (Conversão FV) loss of +0.40%. - Group nominal energy (Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)) loss of -2.10%. - Group temperature loss (Perdas devido à temperatura do grupo) loss of -0.59%. - Module quality loss (Perdas de qualidade dos módulos) loss of -1.81%. - Mismatch loss (Perdas de módulos e strings com mismatch) loss of +0.00%. - Cable ohmic loss (Perdas ôhmicas da cablagem) loss of +0.00%. - Group virtual power loss (Energia virtual do grupo no MPP) loss of +0.00%. - Inverter operation loss (Perdas inversor funcionamento (eficiência)) loss of +0.00%. - Inverter overcurrent loss (Perdas inversor, acima potência nominal) loss of +0.00%. - Inverter overvoltage loss (Perdas inversor, acima tensão nominal) loss of +0.00%. - Inverter limit loss (Perdas inversor, limite de potência) loss of +0.00%. - Inverter voltage limit loss (Perdas inversor, limite de tensão) loss of +0.00%. - Grid connection loss (Consumo noturno) loss of +0.02%. - Grid connection available energy (Energia disponível à saída do inversor) loss of +0.00%. - Grid connection injected energy (Energia injetada na rede) loss of +0.00%.</p>		

APÊNDICE II – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 2

PVSYST 7.0.5		18/07/20	Página 1/6
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação			
Projeto :	Central - Salto Pirapora		
Localização geográfica	Salto de Pirapora	País	Brazil
Localização	Latitude -23.65° S	Longitude -47.57° W	
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	642 m
	Albedo 0.20		
Dados meteorológicos:	Salto de Pirapora	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	
Variante da simulação :	Tracker 45-45	Data da simulação	18/07/20 16h29
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Trackers single array	
Plano tracking, eixo inclinado	Inclinação do eixo 0°	Azimute do eixo 0°	
Limites da rotação	Phi mínimo -45°	Phi máximo 45°	
	Tracking algorithm Astronomic calculation		
Configuração dos trackers	Nr. de trackers 18	Grupo simples	
	Espaçamento trackers 6.00 m	Largura módulos 3.04 m	
Banda inativa	Esquerda 0.02 m	Direita 0.02 m	
Ângulos limite das sombras	Limites de phi +/Fazendeira ocupação do solo (GCR)	50.6%	
Modelos utilizados	Transposição Perez	Difuso Cicumsolar	Perez, Meteonorm separado
Horizonte	Sem horizonte		
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos		Efeito elétrico 100 %
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)		
Características do grupo FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo CS6U - 320P	
Original PVsyst database	Fabricante Canadian Solar Inc.		
Número de módulos FV	Em série 20 módulos	Em paralelo 162 strings	
Número total de módulos FV	Nr. módulos 3240	Potência unitária 320 Wp	
Potência global do grupo	Nominal (STC) 1037 kWp	Em condições de func. 886 kWp (80°C)	
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp 627 V	I mpp 1413 A	
Superfície total	Superfície módulos 6300 m²	Superfície célula 5678 m²	
Inversor	Modelo Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000		
Original PVsyst database	Fabricante Ingeteam		
Características	Potência unitária 918 kWac	Tensão func. 524-820 V	
Bateria de inversores	Potência máx. (>35°C) 998 kWac	Rácio Pnom 1.13	
Total	N.º de inversores 1 unidades		
Fatores de perda do grupo FV			
Perdas sujidade grupo		Fração perdas 3.0 %	
Fator de perdas térm.	Uc (const.) 20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s	
Perdas óhmicas nos cabos	Res. global do grupo 5.2 m·•	Fração perdas 1.0 % em STC	
Perdas de qualidade dos módulos		Fração perdas -0.4 %	
Perdas de módulos com mismatch		Fração perdas 2.0 % no MPP	
Perdas de strings com mismatch		Fração perdas 0.10 %	

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000



PVSYST 7.0.5	18/07/20	Página 3/6
Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas		
Projeto : Central - Salto Pirapora		
Variante da simulação : Tracker 45-45		
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Trackers single array
Sombras próximas Segundo os strings de módulos Orientação do painel, inclinado, Inclinação do eixo Módulos FV Grupo FV Inversor Exigências do consumidor	Efeito elétrico 100 % Azimute do eixo 0° Pnom 320 Wp Pnom total 1037 kWp Pnom 918 kW ac Carga ilimitada (rede)	0° CS6U - 320P Número de módulos 3240 Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000
<p style="text-align: center;">Perspectiva do desenho de sombras próximas</p>		
<p style="text-align: center;">Diagrama das iso-sombrias</p> <p style="text-align: center;">Central - Salto Pirapora</p> <p>Fator de sombra para o direto (segundo os strings) : Curvas das iso-sombrias</p>		

Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Tracker 45-45

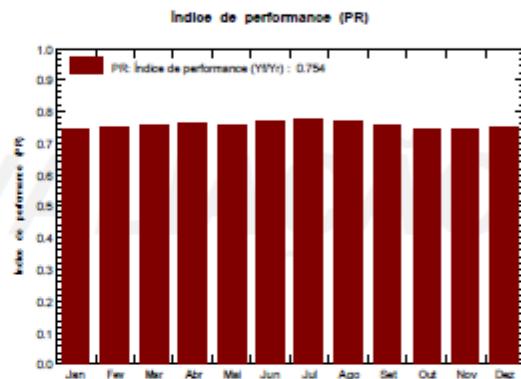
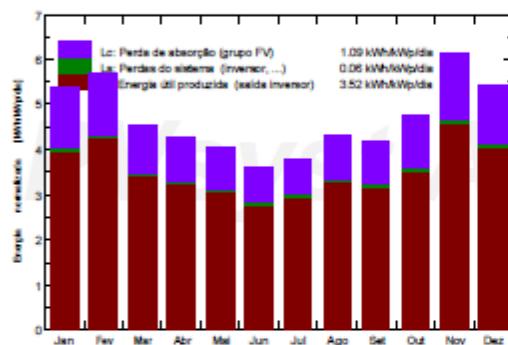
Parâmetros principais do sistema

	Tipo de sistema	Trackers single array
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico 100 %
Orientação do painel	Inclinação do eixo 0°	Azimute do eixo 0°
Módulos FV	Modelo CS6U - 320P	Pnom 320 Wp
Grupo FV	Número de módulos 3240	Pnom total 1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom 918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	

Resultados principais da simulação

Produção do sistema	Energia produzida	1333 MWh/ano	Prod. específica	1285 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	75.38 %		

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 1037 kWp



Tracker 45-45

Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	137.6	73.02	22.92	166.1	149.7	130.1	127.7	0.742
Fevereiro	132.4	72.43	23.24	159.3	144.3	125.7	123.5	0.748
Março	118.5	69.68	23.11	140.6	126.3	111.9	109.9	0.754
Abril	103.8	59.49	21.50	127.4	113.0	102.3	100.5	0.761
Maio	96.9	40.43	18.56	125.5	109.7	100.1	98.3	0.755
Junho	84.5	45.07	17.82	108.4	94.1	88.1	86.5	0.770
Julho	94.2	52.23	17.10	118.1	103.2	96.7	95.0	0.776
Agosto	106.1	51.24	18.80	133.4	118.3	107.8	105.9	0.766
Setembro	104.3	58.58	19.25	126.1	112.4	100.5	98.7	0.755
Outubro	121.9	76.34	21.47	147.7	130.0	115.6	113.5	0.741
Novembro	150.3	73.76	21.37	184.4	166.3	145.1	142.6	0.746
Dezembro	142.6	77.54	22.44	168.3	152.0	133.0	130.6	0.749
Ano	1393.1	749.81	20.62	1705.3	1519.5	1356.9	1332.7	0.754

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal
 DiffHor Irradiação difusa horizontal
 T_Amb T_amb.
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores
 GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
 EArray Energia efetiva à saída do grupo
 E_Grid Energia injetada na rede
 PR Índice de performance

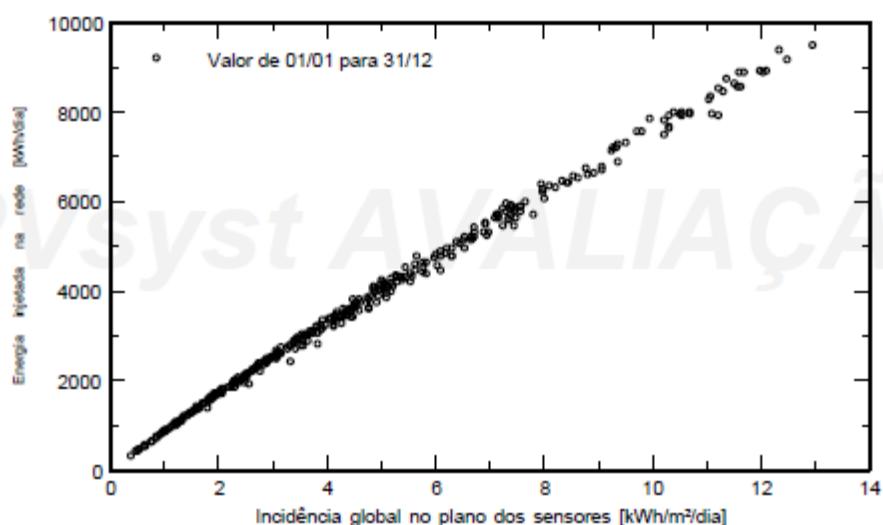
Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

Projeto : Central - Salto Pirapora

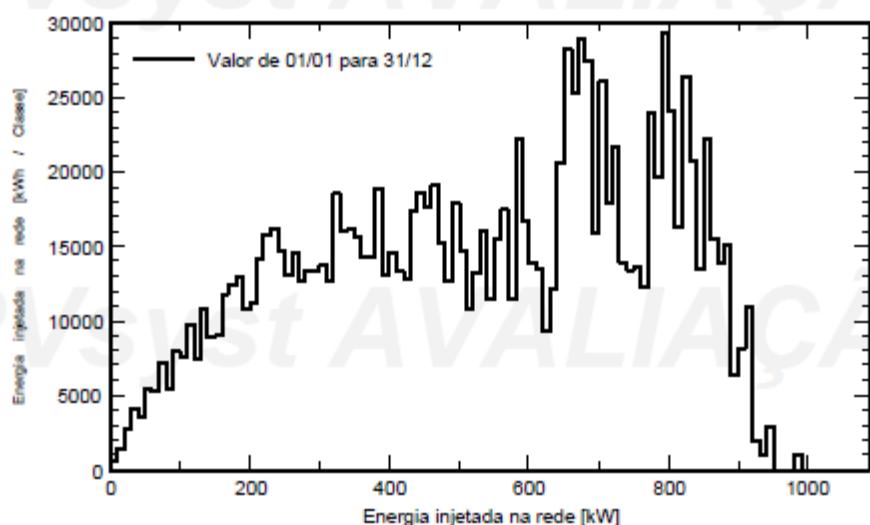
Variante da simulação : Tracker 45-45

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Trackers single array
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico 100 %
Orientação do painel, inclinação do eixo	0°	Azimute do eixo 0°
Módulos FV	Modelo CS6U - 320P	Pnom 320 Wp
Grupo FV	Número de módulos 3240	Pnom total 1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom 918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema



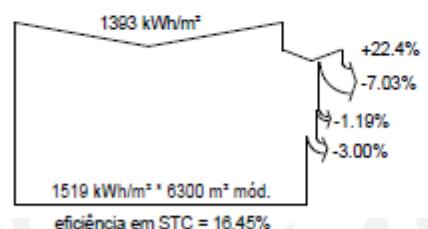
Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Tracker 45-45

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Trackers single array
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico 100 %
Orientação do painel, inclinação do eixo	0°	Azimute do eixo 0°
Módulos FV	Modelo CS6U - 320P	Pnom 320 Wp
Grupo FV	Número de módulos 3240	Pnom total 1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom 918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	

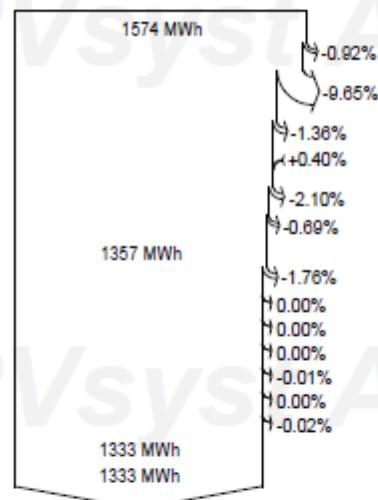
Diagrama das perdas do ano inteiro



- Irradiação global horizontal
- Incidência global no plano dos sensores
- Sombras próximas: perda de irradiação
- Fator de IAM no global
- Fator de perdas de sujidade

Irradiância efetiva nos sensores

Conversão FV



- Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)
- Perdas devido ao nível de irradiação

Perdas devido à temperatura do grupo

- Sombras: perdas elétricas seg. strings
- Perdas de qualidade dos módulos

Perdas de módulos e strings com mismatch

- Perdas óhmicas da cablagem
- Energia virtual do grupo no MPP
- Perdas inversor funcionamento (eficiência)
- Perdas inversor, acima potência nominal
- Inverter Loss due to max. input current
- Perdas inversor, acima tensão nominal
- Perdas inversor, limite de potência
- Perdas inversor, limite de tensão
- Consumo noturno
- Energia disponível à saída do inversor
- Energia injetada na rede

APÊNDICE III – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 3

PVSYST 7.0.5		18/07/20	Página 1/6
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação			
Projeto : Central - Salto Pirapora			
Localização geográfica	Salto de Pirapora	País	Brazil
Localização	Latitude -23.65° S	Longitude	-47.57° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	642 m
	Albedo 0.20		
Dados meteorológicos:	Salto de Pirapora	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	
Variante da simulação :	Tracker 45-45 - backtracking	Data da simulação	18/07/20 19h44 (versão 7.0.2)
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Trackers single array, with backtracking	
Plano tracking, eixo inclinado	Inclinação do eixo	0°	Azimute do eixo 0°
Limites da rotação	Phi mínimo	-45°	Phi máximo 45°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation	
Modo "Backtracking"	Nr. de trackers	18	Grupo simples
	Espaçamento trackers	6.00 m	Largura módulos 3.04 m
Banda inativa	Esquerda	0.02 m	Direita 0.02 m
Ângulo limite para backtracking	Limites de phi	+/-90° de ocupação do solo (GCR)	50.6%
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso Cicumsolar Perez, Meteonorm separado
Horizonte	Sem horizonte		
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos		Efeito elétrico 100 %
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)		
Características do grupo FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo CS6U - 320P	
Original PVsyst database	Fabricante Canadian Solar Inc.		
Número de módulos FV	Em série	20 módulos	Em paralelo 162 strings
Número total de módulos FV	Nr. módulos	3240	Potência unitária 320 Wp
Potência global do grupo	Nominal (STC)	1037 kWp	Em condições de func. 886 kWp (80°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	627 V	I mpp 1413 A
Superfície total	Superfície módulos	6300 m²	Superfície célula 5678 m²
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	
Original PVsyst database	Fabricante	Ingeteam	
Características	Potência unitária	918 kWac	Tensão func. 524-820 V
	Potência máx. (>35°C)	998 kWac	
Bateria de inversores	Potência total	918 kWac	Rácio Pnom 1.13
	N.º de inversores	1 unidades	
Total	Potência total	918 kWac	Rácio Pnom 1.13
Fatores de perda do grupo FV			
Perdas sujidade grupo	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Fração perdas 3.0 %
Fator de perdas térm.			Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s
Perdas óhmicas nos cabos	Res. global do grupo	5.2 m ⁻¹	Fração perdas 1.0 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas -0.4 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 2.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %

PVsyst Evaluation mode

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000



PVSYST 7.0.5	18/07/20	Página 3/6							
Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas									
Projeto : Central - Salto Pirapora									
Variante da simulação : Tracker 45-45 - backtracking									
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Trackers single array, with backtracking							
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico 100 %							
Orientação do painel, inclinação do eixo	0°	Azimute do eixo 0°							
Módulos FV	Modelo CS6U - 320P	Pnom 320 Wp							
Grupo FV	Número de módulos 3240	Pnom total 1037 kWp							
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom 918 kW ac							
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)								
Perspetiva do desenho de sombras próximas									
Diagrama das iso-sombras									
<p>Central - Salto Pirapora</p> <p>Fator de sombra para o direto (segundo os strings) : Curvas das iso-sombras</p> <table border="1"> <tr><td>1: 22 de setembro</td></tr> <tr><td>2: 22 de maio - 23 de julho</td></tr> <tr><td>3: 20 de abril - 23 de agosto</td></tr> <tr><td>4: 20 de maio - 23 de setembro</td></tr> <tr><td>5: 21 de fevereiro - 23 outubro</td></tr> <tr><td>6: 19 de junho - 22 de novembro</td></tr> <tr><td>7: 20 de dezembro</td></tr> </table>			1: 22 de setembro	2: 22 de maio - 23 de julho	3: 20 de abril - 23 de agosto	4: 20 de maio - 23 de setembro	5: 21 de fevereiro - 23 outubro	6: 19 de junho - 22 de novembro	7: 20 de dezembro
1: 22 de setembro									
2: 22 de maio - 23 de julho									
3: 20 de abril - 23 de agosto									
4: 20 de maio - 23 de setembro									
5: 21 de fevereiro - 23 outubro									
6: 19 de junho - 22 de novembro									
7: 20 de dezembro									

Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Tracker 45-45 - backtracking

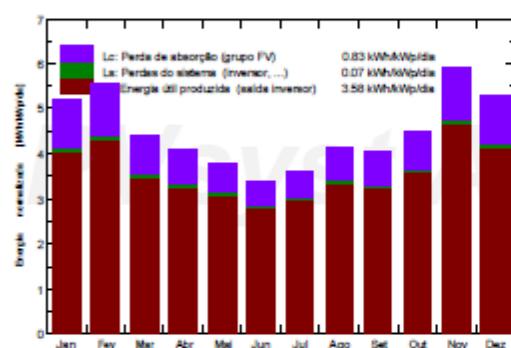
Parâmetros principais do sistema Tipo de sistema Trackers single array, with backtracking

Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico	100 %
Orientação do painel, inclinado, Inclinação do eixo	0°	Azimute do eixo	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	320 Wp
Grupo FV	Número de módulos	Pnom total	1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom	918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

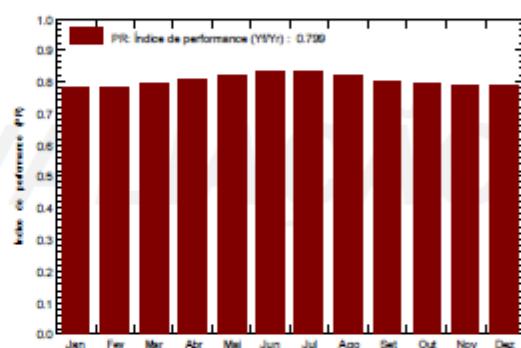
Resultados principais da simulação

Produção do sistema	Energia produzida	1353 MWh/ano	Prod. específica	1305 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	79.89 %		

Produções normalizadas (por kWp Instalado): Potência nominal 1037 kWp



Índice de performance (PR)



Tracker 45-45 - backtracking Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	137.6	73.02	22.92	160.2	149.5	132.1	129.7	0.781
Fevereiro	132.4	72.43	23.24	154.6	144.2	127.4	125.1	0.781
Março	118.5	69.68	23.11	136.3	126.8	113.9	111.8	0.792
Abril	103.8	59.49	21.50	122.3	113.3	104.1	102.3	0.806
Maio	96.9	40.43	18.56	117.8	109.5	101.7	99.8	0.817
Junho	84.5	45.07	17.82	101.4	93.5	88.8	87.2	0.829
Julho	94.2	52.23	17.10	111.6	103.0	97.7	96.0	0.830
Agosto	106.1	51.24	18.80	127.2	118.3	109.4	107.5	0.815
Setembro	104.3	58.58	19.25	121.0	112.6	102.5	100.6	0.802
Outubro	121.9	76.34	21.47	140.1	130.1	117.8	115.7	0.797
Novembro	150.3	73.76	21.37	177.9	166.2	147.4	144.8	0.785
Dezembro	142.6	77.54	22.44	163.5	152.7	135.3	132.8	0.784
Ano	1393.1	749.81	20.62	1633.9	1519.6	1378.0	1353.3	0.799

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal
DiffHor Irradiação difusa horizontal
T_Amb T_amb.
GlobInc Incidência global no plano dos sensores
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
EArray Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid Energia injetada na rede
PR Índice de performance

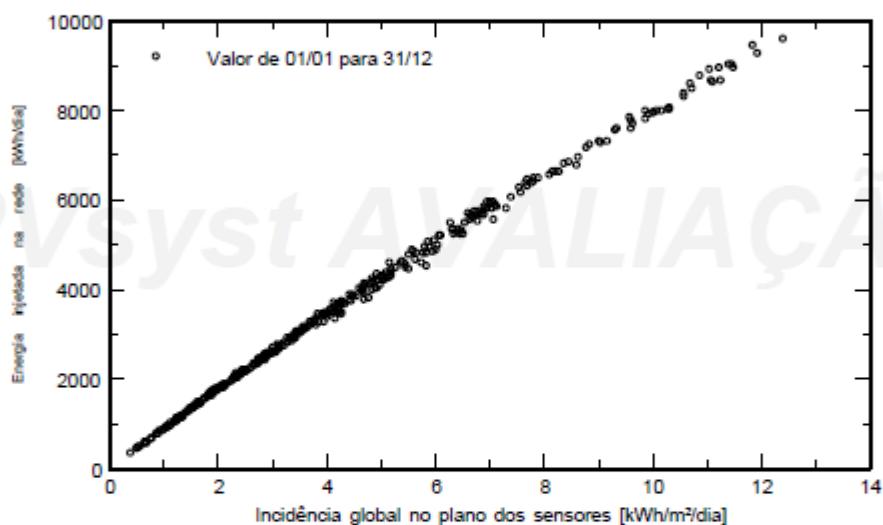
Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

Projeto : Central - Salto Pirapora

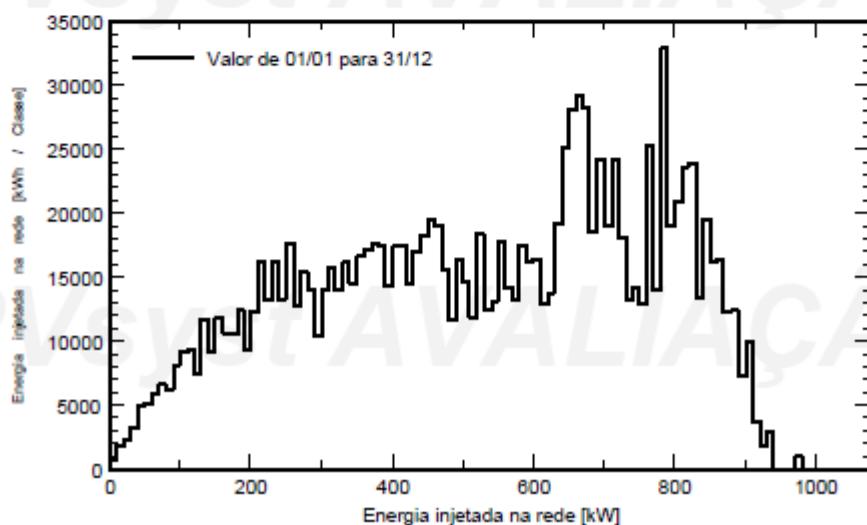
Variante da simulação : Tracker 45-45 - backtracking

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Trackers single array, with backtracking
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico 100 %
Orientação do painel, inclinação do eixo	0°	Azimute do eixo 0°
Módulos FV	Modelo CS6U - 320P	Pnom 320 Wp
Grupo FV	Número de módulos 3240	Pnom total 1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom 918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema



Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

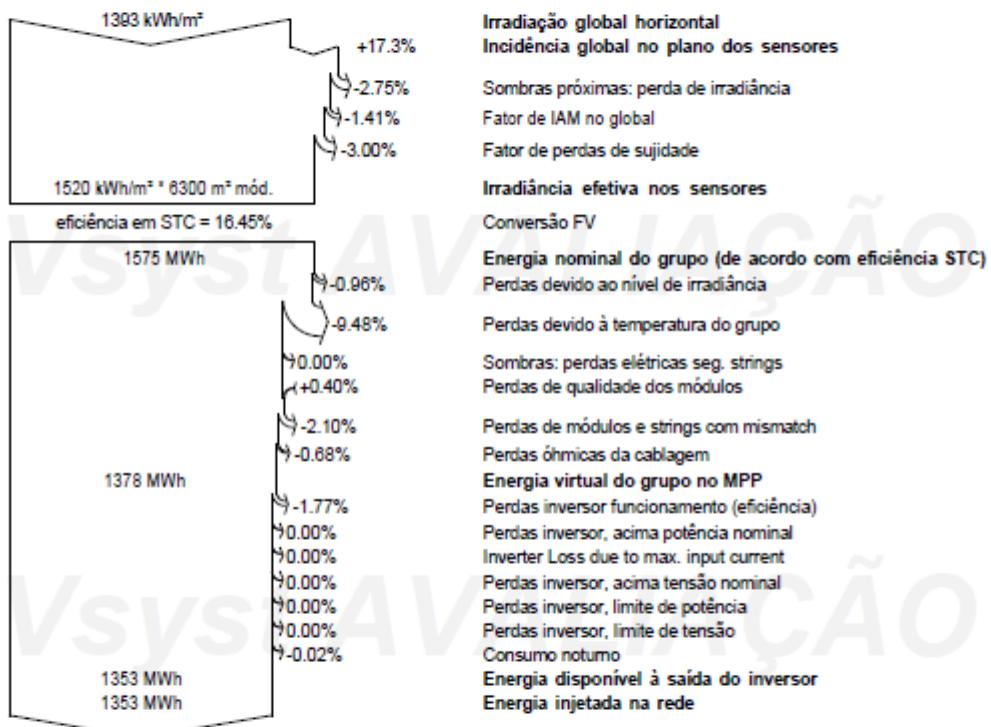
Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Tracker 45-45 - backtracking

Parâmetros principais do sistema Tipo de sistema Trackers single array, with backtracking

Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico	100 %
Orientação do painel, inclinação do eixo	0°	Azimute do eixo	0°
Módulos FV	Modelo CS6U - 320P	Pnom	320 Wp
Grupo FV	Número de módulos 3240	Pnom total	1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom	918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Diagrama das perdas do ano inteiro



APÊNDICE IV – RELATÓRIO PVSYST – CONFIGURAÇÃO 4

PVSYST 7.0.5		19/07/20	Página 1/6
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação			
Projeto :	Central - Salto Pirapora		
Localização geográfica	Salto de Pirapora	País	Brazil
Localização	Latitude -23.65° S	Longitude -47.57° W	
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	842 m
Albedo	0.20		
Dados meteorológicos:	Salto de Pirapora	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	
Variante da simulação :	Tracker 2 eixos ajuste2	Data da simulação	19/07/20 00h40
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Sistema tracking	
Plano tracking, dois eixos	Inclin. mínima 0°	Inclin. máxima 60°	
Limites da rotação	Azimute mínimo -135°	Azimute máximo 135°	
Configuração dos trackers	Nr. de trackers 81	Grupos idênticos	
	Espaçamento trackers 20.0 m	Largura módulos 9.90 m	
		Taxa de ocupação do solo (GCR) 49.5%	
Modelos utilizados	Transposição Perez	Difuso Cicumsolar	Perez, Meteonorm separado
Horizonte	Sem horizonte		
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico	100 %
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)		
Características do grupo FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo CS6U - 320P	
Original PVsyst database	Fabricante Canadian Solar Inc.		
Número de módulos FV	Em série	20 módulos	182 strings
Número total de módulos FV	Nr. módulos	3240	Potência unitária 320 Wp
Potência global do grupo	Nominal (STC)	1037 kWp	Em condições de func. 886 kWp (60°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	627 V	I mpp 1413 A
Superfície total	Superfície módulos	6300 m²	Superfície célula 5678 m²
Inversor	Modelo Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000		
Original PVsyst database	Fabricante Ingeteam		
Características	Potência unitária 918 kWac	Tensão func. 524-820 V	
Bateria de inversores	Potência máx. (>35°C) 998 kWac		
	Potência total 918 kWac	Rácio Pnom	1.13
N.º de inversores 1 unidades			
Total	Potência total 918 kWac	Rácio Pnom	1.13
Fatores de perda do grupo FV			
Perdas sujidade grupo		Fração perdas 3.0 %	
Fator de perdas térm.	Uc (const.) 20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s	
Perdas óhmicas nos cabos	Res. global do grupo 5.2 m•	Fração perdas 1.0 % em STC	
Perdas de qualidade dos módulos		Fração perdas -0.4 %	
Perdas de módulos com mismatch		Fração perdas 2.0 % no MPP	
Perdas de strings com mismatch		Fração perdas 0.10 %	

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas

Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Tracker 2 eixos ajuste2

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sistema tracking		
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos		Efeito elétrico	100 %
Orientação do plano dos módulos	tracking dois eixos			
Módulos FV		Modelo	CS6U - 320P	
Grupo FV		Número de módulos	3240	Pnom total 1037 kWp
Inversor			Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom 918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)			

Perspectiva do desenho de sombras próximas

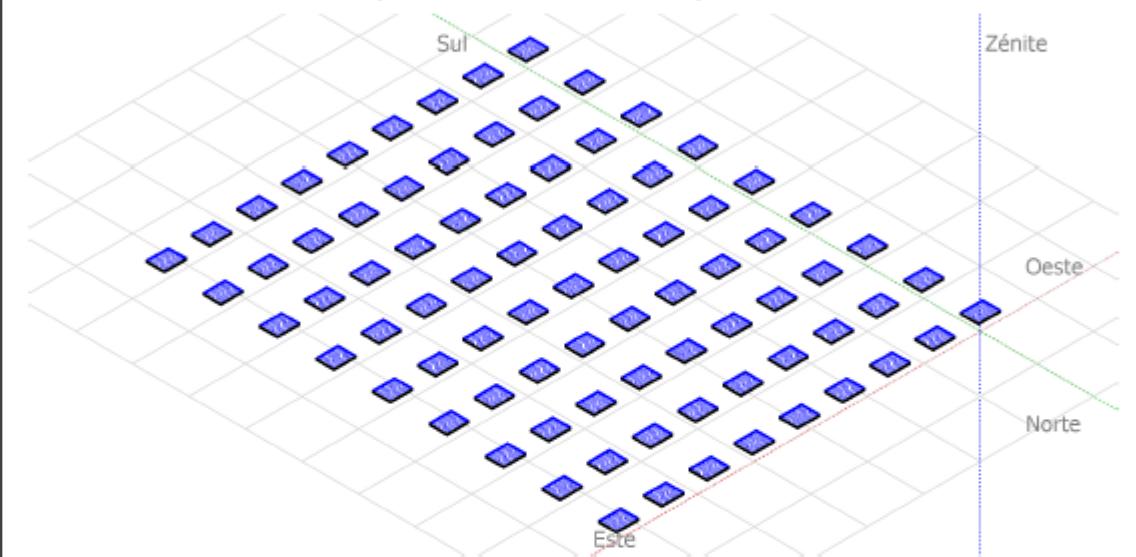
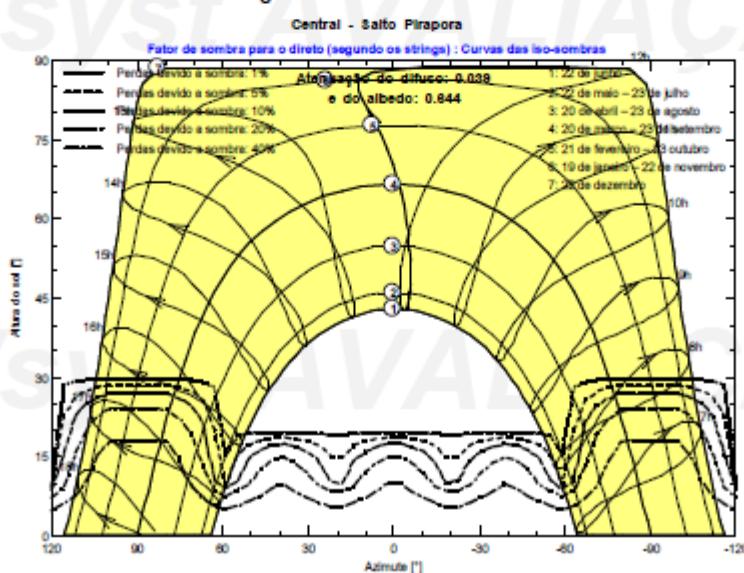


Diagrama das iso-sombras



Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : Central - Salto Pirapora

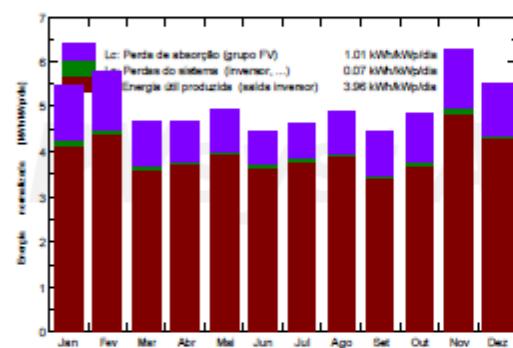
Variante da simulação : Tracker 2 eixos ajuste2

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sistema tracking		
Sombras próximas	Segundo os strings de módulos		Efeito elétrico	100 %
Orientação do plano dos módulos	tracking dois eixos			
Módulos FV		Modelo	CS6U - 320P	
Grupo FV		Número de módulos	3240	Pnom 320 Wp
Inversor			Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom total 1037 kWp
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)			Pnom 918 kW ac

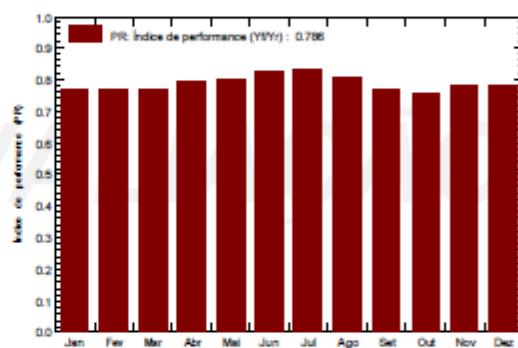
Resultados principais da simulação

Produção do sistema	Energia produzida	1498 MWh/ano	Prod. específica	1444 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	78.58 %		

Produções normalizadas (por kWp Instalado): Potência nominal 1037 kWp



Índice de performance (PR)



Tracker 2 eixos ajuste2 Balancos e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	137.6	73.02	22.92	168.9	158.2	136.5	134.0	0.765
Fevereiro	132.4	72.43	23.24	161.8	151.0	130.4	128.1	0.764
Março	118.5	69.68	23.11	145.7	135.5	118.8	116.7	0.773
Abril	103.8	59.49	21.50	139.8	131.3	117.6	115.6	0.798
Maio	96.9	40.43	18.56	152.4	145.5	128.7	126.4	0.800
Junho	84.5	45.07	17.82	133.5	127.3	116.2	114.3	0.826
Julho	94.2	52.23	17.10	142.5	135.6	124.6	122.5	0.829
Agosto	106.1	51.24	18.80	151.3	143.1	128.3	126.1	0.804
Setembro	104.3	58.58	19.25	132.7	123.1	108.0	106.0	0.770
Outubro	121.9	76.34	21.47	151.0	138.2	120.5	118.4	0.756
Novembro	150.3	73.76	21.37	187.6	175.6	154.1	151.5	0.779
Dezembro	142.6	77.54	22.44	170.9	160.2	140.4	137.9	0.778
Ano	1393.1	749.80	20.62	1838.1	1724.5	1524.1	1497.5	0.786

Legendas: GlobHor Irradição global horizontal
DiffHor Irradição difusa horizontal
T_Amb T amb.
GlobInc Incidência global no plano dos sensores
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
EArray Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid Energia injetada na rede
PR Índice de performance

Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

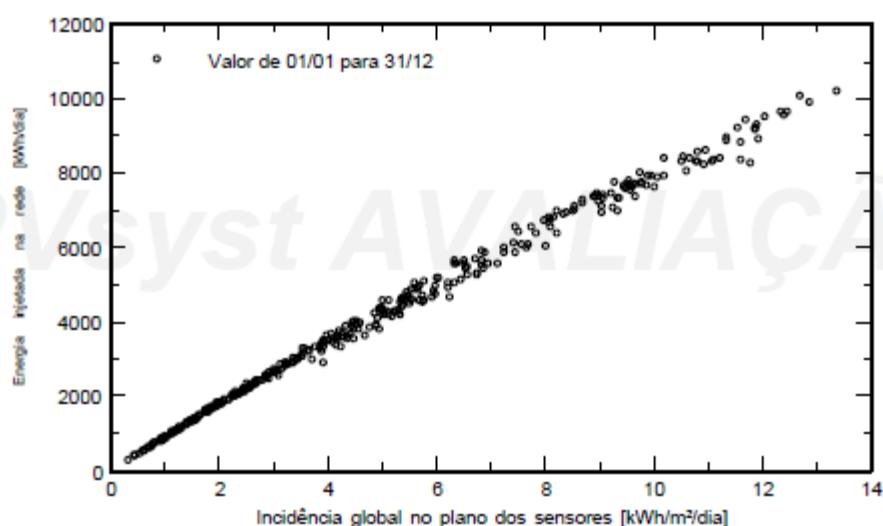
Projeto : Central - Salto Pirapora

Variante da simulação : Tracker 2 eixos ajuste2

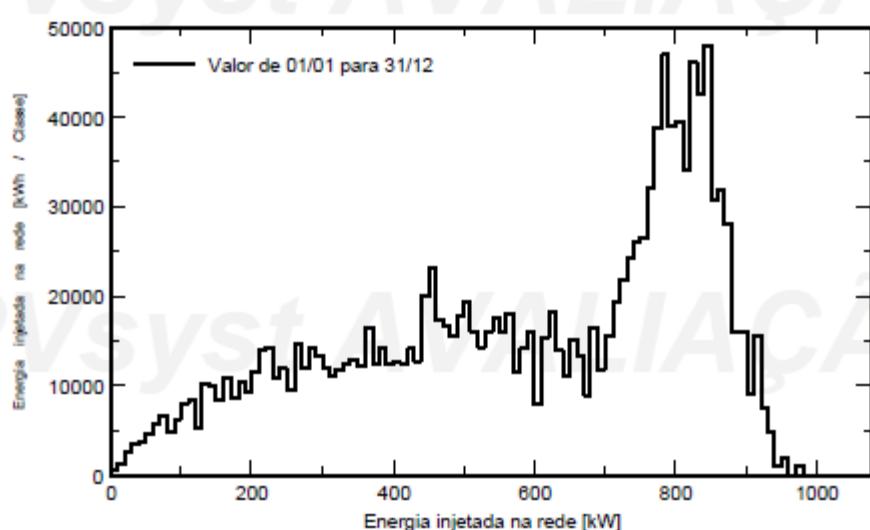
Parâmetros principais do sistema Tipo de sistema Sistema tracking

Sombras próximas	Segundo os strings de módulos	Efeito elétrico	100 %
Orientação do plano dos módulos	tracking dois eixos		
Módulos FV	Modelo CS6U - 320P	Pnom	320 Wp
Grupo FV	Número de módulos 3240	Pnom total	1037 kWp
Inversor	Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000	Pnom	918 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema



PVSYST 7.0.5		19/07/20	Página 6/6
Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas			
Projeto : Central - Salto Pirapora			
Variante da simulação : Tracker 2 eixos ajuste2			
Parâmetros principais do sistema Tipo de sistema Sistema tracking			
Sombras próximas Segundo os strings de módulos Orientação do plano dos módulos tracking dois eixos Módulos FV Modelo CS6U - 320P Grupo FV Número de módulos 3240 Pnom 320 Wp Inversor Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000 Pnom total 1037 kWp Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede) Pnom 918 kW ac			
Diagrama das perdas do ano inteiro			
<p>1393 kWh/m²</p> <p>+31.0%</p> <p>1725 kWh/m² * 8300 m² mód.</p> <p>eficiência em STC = 16.45%</p> <p>-2.37%</p> <p>-0.93%</p> <p>-3.00%</p> <p>-0.73%</p> <p>-10.75%</p> <p>-1.29%</p> <p>+0.40%</p> <p>-2.10%</p> <p>-0.78%</p> <p>-1.72%</p> <p>0.00%</p> <p>0.00%</p> <p>0.00%</p> <p>0.00%</p> <p>-0.02%</p>			
Irradiância global horizontal Incidência global no plano dos sensores Sombras próximas: perda de irradiação Fator de IAM no global Fator de perdas de sujidade Irradiância efetiva nos sensores Conversão FV Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC) Perdas devido ao nível de irradiação Perdas devido à temperatura do grupo Sombras: perdas elétricas seg. strings Perdas de qualidade dos módulos Perdas de módulos e strings com mismatch Perdas óhmicas da cablagem Energia virtual do grupo no MPP Perdas inversor funcionamento (eficiência) Perdas inversor, acima potência nominal Inverter Loss due to max. input current Perdas inversor, acima tensão nominal Perdas inversor, limite de potência Perdas inversor, limite de tensão Consumo noturno Energia disponível à saída do inversor Energia injetada na rede			