



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE RECURSOS NATURAIS
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS**

**Comparação entre diferentes bases de dados
meteorológicos na geração de energia elétrica de
um sistema fotovoltaico na região do sul de Minas
Gerais**

MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO

Joaquim A. C. Moraes

Itajubá, MG, Brasil

2024

Comparação entre diferentes bases de dados meteorológicos na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico na região do sul de Minas Gerais

por

Joaquim Augusto Cortez Moraes

Monografia apresentada à comissão examinadora Programa de Graduação em Ciências Atmosféricas da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI, MG), como requisito parcial para obtenção do grau de

Bacharel em Ciências Atmosféricas.

Orientador: Arcilan Trevenzoli Assireu

**Itajubá, MG, Brasil
2024**

**Universidade Federal de Itajubá
Instituto de Recursos Naturais
Programa de Graduação em Ciências Atmosféricas**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Monografia

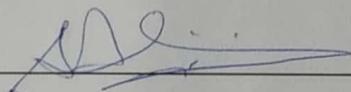
Comparação entre diferentes bases de dados meteorológicos na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico na região do sul de Minas Gerais

elaborada por

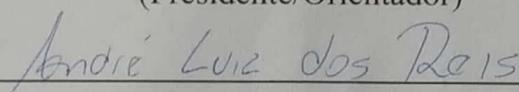
Joaquim Augusto Cortez Moraes

Como requisito parcial para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências Atmosféricas

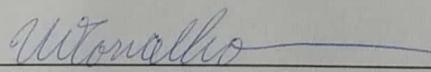
Comissão Examinadora:



Arcilan Trevenzoli Assireu, Dr. (UNIFEI)
(Presidente/Orientador)



André Luiz dos Reis, Dr. (INPE)



Vinícius Siqueira Oliveira Carvalho, Msc. (UNIFEI)

Itajubá, 26 de junho de 2024.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus por me guiar e me fortalecer até aqui.

Aos meu pais, irmãos e avós pelo apoio e incentivo.

A minha namorada, pela compreensão e apoio durante essa jornada.

Aos amigos que contribuíram direta ou indiretamente.

Aos professores, técnicos e alunos da UNIFEI.

A empresa EOT Brasil, pela oportunidade de aprendizado e amadurecimento.

Dedico este trabalho a minha família.

"O sucesso é ir de fracasso em fracasso sem perder o entusiasmo."

— Winston Churchill.

RESUMO

Monografia de Graduação
Programa de Graduação em Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Itajubá, MG, Brasil

Comparação entre diferentes bases de dados meteorológicos na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico na região do sul de Minas Gerais

AUTOR(A): JOAQUIM A. C. MORAES
ORIENTADOR: ARCILAN T. ASSIREU

Local e Data da Defesa: Itajubá, 24 de junho de 2024.

Este trabalho analisa a precisão de diferentes bases de dados meteorológicos na simulação da geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico localizado no sul de Minas Gerais. Utilizando o software PVsyst, foram comparados dados de geração obtidos de uma usina fotovoltaica já em operação com simulações baseadas em três bancos de dados meteorológicos: NASA-SSE, Meteonorm 8.0 e PVGIS-TMY. Os resultados indicaram que o NASA-SSE apresentou maior precisão, superestimando a geração de energia anual em 2,5%, seguidas por PVGIS-TMY com 4% e Meteonorm 8.0, que apresentou os maiores erros, superestimando a geração de energia do sistema observado em aproximadamente 10%. A escolha adequada dos dados meteorológicos de entrada para simulações de sistemas FV é essencial para reduzir as incertezas relacionadas a viabilidade dos projetos.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica; PVsyst; bancos de dados meteorológicos.

LISTA DE FIGURAS

Gráfico 1 - Ranking mundial de capacidade fotovoltaica instalada.....	1
Quadro 1- Ranking estadual de potência instalada fotovoltaica em geração distribuída.....	2
Figura 1 - UFV Apoena.....	6
Figura 2 - Inversor de corrente da UFV Apoena.....	7
Gráfico 2 - Energia gerada observada e simulada. UFV Apoena.....	10

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Energia gerada observada e simulada. UFV Apoená.....	10
Tabela 2 - Média mensal, Desvio Padrão e RMSE dos dados observados e simulados.	12

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FV – Fotovoltaico

GW – Gigawatt

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IRENA - Agência Internacional de Energias Renováveis

kWh/m² - Quilowatt-hora por metro quadrado

kWh - Quilowatt-hora

kWp – Quilowatt pico

MW – Megawatt

m/s – Metros por segundo

NASA - National Aeronautics and Space Administration

PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System

RMSE - Root Mean Square Error

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SSE - Surface Solar Energy

TMY- Ano típico meteorológico

UFV – Usina fotovoltaica

°C – Grau Celsius

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	vii
LISTA DE TABELAS	viii
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS.....	ix
1. INTRODUÇÃO	1
2. MATERIAL E MÉTODOS	6
2.1. Descrição da área de estudo.....	6
2.2. Dados observados.	7
2.3. Dados meteorológicos.....	8
2.4. Simulações PVsyst.....	9
2.5. Análise dos resultados	9
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	11
4. CONCLUSÃO	14
REFERÊNCIAS.....	15

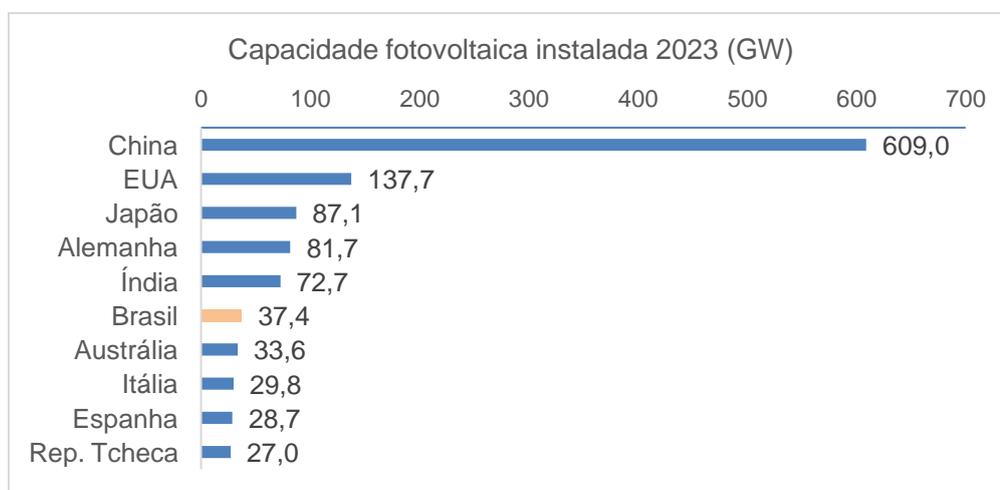
1 INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com as questões ambientais e a busca por fontes de energia renováveis têm impulsionado o interesse global pela energia solar fotovoltaica. Diversos países tem adotado políticas ambiciosas de incentivo a esse tipo de energia, buscando a redução das emissões de carbono e a diversificação de suas fontes energéticas (ZEREN, 2019). O Brasil, que historicamente baseou-se na dependência de duas principais matrizes: a hidrelétrica, predominante e a termoelétrica (OLIVEIRA, 2024), encontrou na energia solar uma alternativa promissora para o desenvolvimento social, econômico e ambiental.

Esse interesse tem se manifestado em um aumento substancial na instalação de sistemas de geração fotovoltaica no país. A redução significativa nos custos dos equipamentos, os incentivos governamentais e ações jurídicas como a sanção da Lei nº14.300, que instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída (SILVA, 2022), foram alguns dos fatores que contribuíram positivamente para o aumento expressivo da adoção de sistemas de energia solar no Brasil, impulsionando a participação dessa fonte na matriz energética nacional.

Segundo dados da Agência Internacional de Energias Renováveis, o Brasil encerrou o ano de 2023 na sexta colocação do ranking mundial de capacidade fotovoltaica instalada (Gráfico 1) com cerca de 37,4 GW de potência. A China liderou o ranking com 609 GW instalados.

Gráfico 1- Ranking mundial de capacidade fotovoltaica instalada.



FONTE: IRENA (2023). Adaptado pelo autor.

Segundo o relatório síntese de 2023 da Empresa de Pesquisa Energética, a partir de 2015, as fontes renováveis retomaram uma trajetória de crescimento na matriz elétrica brasileira, atingindo 49,1% de participação em 2023, em função principalmente do aumento da geração de eletricidade a partir da biomassa e das fontes eólica e solar. A fonte solar saltou de 0,2% para 2,6% na participação da oferta interna de energia entre os anos de 2014 e 2023 (BEN, 2023), demonstrando a forte evolução e a disseminação que esta fonte renovável de energia vem sofrendo no Brasil.

No cenário nacional, o Estado de Minas Gerais se destaca. Possuindo a terceira maior economia do Brasil e uma indústria siderúrgica desenvolvida (IBGE, 2019), conta também com uma disponibilidade de recurso favorável a exploração da energia solar em todo o seu território (PEREIRA *et al.*, 2006). Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar, Minas Gerais detém a segunda posição no ranking estadual de potência solar instalada na modalidade de geração distribuída (Quadro 1).

Quadro 1 – Ranking estadual de potência instalada fotovoltaica em geração distribuída.

Posição	Estado	Potência instalada (MW)
1°	São Paulo	4.051
2°	Minas Gerais	3.795
3°	Rio Grande do Sul	2.776
4°	Paraná	2.693
5°	Mato Grosso	1.787
6°	Santa Catarina	1.490
7°	Goiás	1.297
8°	Bahia	1.292
9°	Mato Grosso do Sul	1.140
10°	Rio de Janeiro	1.132

FONTE: ABSOLAR (2024). Adaptado pelo autor.

Na geração distribuída, o consumidor do sistema elétrico, além de comprar, também pode gerar parte ou toda energia elétrica de que necessita. Em situações específicas, pode fornecer o excedente gerado para a concessionária podendo receber créditos de compensação (ANEEL, 2014). Isso despertou o interesse de investidores e a rápida inserção de fontes de geração renováveis distribuídas nos sistemas elétricos trouxe desafios nas áreas operacionais e de planejamento (MOREIRA, 2023).

Na área operacional, os desafios estão relacionados às simulações precisas desses sistemas, etapa fundamental para garantir a eficácia, a viabilidade

econômica e técnica do projeto (YOUSEFI, 2019). Antes de instalar um sistema fotovoltaico, deve-se estabelecer a produção de energia mensal e anual aproximada, informação necessária para criar um projeto confiável e que atenda às necessidades e expectativas do investidor (CIESLAK, 2018).

Para atender a essa demanda, um grande número de softwares para simulações dos sistemas fotovoltaicos surgiu no mercado, projetados principalmente para serem utilizados nas fases iniciais do projeto (KANTERS, 2014). Nesse contexto, podemos destacar a ferramenta PVsyst, que fornece informações detalhadas sobre os sistemas FV através de avaliações de desempenho, financeiras e a inclusão de fatores de perda (MILOSAVLJEVIĆ, 2022). Sua ampla utilização na área pode ser observada em trabalhos como o de Axaopulos (2014), indicando que suas características e facilidade de uso o torna uma ferramenta vital para planejar e rapidamente avaliar o desempenho de uma instalação fotovoltaica. O estudo ocorreu na Grécia e os dados foram obtidos de uma central geradora fotovoltaica conectada à rede local.

Essas ferramentas dependem de uma série de variáveis de entrada para realizar as simulações, tais como, especificações técnicas dos componentes do sistema, orientação dos módulos fotovoltaicos e informações do inversor. Também exigem informações meteorológicas como a irradiação solar, temperatura ambiente, albedo e velocidade dos ventos. Segundo Yimprayoon (2011), o desempenho confiável destas ferramentas de simulação depende fortemente da qualidade e disponibilidade de dados meteorológicos precisos, que são a principal informação de entrada para as condições externas.

Dentre as informações meteorológicas necessárias, a irradiância solar é uma das principais variáveis para o correto dimensionamento de sistemas solares (MOREIRA JÚNIOR, 2020), pois está relacionada diretamente com a geração de energia elétrica através do efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico é a conversão da irradiação solar em energia elétrica, através da interação com o meio material e da criação de uma diferença de potencial sobre uma célula constituída por materiais semicondutores (PINHO, 2012).

A disponibilidade de irradiação solar em um local específico varia conforme a latitude, topografia, hora do dia, época do ano, cobertura de nuvens e condições atmosféricas de aerossóis. Trajano (2010) mostra que a irradiação total que incide sobre uma superfície inclinada, é resultado de sua decomposição em componentes direta e difusa. Deste modo, a maior fonte de incerteza na estimativa da irradiação solar reside na modelagem desses processos, devido à complexidade dos modelos,

à variabilidade dos parâmetros envolvidos e ao comportamento dinâmico da atmosfera (YANG *et al.* 2006).

Essas informações podem ser medidas por meio de estações solarimétricas, entretanto, o alto custo de instalação e manutenção operacional desses equipamentos para cada unidade de geração distribuída pode tornar este processo economicamente inviável (SCOLAR *et al.* 2003).

Uma das alternativas para suprir a escassez dessas informações meteorológicas é a utilização de valores estimados através de interpolações e de modelos matemáticos baseados em imagens de satélite (OLIVEIRA, 2017).

Diversas plataformas de dados meteorológicos fornecem dados de irradiação e das demais variáveis fundamentais para simulações dos sistemas FV. Este trabalho destaca três delas: Meeonorm 8.0, NASA-SSE e PVGIS-TMY. A ampla utilização dessas bases de dados em trabalhos similares e sua disponibilidade dentro do pacote da ferramenta PVsyst, foram os motivos dessa escolha.

Geekiyange (2021) realizou uma comparação entre a geração de energia elétrica fotovoltaica observada de uma planta solar de 1 MW de potência localizada no Sri Lanka, com resultados simulados utilizando dados meteorológicos fornecidos por Meeonorm 8.0. O autor observou valores superestimados de geração mensal de até 14% na simulação, concluindo que a base de dados utilizada na ocasião possuiu limitações e incertezas para uma boa previsão do rendimento energético do sistema FV analisado.

Seguindo a mesma linha do trabalho anterior, Kitayama *et al.* (2018) conduziu uma análise similar, comparando os valores reais observados com os resultados de simulações utilizando Meeonorm 8.0 e NASA-SSE, para um sistema FV localizado na cidade de Campinas, SP. Foram encontradas discrepâncias entre as simulações e os resultados apresentaram uma geração de energia superestimada, causada pelas limitações e incertezas dos dados.

Informações e análises sobre a plataforma de dados meteorológicos PVGIS-TMY, podem ser encontradas em estudos como o de Yimprayoon (2011). Esse formato de dados utiliza do conceito de ano meteorológico típico (TMY), que é gerado através do uso de algoritmos para selecionar o mês “mais típico” dentro de uma série temporal. O autor sugere que os dados TMY de um ano já não são suficientes para avaliar o desempenho a longo prazo dos sistemas fotovoltaicos, pois

não inclui incertezas de variações atípicas em sua série e aconselha a utilização de séries temporais mais extensas, com períodos de dez a trinta anos de informações.

Logo, é possível perceber que não existe consenso quanto a escolha dos bancos de dados meteorológicos mais adequados para um determinado cenário, o que pode resultar no aumento das incertezas sobre o desempenho e viabilidade técnica e econômica dos sistemas FV.

Nesse contexto, o presente estudo teve como objetivo a realização de uma análise comparativa entre os valores de geração de energia obtidos de um sistema FV em operação na região do sul de Minas Gerais – Brasil, com os resultados de simulações realizadas no software PVsyst, utilizando os bancos de dados Meteonorm 8.0, NASA-SSE e PVGIS-TMY, buscando identificar qual destes representou com maior precisão a geração mensal e anual observada do sistema e desta maneira fornecer informações valiosas para a implementação e análise da viabilidade de futuros projetos fotovoltaicos na região, que é destaque no cenário nacional nesse tipo de fonte energética.

2 MATERIAL E MÉTODOS

2.1 Área de estudo

O objeto de estudo, o SFCR conectado à rede de baixa tensão, UFV Apoená (Figura 1), é um sistema on grid de 97,6 kWp. Está localizado na cidade de Maria da Fé, Minas Gerais, Brasil. Composto por duzentos e quarenta painéis fotovoltaicos TRINA TSM-410 DUOMAX BIFACIAL de 410 W de potência, associados em quatorze strings de dezessete módulos cada. Foram fixados em estrutura de solo e conectados a um inversor Growatt de potência nominal de 75 kW. Os painéis possuem inclinação de 20° e orientação 0° de azimute, essa configuração tem como objetivo maximizar a captação da luz solar ao longo do ano. A UFV Apoená está em operação desde novembro de 2021. A instalação foi projetada para minimizar o impacto ambiental, com práticas de gestão sustentável do uso do solo e de preservação da biodiversidade local.

Figura 1 - UFV Apoená.



FONTE: Cedido por EOT Brasil (2023).

2.2 Dados observados

Os valores de geração de energia mensais e anuais (kWh) utilizados neste estudo são correspondentes aos meses de janeiro a dezembro do ano de 2022. Foram obtidos através do datalogger instalado no inversor de corrente da UFV Apoená (Figura 2) e estão disponíveis na plataforma online do fabricante. Foram acessados através do endereço virtual: <https://server.growatt.com/>. O período escolhido apresentou geração ininterrupta.

Figura 2 - Inversor de corrente da UFV Apoená.



FONTE: Cedido por EOT Brasil (2023).

2.3 Dados meteorológicos

Três diferentes bases de dados meteorológicos foram utilizadas nesse estudo: Meteonorm 8.0, NASA-SSE e PVGIS-TMY que incluem parâmetros como irradiação global horizontal (kWh/m²), temperatura ambiente (°C) e velocidade do vento (m/s).

NASA-SSE utiliza dados mensais e médias de medições de satélite de 1983-2005, fornecidos para qualquer célula em uma grade de 1°x1° sobre o o globo terrestre. Em contraste com as medições de superfície, o conjunto de dados SSE é uma climatologia global contínua e consistente de 22 anos de dados de insolação. Embora os dados dentro de uma célula de grade particular não sejam necessariamente representativos de um microclima particular, ou ponto, dentro da célula, os dados são considerados a média de toda a área da célula. Sua finalidade é de preencher as lacunas onde há falta de medições de superfície.

Meteonorm 8.0 também utiliza medições mensais para qualquer local da Terra de 2008-2015. Os dados abrangem informações úteis de Irradiância horizontal global, Irradiância horizontal difusa, velocidade do vento e temperatura. No conjunto de dados de irradiância do Meteonorm 8.0, o efeito de sombreamentos distantes das montanhas ao nascer e pôr do sol não está incluído, o que significa que em regiões montanhosas uma máscara de horizonte deve ser aplicada posteriormente na área do projeto.

PVGIS-TMY utiliza dados de vários satélites e modelos para fornecer estimativas precisas de radiação solar e outros parâmetros meteorológicos. Trabalha com Ano Meteorológico Típico, conjunto de dados meteorológicos com valores de dados para cada hora em um ano para uma determinada localização geográfica. Os dados são selecionados a partir de dados horários em um período de tempo mais longo (normalmente 10 anos ou mais). Para cada mês do ano, os dados são selecionados a partir do ano considerado mais "típico" para aquele período de tempo.

Estes conjuntos de dados são disponibilizados dentro do próprio software de modelagem fotovoltaica e devem ser escolhidos durante a etapa de simulação do sistema.

2.4 Simulações PVsyst

O software PVsyst foi configurado para simular o desempenho da planta com base nas especificações dos equipamentos e dos dados meteorológicos fornecidos, levando em consideração as especificações dos módulos fotovoltaicos, a inclinação e orientação dos painéis, a eficiência do inversor e perdas estimadas devido ao sombreamento, temperatura, sujidade entre outras. Mais detalhes e informações sobre as configurações das simulações podem ser encontrados na seção de anexos deste trabalho.

Nesta etapa, apenas os bancos de dados meteorológicos foram alterados, dessa maneira, diferenças encontradas nos resultados finais foram atribuídas unicamente à utilização de fontes meteorológicas distintas.

A variável de saída analisada nesse estudo comparativo, representa a quantidade de energia gerada pelo sistema. É representada por “EArray” no resultado das simulações e é uma informação fundamental, pois impacta a eficiência e a segurança do sistema elétrico e suas estimativas fornecem detalhes confiáveis para clientes e fornecedores de energia (YOUSEFI, 2019).

2.5 Análise dos resultados

Os seguintes parâmetros foram utilizados na análise comparativa dos resultados: média mensal e total anual de geração elétrica fotovoltaica.

A avaliação das flutuações mensais na produção de energia foi calculada através do desvio padrão (1) para cada amostra.

$$\sigma = \sqrt{\left(\sum \frac{(x_i - \mu)^2}{N}\right)} \quad (1)$$

Onde:

σ = desvio padrão.

N = número total de observações.

x_i = representa cada valor da amostra.

μ = média dos valores da amostra.

A performance dos três modelos foi avaliada através do Erro Quadrático Médio (RMSE), que é uma métrica utilizada para avaliar a precisão de uma simulação, comparando os valores simulados com os observados (2).

$$\text{RMSE} = \sqrt{\left(\sum \frac{(P_i - Y_i)^2}{N}\right)} \quad (2)$$

Onde:

N = número total de observações.

Y_i = valores observados.

P_i = valores previstos

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 1 e Gráfico 1 fornecem os valores mensais e o total anual de energia gerada obtidos pelo sistema de monitoramento do inversor e pelas simulações utilizando NASA-SSE, Meteonorm 8.0 e PVGIS-TMY.

Além das variações mensais, é possível observar que os 3 bancos de dados meteorológicos superestimaram a geração real anual do sistema FV, que foi de 151.533 kWh. NASA-SSE foi o que mais se aproximou desse valor (155.320 kWh) com uma diferença de 2,5%, seguido por PVGIS-TMY (157.410 Kwh) com cerca de 4% de diferença e Meteonorm 8.0 (166.540 kWh), que apresentou uma diferença de aproximadamente 10% entre a energia simulada e a observada para no ano de 2022. Como citado anteriormente neste trabalho, Meteonorm 8.0 não incluí o efeito de sombreamentos distantes das montanhas ao nascer e pôr do sol, o que pode ter contribuído para esse resultado.

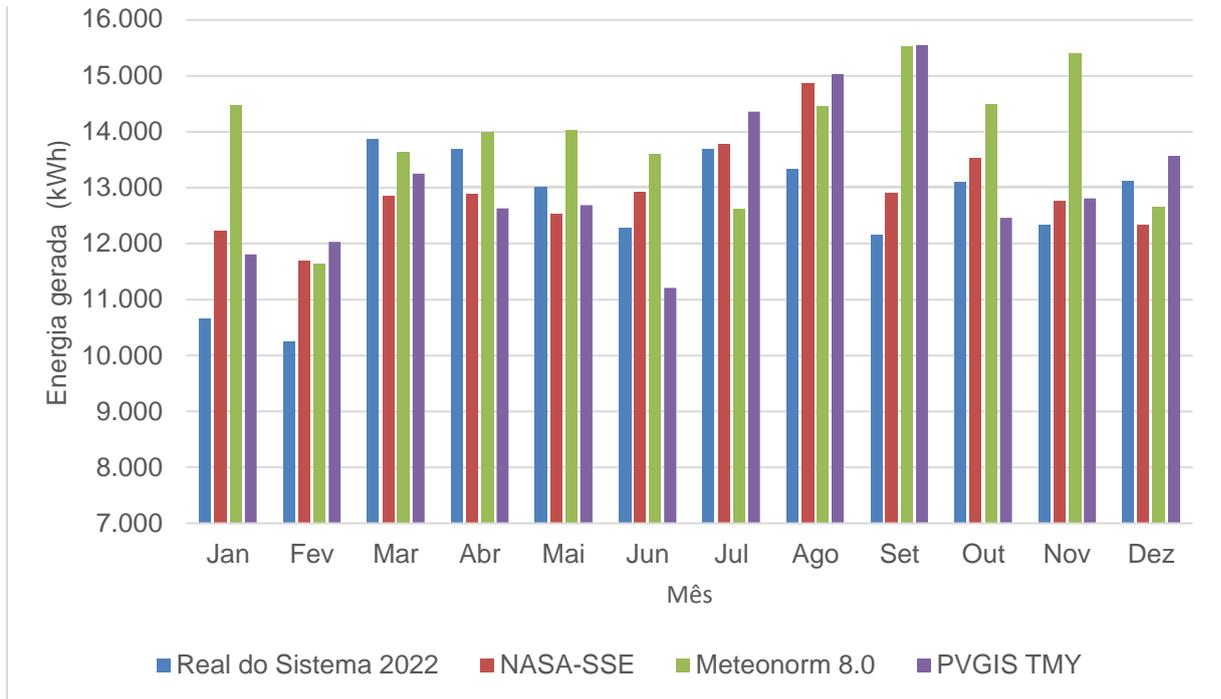
Estudos citados anteriormente já demonstravam essa tendência nas simulações, que pode estar relacionada a ocorrência de nebulosidade na região. Os dados de irradiação solar obtidos por satélite têm dificuldade em considerar os efeitos de espalhamento na presença de nuvens (MOREIRA JÚNIOR, 2020) levando a resultados superestimados de geração.

Tabela 1 – Energia gerada observada e simulada (kWh). UFV Apoena.

Mês	Observado	NASA-SSE	Meteonorm 8.0	PVGIS TMY
Jan	10.655	12.230	14.480	11.810
Fev	10.259	11.700	11.640	12.030
Mar	13.870	12.850	13.640	13.250
Abr	13.697	12.880	13.990	12.630
Mai	13.019	12.540	14.040	12.690
Jun	12.280	12.920	13.600	11.210
Jul	13.696	13.790	12.620	14.360
Ago	13.337	14.870	14.460	15.040
Set	12.157	12.910	15.520	15.550
Out	13.097	13.520	14.490	12.460
Nov	12.338	12.770	15.400	12.810
Dez	13.128	12.340	12.660	13.570
Total Anual	151.533	155.320	166.540	157.410

FONTE: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 2 – Energia gerada observada e simulada. UFV Apoena.



FONTE: Elaborado pelo autor (2024).

Além dos pontos já discutidos anteriormente, é possível evidenciar a intermitência característica da energia solar fotovoltaica. A energia gerada observada variou em aproximadamente 35% entre os meses de fevereiro e março, porém, para no mês seguinte (abril), a variação encontrada foi de apenas 1%. Isso reforça o conceito de que os maiores desafios operacionais da área estão relacionados a alta volatilidade de geração e seus impactos nos agentes do setor elétrico (MOREIRA, 2023).

Segundo Minuzzi (2007), a região Sudeste do Brasil possui uma característica climática diversificada, devido a sua topografia, sua posição geográfica e, principalmente, os aspectos dinâmicos da atmosfera, que incluem os sistemas meteorológicos de micro, meso e grande escala, que atuam direta ou indiretamente no regime de nuvens da região. A complexidade em simular valores de irradiação com a presença de nuvens pode explicar os valores superestimados de geração para o objeto em estudo.

A previsão da quantidade de energia mensal e anual geradas por um sistema FV é de fundamental importância para a elaboração de projetos confiáveis no setor, evidenciando que a escolha adequada do banco de dados meteorológicos na etapa de simulação dos projetos não deve ser feita de maneira trivial.

Por fim, foram calculadas a média mensal, desvio padrão e RMSE (Tabela 2) com o objetivo de comparar a performance dos bancos de dados meteorológicos.

Tabela 2 – Média mensal, Desvio Padrão e RMSE dos dados observados e simulados.

	Média Mensal (kWh)	DP (kWh)	RMSE (kWh)
Observado	12.628	1.163	-
NASA-SSE	12.943	819,5	949
Meteonorm 8.0	13.878	1.142	1.930
PVGIS TMY	13.118	1.309	1.382

FONTES: Elaborado pelo autor (2024).

NASA-SSE foi capaz retornar uma média mensal de geração (12.943 kWh) muito próxima da observada pelo sistema, que foi de 12.628 kWh. PVGIS TMY apresentou uma média mensal de 13.118 kWh e Meteonorm 8.0 um valor de 13.878 kWh médios mensais, o valor mais distante do observado.

O menor valor do desvio padrão (819,5 kWh) e do erro quadrático médio (949 kWh) são encontrados na simulação utilizando o NASA-SSE. Os valores intermediários dessas métricas foram observados no PVGIS-TMY (1.309 kWh e 1.382 kWh). Meteonorm 8.0 apresentou o maior desvio padrão (1.142 kWh) e também o maior erro quadrático médio (1.930 kWh) entre os modelos avaliados.

A série de dados observada apresentou o segundo maior desvio padrão entre todas as amostras, evidenciando que no ano de 2022, a geração do sistema sofreu fortes variações mensais.

4 CONCLUSÃO

A análise comparativa realizada neste estudo permitiu avaliar a performance de três diferentes bases de dados meteorológicos na simulação de um sistema fotovoltaico já em operação, localizado na região sul do Estado Minas Gerais, através do uso do software PVsyst. Nesse estudo, NASA-SSE obteve o melhor resultado dentre os demais nas simulações executadas, superestimando a geração média mensal e a total anual em 2,5% quando comparado aos valores observados. Apresentou também os menores valores de desvio padrão (819,5 kWh) e RMSE (949 kWh). PVGIS-TMY obteve um resultado intermediário entre os modelos, superestimando a geração média mensal e total anual em cerca de 4% e valores de desvio padrão e RMSE de 1.309 kWh e 1.382 kWh respectivamente. Meteonorm 8.0 apresentou a pior performance nessa análise, superestimando a produção média mensal e total anual de energia em 10% e retornando os maiores valores de desvio padrão (1.142kWh) e RMSE (1.930 kWh).

Apesar das diferenças encontradas, podemos concluir que a utilização da ferramenta PVsyst em conjunto com os bancos de dados NASA-SSE e PVGIS-TMY foi capaz de representar a geração de energia de um sistema fotovoltaico na região de maneira satisfatória, exceto por Meteonorm 8.0 que apresentou erros de 10%.

É importante destacar que ainda existem desafios nas simulações desses sistemas, principalmente os associados a uma estimativa mais precisa da irradiação solar local. Estudos futuros, com séries temporais mais extensas e com um maior número de bancos de dados para comparação, podem contribuir positivamente para essa questão.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 01 mai. 2024.
- ANEEL. (2014). Micro e Minigeração Distribuída. Brasília: ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em: 25 mai. 2024.
- AXAOPOULOS, P. J.; FYLLADITAKIS, E. D.; GKARAKIS, K. Accuracy analysis of software for the estimation and planning of photovoltaic installations. **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, v. 5, n. 1, 2 jan. 2014.
- BOLAND, J.; MYERS, D. R. Validation and Ranking Methodologies for Solar Radiation Models. **Springer eBooks**, p. 479–510, 1 jan. 2008.
- CIESLAK, K.; DRAGAN, P. Comparison of the existing photovoltaic power plant performance simulation in terms of different sources of meteorological data. **E3S web of conferences**, v. 49, p. 00015–00015, 1 jan. 2018.
- EPE. Relatório Síntese 2024, Ano base 2023. Balanço Energético Nacional. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024.pdf. Acesso em: 02 jul. 2024.
- GEEKIYANAGE, V. D. K. A. INDURANGA. Validation of Meteonorm 8 for energy estimation of Solar Power Plants in Sri Lanka, Using PVsyst Software. 24 set. 2021.
- IBGE. Cidades: Minas Gerais. Panorama. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/panorama>. Acesso em: 05 jun. 2024.
- IRENA. International Renewable Energy Agency. Disponível em: <<https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-generation/Country-Rankings>>. Acesso em: 02 jun.2024.
- KANTERS, J.; HORVAT, M.; DUBOIS, M.-C. Tools and methods used by architects for solar design. **Energy and Buildings**, v. 68, p. 721–731, jan. 2014.
- KITAYAMA, M. *et al.* Comparative Analysis of Transposition Models Applied to Photovoltaic Systems Using Meteonorm and NASA SSE Databases. 1 nov. 2018.
- MILOSAVLJEVIĆ, D. D.; KEVKIĆ, T. S.; JOVANOVIĆ, S. J. Review and validation of photovoltaic solar simulation tools/software based on case study. **Open Physics**, v. 20, n. 1, p. 431–451, 1 jan. 2022.
- MINUZZI, R. B. *et al.* Climatologia do comportamento do período chuvoso da região sudeste do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 22, n. 3, p. 338–344, dez. 2007.
- MOREIRA, M.O.; Kaizer, B.M.; Ohishi, T.; Bonatto, B.D.; Zambroni de Souza, A.C.; Balestrassi, P.P. Multivariate Strategy Using Artificial Neural Networks for Seasonal Photovoltaic Generation Forecasting. **Energies** 2023, 16, 369.

MOREIRA JÚNIOR, O.; SOUZA C. C.; FRAINER, D. M. Uso de diferentes bases de dados de irradiação solar na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. **Agrometeoros**, Passo Fundo, v.28, 2020.

OLIVEIRA, H. N. G.; SILVA, K. I. S. DA. Fontes de energias no Brasil. **CONTRIBUCIONES A LAS CIENCIAS SOCIALES**, v. 17, n. 3, p. 5677–5677, 7 mar. 2024.

OLIVEIRA, L. G. M. Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. **Repositorio UFMG**, 17 fev. 2017.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. p. 60, 2006.

PINHO, M. A.; ZILLES, R. CÁLCULO DE PARÂMETROS DE DESEMPENHO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE. **Revista Brasileira de Energia Solar**. Ano 3. Volume III. Número 1. Julho de 2012 p. 70-77.

SCOLAR, J. *et al.* Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 21, n. 3, p. 249–258, 2003

SILVA, W. R. Análise de performance através do software PVsyst de gerações solares fotovoltaicas com potência de até 10 kWp conectados à rede na cidade de Fortaleza/Ceará no ano de 2021.2022. 108 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

TRAJANO, S. V. Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil. Tese de Doutorado, UFSC. 2010.

YANG, F. *et al.* Evaluation of the NCEP Global Forecast System at the ARM SGP Site. **Monthly Weather Review**, v. 134, n. 12, p. 3668–3690, 1 dez. 2006.

YIMPRAYOON, C.; NAVVAB, M. Impact of different weather data sets on photovoltaic system performance evaluation. **ARCC Conference Repository**, 1 jan. 2011.

YOUSEFI, M.; HAJIZADEH, A.; SOLTANI, M. N. A comparison Study on Stochastic Modeling Methods for Home Energy Management Systems. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 15, n. 8, p. 4799–4808, ago. 2019.

ZEREN, F.; AKKUS, H.T. The relationship between renewable energy consumption and trade openness: New evidence from emerging economies. **Renew. Energy** 2019, n.147, p. 322–329.

ANEXOS

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: UFV Apoena1

Variante: NASA SSE

-

Potência sistema: 97.6 kWp

Maria da Fé - Brazil



PVsyst V7.2.11

VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Resumo do projeto

Localização geográfica Maria da Fé Brazil	Localização Latitude -22.31 °S Longitude -45.36 °W Altitude 1289 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Maria da Fé NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede -			
Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 20 / 0 °	Sombras próximas Sombras lineares	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)	
Informação do sistema Grupo FV Número de módulos 238 unidades Pnom total 97.6 kWp	Inversores Número de unidades 1 unidade Pnom total 75.0 kWca Rácio Pnom 1.301		

Resumo dos resultados

Energia produzida 151.6 MWh/ano	Produção específica 1553 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR 81.64 %
---------------------------------	--------------------------------------	----------------------------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	5
Resultados principais	6
Diagrama de perdas	7
Gráficos especiais	8
Avaliação P50 – P90	9



PVsyst V7.2.11

VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede			-		
Orientação do plano dos módulos					
Orientação					
Plano fixo					
Inclinação/Azimute 20 / 0 °					
Configuração dos sheds			Modelos utilizados		
Nr. de sheds 7 unidades			Transposição Perez		
Grupo simples			Difuso Perez, Meteororm		
Dimensões			Cicumsolar separado		
Esp. entre sheds 5.75 m					
Largura módulos 4.08 m					
Taxa ocup. do solo (GCR) 71.0 %					
Banda inativa no topo 0.02 m					
Banda inativa em baixo 0.02 m					
Ângulo limite das sombras					
Ângulo de perfil limite 36.5 °					
Horizonte		Sombras próximas		Exigências do consumidor	
Sem horizonte		Sombras lineares		Carga ilimitada (rede)	

Características do grupo FV

Módulo FV			Inversor		
Fabricante Trina Solar			Fabricante Growatt New Energy		
Modelo TSM-DEG15MC-20-(II)-410-Bifacial			Modelo MAX 75KTL3 LV		
(Base de dados original do PVsyst)					
Potência unitária 410 Wp			Potência unitária 75.0 kWca		
Número de módulos FV 238 unidades			Número de inversores 7 * MPPT 14% 1 unidade		
Nominal (STC) 97.6 kWp			Potência total 75.0 kWca		
Módulos 14 Strings x 17 Em série			Tensão de funcionamento 200-1100 V		
Em condições de func. (50°C)			Rácio Pnom (DC:AC) 1.30		
Pmpp 89.1 kWp					
Umpp 639 V					
Impp 139 A					
Potência FV total			Potência total inversor		
Nominal (STC) 98 kWp			Potência total 75 kWca		
Total 238 módulos			Número de inversores 1 unidade		
Superfície módulos 489 m ²			Rácio Pnom 1.30		
Superfície célula 415 m ²					

Perdas do grupo

Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC		Perdas diodo série				
Temperatura módulos em função irradiância		Res. global do grupo 145 mΩ		Queda de tensão 0.7 V				
Uc (const.) 20.0 W/m ² K		Fração perdas 2.9 % em STC		Fração perdas 0.1 % em STC				
Uv (vento) 0.0 W/m ² K/m/s								
Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch		Perdas devidas a mismatch, em fiadas				
Fração perdas -0.8 %		Fração perdas 2.0 % no MPP		Fração perdas 0.1 %				
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.2.11

VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Perdas de cablagem CA

Saída do inversor até ao transformador MT

Tensão inversor 380 Vac tri
Fração perdas 0.50 % em STC

Inversor: MAX 75KTL3 LV

Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 50 mm²
Comprimento dos cabos 20 m

Linha MT até ao ponto de injeção

Tensão MT 13.8 kV
Condutores Cobre 3 x 95 mm²
Comprimento 21 m
Fração perdas 0.00 % em STC

Perdas CA nos transformadores

Transformador MT

Tensão da rede 13.8 kV

Perdas operacionais em STC

Potência nominal em STC 96 kVA
Perdas ferro (desligado durante a noite) 0.10 kW
Fração perdas 0.10 % em STC
Resistência equivalente das bobines 3 x 15.02 mΩ
Fração perdas 1.00 % em STC



PVsyst V7.2.11

VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Parâmetros para sombras próximas

Perspetiva do cenário de sombras próximas

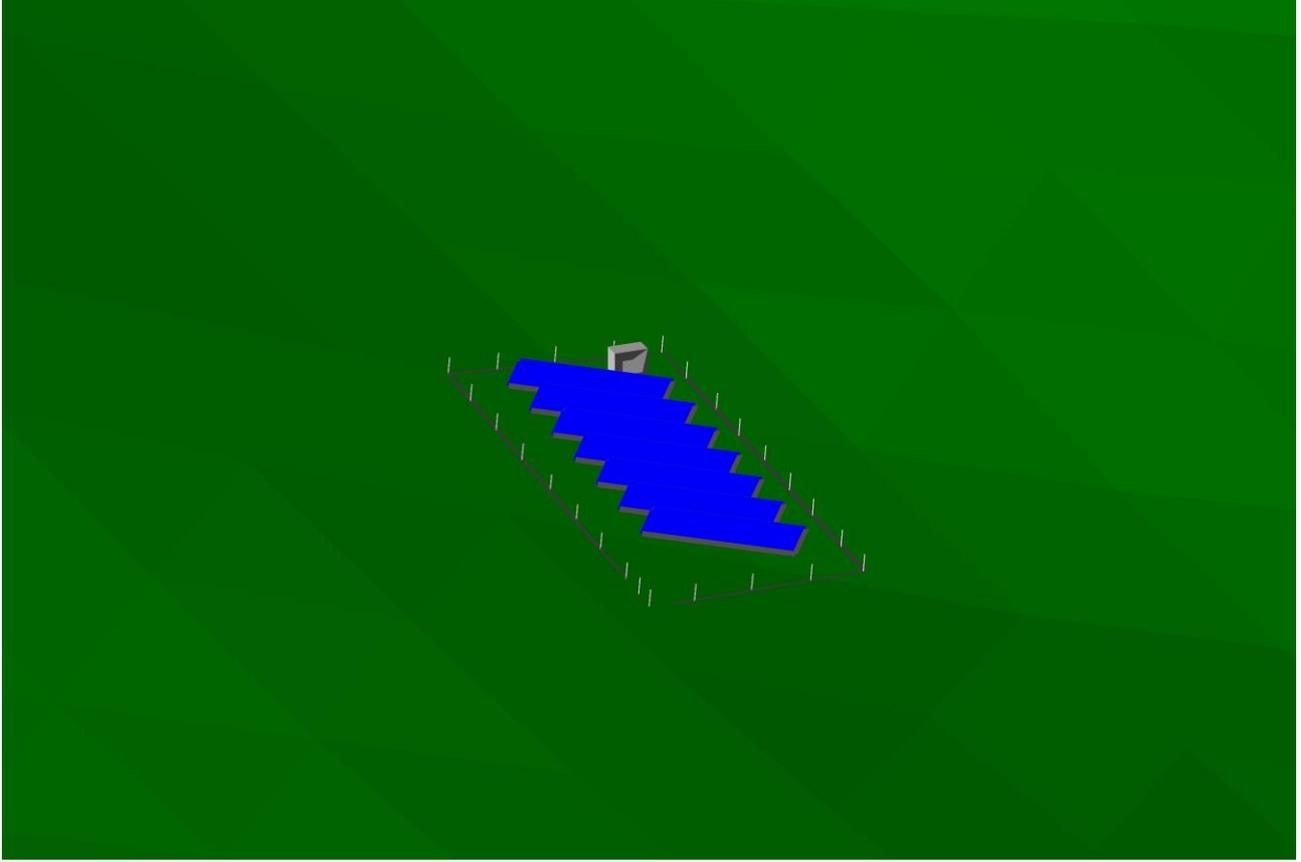
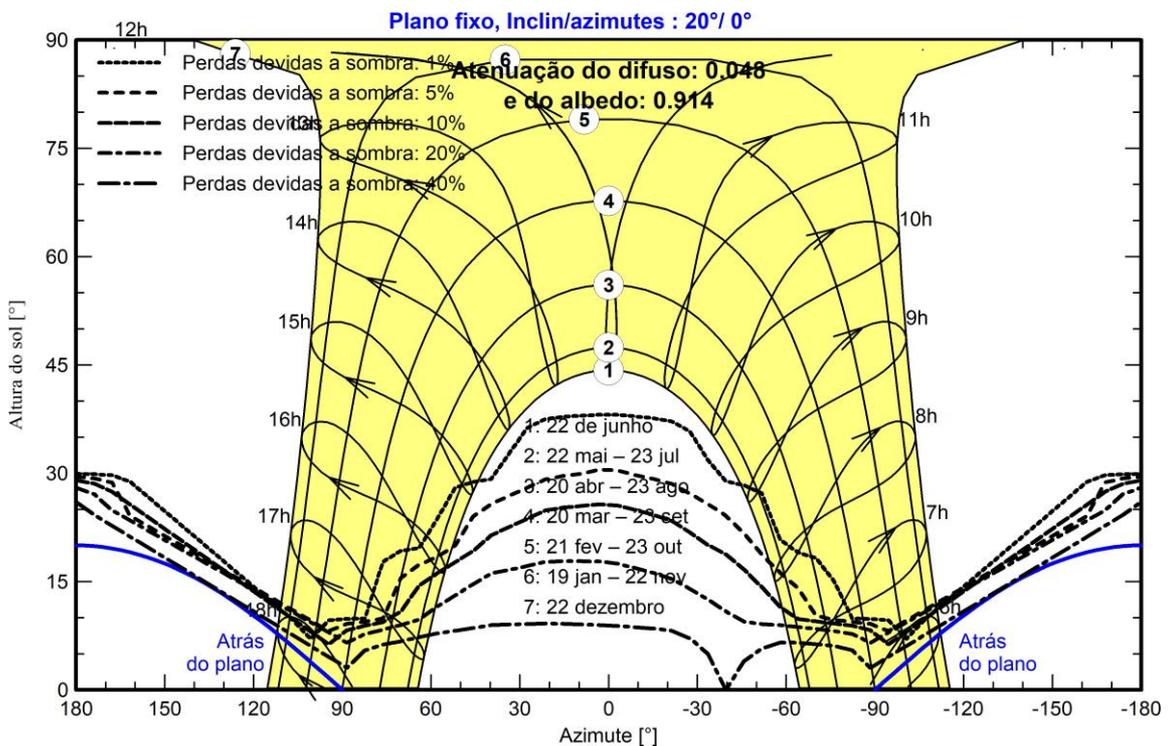


Diagrama das iso-sombras

Orientação #1





PVsyst V7.2.11

VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida 151.6 MWh/ano

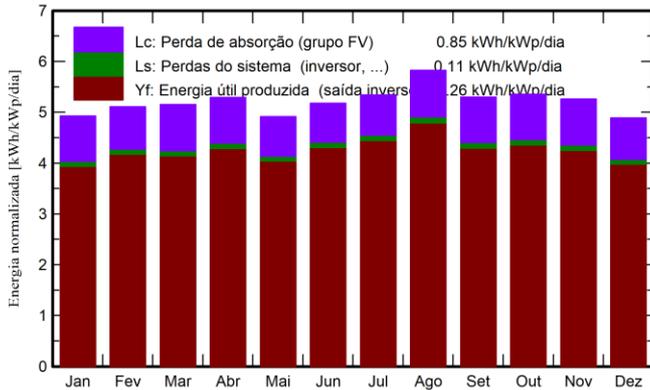
Produção específica

1553 kWh/kWp/ano

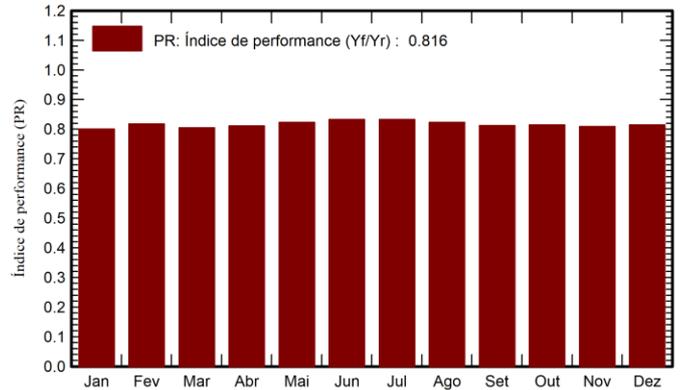
Índice de performance (PR)

81.64 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances 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	163.4	80.60	22.56	152.7	145.2	12.23	11.93	0.801
Fevereiro	146.2	66.64	22.68	143.1	137.0	11.70	11.42	0.818
Março	151.0	63.55	21.91	159.7	153.8	12.85	12.54	0.804
Abril	138.0	47.10	20.62	158.7	153.5	12.88	12.57	0.812
Mai	122.1	38.75	18.24	152.3	146.3	12.54	12.24	0.823
Junho	117.6	29.40	17.18	155.3	148.6	12.92	12.62	0.833
Julho	127.7	31.93	17.13	165.6	159.0	13.79	13.46	0.833
Agosto	149.7	38.13	18.70	180.6	175.1	14.87	14.51	0.823
Setembro	145.5	54.00	19.92	158.9	153.7	12.91	12.59	0.812
Outubro	165.2	68.51	21.05	166.0	159.5	13.52	13.20	0.815
Novembro	167.1	75.30	21.32	157.8	150.6	12.77	12.45	0.809
Dezembro	164.6	82.15	21.93	151.6	144.0	12.34	12.04	0.814
Ano	1758.1	676.06	20.26	1902.5	1826.4	155.33	151.56	0.816

Legendas

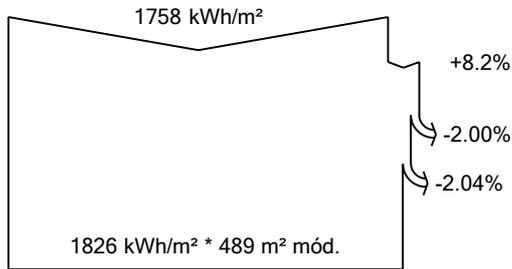
GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		



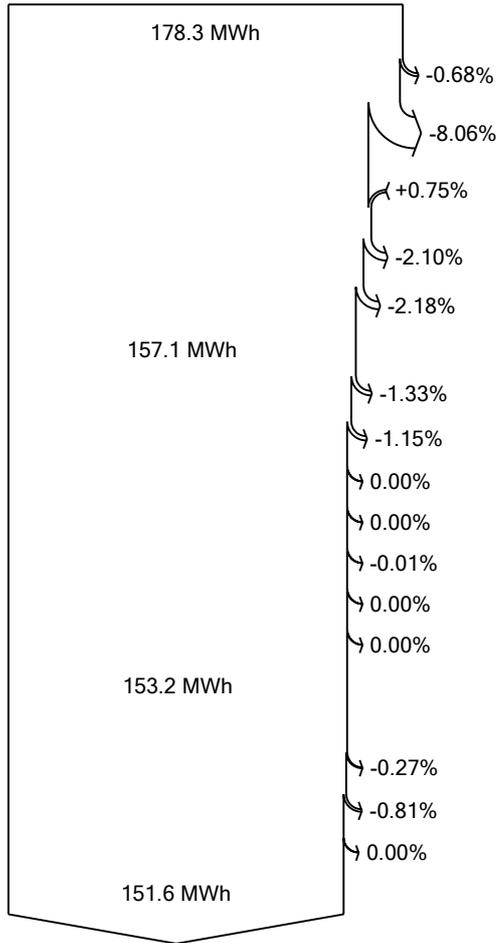
PVsyst V7.2.11

VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Diagrama de perdas



eficiência em STC = 19.98%



Irradiação horizontal total

Incidência global no plano dos sensores

Sombras próximas: perda de irradiação

Fator de IAM no global

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

Perdas qualidade módulos

Perdas devidas a mismatch, módulos e fiadas

Perdas ôhmicas da cablagem

Energia virtual do grupo no MPP

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

Perdas inversor, limite de tensão

Consumo noturno

Energia disponível à saída do inversor

Perdas ôhmicas CA

perda do transformador MT

perda ôhmica linha MT

Energia injetada na rede

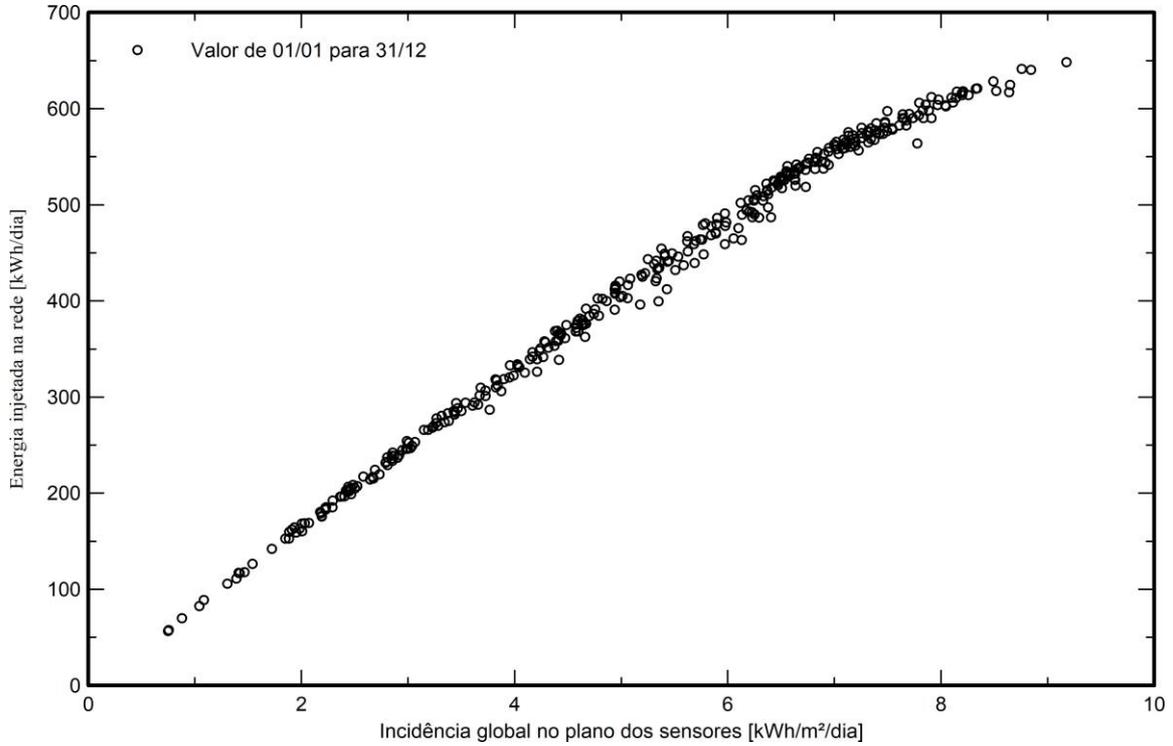


PVsyst V7.2.11

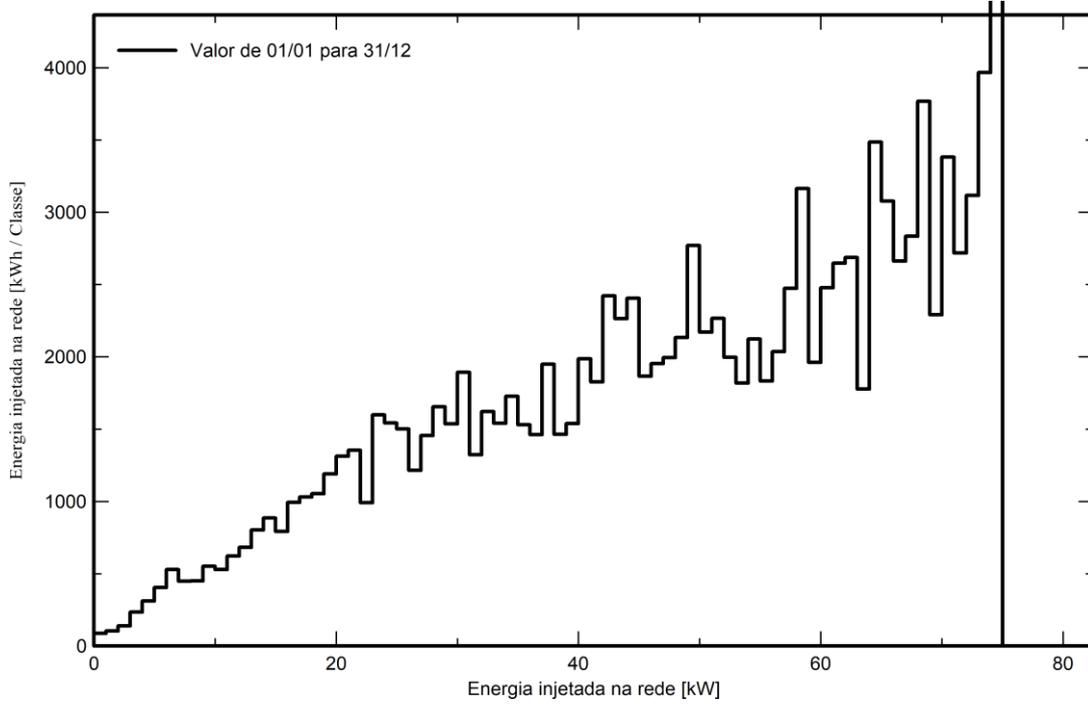
VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





PVsyst V7.2.11

VC1, Data da simulação: 15/06/23 15:45
com v7.2.11

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Origem NASA-SSE satellite data 1983-2005
Tipo Médias mensais
Sintético - Média plurianual
Variação de um ano para o outro(Variância) 2.5 %

Desvio especificado

Mudança climática 0.0 %

Variação global (meteorologia e sistema)

Variação (Soma quadrática) 3.1 %

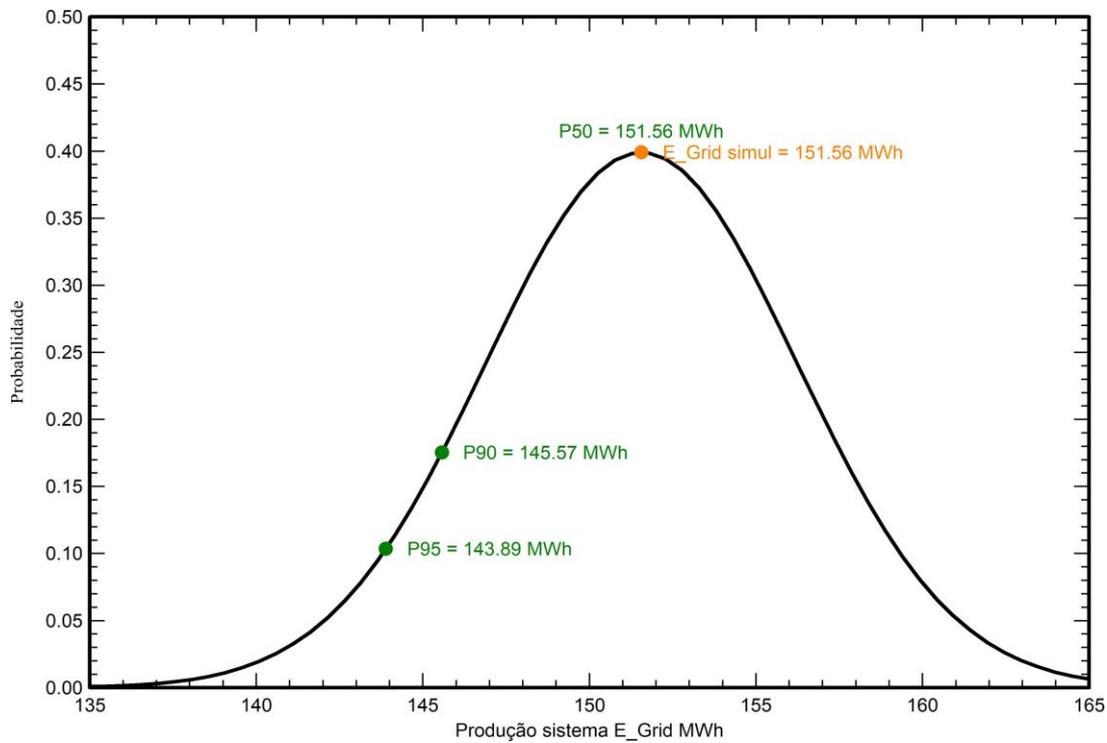
Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV 1.0 %
Incerteza eficiência do inversor 0.5 %
Incertezas sujidade e mismatch 1.0 %
Incerteza acerca da degradação 1.0 %

Probabilidade de produção anual

Variação 4.67 MWh
P50 151.56 MWh
P90 145.57 MWh
P95 143.89 MWh

Distribuição de probabilidade



PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: UFV Apoena1

Variante: Meteonorm 8.0

-

Potência sistema: 97.6 kWp

Maria da Fé - Brazil



PVsyst V7.2.11

VCO, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Resumo do projeto

Localização geográfica

Maria da Fé
Brazil

Localização

Latitude -22.31 °S
Longitude -45.36 °W
Altitude 1289 m
Fuso horário UTC-3

Parâmetros projeto

Albedo 0.20

Dados meteorológicos

Maria da Fé
Meteororm 8.0 (2008-2015), Sat=100% - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

-

Orientação do plano dos módulos

Plano fixo
Inclinação/Azimute 20 / 0 °

Sombras próximas

Sombras lineares

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Número de módulos 238 unidades
Pnom total 97.6 kWp

Inversores

Número de unidades 1 unidade
Pnom total 75.0 kWca
Rácio Pnom 1.301

Resumo dos resultados

Energia produzida 162.5 MWh/ano Produção específica 1665 kWh/kWp/ano Índice de perf. PR 81.01 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	5
Resultados principais	6
Diagrama de perdas	7
Gráficos especiais	8
Avaliação P50 – P90	9



PVsyst V7.2.11

VC0, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede			-		
Orientação do plano dos módulos					
Orientação					
Plano fixo					
Inclinação/Azimute 20 / 0 °					
Configuração dos sheds					
Nr. de sheds 7 unidades					
Grupo simples					
Dimensões					
Esp. entre sheds 5.75 m					
Largura módulos 4.08 m					
Taxa ocup. do solo (GCR) 71.0 %					
Banda inativa no topo 0.02 m					
Banda inativa em baixo 0.02 m					
Ângulo limite das sombras					
Ângulo de perfil limite 36.5 °					
Horizonte		Sombras próximas		Exigências do consumidor	
Sem horizonte		Sombras lineares		Carga ilimitada (rede)	

Características do grupo FV

Módulo FV			Inversor		
Fabricante Trina Solar			Fabricante Growatt New Energy		
Modelo TSM-DEG15MC-20-(II)-410-Bifacial			Modelo MAX 75KTL3 LV		
(Base de dados original do PVsyst)					
Potência unitária 410 Wp			Potência unitária 75.0 kWca		
Número de módulos FV 238 unidades			Número de inversores 7 * MPPT 14% 1 unidade		
Nominal (STC) 97.6 kWp			Potência total 75.0 kWca		
Módulos 14 Strings x 17 Em série			Tensão de funcionamento 200-1100 V		
Em condições de func. (50°C)			Rácio Pnom (DC:AC) 1.30		
Pmpp 89.1 kWp					
Umpp 639 V					
Impp 139 A					
Potência FV total			Potência total inversor		
Nominal (STC) 98 kWp			Potência total 75 kWca		
Total 238 módulos			Número de inversores 1 unidade		
Superfície módulos 489 m ²			Rácio Pnom 1.30		
Superfície célula 415 m ²					

Perdas do grupo

Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC		Perdas diodo série				
Temperatura módulos em função irradiância		Res. global do grupo 145 mΩ		Queda de tensão 0.7 V				
Uc (const.) 20.0 W/m ² K		Fração perdas 2.9 % em STC		Fração perdas 0.1 % em STC				
Uv (vento) 0.0 W/m ² K/m/s								
Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch		Perdas devidas a mismatch, em fiadas				
Fração perdas -0.8 %		Fração perdas 2.0 % no MPP		Fração perdas 0.1 %				
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.2.11

VCO, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Perdas de cablagem CA

Saída do inversor até ao transformador MT

Tensão inversor 380 Vac tri
Fração perdas 0.50 % em STC

Inversor: MAX 75KTL3 LV

Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 50 mm²
Comprimento dos cabos 20 m

Linha MT até ao ponto de injeção

Tensão MT 13.8 kV
Condutores Cobre 3 x 95 mm²
Comprimento 21 m
Fração perdas 0.00 % em STC

Perdas CA nos transformadores

Transformador MT

Tensão da rede 13.8 kV

Perdas operacionais em STC

Potência nominal em STC 96 kVA
Perdas ferro (desligado durante a noite) 0.10 kW
Fração perdas 0.10 % em STC
Resistência equivalente das bobines 3 x 15.02 mΩ
Fração perdas 1.00 % em STC



PVsyst V7.2.11

VC0, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Parâmetros para sombras próximas

Perspetiva do cenário de sombras próximas

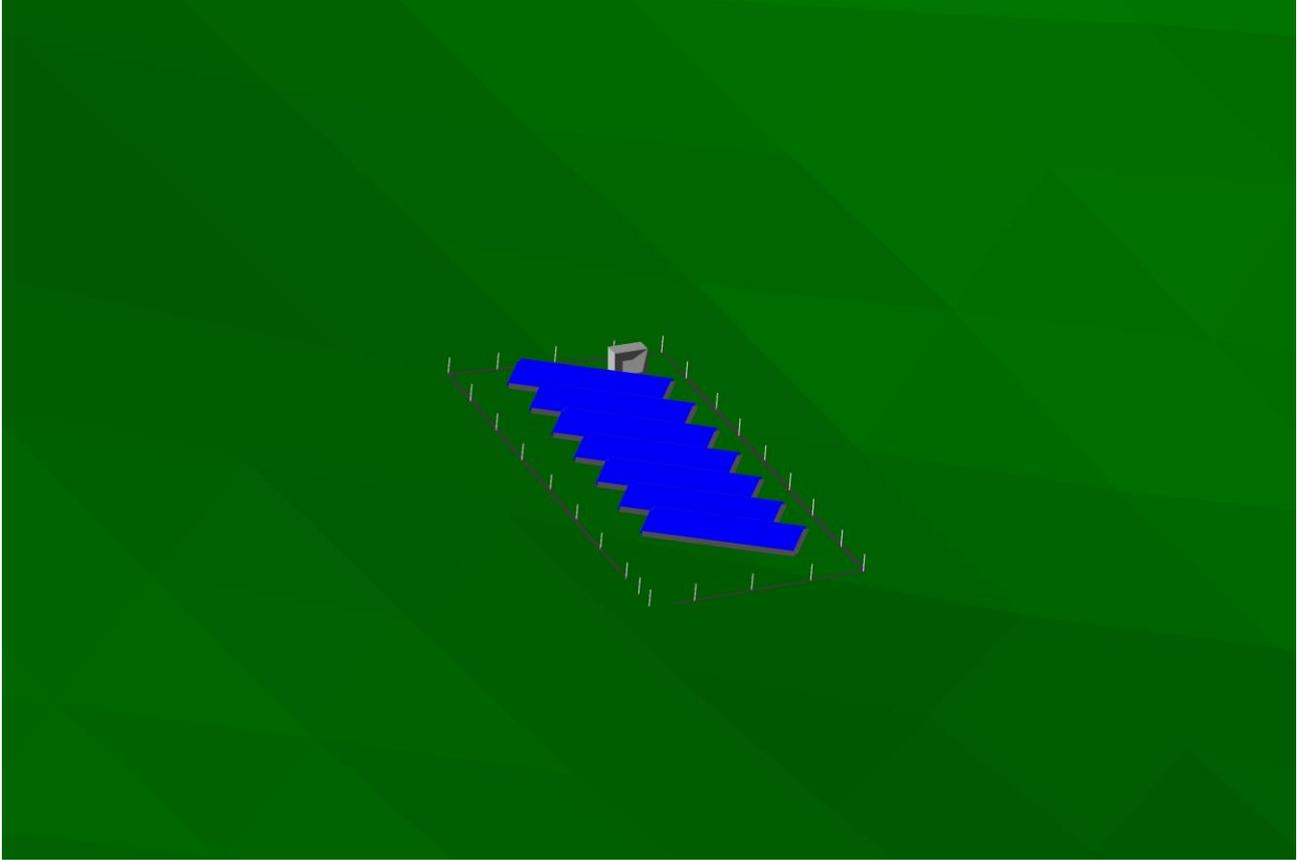
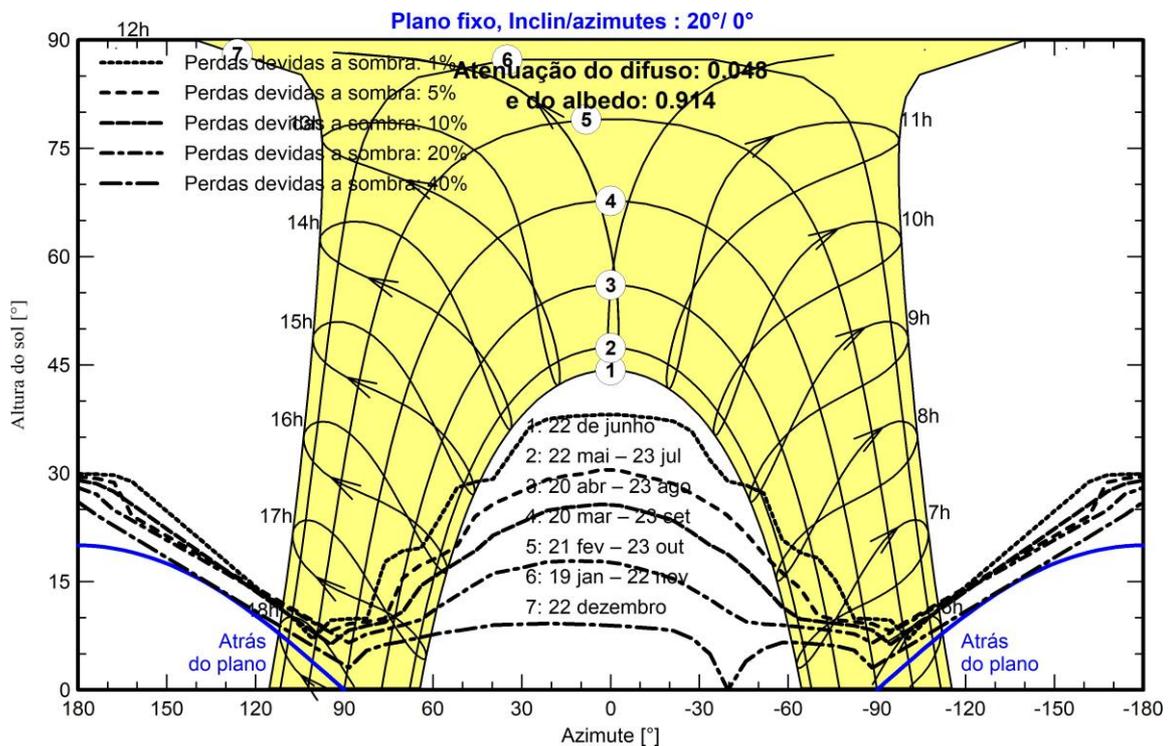


Diagrama das iso-sombras

Orientação #1





PVsyst V7.2.11

VCO, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida 162.5 MWh/ano

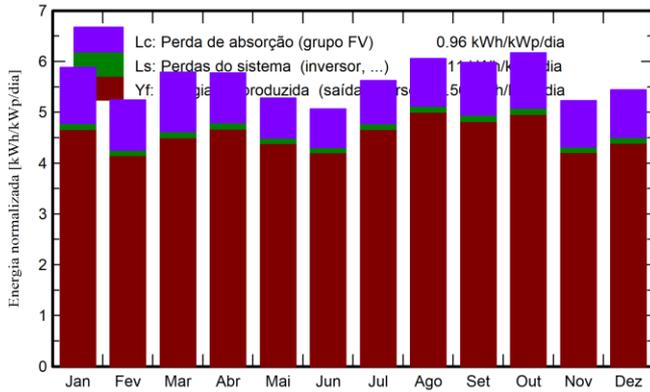
Produção específica

1665 kWh/kWp/ano

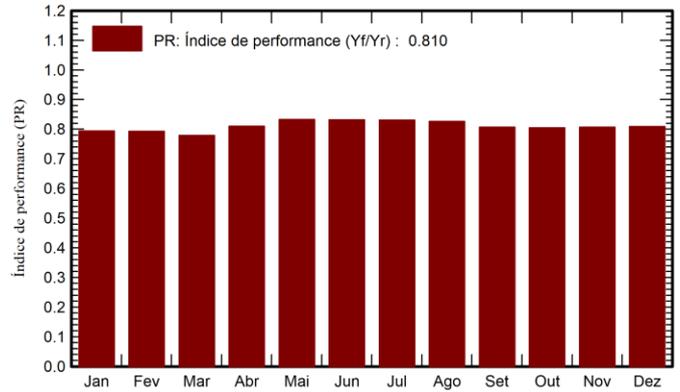
Índice de performance (PR)

81.01 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances 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	196.8	73.42	22.77	182.3	174.4	14.48	14.12	0.794
Fevereiro	150.3	66.19	23.18	146.8	140.3	11.64	11.36	0.793
Março	169.4	58.07	22.30	179.5	173.2	13.99	13.64	0.779
Abril	149.6	48.97	20.51	173.1	167.9	14.04	13.70	0.811
Mai	132.1	47.79	18.23	163.6	157.2	13.60	13.29	0.833
Junho	117.2	37.20	17.03	152.0	145.0	12.62	12.33	0.831
Julho	135.1	36.88	16.89	174.4	167.5	14.46	14.13	0.830
Agosto	156.0	41.79	18.10	187.7	182.2	15.52	15.14	0.827
Setembro	163.9	52.95	19.35	179.5	173.9	14.49	14.13	0.807
Outubro	189.5	73.04	20.99	191.3	184.1	15.40	15.02	0.805
Novembro	166.0	74.27	20.50	156.8	149.6	12.66	12.35	0.807
Dezembro	183.7	85.23	22.19	168.8	160.7	13.65	13.31	0.808
Ano	1909.6	695.81	20.15	2055.7	1975.9	166.56	162.51	0.810

Legendas

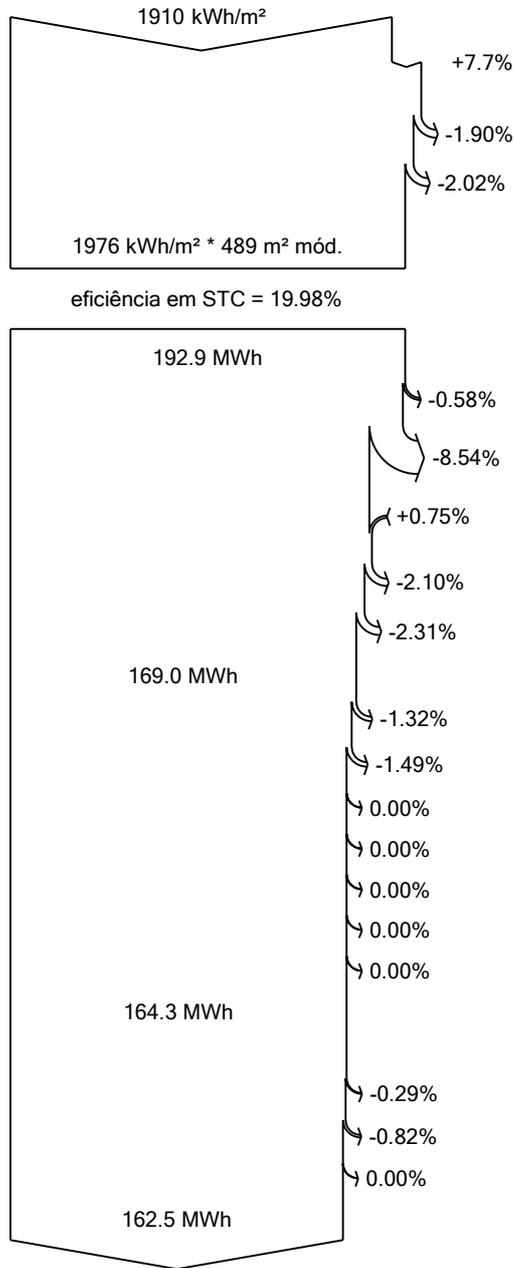
GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		



PVsyst V7.2.11

VCO, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Diagrama de perdas



Irradiação horizontal total

Incidência global no plano dos sensores

Sombras próximas: perda de irradiância

Fator de IAM no global

Irradiância efetiva nos sensores

Conversão FV

Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)

Perdas devido ao nível de irradiância

Perdas devido à temperatura do grupo

Perdas qualidade módulos

Perdas devidas a mismatch, módulos e fiadas

Perdas ôhmicas da cablagem

Energia virtual do grupo no MPP

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

Perdas inversor, limite de tensão

Consumo noturno

Energia disponível à saída do inversor

Perdas ôhmicas CA

perda do transformador MT

perda ôhmica linha MT

Energia injetada na rede

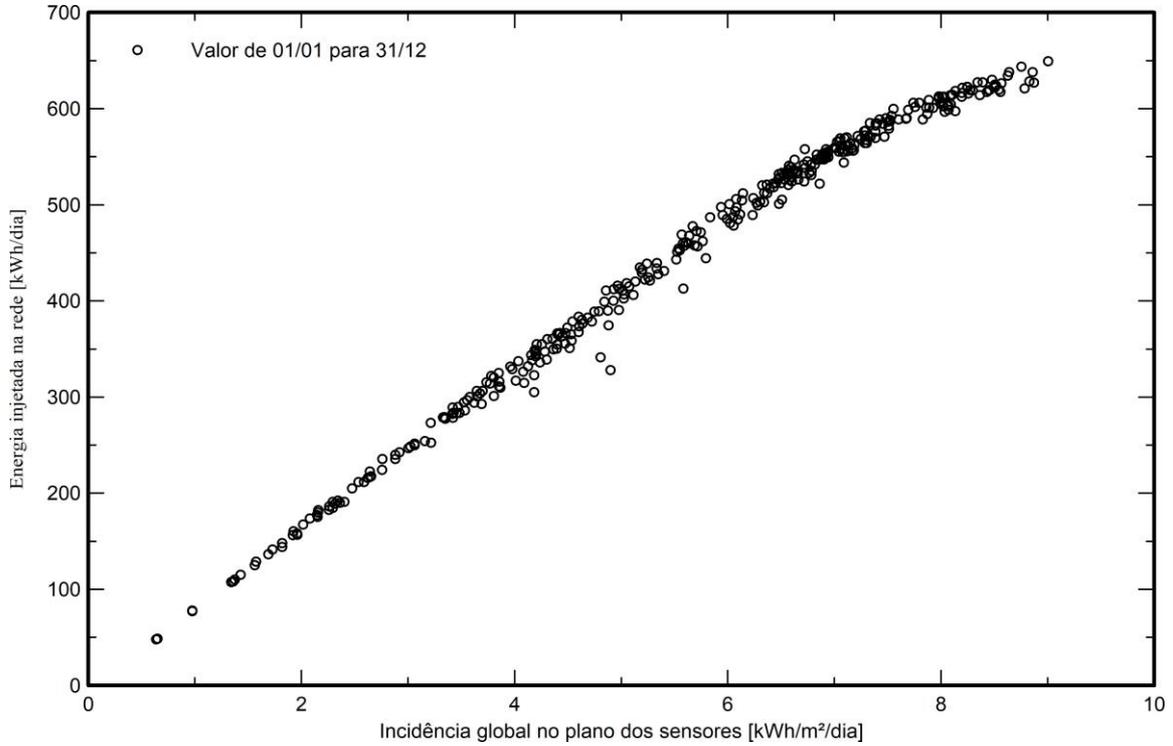


PVsyst V7.2.11

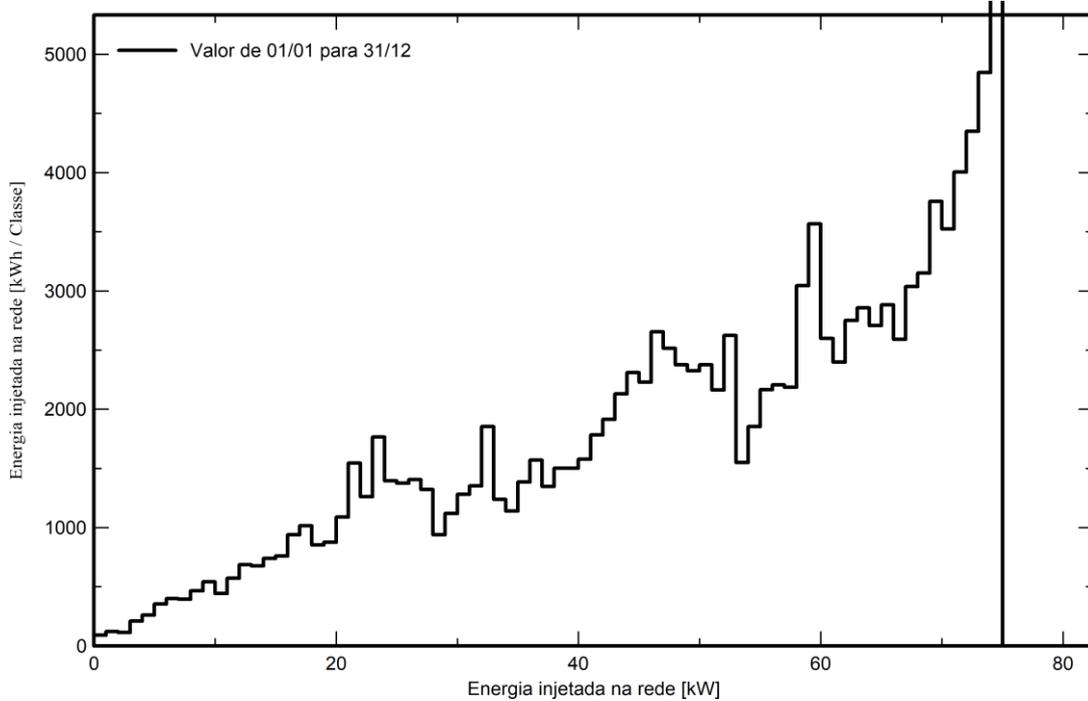
VC0, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





PVsyst V7.2.11

VC0, Data da simulação: 14/06/23 18:16
com v7.2.11

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Origem Meteororm 8.0 (2008-2015), Sat=100%
Tipo Médias mensais
Sintético - Média plurianual
Variação de um ano para o outro(Variância) 2.5 %

Desvio especificado

Mudança climática 0.0 %

Variação global (meteorologia e sistema)

Variação (Soma quadrática) 3.1 %

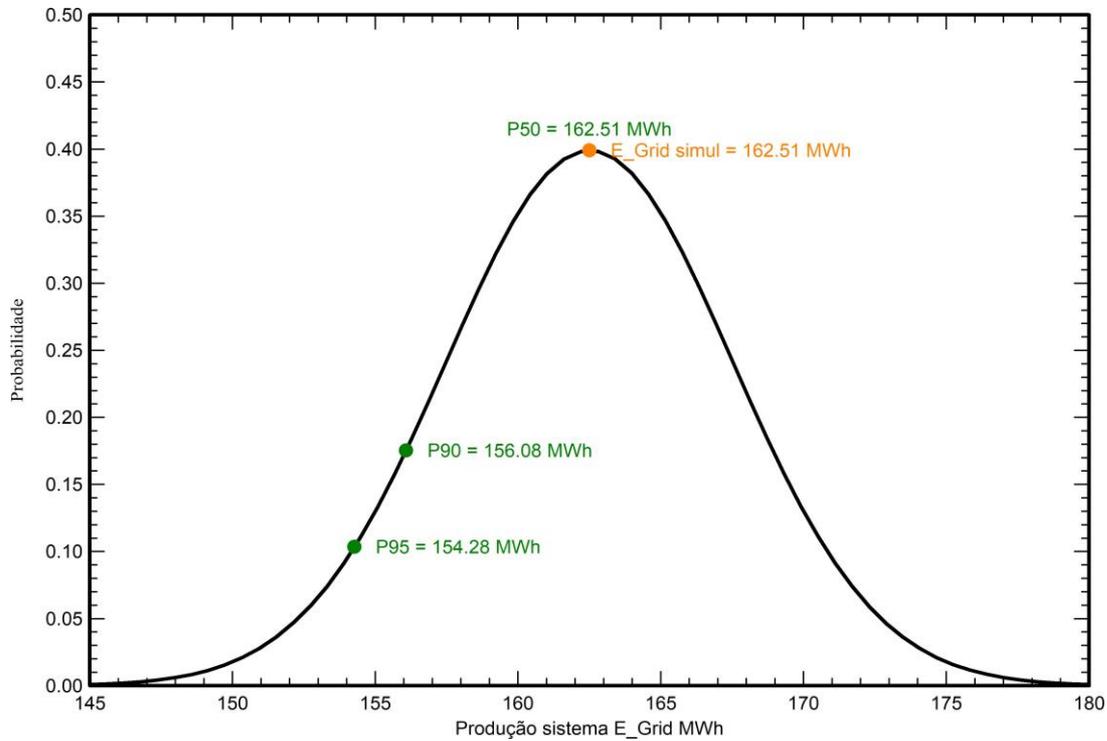
Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %
Incerteza eficiência do inversor	0.5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %
Incerteza acerca da degradação	1.0 %

Probabilidade de produção anual

Variação	5.01 MWh
P50	162.51 MWh
P90	156.08 MWh
P95	154.28 MWh

Distribuição de probabilidade



PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: UFV Apoena1

Variante: PVGIS TMY

-

Potência sistema: 97.6 kWp

Maria da Fé - Brazil



PVsyst V7.2.11

VC2, Data da simulação: 15/06/23 15:47
com v7.2.11

Resumo do projeto

Localização geográfica Maria da Fé Brazil	Localização Latitude -22.31 °S Longitude -45.36 °W Altitude 1289 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Maria da Fé PVGIS api TMY		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede -			
Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 20 / 0 °	Sombras próximas Sombras lineares	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)	
Informação do sistema Grupo FV Número de módulos 238 unidades Pnom total 97.6 kWp	Inversores Número de unidades 1 unidade Pnom total 75.0 kWca Rácio Pnom 1.301		

Resumo dos resultados

Energia produzida 153.5 MWh/ano	Produção específica 1573 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR 82.11 %
---------------------------------	--------------------------------------	----------------------------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	5
Resultados principais	6
Diagrama de perdas	7
Gráficos especiais	8
Avaliação P50 – P90	9



PVsyst V7.2.11

VC2, Data da simulação: 15/06/23 15:47
com v7.2.11

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		-	
Orientação do plano dos módulos			
Orientação			
Plano fixo			
Inclinação/Azimute	20 / 0 °		
Configuração dos sheds		Modelos utilizados	
Nr. de sheds	7 unidades	Transposição	Perez
Grupo simples		Difuso	Importado
Dimensões		Cicumsolar	separado
Esp. entre sheds	5.75 m		
Largura módulos	4.08 m		
Taxa ocup. do solo (GCR)	71.0 %		
Banda inativa no topo	0.02 m		
Banda inativa em baixo	0.02 m		
Ângulo limite das sombras			
Ângulo de perfil limite	36.5 °		
Horizonte		Sombras próximas	
Sem horizonte		Sombras lineares	
Exigências do consumidor			
Carga ilimitada (rede)			

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Trina Solar	Fabricante	Growatt New Energy
Modelo	TSM-DEG15MC-20-(II)-410-Bifacial	Modelo	MAX 75KTL3 LV
(Base de dados original do PVsyst)			
(Parâmetros definidos pelo utilizador)			
Potência unitária	410 Wp	Potência unitária	75.0 kWca
Número de módulos FV	238 unidades	Número de inversores	7 * MPPT 14% 1 unidade
Nominal (STC)	97.6 kWp	Potência total	75.0 kWca
Módulos	14 Strings x 17 Em série	Tensão de funcionamento	200-1100 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	1.30
Pmpp	89.1 kWp		
Umpp	639 V		
I mpp	139 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	98 kWp	Potência total	75 kWca
Total	238 módulos	Número de inversores	1 unidade
Superfície módulos	489 m ²	Rácio Pnom	1.30
Superfície célula	415 m ²		

Perdas do grupo

Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC		Perdas diodo série				
Temperatura módulos em função irradiância		Res. global do grupo	145 mΩ	Queda de tensão	0.7 V			
Uc (const.)	20.0 W/m ² K	Fração perdas	2.9 % em STC	Fração perdas	0.1 % em STC			
Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s							
Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch		Perdas devidas a mismatch, em fiadas				
Fração perdas	-0.8 %	Fração perdas	2.0 % no MPP	Fração perdas	0.1 %			
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.2.11

VC2, Data da simulação: 15/06/23 15:47
com v7.2.11

Perdas de cablagem CA

Saída do inversor até ao transformador MT

Tensão inversor 380 Vac tri
Fração perdas 0.50 % em STC

Inversor: MAX 75KTL3 LV

Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 50 mm²
Comprimento dos cabos 20 m

Linha MT até ao ponto de injeção

Tensão MT 13.8 kV
Condutores Cobre 3 x 95 mm²
Comprimento 21 m
Fração perdas 0.00 % em STC

Perdas CA nos transformadores

Transformador MT

Tensão da rede 13.8 kV

Perdas operacionais em STC

Potência nominal em STC 96 kVA
Perdas ferro (desligado durante a noite) 0.10 kW
Fração perdas 0.10 % em STC
Resistência equivalente das bobines 3 x 15.02 mΩ
Fração perdas 1.00 % em STC



Parâmetros para sombras próximas

Perspetiva do cenário de sombras próximas

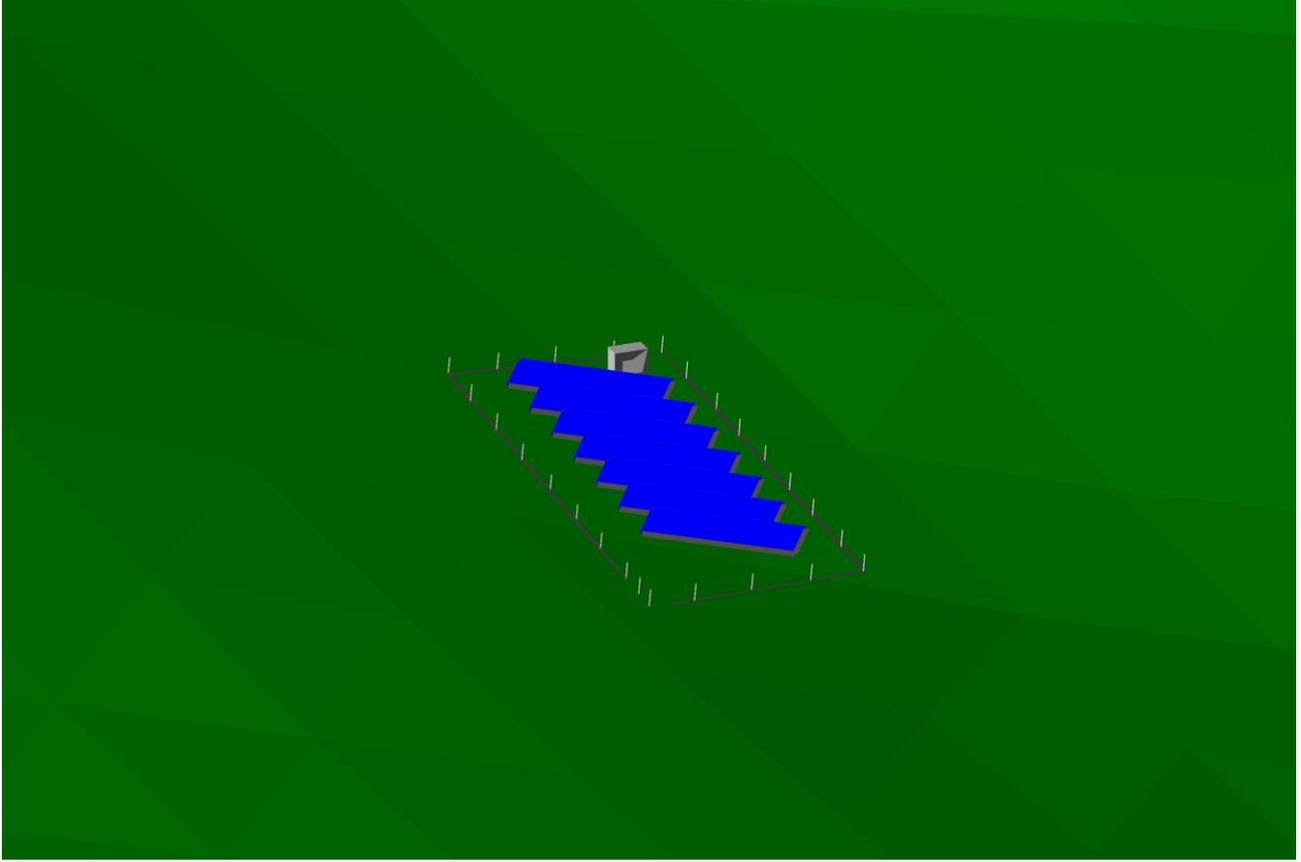
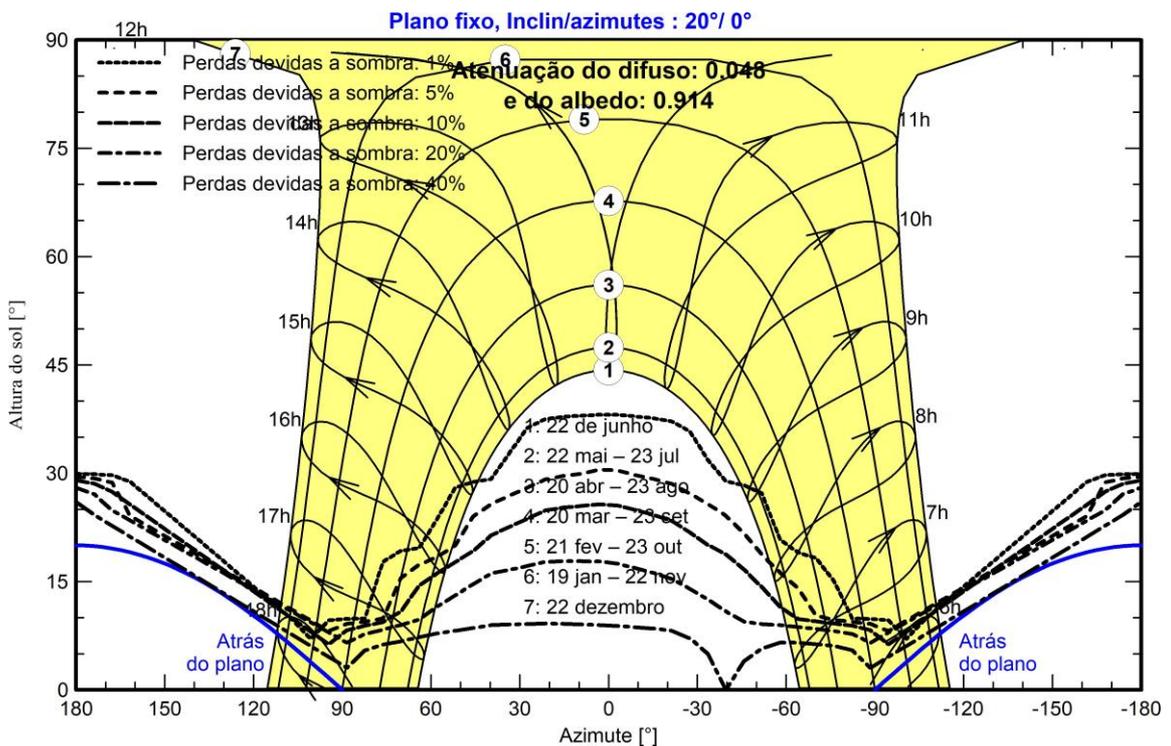


Diagrama das iso-sombras

Orientação #1





PVsyst V7.2.11

VC2, Data da simulação: 15/06/23 15:47
com v7.2.11

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida 153.5 MWh/ano

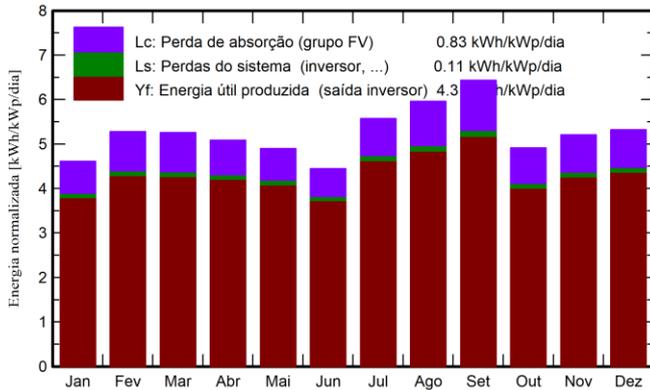
Produção específica

1573 kWh/kWp/ano

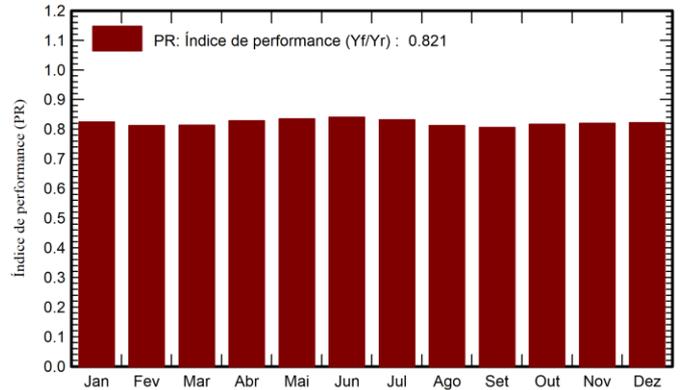
Índice de performance (PR)

82.11 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances 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	151.5	88.37	18.92	143.0	136.3	11.81	11.50	0.824
Fevereiro	149.9	70.50	20.57	147.9	142.2	12.03	11.73	0.813
Março	154.5	65.26	19.53	162.9	157.1	13.25	12.92	0.813
Abril	134.8	61.95	18.95	152.6	146.6	12.63	12.34	0.828
Mai	122.9	43.08	15.70	151.8	146.0	12.69	12.37	0.835
Junho	104.0	37.56	15.57	133.3	127.3	11.21	10.93	0.840
Julho	133.4	34.57	15.13	172.7	165.2	14.36	14.01	0.831
Agosto	154.0	42.89	17.32	184.9	178.9	15.04	14.66	0.813
Setembro	175.5	59.25	18.01	193.0	187.5	15.55	15.17	0.805
Outubro	151.9	73.27	17.71	152.4	146.4	12.46	12.15	0.817
Novembro	163.7	84.37	18.98	156.3	149.7	12.81	12.50	0.819
Dezembro	177.9	92.73	20.71	165.1	157.7	13.57	13.23	0.822
Ano	1774.0	753.79	18.07	1915.8	1840.9	157.42	153.50	0.821

Legendas

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

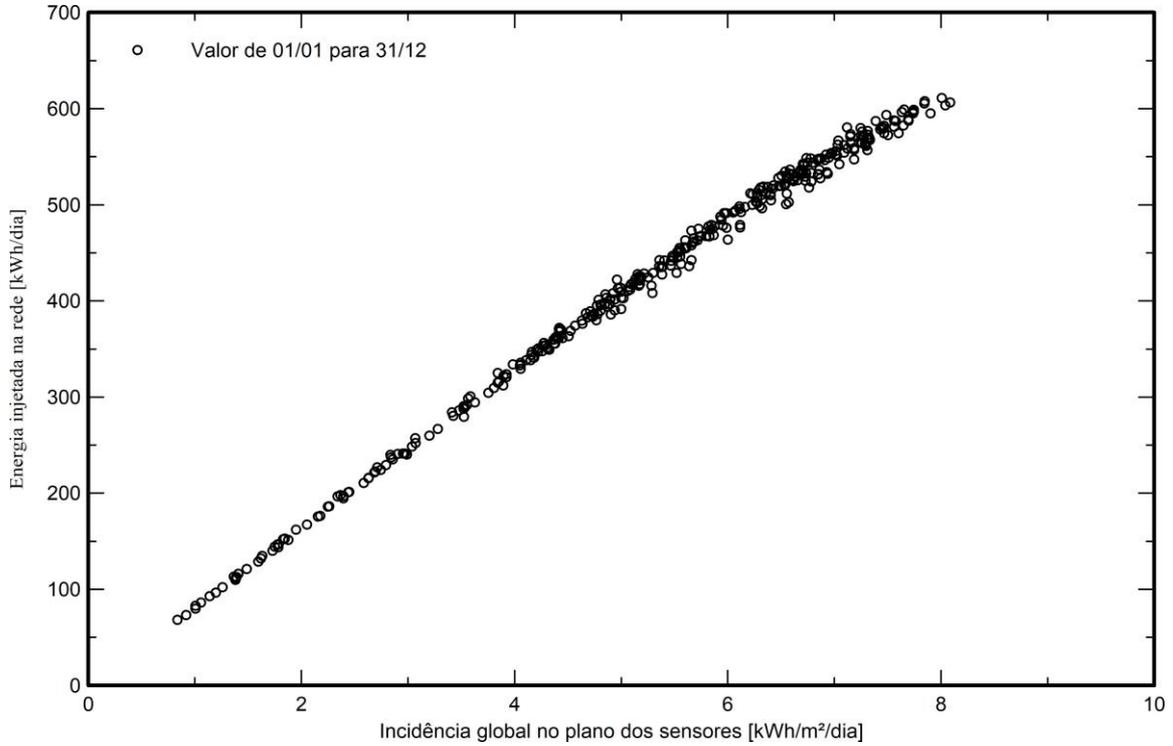


PVsyst V7.2.11

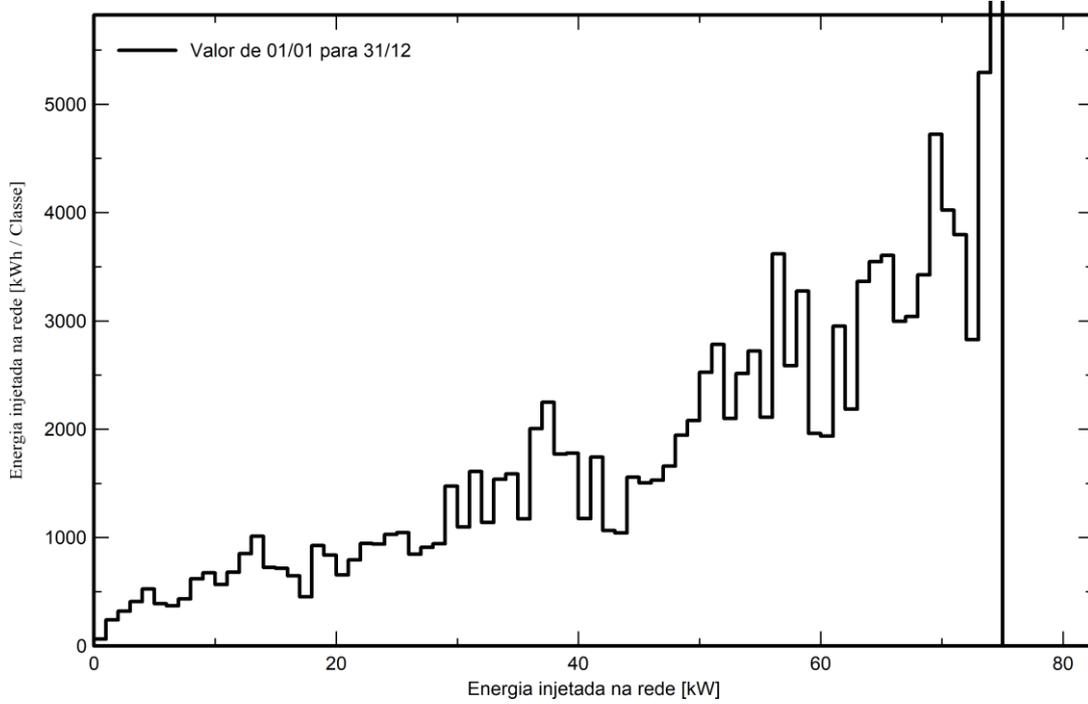
VC2, Data da simulação: 15/06/23 15:47
com v7.2.11

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





PVsyst V7.2.11

VC2, Data da simulação: 15/06/23 15:47
com v7.2.11

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Origem	PVGIS api TMY
Tipo	Médias mensais
TMY - Média plurianual	
Variação de um ano para o outro(Variância)	2.5 %

Desvio especificado

Mudança climática	0.0 %
-------------------	-------

Varição global (meteorologia e sistema)

Varição (Soma quadrática)	3.1 %
---------------------------	-------

Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %
Incerteza eficiência do inversor	0.5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %
Incerteza acerca da degradação	1.0 %

Probabilidade de produção anual

Varição	4.73 MWh
P50	153.50 MWh
P90	147.43 MWh
P95	145.73 MWh

Distribuição de probabilidade

