ASADES

Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente
Vol. 25, pp. 374-385, 2021 ISSN 2796-8111
ASADES 2021

ANÁLISE DE LONGO PRAZO E OBTENÇÃO DO ANO METEOROLÓGICO TÍPICO PARA A USINA FOTOVOLTICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO

Diego Miranda[1,2], Janis Galdino[1,2], Leonardo Petribú[1,2], Olga C. Vilela[1,2], Tarcísio S. Bacelar[2], Elielza M. de S. Barbosa[1,2]

[1]Departamento de Energia Nuclear da Universidade Federal de Pernambuco (DEN-UFPE).
Av. Prof. Luiz Freire, s/n, Recife-PE, Brasil.
[2]Centro de Energias Renováveis da Universidade Federal de Pernambuco (CER-UFPE).
Av. da Arquitetura s/n, Recife-PE, Brasil.

RESUMO: Para avaliar a geração de energia de centrais fotovoltaicas, é necessário analisar as variáveis ambientais associadas ao recurso solar na região de interesse durante vários anos. Neste trabalho, medições realizadas no Lago de Sobradinho de irradiância global inclinada, temperatura ambiente e velocidade do vento são utilizadas para corrigir séries de longo prazo dessas variáveis disponibilizadas por bases de dados históricas. Após obter as séries de longo prazo adaptadas ao local, um passo a passo é descrito e exemplificado para obtenção do ano meteorológico típico para a região de interesse. Em seguida, o ano meteorológico típico obtido é usado como entrada no software *PVsyst* previamente parametrizado de acordo com as características da Usina Fotovoltaica Flutuante (UFF) de Sobradinho para avaliar a geração de energia típica da usina. Os resultados mostram que a geração típica de energia da UFF – Sobradinho no ano inicial do projeto deve ser, em média, de 1797 MWh/ano.

Palavras-chave: ano meteorológico típico, Usina Fotovoltaica Flutuante, *software PVsyst*

INTRODUÇÃO

No desenvolvimento de projetos fotovoltaicos ou heliotérmicos de grande porte, uma boa estimativa do recurso solar da região de interesse é necessária para obter estimativas de produção de energia mais acuradas. Para tanto, campanhas de medições de radiação solar, temperatura ambiente, umidade e velocidade do vento, entre outras variáveis meteorológicas, são realizadas nos locais específicos onde pretende-se mapear o recurso solar, com vistas à implementação de empreendimentos de energia. Atualmente no Brasil, as campanhas de medições para projetos fotovoltaicos de grande porte devem ter duração mínima de 1 ano, sendo a principal medição a da irradiância global horizontal. Já para projetos heliotérmicos ou projetos fotovoltaicos com concentração, ambos também de grande porte (mais que 5 MW), a principal medição é a da irradiância direta normal por, no mínimo, três anos. As instruções direcionadas aos empreendimentos de energia solar centralizada, o que inclui as instruções associadas às campanhas de medições, são publicadas pela Empresa de Pesquisa Energética para possibilitar às empresas a participação nos leilões de energia promovidos pelo governo (EPE, 2021).

Contudo, para estimar o recurso solar em dada região, não basta somente realizar a campanha de medições no local específico, mas estimar o comportamento climatológico das variáveis de interesse. Como a fonte solar é intermitente, com variações estocásticas ao longo do tempo, a caracterização do recurso deve levar em consideração uma janela temporal de, no mínimo, 10 anos, período muitas vezes denominado como climatologicamente significativo (HABTE ET AL., 2017). Para isso, bases de dados históricas que fornecem estimativas de variáveis ambientais durante vários anos podem ser utilizadas. Como medir por tanto tempo é inviável, modelos estatísticos surgem como uma forma de adaptar as séries climatológicas das bases de dados utilizando as medições realizadas em terra,

procedimento conhecido na literatura como *site adaptation* (POLO ET AL., 2016), termo usualmente utilizado no âmbito de variáveis como radiação solar, ou *downscaling* estatístico, termo geralmente empregado para variáveis como velocidade do vento e temperatura ambiente (WILBY et al., 1998; CURRY ET AL., 2012). Para o site adaptation e/ou downscaling estatístico podem ser empregados diferentes modelos estatísticos, sendo muito utilizados os modelos regressivos (GUEYMARD ET AL., 2012; POLO ET AL., 2020).

Após adaptar as séries horárias de longo prazo de acordo com as medições locais, estima-se a geração de energia média anual da usina, utilizando um ano meteorológico típico (*Typical Meteorological Year* – TMY), conforme descrito nas regulamentações da EPE (EPE, 2021). O TMY é uma série representativa do comportamento típico das variáveis climáticas estudadas, fornecendo um ano com variações diárias e sazonais típicas da região de interesse e eliminando, no geral, eventos meteorológicos extremos (WILCOX E MARION, 2008). O TMY é construído com os 12 meses da série de longo prazo horária que mais se aproximam do comportamento típico das condições climáticas desejadas. Ele é geralmente utilizado na avaliação do recurso solar e eólico para cálculo da performance de centrais eólicas e solares, bem como em simulações de energia de construções (SAWAQED ET AL., 2005). O TMY obtido é usado, então, como entrada em *softwares* comerciais, a exemplo do *PVsyst*, com vistas ao cálculo da energia média anual de longo prazo entregue pela usina. Essa energia estimada é denominada produção anual certificada da usina (em MWh) ou P50, já que se refere ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência maior ou igual a 50%, ou seja, é a mediana da energia anual produzida pela usina (EPE, 2021).

Este trabalho analisa o recurso solar e geração de energia no período de Fevereiro/2004 a Janeiro/2020 em base horária para a região do Lago de Sobradinho, onde está instalada a Usina Fotovoltaica Flutuante (UFF) de Sobradinho. Na análise do recurso solar, são empregadas séries de radiação provenientes do modelo físico baseado em imagens de satélite da *Copernicus Atmosphere Monitoring Service* (CAMS) e séries de temperatura ambiente e velocidade do vento do modelo de reanálise ERA5-Land do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF). As séries são comparadas com variáveis ambientais medidas em uma estação solarimétrica montada na Bancada de Testes Flutuantes Pato II (BACELAR ET AL., 2019) e ajustadas com modelos estatísticos para adequação às condições locais, caso necessário. Um ano meteorológico típico é obtido, então, a partir das séries de longo prazo horárias ajustadas, e, em seguida, são feitas várias simulações utilizando o *software PVsyst* de forma a avaliar a geração de energia típica da UFF – Sobradinho. A parametrização do *PVsyst* foi previamente ajustada e validada para se adequar à geração de energia da UFF.

METODOLOGIA

As séries horárias de irradiância global horizontal ($I_{g,CAMS}$), difusa horizontal ($I_{d,CAMS}$) e direta normal ($I_{bn,CAMS}$) da CAMS foram utilizadas para obter a irradiância global inclinada (I_{col}), utilizando o modelo de transposição para o plano inclinado descrito em Duffie e Beckman (1982) que emprega a Eq. (1), onde ρ representa o albedo (foi adotado o valor de referência para água de 0,1, já que a estação solarimétrica está instalada no lago) e β, o ângulo de inclinação do módulo (12°).

$$I_{col} = I_{bn,CAMS} + I_{d,CAMS}\left[\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right] + \rho \cdot I_{g,CAMS}\left[\frac{1-\cos(\beta)}{2}\right] \quad (1)$$

Busca-se validar, então, I_{col} com a série de irradiância global inclinada medida no Pato II. Dois modelos estatísticos foram avaliados para realizar o *site adaptation*: a regressão linear múltipla e o *quantile mapping*. Contudo, os modelos utilizados não conseguiram aumentar a acurácia do resultado. De fato, existem situações relatadas na literatura em que a acurácia do modelo é tão alta para a série de radiação que é difícil conseguir melhorar ainda mais essa acurácia a partir do uso de medições em terra (POLO ET AL., 2020). No mais, nos requisitos para Certificação de Dados Solarimétricos publicados pela EPE, é necessário apresentar uma avaliação da correlação entre os dados medidos e provenientes

do modelo baseado em imagens satélite, validando a série do modelo para os casos em que ela esteja reproduzindo o comportamento medido da radiação no local (EPE, 2021; RUSCHEL E PONTE, 2018). Assim, caso a variável I_{col} calculada seja representativa, em termos estatísticos, da irradiância global inclinada medida no Pato II, poderá ser utilizada diretamente, sem a realização do *site adaptation*.

Já para as séries horárias de temperatura ambiente (T_a) e velocidade do vento (V) provenientes do modelo de reanálise do ECMWF (ERA5-Land), o *site adaptation* foi aplicado com o modelo de regressão linear múltipla (WILKS, 2013) para ajuste das séries históricas às medições do Pato II no período de Nov/2018 a Jan/2020, utilizando os 4 pontos mais próximos do local de interesse. Para V, foi aplicada também uma correção de BIAS e desvio, conforme feito em Miranda et al. (2020). O conjunto de calibração é composto pelos 2/3 iniciais do período de medições no Pato II e o conjunto de validação, o 1/3 final.

Para validar os modelos analisados, são utilizados os mesmos estatísticos descritos em Miranda et al. (2020): BIAS, o erro médio absoluto (MBE) normalizado pela média, a razão entre os desvios (σ_m/σ_o), onde σ_o é o desvio padrão da observação e σ_m é o desvio do modelo, a raiz do erro médio quadrático (RMSD), o RMSD normalizado (RMSDn – RMSD dividido pela média da série observada) e o *skill score* (SS4), um estatístico proposto por Taylor (2001) que indica o desempenho geral do modelo ao combinar os estatísticos correlação e razão entre desvios.

O método escolhido para gerar o ano meteorológico típico (*Typical Meteorological Year* – TMY) é o método de Sandia (HALL ET AL., 1978; MARION E URBAN, 1995; WILCOX E MARION, 2007), desenvolvido pelo *Sandia Laboratories*, nos Estados Unidos, por ser largamente utilizado em projetos solares. O procedimento foi originalmente baseado em 13 variáveis meteorológicas que incluía valores diários da radiação global e séries temporais de máxima, mínima, média e desvio padrão de temperatura de bulbo seco, temperatura de orvalho e velocidade do vento. Neste trabalho, propõe-se aplicar o procedimento do TMY às séries de I_{col}, como também às séries de T_a e V, considerando a utilização dessas três variáveis somente nos horários das 06h00 às 18h00 (UTC-3, hora local), já que, para as localidades analisadas, esse período corresponde às horas de brilho de sol. Vale salientar que, após a seleção dos meses do TMY, devem ser utilizados os dados horários desses meses como entrada para simular a energia anual típica da UFF no *PVsyst*. Além disso, a série de I_{col} pode possuir lacunas oriundas do próprio modelo da CAMS. Essas lacunas podem ser preenchidas ou excluídas, a depender da quantidade de lacunas horárias no mês em questão. Caso a quantidade de lacunas seja menor que 15% do total de horas do mês em questão, é feito o preenchimento, caso seja maior, o respectivo mês não é utilizado na seleção do TMY. Para o preenchimento, é feito um perfil típico diário médio considerando a média dos três dias anteriores e posteriores à lacuna (WILCOX, 2007).

No método de Sandia, todos os meses selecionados para o TMY são escolhidos após avaliar os diferentes anos presentes na série de longo prazo (e.g. o melhor dezembro para o TMY é definido a partir da análise de todos os dezembros presentes na série de longo prazo). É descrito a seguir, o passo a passo utilizado para gerar o TMY:

1) *Geração das Curvas de Distribuição Acumulada Empírica*: são geradas as funções de distribuição acumulada empírica (CDF) em base diária para os meses de curto prazo e para o mês de longo prazo (SAWAQED, 2005; WILCOX e MARION, 2008). Para gerar a CDF, as séries mensais devem ser ordenadas do menor valor para o maior e deve ser calculada a probabilidade de ocorrência de um certo valor na série mensal. Considerando *n* o número de dias em um dado mês, então, para uma certa variável, haverá *n* valores diários. A probabilidade de que algum desses valores ocorra em determinado mês é *1/n*. Ordenando-se, então, os valores da variável do menor para o maior e usando *p* como índice dos valores ordenados, pode-se obter a CDF associada a cada valor da variável no mês em questão, conforme Eq. (2). Vale salientar que a CDF de longo prazo é obtida utilizando-se todos os dias disponíveis nos diferentes anos da série de longo prazo para o mês em questão.

$$CDF = \frac{1}{n}p \quad p = 1,2,3 \ldots, n \tag{2}$$

2) *Primeiro Rank dos meses candidatos a compor o TMY*: nesta etapa, é estabelecido um *rank* com os cinco meses candidatos para compor o TMY de determinado mês. Esses cinco meses são aqueles que possuem a menor distância de Finkelstein–Schafer (FS) (FINKELSTEIN e SCHAFER, 1971) entre a CDF de curto prazo e a CDF de longo prazo. O estatístico FS é calculado como a diferença absoluta entre a CDF de longo prazo e a de curto prazo, dividido pelo número de dias no mês (*n*), conforme a Eq. (3); esse estatístico representa a diferença média mensal entre a CDF de curto prazo e a CDF de longo prazo. Vale salientar que para obter os valores da CDF de longo prazo nos mesmos pontos x_i da CDF de curto prazo foi necessário interpolar a CDF de longo prazo nos respectivos pontos x_i.

$$FS_j = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} abs[CDF(x_i)_{curto\ prazo} - CDF(x_i)_{longo\ prazo}] \tag{3}$$

Sendo *i*, o índice para os dias em determinado mês e *j*, a variável de interesse. Neste trabalho, *j = 1* é utilizado para I_{col}, *j = 2* para T_a e *j = 3* para V. Dependendo da aplicação a qual o TMY se destina, são definidos pesos para cada uma das variáveis meteorológicas *j*. Em seguida, é feita uma soma ponderada (WS) dos estatísticos FS com os pesos *ws* estabelecidos, considerando-se todas as variáveis *j* de interesse (*jmax* indica o número de variáveis *j*), conforme Eq. 4.

$$WS = \sum_{j=1}^{jmax} ws_j FS_j \tag{4}$$

Originalmente, Hall et al. (1978) propõe um peso ws de 50% para irradiância, mas comentam que a escolha dos pesos ws depende da aplicação à qual o TMY se destina. Como o caso em estudo busca obter a geração de energia típica da UFF – Sobradinho, foi definido um peso ws maior para I_{col} (75%), enquanto para T_a e V, os pesos ws estabelecidos foram de 20% e 5%, respectivamente. Por fim, a escolha dos cinco meses candidatos para compor o TMY de determinado mês é feita baseando-se nas menores somas ponderadas encontradas.

3) *Segundo Rank dos meses candidatos a compor o TMY*: Os cinco meses candidatos são classificados uma segunda vez de acordo com a diferença entre a média e a mediana entre os meses de curto prazo e o mês de longo prazo para as variáveis I_{col} e *T* (MARION E URBAN, 1995; WILCOX E MARION, 2007). Para cada mês, são obtidas quatro diferenças (duas são as diferenças entre a média e mediana de curto e longo prazo para irradiância, sendo as outras duas, as respectivas diferenças para temperatura). A maior diferença, dentre as quatro calculadas, é atribuída ao mês de curto prazo em questão (SAWAQED, 2005). Os cinco meses candidatos são organizados novamente em ordem crescente, de acordo com as diferenças obtidas, de forma a selecionar os meses com menores diferenças.

4) *Avaliação da persistência das séries*: O último critério para seleção do TMY é a avaliação da persistência das séries diárias de irradiância e temperatura, por serem as séries de maior peso para aplicações solares. A persistência é avaliada determinando-se a quantidade de vezes que ela acontece na série, bem como a duração em horas consecutivas das mesmas. Para a irradiância, a persistência é avaliada para os valores da série abaixo do percentil 33, enquanto a temperatura será avaliada nos valores acima do percentil 67 e abaixo do percentil 33. O objetivo desta etapa é selecionar o mês que apresente a menor quantidade de persistências e duração das mesmas em horas consecutivas de valores abaixo e acima dos percentis citados, pois busca-se o mês mais representativo para a variabilidade de longo prazo. O critério para escolha do melhor mês para compor o TMY é feito conforme descrito a seguir (SAWAQED, 2005).

- *Critério do número de persistências*: Se o número de persistências for nulo para os cinco meses, o mês selecionado para o TMY é o primeiro da lista. Sendo o número de persistências diferente, deve-se excluir o mês com maior número de persistências. Caso o maior número de persistências se repita para mais de um mês, avalia-se o comprimento das persistências, excluindo o mês com maior

comprimento da persistência. Se o comprimento da persistência também for igual para esses meses com maior número de persistências, deve-se excluir o mês que tenha o pior *rank* da segunda classificação. Após esse critério, passarão quatro meses remanescentes da lista para o próximo critério.

- *Critério da duração ou comprimento das* persistências: Caso os comprimentos das quatro persistências remanescentes sejam diferentes, elimina-se o mês com maior comprimento da persistência. Já se os comprimentos máximos forem iguais, verificar o número de persistências, excluindo o mês que tiver o maior número. No caso dos números de persistências também serem iguais, exclui-se o último mês da lista. Após esse critério, a lista ficará com três meses remanescentes.

- *Critério do número de persistências nulo*: Se dentre os três meses remanescentes houver algum com número de persistências nulo, este mês deverá ser excluído, sendo o mês do TMY o primeiro mês da lista remanescente de dois meses. Caso contrário, o TMY selecionado é o primeiro mês da lista remanescente de três meses.

RESULTADOS

Para as séries horárias de temperatura e velocidade do vento provenientes do modelo de reanálise do ECMWF, os resultados estatísticos no conjunto de validação são apresentados na Tabela 1. Os resultados para temperatura são satisfatórios, apresentado um RMSDn de 4,32% e correlação alta. Já para velocidade do vento, a correlação entre as séries medida e modelada não é alta (0,86) e o RMSDn de 20,65% indica uma dispersão considerável entre as séries.

Estatísticos	T_a (ECMWF) Adaptada	V (ECMEF) Adaptada
BIAS	-0,46 °C	-0,001 m/s
MBE	-1,6%	-0,04%
Razão entre desvios	1,01	0,86
RMSD	1,25 °C	0,62 m/s
Média da Série Observada	28,9 °C	3,0 m/s
RMSD normalizado pela média	4,32%	20,65%
Correlação	0,91	0,80
SS4'	0,83	0,64

Tabela 1 – Estatísticos para as séries de temperatura e velocidade do vento horárias adaptadas pelas medições locais no conjunto de validação.

A Tabela 2 apresenta os estatísticos para todo o período de medições do Pato II das três variáveis analisadas. A série de I_{col} obtida diretamente a partir dos dados da CAMS apresenta um erro médio absoluto baixo (2,48%), representa o desvio padrão das medições do Pato II, já que a razão entre os desvios é unitária, e possui correlação alta (0,96). Apesar do RMSD normalizado ter um valor um pouco elevado, pode-se utilizar essa série de I_{col} para fazer análises de longo prazo. O resultado para velocidade do vento apresenta correlação baixa, contudo, esta variável não é tão importante quanto I_{col} e a T_a em simulações de geração de energia solar. A Figura 1 apresenta as séries medida e adaptada integralizadas em base diária.

Após adaptar as variáveis de longo prazo de acordo com as medições locais, obteve-se a série histórica horária de Fevereiro/2004 a Janeiro/2020, representativa das principais variáveis meteorológicas do local de interesse. Aplicou-se, então, o método de Sandia, descrito em Hall et al. (1978), para obter o TMY. Inicialmente, foram geradas as CDFs empíricas para cada mês presente na série de longo prazo das três variáveis analisadas. A Figura 2 mostra dois exemplos para os meses de dezembro da variável I_{col} e os meses de julho para temperatura ambiente.

Estatísticos	I_{col} CAMS	T_a Adaptada	V Adaptada
BIAS	12,11 W/m²	-0,21 °C	-0,03 m/s
MBE	2,48%	-0,7%	-1,16%
Razão entre desvios	1,00	0,96	1,07
RMSD	87,9 W/m²	1,1 °C	0,69 m/s
Média da Série Observada	488,9 W/m²	28,6 °C	2,9 m/s
RMSD normalizado pela média	17,96%	3,85%	23,79%
Correlação	0,96	0,92	0,76
SS4	0,93	0,85	0,6

Tabela 2 – Estatísticos para as séries horárias adaptadas pelas medições locais, considerando todo o período (calibração + validação).

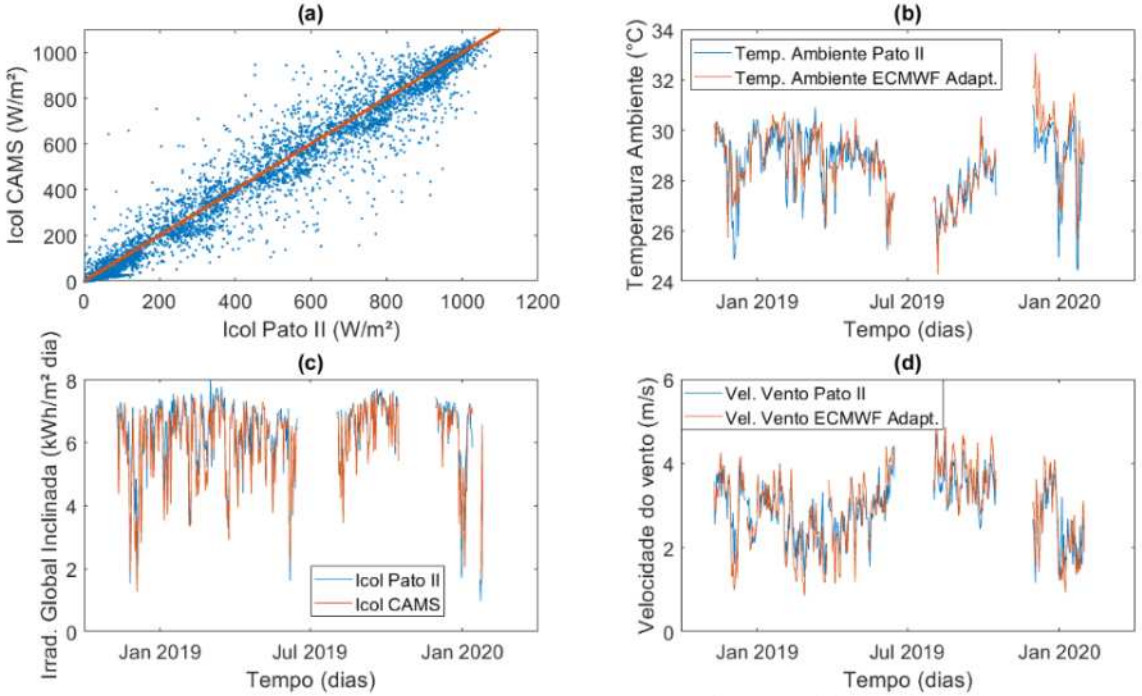
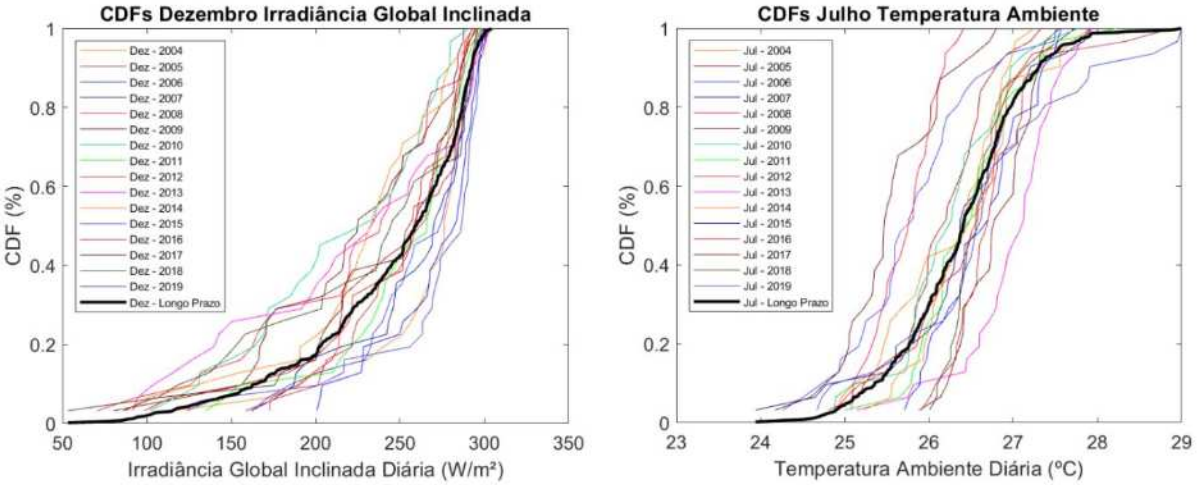


Figura 1 – a) Dispersão entre I_{col} medida e modelada em médias horárias. Comparação em base diária entre: b) T_a medida e modelada; c) Icol medida e modelada; d) V medida e modelada.



(a) **(b)**

Figura 2 – Curva de distribuição acumulada empírica para: a) I_{col}; b) T_a.

A Tabela 3 apresenta as somas ponderadas WS para todos os meses da série de longo prazo e a Tabela 4, os 5 meses selecionados para os anos com menores somas ponderadas.

Ano	Meses											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2004	-	0,129	0,099	0,079	0,106	0,043	0,052	0,055	0,072	0,066	0,068	0,104
2005	0,102	0,062	0,066	0,069	0,177	0,091	0,056	0,055	0,106	0,092	0,081	0,065
2006	0,177	0,059	0,200	0,235	0,096	0,232	0,077	0,043	0,079	0,089	0,093	0,076
2007	0,106	0,115	0,108	0,046	0,056	0,067	0,070	0,138	0,143	0,048	0,106	0,077
2008	0,042	0,066	0,209	0,131	0,089	0,070	0,102	0,101	0,110	0,074	0,059	0,135
2009	0,050	0,072	0,089	0,240	0,273	0,125	0,100	0,092	0,107	0,153	0,128	0,124
2010	-	0,108	0,086	0,088	0,138	0,131	0,189	0,105	0,154	0,136	0,097	0,188
2011	0,109	0,092	0,138	0,081	0,093	0,039	0,055	0,093	0,100	0,173	0,206	0,050
2012	0,118	0,074	0,200	0,226	0,104	0,114	0,047	0,121	0,081	0,099	0,217	0,077
2013	0,132	0,220	0,123	0,101	0,103	0,076	0,091	0,088	0,041	0,057	0,133	0,127
2014	0,148	0,076	0,044	0,060	0,056	0,095	0,065	0,082	0,095	0,116	0,081	0,166
2015	0,097	0,061	0,059	0,094	0,044	0,046	0,055	0,051	0,145	0,085	0,136	0,171
2016	0,277	0,119	0,199	0,135	0,136	0,116	0,133	0,091	0,058	0,047	0,049	0,076
2017	0,149	0,088	0,086	0,081	0,063	0,059	0,173	0,087	0,260	0,081	0,051	0,064
2018	0,092	0,161	0,093	0,093	0,057	0,055	0,160	0,115	0,141	0,056	0,058	0,100
2019	0,083	0,067	0,070	0,074	0,206	0,090	0,044	0,066	0,073	0,063	0,079	0,199
2020	0,073	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 3 – Somas ponderadas WS considerando as séries de I_{col}, T_a e V.

Rank	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1º	2008	2006	2014	2007	2015	2011	2019	2006	2013	2016	2016	2011
2º	2009	2015	2015	2014	2014	2004	2012	2015	2016	2007	2017	2017
3º	2020	2005	2005	2005	2007	2015	2004	2004	2004	2018	2018	2005
4º	2019	2008	2019	2019	2018	2018	2015	2005	2019	2013	2008	2006
5º	2018	2019	2017	2004	2017	2017	2011	2019	2006	2019	2004	2016

Tabela 4 – Primeiro rank de classificação para o TMY.

A Tabela 5 apresenta as diferenças absolutas entre a média e a mediana dos meses de curto e longo prazo de I_{col} e T_a para o mês de dezembro, como exemplo. A maior diferença absoluta é selecionada para estabelecer o *rank*. A Tabela 6 apresenta o segundo *rank* dos 5 meses candidatos ao TMY.

Número do ano	Diferença na média para I_{col} (W/m²)	Diferença na média para T_a (°C)	Diferença na mediana para I_{col} (W/m²)	Diferença na mediana para T_a (°C)	Máxima diferença dentre as 4 calculadas
2011	7,41	0,12	6,47	0,10	7,41
2017	2,86	0,48	0,25	0,39	2,86
2005	0,61	0,56	2,13	0,53	2,13
2006	15,92	0,37	15,51	0,33	15,92
2016	8,33	0,67	5,65	0,38	8,33

Tabela 5 – Diferenças entre a média e a mediana de curto e longo prazo para o mês de dezembro.

A Tabela 7 apresenta os resultados da avaliação da persistência para os cinco meses candidatos ao TMY de fevereiro, como exemplo. Note que, para a série mensal diária de irradiância, a persistência para valores abaixo de P33 ocorre 5 vezes para fevereiro de 2006, 4 vezes para fevereiro de 2008, e assim sucessivamente. Para fevereiro de 2008, pode-se notar que ocorrem 3 persistências na série mensal com duração de 1 dia e uma persistência com duração de 3 dias consecutivos, todos para valores abaixo do P33 da série de irradiância global inclinada diária do mês em questão. Os percentis

P33 e P67 para I_{col} e T_a dos meses de fevereiro candidatos ao TMY são apresentados na Tabela 8. Em seguida são definidos o número de persistências e a máxima duração das mesmas para os 5 meses de fevereiro da Tabela 6, seguindo os critérios de escolha apresentados na metodologia (Tabela 9).

Rank	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1º	2009	2006	2017	2005	2015	2004	2004	2006	2013	2018	2016	2005
2º	2008	2008	2014	2007	2017	2017	2012	2005	2016	2016	2017	2017
3º	2019	2019	2005	2019	2007	2011	2011	2019	2019	2007	2004	2011
4º	2020	2015	2015	2014	2018	2018	2019	2015	2006	2013	2008	2016
5º	2018	2005	2019	2004	2014	2015	2015	2004	2004	2019	2018	2006

Tabela 6 – Segundo *rank* de classificação para o TMY.

Persistência para irradiância abaixo de P33 nos meses de fevereiro									
2006		2008		2019		2015		2005	
Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.
1	40%	1		1	25%	1		1	33,3%
1		1	75%	2	25%	1	60%	2	33,3%
2	40%	1		3	50%	1		6	33,3%
2		3	25%	3		3	40%	-	-
3	20%	-	-	-	-	3		-	-
Persistência para temperatura abaixo de P33 nos meses de fevereiro									
2006		2008		2019		2015		2005	
Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.
1		1	33,3%	1	25%	2	50%	2	50%
1	60%	2	33,3%	2	25%	7	50%	7	50%
1		3	33,3%	3	50%	-	-	-	-
2	20%	-	-	3		-	-	-	-
4	20%	-	-	-	-	-	-	-	-
Persistência para temperatura acima de P67 nos meses de fevereiro									
2006		2008		2019		2015		2005	
Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.	Duração (dias)	Freq.
1	33,3%	1	50%	2	33,3%	1	33,3%	2	50%
2	33,3%	1		3	33,3%	2	33,3%	7	50%
6	33,3%	3	25%	4	33,3%	6	33,3%	-	-
-	-	4	25%	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 7 – Avaliação da persistência.

Anos do 2° *rank* de classificação para fevereiro	P33 I_{col} (W/m²)	P33 T_a (°C)	P67 T_a (°C)
2006	223,2	28,0	29,1
2008	239,9	28,7	29,3
2019	217,6	28,8	29,7
2015	212,9	28,7	29,7
2005	211,5	28,3	29,2

Tabela 8 – Percentis utilizados na avaliação da persistência para os meses de fevereiro.

Número de persistências para os 5 meses de fevereiro candidatos ao TMY				
Meses de Fevereiro (TMY)	Irradiância (P33)	Temperatura (P33)	Temperatura (P67)	Soma das persistências
2006	5	5	3	13
2008	4	3	4	11
2019	4	4	3	11
2015	5	2	3	10
2005	3	2	2	7
Maiores durações das persistências para os 5 meses de fevereiro candidatos ao TMY				
Meses de Fevereiro (TMY)	Irradiância (P33)	Temperatura (P33)	Temperatura (P67)	Máxima duração da persistência
2006	3	4	6	6
2008	3	3	4	4
2019	3	3	4	4
2015	3	7	6	7
2005	6	7	7	7

Tabela 9 – Avaliação da persistência para os meses de fevereiro.

Os meses com maior número de persistências são fevereiro de 2006, 2008 e 2019; dentre estes, fevereiro de 2006 possui a máxima duração da persistência em dias consecutivos (6 dias), sendo excluído do *rank* de candidatos ao TMY. Dos meses remanescentes, 2008 e 2019 possuem uma mesma persistência de 11 dias consecutivos, e, também, possuem máxima duração da persistência idênticas (4 dias). Assim, deve-se excluir da lista o mês de 2019 já que está na terceira posição pelo segundo *rank* de classificação. Seleciona-se, então, o primeiro mês da lista remanescente para o TMY, no caso, fevereiro de 2008. Procedimento similar é aplicado para os outros meses, tendo como seleção final os meses apresentados na Tabela 10. A energia típica da UFF foi obtida por simulação no *PVsyst*, após uma parametrização do mesmo para adequá-lo às condições de projeto da UFF, tendo como entrada o TMY horário.

Meses	Anos selecionados para o TMY	Irradiação Global Inclinada (kWh/m² dia)	Temperatura Ambiente (°C)	Velocidade do Vento (m/s)	Energia injetada na rede (MWh)
Jan	2009	5,77	28,2	2,4	145,33
Fev	2008	5,99	27,7	2,2	136,53
Mar	2017	6,15	28,8	2,6	154,72
Abr	2007	6,07	27,5	2,8	148,97
Mai	2017	5,48	27,0	3,3	140,31
Jun	2017	5,51	25,9	3,5	137,52
Jul	2012	5,67	25,1	3,5	146,37
Ago	2005	6,24	25,2	3,6	160,40
Set	2016	6,68	27,0	3,5	163,78
Out	2018	6,65	28,3	2,9	167,08
Nov	2016	6,13	28,6	3,1	149,04
Dez	2005	5,84	27,7	2,6	147,38

Tabela 10 – Meses selecionados para compor o ano meteorológico típico.

Foram simulados, também no *PVsyst*, todos os anos da série de longo prazo horária, além do TMY, para a UFF – Sobradinho, considerando uma parametrização do *PVsyst* previamente validada com as medições de geração de energia da UFF. As séries históricas de geração de energia fornecem uma aproximação da geração da UFF durante vários anos e a produção de energia resultante do TMY

fornece uma série aproximada da geração de energia típica da UFF (P50). A Figura 3 apresenta a média mensal das variáveis de longo prazo, bem como a geração média mensal durante todos os anos.

A Figura 4 apresenta uma comparação entre a geração anual do TMY e as gerações anuais da série de longo prazo. Como o TMY é uma série montada a partir dos meses da série de longo prazo que mais se aproximam do comportamento climatológico das variáveis estudadas, a geração de energia do ano meteorológico típico deve ser próxima à mediana (P50) das gerações anuais. No caso, a produção de energia do TMY tem uma diferença de -0,4% em relação à mediana (P50) das gerações anuais de 2005 a 2019, o que mostra como o resultado do TMY se aproxima desse comportamento de longo prazo das séries anuais de produção de energia. Vale salientar que esses resultados foram obtidos sem considerar a degradação anual dos módulos fotovoltaicos.

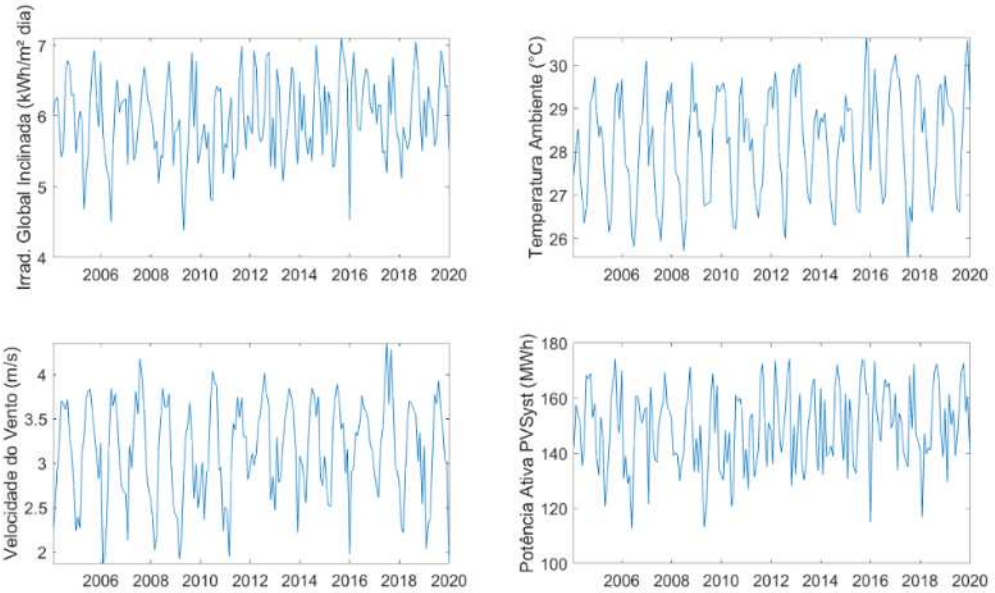
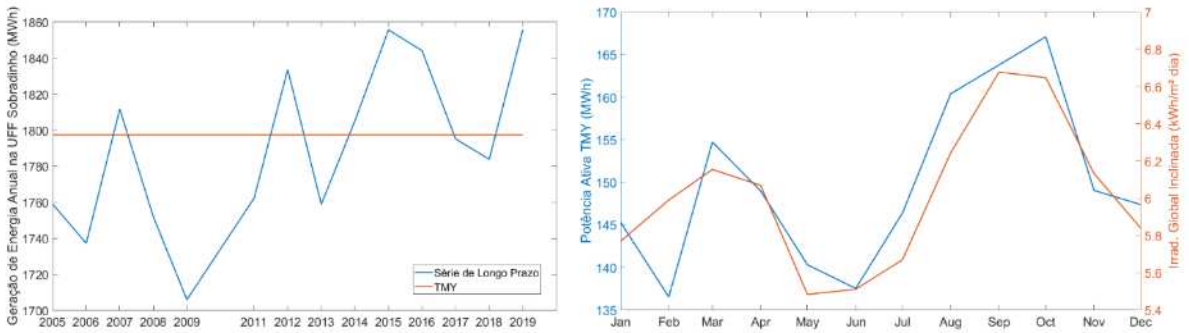


Figura 3 – Séries de longo prazo horárias adaptadas e potência ativa estimada da UFF – Sobradinho em base mensal.



(a) **(b)**

Figura 4 – a) Comparação entre geração de energia de todos os anos da série de longo prazo e do TMY; b) geração mensal e irradiância global inclinada do ano meteorológico típico.

CONCLUSÕES

Os resultados de longo prazo e a geração do ano meteorológico típico são importantes para análises de viabilidade econômica de projetos de geração centralizada de usinas fotovoltaicas ou heliotérmicas e fazem parte dos requisitos para participação de empreendimentos fotovoltaicos nos leilões de energia (EPE, 2021). Como a UFF – Sobradinho é uma usina classificada como minigeração distribuída

(1 MWp de potência instalada), as séries de geração de energia ao longo dos anos e do TMY apresentadas são uma referência sobre a produção de energia média que a UFF deve atingir.

A geração de energia média da UFF, segundo essa análise, é a geração resultante do ano meteorológico típico, de 1797 MWh/ano. Assim, a geração anual de energia da UFF – Sobradinho em sua operação pode estar abaixo ou acima desse valor para determinado ano, sendo que, ao considerar a produção anual de energia durante vários anos, a mediana das séries deve se aproximar do valor de 1797 MWh (P50). Vale salientar que como este trabalho utilizou uma série de longo prazo de irradiância global inclinada obtida diretamente com dados do modelo CAMS, as incertezas associadas aos valores obtidos de geração de energia são maiores do que as que poderiam ser obtidas após a realização de um *site adaptation* da radiação. Trabalhos futuros podem avaliar modelos mais complexos para realização do *site adaptation* da radiação solar nesses casos em que as séries fornecidas pelos modelos baseados em imagens de satélites já possuam uma boa adequação às séries medidas na estação solarimétrica; podem ser analisados, também, modelos mais complexos para transposição da radiação para o plano inclinado. Este trabalho também não considerou a degradação anual dos módulos em suas simulações de 2004 a 2020. O fator de degradação anual dos módulos fotovoltaicos deve ser incluído para obter a geração de energia da usina ao longo dos vários anos de sua vida útil. Para tanto, pode-se, a partir da simulação feita com o TMY, definir os parâmetros associados à degradação anual dos módulos no *PVsyst* para realizar várias simulações anuais que descrevam o comportamento de geração de energia típica da usina ao longo de vários anos (geralmente, 15 anos para contratos de geração centralizada) considerando a degradação anual dos módulos fotovoltaicos.

AGRADECIMENTOS

Esse trabalho foi desenvolvido no âmbito do P&D+I "Exploração de Energia Solar em Lagos de Usinas Hidrelétricas", CP Eletronorte/Chesf - 003/2015 (CTNI-92.2016.0430.00). Os autores agradecem à Agência Nacional de Energia Elétrica e à Companhia Hidrelétrica do São Francisco (ANEEL-CHESF) pela oportunidade e apoio financeiro. Em especial, ao apoio técnico recebido das equipes CHESF e UFPE-FADE (Universidade Federal de Pernambuco - Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da UFPE).

REFERÊNCIAS

BACELAR, S. T., BARBOSA, E. M. de S., VILELA, O. C., OLIVEIRA, R., PETRIBÚ, L. B., RODRIGUES, P. S. F., MELO FILHO, J. B., Usina Fotovoltaica Flutuante-Sobradinho:Avaliação das condições ambientais e de parâmetros específicos do módulo FV-flutuante. Acta de la XLII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 7, pp. 03.83-03.94, 2019. Impreso en la Argentina. ISBN 978-987-29873-1-2.

DUFFIE, J. A. E BECKMAN, W. A. Solar Engineering of Thermal Processes. Wiley: New York, 1982.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica de Empreendimentos Fotovoltaicos com Vistas à Participação nos Leilões de EnergiaElétrica. 2021. Disponível em <EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS (epe.gov.br)>.

FINKELSTEIN, J. M. E SCHAFER, R. E. Improved goodness-of-fit tests. Biometrika v. 58, p. 641–645, 1971.

GUEYMARD, C. A.; GUSTAFSON, W. T.; ETRINGER, A.; STORCK, P. Evaluation of procedures to improve solar resource assessments: optimum use of short-term data from a local weather station to correct bias in long-term satellite derived solar radiation time series. World Renewable Energy Forum, Denver, CO, v. 3, 2012.

HABTE, A.; STOFFEL, T.; PEREZ, R.; MYERS, D.; GUEYMARD, C.; BLANC, P.; WILBERT, S. Overview of Solar Radiation Resource Concepts. Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Second Edition, NREL, 2.1-2.22, 2017.

HALL, I. J.; PRAIRIE, R. R.; ANDERSON, H. E.; BOES; E. C. Generation of typical meteorological years for 26 SOLMET stations. SAND78-1601, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, 1978.

MARION, W. E URBAN, K. User's Manual for TMY2s (Typical Meteorological Years) - Derived from the 1961-1990 National Solar Radiation Data Base. United States: N. p., 1995.

MIRANDA, D. R.; ARAÚJO, E. V.; VILEVA, O. C. Análise do recurso solar de longo prazo n acidade de São João do Rio do Peixe, sertão da Paraíba. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS, 2020, Fortaleza-CE. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020.

POLO J., WILBERT S., RUIZ-ARIAS J. A., MEYER R., GUEYMARD C., SÚRI M., ET AL. Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets. Solar Energy, 132:25–37, 2016.

POLO, J.; FERNÁNDEZ-PERUCHENA, C.; SALAMALIKIS,V.; AGUIAR, L. M.; TURPIN, M.; MARTÍN-POMARES, L.; KAZANTZIDIS, A.; BLANC, P.; REMUND, J. Benchmarking on Improvement and Site-Adaptatio Techniques for Modeled Solar Radiation Datasets. Solar Energy 201(March):469–79, 2020

RUSCHEL, C. G E PONTE, G. P. Metodologias de ajuste de dados solarimétricos visando a estimativa de produção de energia de longo prazo.VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

SAWAQED, N. M.; ZURIGAT, Y. H.; AL-HINAI, H. A step-by-step application of Sandia method in developing typical meteorological years for different locations in Oman. International Journal of Energy Research, v. 29, p. 723 – 737, 2005.

TAYLOR, K. E. (2001). Summarizing multiple aspects of model performance in a single diagram. Journal of Geophysical Research, Vol. 106, p. 7183-7192.

WILCOX, S. National Solar Radiation Database 1991–2005 Update: User's Manual. NREL Report No. TP-581-41364, 2007.

WILCOX, S. E MARION, W. User's manual for TMY3 data sets. Technical Report NREL/TP-581-43156, 2008.

WILKS, D. S. Statistical methods in the atmospheric sciences. 2ª. ed. [S.l.]: Elsevier, 2013.

ABSTRACT: To assess the energy generation of photovoltaic plants, it is necessary to analyze the environmental variables associated with the solar resource in the region of interest for several years. In this work, measurements performed at Sobradinho's Lake of global irradiance on inclined plane, ambient temperature and wind speed are used to correct long-term series of these variables provided by historical databases. After obtaining the long-term series adapted to the location, a step by step is described and exemplified to obtain the typical meteorological year for the region of interest. Then, the typical meteorological year obtained is used as input in the PVsyst software previously parameterized according to the characteristics of the floating photovoltaic power (FPP) plant of Sobradinho to evaluate the typical power generation of the plant. The results show that the typical energy generation of Sobradinho FPP in the initial year of the project should be, on average, 1797 MWh/year.

Keywords: typical meteorological year, floating photovoltaic power plant, *software PVSyst*