

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA

**Modelo computacional para adequação hídrico-energética fotovoltaica
conectada à rede elétrica de sistemas de irrigação**

Marcelo Carazo Castro
Doctor Scientiae

**VIÇOSA - MINAS GERAIS
2024**

MARCELO CARAZO CASTRO

**Modelo computacional para adequação hídrico-energética fotovoltaica
conectada à rede elétrica de sistemas de irrigação**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Doctor Scientiae*.

Orientador: Everardo C. Mantovani

Coorientador: Flávio Gonçalves Oliveira

**VIÇOSA - MINAS GERAIS
2024**

**Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Campus Viçosa**

T

Castro, Marcelo Carazo, 1968-
C355m Modelo computacional para adequação hídrico-energética
2024 fotovoltaica conectada à rede elétrica de sistemas de irrigação /
Marcelo Carazo Castro. – Viçosa, MG, 2024.
149 f.: il. (algumas color.).

Orientador: Everardo Chartuni Mantovani.
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Viçosa,
Departamento de Engenharia Agrícola, 2024.
Referências bibliográficas: f. 114-137.
DOI: <https://doi.org/10.47328/ufvbbt.2026.143>

1. Sistemas fotovoltaicos – Rede elétrica. 2. Energia solar
fotovoltaica – Irrigação. 3. Manejo da irrigação. 4. Modelos
computacionais – Irrigação. 5. Balanço hídrico – Modelos. 6.
Sistemas de irrigação – Dimensionamento. 7. Eficiência
energética – Agricultura irrigada. 8. Evapotranspiração –
Modelos. 9. Agricultura irrigada – Energia. 10. Validação de
modelos – Agronomia.. I. Mantovani, Everardo Chartuni, 1958-.
II. Universidade Federal de Viçosa. Departamento de Engenharia
Agrícola. Doutorado em Engenharia Agrícola. III. Título.

CDD 22. ed. ? 631.587

Bibliotecário(a) responsável: Evandro Ribeiro Rodrigues CRB-6/2956

MARCELO CARAZO CASTRO

**Modelo computacional para adequação hídrico-energética fotovoltaica
conectada à rede elétrica de sistemas de irrigação**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Doctor Scientiae*.

APROVADA: 29 de novembro de 2024.

Assentimento:

Marcelo Carazo Castro
Autor

Everardo Chartuni Mantovani
Orientador

Essa tese foi assinada digitalmente pelo autor em 06/05/2026 às 22:57:31 e pelo orientador em 28/05/2026 às 12:58:40. As assinaturas têm validade legal, conforme o disposto na Medida Provisória 2.200-2/2001 e na Resolução nº 37/2012 do CONARQ. Para conferir a autenticidade, acesse <https://siadoc.ufv.br/validar-documento>. No campo 'Código de registro', informe o código **ZYKZ.NJ4N.91VO** e clique no botão 'Validar documento'.

AGRADECIMENTOS

À Deus, em seu amor infinito, por me permitir realizar este trabalho.

À Maria santíssima e São José, seu castíssimo esposo, pela intercessão.

Aos meus pais, por acreditarem.

À minha esposa e filhos, pela compreensão da ausência mesmo fisicamente presente.

À Universidade Federal de Viçosa – UFV, por intermédio do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, pela oportunidade dos estudos.

Ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio de Janeiro, pela liberação para cursar o doutorado.

Ao professor Everardo Chartuni Mantovani, pela atenção e orientação.

Ao professor Flávio Gonçalves Oliveira, pelas sugestões.

Este trabalho foi realizado com o apoio das seguintes agências de pesquisa brasileiras: Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

RESUMO

CASTRO, Marcelo Carazo, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, novembro de 2024. **Modelo computacional para adequação hídrico-energética fotovoltaica conectada à rede elétrica de sistemas de irrigação.** Orientador: Everardo Chartuni Mantovani. Coorientador: Flávio Gonçalves Oliveira.

A economia de energia elétrica na irrigação é uma necessidade cada vez mais relevante para o produtor rural devido aos constantes aumentos na tarifa de energia e sua importância na operacionalização da agricultura irrigada. Uma forma de reduzir os custos desse insumo, mantendo a alta qualidade de fornecimento, é com o uso de energia alternativa, como a solar fotovoltaica (FV), além da adoção do manejo racional da irrigação. O objetivo do presente trabalho foi desenvolver um modelo computacional para auxiliar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (FV) ligados à rede elétrica que atendam a sistemas pressurizados de irrigação operados agronomicamente de forma racional. Para isso, foi realizado inicialmente um estudo da tecnologia FV aplicada aos sistemas de irrigação e, posteriormente, um modelo computacional foi implementado. Ele se fundamenta no manejo racional da irrigação realizado com o balanço hídrico a fim de estimar a quantidade de água necessária às culturas e, com base nela, estimar o consumo de energia requerido pelo sistema de irrigação. Além disso, com base na energia demandada e nas características meteorológicas locais, o modelo determina o sistema fotovoltaico ideal para o sistema de irrigação em questão, especificando a quantidade de painéis FV e a potência do inversor de corrente contínua/corrente alternada. O software desenvolvido, que se destaca por realizar os cálculos hidroenergéticos necessários à operação com múltiplas culturas em sistema de rotação, atende à legislação brasileira de sistemas FV conectados à rede elétrica, lei federal 14.300/2022, permitindo, assim, otimizar tanto a quantidade de água aplicada quanto a respectiva potência do sistema FV. Comparações com os softwares FAO-EToCalculator, FAO-CROPWAT e PVSyst® usando índices estatísticos como o coeficiente de determinação, a raiz do erro quadrático médio normalizado, o índice de concordância e o erro relativo atestaram a confiabilidade do modelo desenvolvido.

Palavras-chave: energia solar; manejo da irrigação; modelagem

ABSTRACT

CASTRO, Marcelo Carazo, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, November, 2024. **Computational model for water-energy adaptation of photovoltaic power plants connected to the electricity grid of irrigation systems.** Adviser: Everardo Chartuni Mantovani. Co-adviser: Flávio Gonçalves Oliveira.

Electric energy savings in irrigation have become an increasingly relevant necessity for rural producers due to the constant increases in electricity tariffs and the importance of energy in the operation of irrigated agriculture. One way to reduce electricity costs while maintaining a high quality of supply is through the use of alternative energy sources, such as photovoltaic (PV) energy, in addition to the adoption of rational irrigation management practices. The objective of this study was to develop a computational model to assist the sizing of grid-connected photovoltaic (PV) systems designed to attend pressurized irrigation systems operated under agronomically rational management. To this end, an initial study of PV technology applied to irrigation systems was conducted, followed by the implementation of the computational model. The software is based on rational irrigation management obtained through the soil water balance. The water balance is used to estimate the amount of water required by crops, and from this information the energy consumption required by the irrigation system is estimated. Based on the energy demand and local meteorological characteristics, the computational model determines the ideal photovoltaic system for the irrigation system in question, specifying the number of PV panels and the nominal power of the direct current/alternating current inverter. The developed software, which stands out for performing the water and energy calculations required to serve multiple crops in a rotation system, complies with Brazilian legislation on grid-connected photovoltaic systems—Federal Law No. 14,300/2022—and enables the optimization of both the amount of water applied and the corresponding photovoltaic system power. Comparisons of the computational model carried out with the FAO-EToCalculator, FAO-CROPWAT, and PVSyst® software, using statistical indices such as the coefficient of determination, the normalized root mean square error, the index of agreement, and the relative error, attested to its reliability.

Keywords: solar energy; irrigation management; modeling

LISTA DE SÍMBOLOS

α	ângulo de elevação solar referente ao meio-dia solar do solstício de inverno, graus.
α_l	coeficiente de variação de temperatura da corrente elétrica do módulo fotovoltaico, % °C ⁻¹ .
α_p	coeficiente de variação de temperatura da potência do módulo fotovoltaico, % °C ⁻¹ .
α_v	coeficiente de variação de temperatura da tensão do módulo fotovoltaico, % °C ⁻¹ .
β	ângulo de inclinação da superfície do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal, °.
γ	constante psicrométrica do ar, kPa °C ⁻¹ .
Δ	declividade da curva de pressão de vapor, kPa °C ⁻¹ .
$\Delta CRA_{i-1/i}$	variação no valor da capacidade real de água do solo entre os dias “i-1” e “i”, mm.
η_{INV}	eficiência do inversor CC/CA, %.
η_M	rendimento do motor elétrico, %.
θ	ângulo de incidência solar, graus.
θ_z	ângulo zenital, graus.
ρ	albedo da superfície, adimensional.
ρ_a	massa específica aparente do solo, g cm ⁻³ .
ano	número do ano de uso do sistema.
A_{SFV}	área total ocupada pelo sistema fotovoltaico, m ² .
b	coeficiente de regressão linear, adimensional.
C	comprimento do módulo fotovoltaico, m.
CE	consumo de energia diário média anual do sistema de irrigação, kWh dia ⁻¹ .
CEE	consumo efetivo de energia médio diário, kWh dia ⁻¹ .
CETD	consumo de energia mensal referente a cobrança da taxa de disponibilidade, kWh mês ⁻¹ .
CRA	capacidade real de água no solo, mm.
CRA_{max}	capacidade real de água máxima, mm.

CTA	capacidade total de água no solo, mm.
CTA _i	capacidade total de água no “i”-ésimo dia, mm.
d	índice de concordância, adimensional.
D	distância entre strings, m.
dfa	perda de potência do módulo fotovoltaico devido a sujidade, %.
dia	dia juliano da data de uso.
D _{mn}	distância mínima entre strings para evitar o auto sombreamento, m.
dr	degradação temporal da potência do módulo fotovoltaico, %.
DR _i	depleção de água no solo no “i”-ésimo dia, mm.
dr _{inic}	degradação da potência para o primeiro ano de uso do sistema, %.
drm	degradação temporal média da potência do módulo fotovoltaico, %.
dr _{outr}	degradação da potência para os demais anos de uso do sistema, %.
ea	pressão atual de vapor, kPa.
EF	eficiência de modelagem, adimensional.
EM	erro médio.
Epp	erro relativo por período, %.
EP _{sistFV}	energia total mensal efetiva fornecida pelo sistema fotovoltaico, kWh mês ⁻¹ .
EP _{sistUNT}	energia média diária produzida pelo sistema fotovoltaico com apenas um módulo, Wh.dia ⁻¹ .
es	pressão de saturação de vapor, kPa.
ETc	evapotranspiração real da cultura, mm dia ⁻¹ .
ETc _{i-1}	evapotranspiração real da cultura no dia “i-1”, mm dia ⁻¹ .
ETo	evapotranspiração potencial de referência, mm dia ⁻¹ .
f	fator máximo de esgotamento da CTA, adimensional.
FAM	Fração de área molhada, adimensional.
FDI	fator de dimensionamento do inversor CC/CA, adimensional.
FPP	fator de perdas diversas, adimensional.
G	fluxo de calor no solo, MJ m ⁻² dia ⁻² .
G _{Tβ}	irradiância global no plano inclinado β, W m ⁻² .
I _{ajust}	corrente elétrica do módulo fotovoltaico ajustada para a temperatura de operação da célula fotovoltaica, A.
I _{bβ}	irradiação direta horária no plano inclinado β, kJ m ⁻² .

I_{bh}	irradiação direta horária no plano horizontal, kJ m^{-2} .
$I_{d\beta}$	irradiação difusa horária no plano inclinado β , kJ m^{-2} .
I_{dh}	irradiação difusa horária no plano horizontal, kJ m^{-2} .
I_{maxEnt}	corrente máxima admissível por saída CC do inversor, A.
I_o	irradiação solar extraterrestre horária em superfície horizontal no topo da atmosfera, kJ m^{-2} .
$I_{r\beta}$	irradiação refletida horária no solo para o plano inclinado β , kJ m^{-2} .
$I_{SC\text{max}}$	corrente máxima de curto-circuito do módulo fotovoltaico, referente a temperatura ambiente máxima esperada, A.
I_{STC}	corrente elétrica de operação do módulo fotovoltaico em condição padrão, A.
I_{Th}	irradiação total ou global horária no plano horizontal, kJ m^{-2} .
$I_{T\beta}$	irradiação horária total, ou global, no plano inclinado β , kJ m^{-2} .
IRN_{i-1}	irrigação real necessária (irrigação líquida) realizada no dia “i-1”, mm.
IRN_{pre}	irrigação real necessária no primeiro dia do ciclo da cultura, mm.
K_c	coeficiente de cultura, adimensional.
K_L	coeficiente de localização, adimensional.
K_s	coeficiente de estresse devido ao déficit hídrico, adimensional.
k_T	índice horário de claridade, adimensional.
L	largura do módulo fotovoltaico, m.
LAA_i	lâmina de água disponível no solo no início do “i”-ésimo dia, mm.
LAA_{i-1}	lâmina de água no solo no início do “i”-ésimo dia, mm.
LBA	lâmina bruta anual total aplicada pelo sistema de irrigação, mm.
LBD	lâmina bruta máxima diária do sistema de irrigação, mm.
$LOSS_d$	perdas diversas não especificadas, %.
MBE	erro de viés médio, %.
NF	número de fileiras paralelas (strings).
NM_{maxS}	número máximo de módulos em série por entrada do rastreador do ponto de máxima potência (RPMP) do inversor.
NM_{minS}	número mínimo de módulos em série por entrada RPMP do inversor.
NM_{str}	número de módulos fotovoltaico em série por string.
NM_T	número total de módulos do sistema fotovoltaico.

NM_{Tent}	número total de módulos fotovoltaico por entrada RPMP do inversor CC/CA.
NPE	número de módulos fotovoltaicos empilhados em uma mesma coluna.
NS	número de módulos fotovoltaicos na string (tamanho da string).
NS_{max}	número máximo de strings em paralelo.
NS_{min}	número mínimo de strings em paralelo.
P	porcentagem de área molhada ou sombreada, prevalecendo a maior, %.
PE_1	precipitação efetiva prevista para o primeiro dia do ciclo da cultura, mm.
PE_i	precipitação efetiva do “i”-ésimo dia, mm.
PE_{i-1}	precipitação efetiva no dia “i-1”, mm.
P_{invnom}	potência nominal do inversor CC/CA, kW.
$P_{invNOM-MN}$	potência nominal mínima do inversor CC/CA, kW.
$P_{Meribá}$	produção mensal de energia prevista pelo software Meribá, kWh mês ⁻¹ .
$P_{nFV_{inicial}}$	potência inicial estimada do sistema fotovoltaico, Wp.
Pot_M	potência nominal do motor, CV.
Pot_{ajust}	potência do módulo fotovoltaico ajustada para condições ambientais, Wp.
Pot_{FV-INV}	potência na entrada CC do inversor CC/CA, kW.
Pot_{MAXinv}	potência máxima admissível na saída CA do inversor CC/CA, kW.
Pot_{OUTinv}	potência na saída CA do inversor CC/CA, kW.
Pot_{SCinv}	potência de auto consumo do inversor CC/CA, kW.
Pot_{STC}	potência nominal dos módulos fotovoltaicos em condição padrão, Wp.
Pot_{unitFV}	potência efetiva na saída do sistema fotovoltaico composto por apenas um módulo fotovoltaico, W.
$Pot_{unitFVi}$	potência unitária do sistema fotovoltaico na saída do sistema fotovoltaico na hora “i”, W.
P_{sistFV}	potência efetiva final do sistema fotovoltaico, kW.
$P_{sistFVi}$	potência do sistema fotovoltaico na hora “i”, kW.
P_{PVSyst}	produção mensal de energia prevista pelo software PVSyst, kWh mês ⁻¹ .
PT_d	precipitação total diária média mensal, mm dia ⁻¹ .
PT_i	precipitação total do “i”-ésimo dia, mm.
Q_{MPPT}	quantidade de entradas RPMP do inversor CC/CA.

QTCC	perdas ôhmicas nos cabos de corrente contínua do sistema fotovoltaico, %.
QTCA	perdas ôhmicas nos cabos de corrente alternada do sistema fotovoltaico, %.
R ²	coeficiente de determinação, adimensional.
R _b	relação entre I _{bβ} e I _b , adimensional.
RMSE	raiz do erro quadrático médio.
RMSE _n	raiz do erro quadrático médio normalizado, %.
R _n	irradiação solar líquida, MJ m ⁻² dia ⁻² .
T	temperatura média do ar, °C.
T _a	temperatura ambiente, °C.
TC	temperatura de operação da célula solar fotovoltaica, °C.
TNOC	temperatura nominal de operação das células no módulo fotovoltaico, °C.
TOD	tempo de operação máximo diário, h.
TTA	tempo de operação total anual do sistema de irrigação, h.
Tx _{CINV}	taxa de carregamento do inversor CC/CA, %.
Tx _{CM}	taxa de carregamento do motor, %.
U ₂	velocidade média do vento a 2 m de altura, m s ⁻¹ .
U _{CC}	umidade gravimétrica referente a capacidade de campo, %.
U _{PMP}	umidade gravimétrica referente ao ponto de murcha permanente, %.
V _{ajust}	tensão do módulo fotovoltaico ajustada para a temperatura de operação da célula, V.
V _{entINV}	tensão na entrada CC do inversor, V.
V _{imaxINV}	tensão máxima na entrada CC do inversor, V.
V _{iminINV}	tensão mínima admissível na entrada CC do inversor CC/CA, V.
V _{imaxMPPT}	tensão máxima na entrada CC do RPMP do inversor, V.
V _{iminMPPT}	tensão mínima na entrada CC do RPMP do inversor, V.
V _{maxMod}	tensão nominal máxima do módulo fotovoltaico referente à temperatura ambiente mínima esperada, V.
V _{minMOD}	tensão nominal mínima do módulo fotovoltaico referente à temperatura ambiente máxima esperada, V.
V _{ocmax}	tensão máxima de circuito aberto do módulo fotovoltaico referente a temperatura ambiente mínima esperada, V.

V_{STC} tensão de operação do módulo fotovoltaico em condição padrão, V.
Z profundidade efetiva do sistema radicular, cm.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO GERAL	16
CAPÍTULO 1	20
UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA IRRIGAÇÃO	20
RESUMO	20
1 INTRODUÇÃO	22
2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	23
2.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	23
2.2 Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos	24
2.2.1 Painéis FV e sua Instalação	24
2.2.2 Sistemas de Controle de Potência	26
2.2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia	27
2.2.4 Sistemas de Bombeamento FV	28
2.3 Qualidade da Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	29
3 IRRIGAÇÃO FOTOVOLTAICA	31
3.1 Generalidades	31
3.2 Dimensionamento de Sistemas FV de Irrigação	33
4 SISTEMAS AGRIVOLTAICOS	35
4.1 Introdução	35
4.2 Tipos de Sistemas Agrivoltaicos	36
4.3 Sistemas Agrivoltaicos e Agricultura Irrigada	37
5 LEGISLAÇÃO BRASILEIRA FOTOVOLTAICA	39
6 CONCLUSÕES	40
CAPÍTULO 2	42
DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE UM MODELO COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE IRRIGAÇÃO FOTOVOLTAICOS	42
RESUMO	42
1 INTRODUÇÃO	43
2 MATERIAIS E MÉTODOS	47
2.1 Estimativa do requerimento de energia	48
2.1.1 Balanço hídrico do solo	48
2.1.2 Precipitação efetiva	50

2.1.3 Utilização dos dados meteorológicos	51
2.1.4 Critérios para o manejo da irrigação	52
2.1.5 Consumo médio diário anual de energia pelo sistema de irrigação	53
2.1.6 Consumo médio diário de energia para fins de projeto FV	54
2.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico	55
2.2.1 Radiação global no plano inclinado do coletor FV	56
2.2.2 Temperatura da célula FV	58
2.2.3 Efeitos térmicos na tensão e corrente FV	59
2.2.4 Potência unitária do painel FV	59
2.2.4.1 Potência unitária do painel FV considerando condições ambientais	59
2.2.4.2 Degradação da potência unitária	60
2.2.4.3 Potência unitária efetiva na saída do sistema FV	61
2.2.5 Produção unitária de energia	61
2.2.6 Quantidade mínima de módulos do sistema FV	62
2.2.7 Potência inicial do sistema FV	63
2.2.8 Potência mínima do inversor CC/CA	63
2.2.9 Quantidade de módulos FV por entrada RPMP do inversor CC/CA	63
2.2.10 Configuração do sistema FV	64
2.2.10.1 Quantidade mínima de módulos FV em série por entrada RPMP do inversor CC/CA	64
2.2.10.2 Quantidade máxima de módulos FV em série por entrada RPMP do inversor CC/CA	65
2.2.10.3 Quantidade mínima de strings em paralelo	65
2.2.10.4 Quantidade máxima de strings em paralelo	66
2.2.10.5 Otimização da quantidade total de módulos FV do sistema gerador	67
2.2.11 Cálculo do espaçamento mínimo entre strings	67
2.2.12 Área total ocupada pelo sistema FV	68
2.3 Produção energética de longo prazo do sistema FV de irrigação	69
2.3.1 Perda temporal de potência do sistema FV	70
2.3.2 Potência do sistema FV na entrada do inversor CC/CA	70

2.3.3	Rendimento do inversor CC/CA	71
2.3.4	Potência do sistema FV na saída CA do inversor CC/CA	71
2.3.5	Potência efetiva final do sistema FV	72
2.3.6	Quantidade mensal de energia efetiva fornecida pelo sistema FV	72
2.3.7	Balanço energético mensal	72
2.3.8	Balanço energético de longo prazo do sistema FV	74
2.4	Elaboração do sistema (modelo) computacional	75
2.5	Avaliação do modelo proposto	75
2.5.1	Estudo de caso	75
2.5.2	Avaliação do cálculo da ETo	77
2.5.3	Avaliação do manejo da irrigação	78
2.5.4	Avaliação da produção de energia FV	78
2.5.5	Avaliação estatística dos resultados	79
3	RESULTADOS E DISCUSSÃO	82
3.1	Descrição do modelo computacional	82
3.2	Resultados obtidos no estudo de caso	85
3.2.1	Manejo da Irrigação	89
3.2.2	Sistema FV	90
3.2.2.1	Fator de Dimensionamento do Inversor CC/CA	90
3.2.2.2	Área ocupada pelo sistema FV	91
3.2.2.3	Produção de energia do sistema FV	91
3.2.2.4	Produtividade de energia do sistema FV	95
3.3	Resultados da avaliação do modelo	95
3.3.1	Avaliação da ETo	95
3.3.2	Avaliação do manejo da irrigação	98
3.3.3	Avaliação da produção de energia FV	106
3.3.3.1	Avaliação da produção anual de energia FV	106
3.3.3.2	Avaliação da produção mensal de energia FV	108
3.4	Considerações finais	111
4	CONCLUSÕES	112
	CONCLUSÕES GERAIS	113
	REFERÊNCIAS	114
	APÊNDICES	138

APÊNDICE A – Determinação da ETo diária	138
APÊNDICE B – Expressões matemáticas para meteorologia solar	144
APÊNDICE C – Resumo do Modelo de Perez et al. (1990)	147

INTRODUÇÃO GERAL

A Terra recebe, aproximadamente, 885 milhões de terawatt-hora de energia solar por ano, o que seria capaz de atender a 6200 vezes o consumo mundial de eletricidade em 2008 e a 3500 vezes o consumo previsto para 2050 (GHOSH; YADAV, 2021), demonstrando, assim, seu grande potencial de aproveitamento.

Historicamente, o fenômeno do efeito fotovoltaico que permite a geração de energia elétrica, foi primeiramente descrito pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel em 1839, contudo, somente em 1955, com a otimização da eficiência desse processo de conversão, ocorreu a primeira aplicação de uma célula solar, utilizada na área de telecomunicações (GHOSH; YADAV, 2021; LAMEIRINHAS; TORRES; CUNHA, 2022).

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos estão se popularizando cada vez mais devido, principalmente, à drástica redução observada em seus custos, por exemplo de até 85% entre 2010 e 2020 (ALAMI et al., 2022). Essa redução ocorreu basicamente devido a incentivos governamentais em conjunto com pesquisas científicas (APEH; MEYER; OVEREN, 2022), a economia de escala e a competição do mercado (GHOSH; YADAV, 2021).

Além dos custos, não se pode esquecer da importância do progresso tecnológico fotovoltaico aplicado às atividades agrícolas, como agricultura irrigada que, geralmente, exigem grandes quantidades de energia (ALAMI et al., 2022). Dentre estes avanços, pode-se citar a solução de problemas para sua aplicação em cargas de grandes potências, bem como aquelas com acionamento em corrente alternada (NARVARTE et al., 2019). Isso possibilitou a transição do emprego limitado de bombas especiais de baixa potência, acionadas por motores de corrente contínua, para bombas de alta potência, operadas em corrente alternada, para utilização geral (GAO et al., 2018), o que contribuiu para a expansão significativa dos sistemas fotovoltaicos de irrigação de grande potência (ALAMI et al., 2022).

Pouco valor teriam esses aspectos técnico-econômicos na expansão da tecnologia fotovoltaica brasileira se os governantes não tivessem tido a sensibilidade de elaborar leis que garantissem o direito do cidadão de possuir seu próprio sistema gerador de energia alternativa integrado à rede elétrica nacional, garantindo-lhe a segurança jurídica para desfrutar de seu investimento (BRASIL, 2022). Entretanto, novas legislações podem reduzir a atratividade econômica da energia solar FV no

país, ao elevar a incidência de impostos sobre sua geração, como o Projeto de Lei 3864/23 (AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS, 2024).

Os aspectos técnico-econômicos e legais se somaram para favorecer o crescimento exponencial do sistema solar fotovoltaico (FV) em nível mundial e nacional observado nos últimos anos. Em nível de Brasil, atualmente a energia fotovoltaica é a mais relevante depois da hidráulica, sendo que no início deste século sua participação era insignificante na matriz energética nacional (ABSOLAR, 2024a).

Com essa expansão, passou-se então da fase de aplicações isoladas para aquela de uso intensivo. A primeira, com sistemas de pequena potência desconectados da rede elétrica pública, era voltada para resolver problemas específicos em áreas remotas (KENNA; GILLET, 1985), marginalizadas ou de fronteira agrícola. A fase atual, com sistemas abrangendo potências variando de uns poucos watts até aqueles superiores a 1MW (RAKSHANI et al., 2019), são conectados ou não à rede elétrica e visam promover o desenvolvimento econômico regional de forma competitiva e sustentável.

A energia FV é atualmente uma alternativa cada vez mais procurada pelos produtores rurais para reduzir os custos da eletricidade na agricultura irrigada, devido aos seus constantes aumentos (VICENTE et al., 2021), e por ser o insumo mais caro para a operacionalização dos sistemas de irrigação (BRASIL, 2019). A energia fotovoltaica contribui, assim, para o aumento da competitividade dessa atividade, de grande relevância para a economia brasileira (ANA, 2021).

Apesar de seu desenvolvimento expressivo ter se iniciado há quase 70 anos, a utilização relevante da energia fotovoltaica na atividade produtiva agrícola é bem recente, gerando ainda muitas dúvidas em sua aplicação. Na Austrália, por exemplo, os desafios e barreiras para a adoção de tecnologias FV foram identificados como: (a) de natureza técnica (compreensão da engenharia de aplicação); (b) de natureza econômica (incerteza do investimento); e (c) de qualidade da informação (para aplicação da tecnologia aos casos específicos da produção agrícola) (POWELL et al., 2021).

O próprio dimensionamento dos sistemas FV aplicados aos sistemas de irrigação se constitui muitas vezes em um problema. Nesse caso, segue-se, geralmente, as orientações utilizadas em áreas urbanas residenciais por profissionais não ligados à área agrícola, os quais se baseiam apenas no consumo histórico de energia. Entretanto, o sucesso da irrigação com acionamento fotovoltaico só é

alcançado quando se considera cuidadosamente a necessidade de água da cultura (PANDE et al., 2003; YAHYAOU; TADEO; SEGATTO, 2017; CHILUNDO; MAÚRE; MAHANJANE, 2019; MIRAN et al., 2022).

Além disso, com o dimensionamento inadequado, perde-se a oportunidade de otimizar o uso da água ao racionalizar, também, o consumo de energia, apoiado no manejo técnico dessa atividade. Perde-se, ainda, parte do benefício que poderia ser obtido com a não otimização do próprio sistema fotovoltaico, que poderia se reverter em ganho econômico para o produtor rural e sua atividade.

Já um dimensionamento apropriado dos sistemas FV irrigados proporcionaria uma redução do consumo de água, o que é benéfico para a sociedade, uma vez que a agricultura irrigada é o maior consumidor de água do Brasil (ANA, 2024a). Independentemente disso, não se deve desconsiderar que a evapotranspiração das culturas pode ter um papel fundamental na disponibilização de umidade para a atmosfera na área em que ocorre (VERSIEUX; COSTA, 2024), influenciando positivamente o ciclo hidrológico.

Não se pode ignorar que os sistemas FV propiciam impactos ambientais, como o uso extensivo de terra para sua implantação e o emprego de materiais altamente poluentes em seu processo de fabricação (TAWALBEH et al., 2021). No entanto, tais aspectos não são suficientes para barrar ou desacelerar o crescimento de sua utilização.

No Brasil, o advento da Lei Federal 14.300/2022 estimulou um rápido crescimento dos sistemas FV ligados à rede elétrica, onde potenciais clientes anteciparam o investimento em sistemas FV para evitar a redução dos benefícios com esta lei. O fator preponderante para essa acentuada ampliação foi, novamente, o custo da tarifa de energia, seguido do nível de irradiação solar e do desenvolvimento econômico municipal. Além disso, o aumento do custo da energia elétrica no Brasil tem se configurado, desde 2019, como o principal fator de incentivo à instalação de sistemas de geração fotovoltaica, dado que maiores retornos financeiros dos sistemas FV são obtidos com tarifas de energia mais elevadas (RIGO et al., 2024).

Assim, este trabalho teve como objetivo identificar o progresso dos sistemas fotovoltaicos e sua aplicação na agricultura irrigada, bem como desenvolver um modelo para o dimensionamento integrado de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica aplicados à sistemas de irrigação já implantados, otimizando com isso o uso da água e de energia dos mesmos.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: no capítulo 1 é apresentada uma revisão geral dos sistemas fotovoltaicos com ênfase aos sistemas conectados à rede elétrica, sua aplicação em sistemas de irrigação e legislação brasileira atual pertinente a este assunto e, no capítulo 2, é apresentado o desenvolvimento do modelo e sua implementação computacional com os módulos de planejamento da irrigação e de dimensionamento fotovoltaico.

CAPÍTULO 1

UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA IRRIGAÇÃO

RESUMO

Apesar do uso dos sistemas FV estar crescendo muito na sociedade atual, ainda existe muita desinformação com relação a sua forma e seu potencial de utilização. Assim este capítulo tem por objetivo apresentar a tecnologia fotovoltaica (FV) e sua aplicação aos sistemas de irrigação, desde sua origem até os dias atuais, ressaltando a evolução tecnológica das últimas décadas.

Grande consumidor de energia na agropecuária, a agricultura irrigada busca, continuamente, formas de diminuir o custo da energia elétrica, mantendo a qualidade de seu fornecimento, para reduzir seu custo operacional total e tem encontrado atualmente na energia FV um meio para se alcançar isso. Entretanto, no século XX, os sistemas FV eram utilizados na irrigação apenas nos casos em que o atendimento com a rede elétrica pública era inviável, o que restringia os sistemas FV de irrigação a áreas remotas. Atualmente, os sistemas de fotovoltaicos ainda são utilizados em regiões isoladas, permitindo a ampliação da agricultura irrigada. Além disso, podem propiciar a melhoria da eficiência no uso da água ao proporcionar a energia necessária à substituição dos sistemas por superfície pelos sistemas pressurizados, como gotejamento e pivô central.

Instalados originalmente com estruturas fixas e em solo firme, devido a restrições tecnológicas e/ou financeiras, muitas aplicações atuais utilizam sistemas FV em estruturas móveis que proporcionam maior geração de energia ao acompanharem o movimento do sol ao longo do dia. Assim, podem ser instalados sobre o espelho d'água de lagos ou de represas, sem ocupar a área de produção agrícola.

Quando instalados em terra firme, os sistemas FV podem levar a um conflito pelo uso da terra, seja para a produção de alimentos/fibra, seja para a produção de energia FV. Para dirimir essa divergência, estão sendo desenvolvidos os sistemas agrivoltaicos, que conciliam a produção agrícola à produção de energia FV,

trabalhando com ambas ao mesmo tempo em uma mesma área de forma integrada. Essa tecnologia pode reduzir o requerimento de água pelas plantas, melhorando a eficiência do uso da água em relação às plantações sem sombreamento, porém geralmente prejudica a produtividade dos cultivos na agricultura irrigada em relação àquela sob sol pleno. Todavia, os sistemas agrivoltaicos ainda se encontram na fase de estudos e experimentação, gerando muitas dúvidas para sua efetiva utilização.

Nota-se que uma tendência relevante observada recentemente é o uso crescente dos módulos FV bifaciais, proporcionado pelo avanço tecnológico e da produção em massa. Isso tem levado a substituição dos tradicionais módulos monofaciais, com a vantagem de proporcionar maior eficiência de geração de energia por unidade de área com custo similar aos do monofaciais.

No século XX, devido a restrições de ordem tecnológica, os sistemas FV eram utilizados apenas junto a pequenas cargas com acionamento em corrente contínua, o que cerceava seu uso. Superadas tais limitações, pode-se então integrar os sistemas FV à rede elétrica local, bem como utilizá-lo junto a grandes cargas em corrente alternada (CA) de forma conectada ou isolada da rede elétrica, uma vez que os sistemas de irrigação muitas vezes utilizam grandes motores elétricos em CA, esse avanço tecnológico contribuiu para uma maior propagação e integração dos sistemas FV aos sistemas de irrigação.

Os sistemas FV isolados de irrigação requerem, normalmente, reservatórios e/ou baterias como forma de armazenamento de energia, a fim de mitigar os efeitos da variabilidade da radiação solar observadas ao longo de um dia, o que, por sua vez, aumenta os custos. Alguns sistemas mais modernos desse tipo, entretanto, permitem a operação direta sem tais artifícios, elevando, porém, a complexidade operacional do sistema de irrigação. Já os sistemas FV conectados à rede elétrica são mais simples, baratos e confiáveis que seus similares isolados, pois contam com o suporte da rede elétrica para atender a eventualidades.

Para o dimensionamento dos sistemas FV de irrigação, parte-se normalmente da premissa de que o sistema de irrigação já tenha sido projetado e, então, calcula-se o sistema FV necessário para atendê-lo. Contudo, de forma ideal, para se ter um menor custo total evitando-se o superdimensionamento FV, tal dimensionamento deveria ser feito de forma conjunta ou integrada.

1 INTRODUÇÃO

A utilização da energia solar na sociedade, e conseqüentemente a sua propagação, dependem diretamente do desenvolvimento da tecnologia e de seu custo, sem esquecer a disponibilidade de mão-de-obra qualificada para sua implantação e manutenção.

Nas últimas duas décadas, os preços dos painéis fotovoltaicos (FV) reduziram 25 vezes, passando de US\$ 5,0/W em 2000 para US\$ 0,2/W em 2020 (IEA, 2023). Tal economia foi possível devido aos esforços de pesquisa para a melhoria da eficiência dos módulos, a melhoria na eficiência de fabricação, a economia de escala e a redução dos custos de outros materiais além do silício que compõe o módulo FV (KAVLAK; MCNERNEY; TRANCIK, 2018).

Entre 2013 e 2022, 43% de todo investimento mundial em energia renovável foi aplicado na tecnologia solar, com 90% para fotovoltaica e 10% para aquecimento solar, sendo a maior a nível global. Tal expansão foi causada principalmente pela redução dos custos e pela melhoria de sua eficiência. Contribuiu para isso também a redução dos prazos de entrega e sua natureza de configuração modular e distribuição de energia. Em 2021 e 2022, os investimentos em energia solar a nível global dispararam, com um crescimento médio de 38% ao ano e montante acumulado pouco superior a US\$ 0,5 trilhão (IRENA, 2023).

No início do século XXI, no Brasil, a utilização predominante da energia solar fotovoltaica era destinada à assistência de comunidades isoladas nas regiões Norte e Nordeste, visando o bombeamento de água, à iluminação pública, e ao uso coletivo, como a energização de escolas, além do atendimento a domicílios. Nesta época, havia 2.497 projetos de bombeamento FV, coordenados pelo PRODEEM/MME, com uma potência total de 1.147 kWp (ANEEL, 2002).

Já em julho de 2024, a energia solar fotovoltaica era a segunda com maior participação na matriz energética brasileira, com 19%, ficando apenas atrás da energia hidráulica, com 47%. Contava com 2.713.910 sistemas instalados conectados à rede elétrica, com uma potência de 30.069 MW. O setor rural, entretanto, contribuía apenas com 14,26% da potência total instalada (ABSOLAR, 2024b).

Alguns estudos indicam, de forma geral, que existe uma tendência de que as mudanças climáticas no Brasil reduzam a produtividade das culturas agrícolas, principalmente devido ao efeito de temperaturas mais elevadas e ao maior déficit hídrico. Assim, espera-se um crescimento da irrigação nacional, tanto em termos de área irrigada quanto em termos de lâmina aplicada (BRASIL, 2021; CRISTINA; BARROS, 2022; TÁVORA; FRANÇA; LIMA, 2022; SENTELHAS, 2022). Isso, conseqüentemente, resultará em um aumento da necessidade de energia requerida para sua operacionalização.

Deve-se lembrar que a agricultura irrigada está entre os grandes consumidores de energia do setor agropecuário (GUZMÁN et al., 2018). A nível de Brasil, por exemplo, cerca de 42% do consumo agrícola de energia é direcionado para atender a irrigação (ANEEL, 2023a).

A energia elétrica constitui o elemento predominante nos gastos operacionais dos sistemas de irrigação. Ciente dessa importância econômica e do tamanho de sua demanda no setor agropecuário, o Governo Federal tem adotado uma política específica para a utilização de energia na agricultura irrigada, como a implementação de tarifa noturna diferenciada e estímulo a utilização de fontes alternativas de energia, como a solar fotovoltaica (BRASIL, 2019).

Ressalta-se que a produção de energia fotovoltaica se ajusta bem ao requerimento de água pelas plantas. Em períodos quentes e secos, haverá maior geração de energia FV ao mesmo tempo que haverá maior consumo de água pelas culturas agrícolas (LABOURET; VILLOZ, 2009; VIVAR; SHARON; FUENTES, 2024).

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são classificados em cinco categorias gerais (FERREIRA et al., 2018) e divididos em três grandes grupos, a saber:

i) sistemas conectados à rede elétrica local (SFCR), os quais podem ser do tipo:

- i.1) SFCR de pequena escala: possuem baixa potência de geração, sendo destinados tipicamente para residências;

- i.2) SFCR de grande potência (usinas solares): possuem potência mínima de várias centenas de quilowatts (kW).
- ii) sistemas isolados da rede elétrica (SFI), os quais podem ser:
 - ii.1) SFI simples: instalados geralmente em áreas rurais;
 - ii.2) SFI dedicados: são sistemas FV inseridos diretamente em diversos equipamentos, como calculadoras, carregadores de bateria, sistemas de irrigação e iluminação pública.
- iii) sistemas fotovoltaicos híbridos: operam conjuntamente com outras fontes de energia alternativa ou convencional, como a eólica ou com motores a óleo diesel, podendo estar ou não conectado à rede elétrica.

2.2 Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos

2.2.1 Painéis FV e sua instalação

Os sistemas FV são compostos basicamente por: (i) painel FV, e (ii) sistemas condicionadores de energia ou de controle de potência. Ao serem utilizados em sistemas de bombeamento destinados à irrigação, incluem também: (iii) sistema motobomba, (iv) sistema hidráulico para armazenamento e/ou distribuição de água (CAMPANA; LI; YAN, 2013).

Diversos materiais são utilizados na produção de células FV, como o arsenieto de gálio (GaAs), o telureto de cádmio (CdTe) e o seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), destacando-se atualmente aqueles à base de silício, orgânicos e de perovskita. As de silício, que dominam a indústria de energia solar, sobressaem-se pela durabilidade; as orgânicas pela flexibilidade e baixo custo; e as de perovskitas pela eficiência (MACHÍN; MÁRQUEZ, 2024). A Tabela 1 apresenta um resumo da análise comparativa desses materiais empregados na fabricação de células FV. Em termos de eficiências, valores usuais típicos dos módulos FV atuais situam-se entre 10% e 20% (RAMANAN et al., 2024).

Tabela 1 – Análise comparativa sucinta de diversos materiais empregados atualmente na fabricação de células FV.

Material	Vantagens	limitações	Faixa de eficiência	Aplicações típicas
silício	alta eficiência e durabilidade	alto custo, rígido	15 – 25%	residencial, comercial e de grande escala
orgânicas	flexível, leve, baixo custo	eficiência e durabilidade	3 – 12%	integração em edifícios
perovskita de haleto	alto potencial de eficiência	durabilidade, toxicidade e escalabilidade	$\leq 25\%$	integração em edifícios
CIGS	boa eficiência, flexível	fabricação complexa, disponibilidade de matéria-prima, toxicidade	10 – 22%	veículos espaciais e energia portátil
CdTe	boa eficiência, baixo custo	toxicidade e escalabilidade	10 – 22%	industrial e grandes fazendas solares
GaAs	eficiência muito alta	alto custo e fabricação complexa	$> 29\%$	aplicações espaciais e eletrônica de alto desempenho

Fonte: Machín e Márquez (2024), adaptado.

Tradicionalmente, as células FV são montadas em painéis monofaciais, com apenas uma face destinada a geração de energia. Entretanto, avanços tecnológicos recentes reduziram o custo da opção bifacial, capaz de absorver radiação também na parte traseira do painel, o que aumenta o rendimento energético do sistema gerador. Devido a esse fator, o padrão da indústria FV está mudando para o bifacial, que deverá abranger até 85% do mercado em 2031 (JOHNSON; MANIKANDAN, 2023).

Os módulos bifaciais podem incrementar a produção de energia em até 25%, comparativamente aos módulos monofaciais (LONGARES; GARCÍA-JIMÉNEZ; GARCÍA-POLANCO, 2023), embora os ganhos esperados em instalações típicas sejam mais modestos, entre 3% e 10% (BRAGA et al., 2023). Vários fatores influenciam nesse ganho, como albedo local, espaçamento entre fileiras de módulos FV, altura de instalação, ângulo de inclinação e irradiação solar (LONGARES; GARCÍA-JIMÉNEZ; GARCÍA-POLANCO, 2023), dificultando o consenso sobre o ganho da bifacialidade a ser apresentado no catálogo dos fabricantes (BRAGA et al., 2023).

Os painéis FV podem ser instalados em estruturas fixas ou móveis, em terra ou na água. Os de estrutura fixa são de menor custo enquanto os móveis, que

acompanham o movimento do sol, possibilitam obter maior eficiência de captação da radiação solar (ALIYU et al., 2018).

Em um estudo realizado em sete locais no Brasil foi constatado que a substituição dos módulos monofaciais por bifaciais proporcionaria um ganho médio de 5,97%, variável entre 3,78% e 8,16%, enquanto que o uso de estruturas móveis para o rastreamento solar proporcionaria um ganho médio de 15,8%, variável entre 13,40% e 18,20%. Adotando ambas as medidas juntas, o ganho médio seria de 23,39%, variável entre 19,39% e 27,39% (MELO et al, 2022).

Os sistemas FV flutuantes, dispostos em lagos por exemplo, oferece um rendimento até 4,4% maior na produção de energia que seus similares terrestres devido ao efeito do resfriamento natural. Outras vantagens desse tipo de sistema FV é a redução da evaporação do próprio corpo d'água e a minimização da necessidade de espaço em terra para sua instalação. Por outro lado, seu projeto, instalação e manutenção são mais complexos e onerosos (RAMANAN et al., 2024).

2.2.2 Sistemas de Controle de Potência

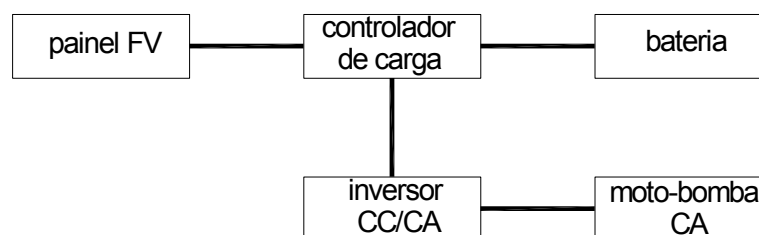
Os módulos FV produzem energia em corrente contínua (CC) enquanto muitas cargas de interesse podem ser operadas em corrente alternada (CA). A interface entre os módulos FV e as cargas por eles atendidas é feita pelos sistemas de condicionamento de energia ou de controle de potência, os quais são compostos por conversores CC/CC e por inversores CC/CA. Tais sistemas podem maximizar a eficiência de geração do módulo FV ao mesmo tempo em que condicionam a energia gerada para o atendimento adequado à carga em seu tipo de tensão (PINHO; GALDINO, 2014). O desenvolvimento dos inversores CC/CA se constituiu no principal avanço técnico do bombeamento FV, permitindo, inclusive a conexão desses sistemas à rede elétrica local (GAO et al., 2018).

Como as condições meteorológicas diárias influenciam muito o desempenho dos geradores FV impedindo-os de atuarem em seu ponto de máximo rendimento, desenvolveram-se dispositivos para superarem tal inconveniente, denominados de rastreadores do ponto de máxima potência (RPMP). Esses mecanismos permitem que os geradores FV trabalhem em seu ponto de máximo desempenho, aproveitando melhor a radiação solar incidente (CHANDEL et al., 2015), sendo considerado um

avanço tecnológico relevante (GAO et al., 2018). O RPMP está presente em todos os inversores CC/CA dos SFCR (ZILLES et al., 2012).

Sistemas FV que utilizam baterias, como em muitos SFI, devem possuir, também, um controlador de carga que é um tipo de conversor CC/CC, para a operação de carregamento e descarregamento adequado das baterias, a fim de prolongar a vida útil das mesmas. Alguns modelos possuem os recursos RPMP, à semelhança dos inversores CC/CA dos SFCR, visto que eles são conectados diretamente aos painéis FV, como apresentado na Figura 1 (VILLALVA, 2015). Sistemas com motores CC, mesmo sem bateria, possuem controlador CC/CC que fazem a interface entre os módulos FV e o motor (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 1 – Elementos típicos de um SFI.



Fonte: VILLALVA (2015), adaptado.

2.2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia

Em dias parcialmente nublados, em períodos com baixa radiação solar ou em períodos de radiação intermitente, para que o sistema FV de bombeamento isolado (SFBI) opere de forma constante, é necessário armazenar energia elétrica. Isso é feito estocando energia elétrica FV excedente em baterias ou armazenando água recalçada em períodos de excesso solar em reservatórios para uso posterior (HADJ et al., 1999; RIZI; ASHRAFZADEH; RAMEZANI, 2019).

A principal vantagem dos sistemas FV conectados à rede (SFCRs) em relação aos sistemas isolados é que eles não precisam de unidade de armazenamento de energia, o que diminui o custo global do sistema. No entanto, os sistemas não conectados, devido às suas características, são bastante recomendados para áreas remotas, isoladas ou distantes da rede elétrica (GORJIAN et al., 2020).

As baterias são empregadas principalmente para regular a tensão e suprir deficiências de fornecimento de energia da rede, aumentando a estabilidade do

sistema elétrico, embora seu descarte gere um impacto ambiental bastante prejudicial (OLABI et al., 2022). Entre os vários tipos de baterias recarregáveis, a de utilização mais comum é a de chumbo-ácido, por questões econômicas (MESSENGER; ABTAHI, 2017). Já com relação às desvantagens da utilização de baterias em sistemas fotovoltaicos, destaca-se uma menor confiabilidade do sistema, a redução da eficiência global na utilização da energia FV e o aumento dos custos de instalação e de manutenção do sistema fotovoltaico (KHATIB; MUHSEN, 2021).

A adoção de reservatórios de água em cotas elevadas do terreno como uma alternativa de armazenamento de energia apresenta-se como uma opção mais simples, econômica e confiável em comparação ao emprego de baterias. Esses reservatórios costumam ser projetados para suprir plenamente a necessidade de água por um período de três dias, levando em conta a total falta de radiação solar (KHATIB; MUSEN, 2021).

2.2.4 Sistemas de Bombeamento FV

Entre os diversos sistemas de bombeamento fotovoltaico isolados da rede elétrica, os mais frequentes utilizados são aqueles constituídos por painéis fotovoltaicos, conjunto motobomba, unidade de condicionamento de energia e um reservatório de água (GORJIAN et al., 2020).

Nos sistemas de bombeamento com energização FV, dois tipos de bombas são utilizadas com mais frequência: bombas de deslocamento positivo ou volumétricas e bombas centrífugas. Para situações que requeiram pequena vazão com alta pressão, bem como potência máxima de 1,5 kW, as bombas de deslocamento positivo são normalmente utilizadas. Já as bombas centrífugas são a melhor opção para maiores potências e para o recalque de grandes volumes diários associados ou não a elevadas pressões (MACINTYRE, 1997; VICK; CLARK, 2009).

Os motores utilizados nos sistemas de bombeamento FV podem ser classificados como de corrente contínua (CC) ou de corrente alternada (CA). Os motores CC apresentam uma eficiência energética superior, enquanto que os motores CA se destacam pela maior potência e durabilidade. Para adequar as características elétricas dos módulos FV às demandas pelo motor dos sistemas de irrigação, são necessários associar os módulos FV em série e em paralelo (ALIYU et al., 2018).

Constata-se que o acoplamento entre o sistema FV e o motobomba pode ocorrer de três maneiras: (i) de forma direta; (ii) por meio da utilização de baterias; (iii) por meio de equipamento condicionador de potência, também denominado RPMP (USDA-NRCS, 2016). No acoplamento direto, a rotação da bomba, que influencia a vazão bombeada (MACINTYRE, 1997), varia com o nível de irradiação recebido. Uma velocidade de rotação constante das bombas em sistemas FV off-grid pode ser obtida com o auxílio de baterias, uma vez que a energia por elas produzidas complementam a irradiação insuficiente para a realização do fenômeno. Ao empregar os RPMP, por sua vez, alcança-se a potência máxima dos módulos fotovoltaicos em quaisquer condições atmosféricas (SARVI; AZADIAN, 2022).

2.3 Qualidade da Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

A inserção dos sistemas FV na rede pública de distribuição pode trazer problemas de qualidade na energia fornecida ao consumidor (SEME et al., 2017). Esses problemas estão relacionados às particularidades da irradiância solar no local de utilização, como a intermitência e a aleatoriedade, que provocam a flutuação na geração de energia fotovoltaica (GU et al., 2023), bem como do desempenho geral do próprio sistema FV, incluindo o painel solar e o inversor CC/CA (PINTO et al., 2016).

A qualidade da energia elétrica (QEE) refere-se à preservação da forma de onda aproximadamente senoidal das tensões e correntes, mantendo suas magnitudes e frequências dentro dos padrões nominais. Assim, a QEE é, frequentemente, utilizada para expressar a qualidade da tensão, da corrente, e a confiabilidade e a qualidade do serviço de fornecimento de energia. A energia elétrica de baixa qualidade pode gerar efeitos adversos em vários equipamentos e sistemas, podendo ocasionar, de forma geral, sobreaquecimento, mau funcionamento e redução da vida útil dos mesmos. Além disso, a estabilidade, continuidade e confiabilidade dos sistemas de energia diminuem com a degradação da qualidade da energia elétrica (CHATTOPADHYAY; MITRA; SENGUPTA, 2011). No território brasileiro, a qualidade da energia elétrica disponibilizada ao público, independentemente da sua fonte, está sujeita às diretrizes estabelecidas no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021 (ANEEL, 2021a).

Para prevenir os impactos decorrentes da má qualidade da energia elétrica resultante da interligação dos sistemas de geração fotovoltaica à rede elétrica, é fundamental assegurar a qualidade da energia produzida. No Brasil, para a conexão adequada dos sistemas FV aos equipamentos locais consumidores de energia e à rede elétrica local, devem ser observadas as variações máximas permitidas referentes à tensão, frequência, fator de potência, distorção harmônica e cintilação, conforme apresentado pela NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos-características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Caso não haja o atendimento aos padrões estabelecidos, o sistema FV deve se desconectar automaticamente da rede de energia (ABNT, 2013).

Fator de potência (FP) é a relação entre a potência ativa, ou efetivamente consumida, e a potência aparente, ou total fornecida. Um baixo valor de FP implica em maiores perdas de energia e menor eficiência. Já a distorção harmônica expressa o grau de desvio da onda de tensão e de corrente elétrica em relação ao padrão senoidal. O impacto das distorções harmônicas pode ocasionar o aquecimento dos motores elétricos, bem como um incremento nas perdas de energia. A flutuação na tensão elétrica pode prejudicar a operação dos dispositivos elétricos sob sua influência. A cintilação é um efeito visual da variação de tensão em um sistema. Seu valor excessivo pode comprometer o sistema de iluminação, ocasionando um incômodo visual. A frequência da energia gerada influencia na rotação e no aquecimento dos motores elétricos, além do próprio sincronismo com a rede elétrica (CHATTOPADHYAY; MITRA; SENGUPTA, 2011; MAMEDE FILHO, 2017).

Com base em avaliações experimentais, observam-se que as distorções harmônicas possuem um comportamento inversamente proporcional à irradiância incidente, o mesmo ocorrendo com a taxa de carregamento do inversor. Dessa forma, baixos níveis de harmônicos são identificados em situações de elevados índices de carga do inversor, isto é, quando este dispositivo funciona próximo ou em sua capacidade nominal. Quanto ao fator de potência, observa-se que seu valor aumenta com o aumento da taxa de carregamento do inversor, sendo diretamente proporcional a ela (BELISKI; SCARABELOT; RAMPINELLI, 2018).

Em uma avaliação feita com quatro sistemas FV na Eslovênia, observou-se que os mesmos podem impactar negativamente a qualidade de energia da rede elétrica local quando operavam com uma capacidade inferior a 50% de sua nominal de pico (SEME et al., 2017)

Em uma avaliação da qualidade da energia elétrica em cinco sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) no Equador, não se constataram problemas em geral, ou seja, perturbações significativas na rede, considerando padrões locais e internacionais, exceto por desequilíbrios momentâneos de corrente durante as horas de pequena ou nenhuma geração de energia. Em apenas um dos SFCR analisados, foi observada a não conformidade à maioria dos parâmetros avaliados, o que pode ser atribuído a baixa qualidade do sistema gerador FV e a falta de um projeto elétrico adequado (BARRETO et al., 2023).

Vieira, Guerra e Bandeira (2020) avaliaram o impacto da conexão de um SFCR na qualidade da energia da rede elétrica local em Mossoró/RN. De forma geral, observaram que a conexão avaliada não comprometeu a rede, mantendo-se dentro dos padrões nacionais de qualidade estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST apresentado pela ANEEL (2021a). Apenas em momentos pontuais observou-se baixo fator de potência, atribuído ao sobredimensionamento do inversor e a elevações de tensão preocupantes.

Em uma avaliação dos harmônicos produzidos por um sistema FV na cidade do Rio de Janeiro/RJ, notou-se um desempenho adequado à normas nacionais vigentes. Ressalta-se que o equipamento avaliado possuía certificação de qualidade e que essa deve ser a principal preocupação dos profissionais para minimizar os impactos adversos da conexão de sistemas FV à rede pública de distribuição, uma vez que equipamentos não certificados não possuem garantia de seu desempenho (LEITE et al., 2018).

3 IRRIGAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1 Generalidades

Um sistema FV de irrigação possui os seguintes elementos básicos: (i) painel fotovoltaico; (ii) sistema de condicionamento ou de controle de energia; (iii) sistema de bombeamento e (iv) sistema de armazenamento ou de distribuição de água (CAMPANA; LI; YAN, 2013).

Para fins de irrigação, sistemas FV de bombeamento autônomos são indicados para regiões áridas em locais distantes pelo menos 2 km da rede elétrica. Caso

contrário, os sistemas SFCR são mais vantajosos, pois tem um período de retorno (payback) menor do que seu similar off-grid (HILARYDOSS, 2023).

Os sistemas FV de bombeamento de água foram implementados, inicialmente, para o atendimento de áreas isoladas desprovidas de energia elétrica da rede pública (FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017). Eles foram utilizados, geralmente, para a irrigação de pequenas áreas de até aproximadamente 0,4 ha (KELLEY et al., 2010), ou com baixas demandas de energia, inferior a 10 kW (TARJUELO et al., 2015). Como limitações de tais sistemas, pode-se mencionar: alto custo inicial, variação na quantidade total de água obtida no decorrer das estações do ano e suas flutuações diárias em dias nublados (SENOL, 2012).

O bombeamento para a irrigação foi uma das primeiras aplicações dos sistemas FV sendo realizado com auxílio de reservatórios elevados para acúmulo de água e seu uso posterior (SHEPPERD; RICHARDS, 1993). Pouco se alterou nessa forma de trabalho, sendo esse tipo de armazenamento de energia em tanques de água normalmente empregado em sistemas de irrigação FV (AGRAWAL; JAIN, 2019). Nesse caso, pode-se utilizar um reservatório central de água acumulada para abastecer por gravidade outros tanques menores de irrigação ou diretamente o sistema de distribuição de água (HAHN et al., 2000).

Sistemas FV de irrigação com baterias são, às vezes, utilizados quando se requerem operações noturnas ou segurança operacional em dias nublados (AGRAWAL; JAIN, 2019).

Um tipo misto, que usa bateria e reservatório de água simultaneamente também foi desenvolvido. Nesse caso, o uso prioritário é para o reservatório e com o seu enchimento pleno, o excedente de energia é direcionado para o carregamento das baterias (YAHYAOU; TADEO; SEGATTO, 2017).

Uma modalidade de irrigação com sistemas fotovoltaicos autônomos que tem ganhado crescente destaque é o que dispensa tanto reservatório quanto baterias. Nesse contexto, a água é direcionada diretamente ao sistema de irrigação em volume e pressão que variam conforme a intensidade da radiação solar disponível, dispensando até mesmo o armazenamento de energia em baterias. Para esse propósito, os sistemas FV de irrigação utilizam bombas de velocidade variável em operação conjunta com inversores de frequência, bem como emissores não compensados de irrigação. Os emissores caracterizam-se pela variação da vazão em função da pressão de trabalho, o que impacta na vazão final do sistema de irrigação.

Assim, a energia requerida para a operação do sistema de irrigação pode ser modificada para poder se ajustar a energia gerada pelo conjunto FV, sendo otimizada pelo uso do inversor de frequência (OKASHA, 2016; RECA et al., 2016).

Os SFI têm o potencial de promover a ampliação da agricultura irrigada, especialmente, em regiões remotas, que se encontram longe do fornecimento de energia elétrica pública e de distribuidores de óleo diesel (GAO et al., 2018). Pode ainda auxiliar na transição dos sistemas de irrigação de superfície para os pressurizados, mais eficientes no uso da água (EYRE et al., 2014). Entretanto, essa maior disponibilidade energética decorrente da utilização de sistemas FV pode estimular uma utilização descomedida da irrigação e, conseqüentemente, levar a um excesso de utilização dos recursos hídricos (SASS; HAHN, 2016) tornando mais frequentes os conflitos econômico-sociais pelo uso da água.

Nos países em desenvolvimento, os principais problemas para a ampliação do uso dos sistemas FV na agricultura irrigada consistem no elevado custo dos módulos FV e na carência de crédito para os pequenos agricultores (KHAN et al., 2024). Entre as outras dificuldades, pode-se mencionar a falta de conhecimento dessa tecnologia e a carência de mão-de-obra especializada para atendimento em áreas rurais (CHANDEL et al., 2015).

3.2 Dimensionamento de Sistemas FV de Irrigação

Tradicionalmente, os sistemas de irrigação que utilizam exclusivamente a fonte de energia FV para sua energização são projetados hidráulicamente como se fossem acionados por energia de fornecimento constante e estável oriunda, por exemplo, da rede elétrica pública ou de geradores a óleo diesel. Exemplos podem ser observados em Reza et al. (2016), Guzmán et al. (2018) e Ehrmann, Fickert e Nolz (2019), respectivamente, para estufas, para áreas de campo aberto e em sistemas que utilizam emissores autocompensantes. A desconsideração da variabilidade diária da energia FV nesses casos levou a um sobredimensionamento das tubulações dos sistemas de irrigação.

Para se ter uma infraestrutura hidráulica adequada no sistema de irrigação FV, deve-se sincronizar o uso da água com a produção de energia (PARDO; NAVARRO-GONZÁLEZ, 2024), o que deve ser feito meticulosamente no caso de atendimento do

sistema de irrigação com bombeamento direto (GASCÓ; MONTERO; MORENO, 2023).

Os sistemas de irrigação localizados, normalmente, exigem um fornecimento estável de energia para seu acionamento, o que é uma dificuldade inerente ao uso de fontes FV (CARROQUINO; LÓPEZ; AGUSTÍN, 2015). Historicamente, a utilização de reservatórios elevados que são abastecidos por bombas com acionamento FV e, posteriormente, redistribuem a água na área irrigada são utilizados para superar tal inconveniente (KENNA; GILLET, 1985). Os reservatórios elevados de água para irrigação têm uma dupla finalidade: garantir uma pressão hidráulica constante, bem como o fornecimento de água na ausência ou insuficiência de luz solar. No entanto, sua utilização é limitada a áreas com topografia favorável ou a sistemas relativamente pequenos (PARDO; NAVARRO-GONZÁLEZ, 2024), visto que não são economicamente viáveis em áreas maiores. Quando não for possível ou viável o uso de reservatórios elevados, utilizam-se, então, baterias (CARROQUINO; LÓPEZ; AGUSTÍN, 2015).

De maneira geral, os métodos para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos podem ser categorizados em (CARDONA; LÓPEZ, 1998; ALSADI; KHATIB, 2018):

- 1) métodos intuitivos: são métodos mais simples, mais fáceis de usar, pois utilizam valores médios de radiação solar, desconsiderando sua natureza aleatória. Por isso, esses métodos são utilizados apenas em projetos preliminares, uma vez que tendem a superestimar a capacidade do sistema necessário. Um exemplo é o “método do pior mês”, que considera apenas o mês de menor geração FV para o dimensionamento do sistema FV, o que condiciona a uma maior quantidade de painéis FV requeridos (ZHOU et al., 2010).
- 2) métodos numéricos: realizam simulações do sistema FV ao longo do tempo, determinando balanços energéticos em intervalos, normalmente, diários ou horários, sendo os horários os mais utilizados (ZHOU et al., 2010). São mais complexos que os métodos intuitivos, mas fornecem resultados mais precisos, permitindo otimizar o custo econômico e energético do sistema FV sendo, por isso, mais utilizados. Ressalta-se que a simulação da geração e da demanda de energia durante um ano inteiro proporcionam mais segurança no dimensionamento do sistema FV de irrigação (EL-SHIMY, 2013).
- 3) métodos analíticos: determinam uma equação genérica de correlação entre a capacidade de produção de energia e sua confiabilidade, fornecida pela

porcentagem da carga satisfeita pelo sistema FV por longos períodos de tempo, podendo ser obtida, por exemplo, por regressão linear. São simples de usar, agilizando o dimensionamento, embora não sejam tão precisos quanto o método numérico e nem podem ser generalizados, devendo ser aplicados apenas para o local de sua determinação.

A falta de precisão no dimensionamento de sistemas FV, normalmente, acarreta em um superdimensionamento o que, por sua vez, leva a um desperdício financeiro significativo (MAHMOUD et al. 2024). A escolha do método adequado para o dimensionamento ótimo dos sistemas FV de bombeamento depende das variáveis existentes e da complexidade do sistema de forma a atender as necessidades do usuário com custos totais mínimos de investimento, levando em consideração questões técnicas e socioambientais, específicas para cada projeto (CHILUNDO; MAÚRE; MAHANJANE, 2019).

Geralmente, o dimensionamento de sistemas FV de irrigação parte do pressuposto de que o sistema de irrigação já foi dimensionado e dimensiona-se, a partir daí, o sistema FV para atendê-lo, ou seja, são dois dimensionamentos realizados de forma separada que pode levar a um maior custo total em relação a um dimensionamento integrado (GARCÍA et al., 2020).

Um planejamento adequado do sistema FV de irrigação, pautado na análise de dados históricos diários de irradiação solar, entre outros, evita o superdimensionamento dos componentes energéticos desse sistema (CARROQUINO; LÓPEZ; AGUSTÍN, 2015).

4 SISTEMAS AGRIVOLTAICOS

4.1 Introdução

A geração de energia com base em fontes fotovoltaicas é feita, tradicionalmente, em áreas exclusivas para esse objetivo. Do ponto de vista agrícola, entretanto, essa questão tem levado ao conflito pelo uso da terra, seja para o cultivo, seja para a produção de energia FV. Em algumas regiões do planeta, por exemplo, prevê-se que até 2050 a energia FV ocupe 10% ou mais das áreas destinadas a agricultura (WARMANN; JENERETTE; GAFFORD, 2024).

Além disso, uma alternativa viável para esse impasse consiste na adoção de sistemas agrivoltaicos, ou agrofotovoltaicos (AFV), em que a produção agrícola e a geração de energia fotovoltaica são feitas concomitante na mesma área. Embora os sistemas AFV tenham sido propostos inicialmente em 1982 (WESELEK et al., 2019), só, recentemente, estes sistemas ganharam o interesse para o seu desenvolvimento como uma nova tecnologia agrícola baseado no uso multifuncional da terra (MOUHIB et al., 2024; SEMERARO et al., 2024; WIDMER et al., 2024).

Os sistemas agrivoltaicos oferecem inúmeras vantagens aos agricultores, como geração de eletricidade, maiores ganhos econômicos por unidade de área, conservação da água e menores emissões de gases do efeito estufa. Além disso, os sistemas AFV contribuem, positivamente, para os fatores sociais, uma vez que propiciam criação de empregos, segurança nutricional, desenvolvimento comunitário e alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (CHOPDAR et al., 2024).

Em contrapartida, problemas como custos de instalação elevados, retornos econômicos incertos, maior complexidade para seu planejamento e projeto são obstáculos à adoção dos sistemas AFV (CHOPDAR et al., 2024).

4.2 Tipos de Sistemas Agrivoltaicos

Os sistemas agrivoltaicos podem ser do tipo aéreo ou terrestre. No tipo aéreo, os módulos FV são instalados a uma altura livre do solo de pelo menos 2,10m, para permitir atividades agrícolas embaixo dos mesmos, seja em suportes colocados especificamente para eles, seja substituindo parcialmente a cobertura de estufas. Já no tipo terrestre, os módulos FV são instalados entre as fileiras de plantas, em posição vertical ou inclinada, respectivamente, quando se utilizam módulos bifaciais ou monofaciais (KREXNER et al., 2024; WIDMER et al., 2024).

Nos sistemas AFV, é necessário que os painéis fotovoltaicos ocupem aproximadamente um terço da área, com o objetivo de otimizar, de maneira simultânea, a produção agrícola e a geração de energia (WESELEK et al., 2019). Entretanto, o valor apropriado do sombreamento que define o equilíbrio da distribuição da radiação solar entre os painéis FV e as plantas, a fim de proporcionar o máximo retorno econômico, depende do tipo de cultura, do clima e do próprio sistema FV (MOUHIB et al., 2024).

4.3 Sistemas Agrivoltaicos e Agricultura Irrigada

O sombreamento dos módulos FV pode afetar o desenvolvimento das plantas e acarretar em um impacto positivo, negativo ou nulo na produtividade agrícola, dependendo das condições em que ocorre (SEMERARO et al., 2024), da taxa de cobertura fotovoltaica do solo e do tipo de cultura e variedade explorada (JIANG et al., 2022).

Embora plantas do tipo C3, tolerantes ao sombreamento, sejam normalmente indicadas para os sistemas AFV (MOUHIB et al., 2024), uma ampla variedade de culturas pode ser utilizada nestes sistemas, incluindo aquelas destinadas à produção de hortaliças, frutas e grãos (CHOPDAR et al., 2024). Enfatiza-se, entretanto, que as técnicas de produção ainda se encontram em um estágio experimental não existindo uma recomendação padrão para os diversos cultivos sob sistemas AFV (WIDMER et al., 2024).

A redução da radiação solar no sistema agrivoltaico afeta a temperatura e o balanço hídrico do solo. No sistema de cultivo em sequeiro, isso tende a criar condições mais propícias ao crescimento das culturas, além de aumentar sua produtividade em comparação àquelas que não contam com sombreamento. Nos sistemas de irrigação, entretanto, a presença de sombreamento diminui a produtividade das culturas (AMADUCCI; YIN; COLAUZZI, 2018). Todavia, a adoção da irrigação juntamente com o sistema AFV podem contribuir para o aumento da produtividade em locais anteriormente cultivados no sistema de sequeiro, o que é, particularmente, interessante em áreas remotas sem eletricidade (JIANG et al., 2022).

O sombreamento do solo nos sistemas AFV proporciona uma redução da evaporação da água do solo e da transpiração das plantas e, conseqüentemente, da evapotranspiração, o que diminui os requisitos de irrigação (ADEH; SELKER; HIGGINS, 2018; OMER et al., 2022; SEMERARO et al., 2024). Assim, áreas com limitação de água são mais propensas a se beneficiarem dos sistemas agrivoltaicos, visto que o gerenciamento da radiação solar entre plantas e painéis FV pode reduzir a demanda hídrica das culturas (AL-AGELE et al., 2021).

Em um estudo no sul da França, por exemplo, visando avaliar a influência de sistemas agrivoltaicos, com uma taxa de sombreamento de aproximadamente 50%, na cultura do milho irrigado, observou-se uma redução da área foliar, da matéria seca

e da produtividade de grãos. Contudo, o sistema agrivoltaico, também, diminuiu a necessidade de água em até 47% em relação às áreas desprovidas de sombreamento, elevando a produtividade da água para irrigação, determinada a partir da relação entre a produtividade alcançada na cultura e o volume de água consumido. Notou-se ainda que as reduções da evapotranspiração foram proporcionais às taxas de sombreamento (RAMOS-FUENTES et al., 2023).

Em um outro trabalho, realizado no sudoeste da China com três níveis de sombreamento, S1 = 19%, S2 = 30% e S3 = 38%, na cultura do Kiwi, constatou-se que a evapotranspiração diminuiu respectivamente 12%, 27% e 30% em relação à testemunha sem sombreamento. A produtividade da cultura foi reduzida, em média, em 5%, 24% e 34%, respectivamente para S1, S2 e S3. A produtividade da água observada foi de +8%, +6% e -10%, aumentando, respectivamente, para S1 e S2 e reduzindo para S3 (JIANG et al., 2022).

Já em um estudo realizado no Oregon/EUA, ao avaliar o impacto potencial de um sistema agrivoltaico do tipo aéreo na produção de tomate, observou-se que a produtividade da cultura obtida debaixo das placas FV e entre as fileiras de placas FV sofreu uma redução média, em relação àquela produzida sem sombreamento, de 65% e de 45% respectivamente, ou seja, a produtividade diminuiu à medida que o sombreamento aumentou. Observou-se, também, que a produtividade média da água para as parcelas a pleno sol (controle), debaixo das placas FV e entre as fileiras de placas FV, com tratamento com irrigação deficitária e com irrigação plena, foram respectivamente: (37,0; 25,5) kg m⁻³, (65,0; 19,5) kg m⁻³ e (70,0; 30,5) kg m⁻³. Assim, percebe-se que a produtividade da água foi maior nas áreas que estavam sombreadas e que apresentavam ainda a estratégia de manejo com déficit de irrigação (AL-AGELE et al., 2021).

Enfatiza-se que, na agricultura irrigada, embora os rendimentos possam ser reduzidos pelo sombreamento dos sistemas AFV, o retorno econômico proporcionado pela energia fotovoltaica pode compensar essas perdas (JIANG et al., 2022). Além disso, é importante ressaltar que a geração de energia nos sistemas AFV pode atender às demandas de bombeamento do sistema de irrigação, aspecto que se revela especialmente relevante em áreas remotas, afastadas da rede elétrica (MOUHIB et al., 2024).

Em nível de Brasil, os sistemas AFV apresentam grande potencial de utilização na região Nordeste e nas regiões Norte e Centro-Oeste de Minas Gerais, entre outras,

que sofrem com a escassez hídrica e apresentam altos níveis de irradiação. Outrossim, o Brasil possui regulamentação já estabelecida sobre a geração solar FV e dispõe de oportunidades de financiamento, principalmente, para o pequeno agricultor. No entanto, o país possui apenas alguns projetos-piloto de sistemas AFV, não tendo modelo de projetos apropriados para sua implementação e nem profissionais preparados para sua gestão, o que constitui uma barreira inicial para a implantação dessa tecnologia em território nacional (EPAMIG, 2024; VIDOTTO et al., 2024).

5 LEGISLAÇÃO BRASILEIRA FOTOVOLTAICA

Criaram-se e aperfeiçoaram-se, no Brasil, diversas normas e legislações no decorrer do tempo visando à utilização dos SFCR. Dentre elas, destacam-se as resoluções normativas da ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015 por fazerem parte dos principais marcos regulatórios que estabeleceram as regras de utilização da energia solar fotovoltaica (JESUS; NETO; DOMINGUES, 2023). A REN nº 482/2012 instituiu a micro e a minigeração distribuída no Brasil, bem como estabeleceu a estruturação da medição líquida de energia e a forma de sua compensação. Isso permitiu aos consumidores a ligação de seu próprio sistema de geração FV à rede elétrica pública visando ao abatimento no valor de sua conta de energia. A REN nº 687/2015 promoveu modificações na REN nº 482/2012, viabilizando a expansão do emprego da energia gerada, incluindo sua distribuição para locais distintos ou afastados de sua produção, desde que sob a mesma titularidade. Além disso, a norma estendeu o período de aproveitamento da energia inserida na rede.

Atualmente, a Lei Federal nº 14.300/2022 instituiu o marco legal das micro/minigeração distribuídas, conferindo mais segurança jurídica e flexibilidade aos consumidores e investidores em energia FV. Pode-se citar algumas de suas características (BRASIL, 2022):

- Com o propósito de classificar a unidade de geração de energia fotovoltaica, a microgeração distribuída é caracterizada como aquela que possui potência máxima instalada de 75 kW em CA, enquanto a minigeração distribuída é aquela que apresenta potência superior a esse valor mas limitada a 3 MW.

- A quantidade excessiva de energia produzida por um sistema fotovoltaico e injetada na rede elétrica gera um crédito de energia, o qual pode ser utilizado por até 5 anos, por meio do denominado Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Nesse caso, a unidade de geração FV cede gratuitamente a sua energia injetada à concessionária de distribuição de energia elétrica e pode, posteriormente, utilizá-la para compensar o seu próprio consumo de energia ativa.
- Na energia elétrica compensada com os créditos, incidirá a taxa de utilização do sistema de distribuição (TUSD-fio B) elétrico com os seguintes percentuais: 15% a partir de 2023; 30% a partir de 2024; 45% a partir de 2025; 60% a partir de 2026; 75% a partir de 2027; 90% a partir de 2028; e 100% da TUSD-fio B a partir de 2029.
- A energia FV consumida, simultaneamente, à sua geração não sofre qualquer taxação.
- As bandeiras tarifárias (verde, amarela, vermelha e escassez hídrica) não são aplicáveis aos créditos de energia e nem à sua compensação.
- A quantidade dos créditos não é alterada com as variações dos valores das tarifas de energia elétrica, uma vez que são baseados na energia elétrica ativa.
- Nas unidades FV do Grupo A (alta tensão), quando a compensação for feita no posto tarifário (horário) de ponta, haverá redução pronunciada na quantidade de créditos disponíveis para o mesmo. Isso se deve ao posto tarifário da geração, fora de ponta, cujo valor econômico é bastante inferior ao da ponta. Assim, a diferença da tarifa entre estes dois postos tarifários é levada em consideração para esse tipo de compensação.

6 CONCLUSÕES

A pronunciada evolução da tecnologia fotovoltaica observada nas últimas décadas eliminou as barreiras técnicas que limitavam sua aplicação aos sistemas de irrigação. Assim, pode-se, atualmente, suprir integralmente sistemas de irrigação de qualquer tipo e potência com energia FV de qualidade, seja em operação isolada ou conectada à rede elétrica local.

Em situações de restrição hídrica, os sistemas agrivoltaicos, que combinam a geração de energia fotovoltaica com a produção agrícola, podem beneficiar a

agricultura irrigada. Isso ocorre porque o sombreamento proporcionado pelos módulos fotovoltaicos contribui para a diminuição do requerimento de água necessária para as culturas. Entretanto, essa tecnologia é ainda incipiente no Brasil, não possibilitando sua efetiva utilização.

CAPÍTULO 2

DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE UM MODELO COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE IRRIGAÇÃO FOTOVOLTAICOS

RESUMO

A agricultura irrigada brasileira é uma área importante do agronegócio nacional. Sua operação requer, geralmente, grandes quantidades de água e de energia elétrica que nem sempre são bem aproveitadas, apesar dos custos elevados desse último insumo, uma vez que há uma relação intrínseca entre água e energia na irrigação. A otimização do uso da água leva a racionalização do uso de energia, proporcionando benefícios econômicos e sociais. Este trabalho objetivou desenvolver um modelo computacional para especificar o sistema fotovoltaico (FV) on-grid mais adequado para sistemas de irrigação operados de forma racional e ligados à rede elétrica brasileira. Para isso, o modelo: (i) simula o manejo da irrigação para estabelecer a necessidade de água das culturas, com base no balanço hídrico e utilizando a ETo calculada por Penman-Monteith; (ii) estima o consumo de energia elétrica com base na lâmina total requerida para a irrigação; (iii) determina o sistema FV necessário, especificando a quantidade de módulos FV e a potência do inversor de corrente contínua/corrente alternada (CC/CA) para suprir a demanda de energia, levando em consideração também as condições meteorológicas locais. O modelo foi avaliado com um estudo de caso utilizando dados meteorológicos de 2018, para uma área de 10 ha em Viçosa/MG cultivado com milho, feijão e soja em sistema de rotação de culturas. Foi observado a necessidade de uma lâmina bruta de irrigação de 561 mm ano⁻¹ o que demandaria um consumo de energia de 28.341 kWh ano⁻¹. O modelo indicou um sistema FV composto por 34 módulos FV com potência total instalada de 19,89 kWp e um inversor CC/CA com potência nominal de 17,0 kW. Tal sistema é suficiente para suprir, em média, 92% da demanda de energia ao longo de 25 anos. Os resultados foram comparados com os dos softwares FAO-EToCalculator, FAO-CROPWAT e PVSyst®, respectivamente para a avaliação do cálculo da ETo, do manejo da irrigação e da produção de energia FV, usando índices estatísticos como o coeficiente de determinação (R²), a raiz do erro quadrático médio normalizado (RMSEn), o índice de concordância (d), a eficiência da modelagem (EF) e/ou o erro relativo (Epp). Para o

cálculo da ETo observaram-se valores de $R^2 = 0,997$, de RMSEn = 2,39%, de $d = 0,999$ e de EF = 0,996 o que indica um excelente resultado. Para o manejo da irrigação, o modelo proporcionou maiores umidade do solo, tanto para a umidade mínima quanto para a umidade média observadas ao longo de todo o ciclo de produção de cada cultura, com erros relativos máximos de 3,2% e de 1,7%, respectivamente, representando um bom resultado. Para a previsão mensal de energia FV gerada, foram observados valores de $R^2 = 0,979$, de RMSEn = 3,99%, de $d = 0,969$ e de EF = 0,881, o que indica resultados muito bons. O modelo desenvolvido é uma ferramenta eficaz que facilita e agiliza a especificação ótima de sistemas FV on-grid no Brasil aplicadas a sistemas de irrigação a partir da otimização da quantidade de água aplicada.

1 INTRODUÇÃO

A agricultura irrigada no Brasil ocupa uma extensão de 8,2 milhões de hectares e continua ainda se expandindo. Dentre suas inúmeras vantagens, pode-se citar a produtividade da ordem de 2 a 3 vezes superior à agricultura de sequeiro, além da possibilidade de ter até três safras em um mesmo ano. Estima-se que ela contribua com 8% da produção física da agricultura e com 14% do valor financeiro da produção. Para tal, utiliza principalmente a energia elétrica em sua operação, e é responsável por 52,9% da captação de água nacional (ANA, 2024b).

Essa grande quantidade de água nem sempre é bem utilizada, havendo muitas perdas ocasionando significativos desperdícios (EMBRAPA, 2018). A irrigação deve ser realizada de maneira sustentável, promovendo um uso mais eficiente da água e dos nutrientes (CVEJIC; PINTAR; ZUPANC, 2021), propiciando, assim, maior produtividade da água sem levar ao seu esgotamento ou se tornando uma fonte de poluição. A conservação dos recursos hídricos e a sensibilização dos irrigantes quanto ao uso responsável da água são de extrema urgência, com o objetivo de viabilizar uma agricultura irrigada sustentável (VIANA et al., 2022).

Entre os grandes desafios a serem superados para se alcançar esse objetivo, está o manejo, ou operacionalização, adequado dos sistemas de irrigação (EMBRAPA, 2018). O manejo refere-se à determinação adequada de quando e quanto irrigar, aspectos essenciais para uma gestão eficaz dos recursos hídricos,

visando alcançar a produção agrícola almejada com a menor quantidade de água utilizada (EISENHAUER et al., 2021).

Outrossim, a modernização dos sistemas de irrigação que favorece um aproveitamento mais eficiente dos recursos hídricos, costuma envolver a substituição dos sistemas de superfície por sistemas pressurizados, o que requer um consumo energético maior (PLAYÁN et al., 2024). Logo, para alcançar maior eficiência hídrica, sacrifica-se a eficiência energética, devido a maior necessidade de energia requerida por unidade de produção gerada, ao contrário do uso da água (COROMINAS, 2010). Isso tem levado a um aumento exponencial do consumo de energia na agricultura irrigada (CERVERA-GASCÓ; MONTERO; MORENO, 2021).

No Brasil, havia, em valores médios, em 2023, 4.143.966 propriedades rurais que consumiram 1.326.049 MWh mês⁻¹. Destas, 163.427 propriedades utilizaram irrigação consumindo 552.624 MWh mês⁻¹. Portanto, embora apenas 3,9% das propriedades rurais utilizassem irrigação, elas foram responsáveis em média por 41,7% do consumo total de energia utilizada no meio rural (ANEEL, 2023b).

A irrigação moderna, ou pressurizada, está intrinsecamente ligada ao uso de energia, a qual é essencial para transportar a água do local de captação até as plantações. Então, quanto maior for a demanda por irrigação, que varia durante a estação de cultivo, maior será também a demanda por energia e, assim, as iniciativas voltadas à economia, ou conservação, de água impactarão na redução do consumo de energia (BELAUD et al., 2020).

Considera-se que o crescente aumento no consumo de energia elétrica pode comprometer a sustentabilidade da agricultura irrigada dado os custos elevados deste insumo oriundos da concessionária local. Por exemplo, foi constatado que a energia elétrica contribui, consideravelmente, para o custo de produção da cana-de-açúcar (TURCO; BRUNINI, 2016) e da cebola (TURCO; OLIVEIRA; CARLETO, 2015) irrigadas. Dessa forma, o uso de energias renováveis na irrigação é uma oportunidade que se abre, destacando-se a energia solar devido à redução dos custos dos módulos FV observada, nos últimos anos, e cuja disponibilidade de energia coincide com o pico de demanda de água pela cultura (BELAUD et al., 2020).

O uso da energia FV on-grid é uma solução para mitigar o aumento das tarifas de energia elétrica no meio rural (CERVERA-GASCÓ; MONTERO; MORENO, 2021; VALADÃO et al., 2024) incluindo, até mesmo, sistemas de irrigação para grandes áreas, como os pivôs centrais (HERRAIZ et al., 2023). Na cultura da alface cultivada

no sul de Minas Gerais, por exemplo, o uso da energia FV permitiu reduzir os gastos com energia elétrica da rede em 83,80% (BRUNINI et al., 2019). Além disso, ela proporciona maior confiabilidade, reduzindo os prejuízos causados por seu não fornecimento pelas concessionárias (CASTRO et al., 2022).

O crescimento da utilização de sistemas de energia fotovoltaica, nos últimos anos, deve-se à significativa diminuição dos gastos para sua implementação, à elevação da confiabilidade em seu uso e ao aumento da durabilidade do sistema (IRANDOOSTSHAHRESTANI; ROUSSE, 2023).

O Brasil, por causa de sua posição geográfica, com baixas latitudes, tem uma vocação natural como grande produtor de energia fotovoltaica. Com uma disponibilidade média anual de irradiação global horizontal de 1.809 kW/m² (PEREIRA et al., 2017), o país se destaca com um dos melhores potenciais do mundo (ANTONIOLLI et al, 2022). Atualmente, a energia solar representa 6,74% da matriz energética nacional (ANEEL, 2024). Em 2021, sua participação foi de 2,5% e em 2022 foi de 4,4% (EPE, 2023a). Historicamente, a produção solar FV aumentou de 4,8 GWh, em 2013, para 30.126,5 GWh em 2022 (EPE, 2023b) estando em franca expansão. Os principais obstáculos para uma adoção mais abrangente podem estar relacionados ao alto custo de implementação dos sistemas de energia fotovoltaica e à ausência de políticas públicas que ofereçam incentivos fiscais (CASTRO et al., 2022).

Além da viabilidade técnica, é imprescindível avaliar a viabilidade econômica para a implementação de qualquer tecnologia. Nesse sentido, diversos estudos atestam a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede (sistemas FV on-grid) no Brasil (MIRANDA; SZKLO; SCHAEFER, 2015; GOMES et al., 2018; DOILE et al., 2021; ANTONIOLLI et al., 2022; GOLÇALVES et al., 2022) inclusive para a irrigação (VALADÃO et al., 2024), mesmo com a mudança para a atual legislação, Lei 14.300/2022 (IGLESIAS; VILAÇA, 2022).

Diversos fatores influenciam o consumo de energia de um sistema de irrigação, tais como: características da área irrigada (extensão, formato, topografia), local de captação, características do sistema de bombeamento e tubulações utilizadas, setorização do sistema de irrigação, emissores utilizados, tipo de cultura e condições meteorológicas (GASCÓ; MONTERO; MORENO, 2023).

Antes de se implantar um sistema FV, é aconselhável proceder a otimização do consumo de energia (BALFOUR; SHAW; NASH, 2016), o que, no caso de sistemas de irrigação, inclui o planejamento do manejo do sistema.

No projeto de sistemas FV, de forma geral, um sobredimensionamento leva a despesas desnecessárias enquanto o subdimensionamento resulta em baixo desempenho do sistema devido ao fornecimento insuficiente de energia (MIRAN et al., 2022; TAMOOR et al., 2022). Desenvolveram-se diversos softwares e modelos para se obter um sistema FV ideal, minimizando os problemas de sobre ou subdimensionamento, sendo alguns de aplicação geral e outros dedicados a problemas específicos.

Criaram-se vários softwares para projeto de sistemas FV, em geral, como por exemplo Homer¹, RETScreen², Polysun³, PVGIS⁴, PVSyst⁵, PVWatts⁶ e PV*Sol⁷, mas não contemplam as particularidades da legislação brasileira atual para aplicações on-grid. No entanto, quando o fazem (JESUS; NETO; DOMINGUES, 2023), não são integrados aos sistemas da irrigação.

Em contrapartida, elaboraram-se vários softwares para o planejamento do manejo da irrigação utilizando simulações, como aqueles apresentados por Teixeira e Pereira (1992), Fortes, Platonov e Pereira (2005), Raes et al. (2009), Linker et al. (2018), Gu et al. (2021), Guo et al. (2021), Ale et al. (2023), Zapata et al. (2023) e Srivastava et al. (2024), mas normalmente não são integrados aos sistemas FV. Entretanto, existem aqueles que integram o sistema de irrigação ao sistema FV, como por exemplo Herteleer, Cappelle e Driesen (2012), Al-Hamdani, Hassan e Ahmad (2013), Campana et al. (2015), Yahyaoui, Tadeo e Segatto (2017), Chilundo, Maure e Mahanjane (2019), Kuzey, Guneser e Atmaca (2019), García et al. (2020) e Gascó, Montero e Moreno (2023), mas quando aplicados aos sistemas FV on-grid, não levam em consideração as particularidades da legislação brasileira atual, causando erros de

¹ UL SOLUTIONS. HOMER® Microgrid and Hybrid Power Modeling Software. Boulder/USA, 2024. Disponível em: <https://homerenergy.com/products/pro/index.html>. Acesso em 07 jul. 2024.

² GOVERNMENT OF CANADA. RETScreen® Clean Energy Management Software. Ottawa, 2022. Disponível em: <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>. Acesso em 07 jul. 2024.

³ VELA SOLARIS AG. Polysun® software. Winterthur/Switzerland, 2024. Disponível em: <https://www.velasolaris.com/?lang=en>. Acesso em 07 jul. 2024.

⁴ EUROPEAN COMMISSION. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS®). Ispra/Italy, 2022. Disponível em: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-releases/pvgis-52_en?prefLang=sv. Acesso em 07 jul. 2024.

⁵ PVSYST FOUNDATION. PVSyst® – photovoltaic software. Satigny/Switzerland, 2024. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/previous-versions/>. Acesso em 07 jul. 2024.

⁶ GOVERNMENT OF U.S.A. NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. PVWatts® Calculator. Golden/Colorado: NREL, 2023. Disponível em: https://pvwatts.nrel.gov/version_8.php.

⁷ VALENTIN SOFTWARE GMBH. PV*SOL® solar calculator. Berlin/Germany, 2024. Disponível em: <https://pvsol.software/en/>. Acesso em 07 jul. 2024.

otimização do sistema FV, limitando seu uso no Brasil (JESUS; NETO; DOMINGUES, 2023).

A fim de alcançar o sucesso em projetos de irrigação que utilizam fonte de energia fotovoltaica, é imprescindível que os requisitos hídricos das culturas sejam minuciosamente avaliados (CAMPANA et al., 2015), de modo a possibilitar o dimensionamento adequado do sistema gerador de FV.

Entretanto, muitas vezes procede-se ao dimensionamento simplificado do gerador FV baseando-se, unicamente, no valor histórico de energia elétrica consumida pelo irrigante, independente se o seu sistema de irrigação é manejado racionalmente ou não, o que leva normalmente ao seu sub ou superdimensionamento.

Para um bom planejamento do projeto de irrigação com energia fotovoltaica on-grid, é necessário, além da avaliação da demanda hídrica da cultura ao longo de seu ciclo, conhecer a disponibilidade de energia fotovoltaica em termos horários durante a estação de cultivo (IHEANETU, 2022). Assim sendo, técnicas de modelagem são úteis para proporcionar recomendações assertivas para esses processos de tomada de decisão (DÍAZ; PEREA; MORENO, 2020).

Assim, este trabalho objetivou desenvolver um modelo computacional que realize o dimensionamento de sistemas FV on-grid adequados à realidade brasileira em áreas irrigadas, a partir do consumo de energia resultante da simulação do manejo da irrigação visando à produtividade potencial e das características do próprio sistema de irrigação. Buscou-se estimular o uso racional dos recursos hídricos, simultaneamente, com redução do uso da energia elétrica da concessionária na agricultura irrigada nacional.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

O modelo está organizado em três partes principais: (i) estimativa do requerimento de energia a partir do balanço hídrico sequencial, (ii) cálculo do sistema FV para atender à demanda do sistema de irrigação ligado à rede elétrica, e (iii) cálculo do balanço energético de longo prazo, apresentadas a seguir.

2.1 Estimativa do requerimento de energia

O consumo de energia elétrica demandada pelo sistema de irrigação foi estimado com base no balanço hídrico, visando maximizar a produtividade potencial da cultura.

2.1.1 Balanço hídrico do solo

O planejamento da operação, ou manejo do sistema de irrigação, foi feito a partir do balanço hídrico sequencial em intervalos diários, contabilizando as entradas e saídas de água do solo, com base na simplificação da equação fornecida por Eisenhauer et al. (2021):

$$LAA_i = LAA_{i-1} - ET_{c_{i-1}} + IRN_{i-1} + PE_{i-1} + \Delta CRA_{i-1/i} \quad (1)$$

em que:

LAA_i = lâmina de água disponível no solo no início do “i”-ésimo dia, mm;

$ET_{c_{i-1}}$ = evapotranspiração real da cultura no dia “i-1”, mm dia⁻¹, dado pela equação 2;

IRN_{i-1} = irrigação real necessária (irrigação líquida) realizada no dia “i-1”, mm;

PE_{i-1} = precipitação efetiva no dia “i-1”, mm;

$\Delta CRA_{i-1/i}$ = variação no valor da capacidade real de água do solo entre os dias “i-1” e “i”, decorrente do crescimento das raízes neste período, no caso de culturas anuais, mm, dado pela equação 7, mm.

$$ET_c = ETo \cdot Kc \cdot KL \cdot Ks \quad (2)$$

em que:

ET_c = evapotranspiração real da cultura, mm dia⁻¹;

ETo = evapotranspiração potencial de referência, mm dia⁻¹, calculada pela expressão de Penman-Monteith como apresentado por Allen et al. (1998) na equação 3;

K_c = coeficiente de cultura, variável conforme o estágio de desenvolvimento da planta, adimensional;

K_L = coeficiente de localização, ou fator de ajuste devido a aplicação de água localizada, dada por Keller e Bliesner (1990) na equação 4, adimensional;

K_s = coeficiente que depende da umidade do solo, ou coeficiente de estresse devido ao déficit hídrico, dado por Allen et al. (1998) na equação 5, adimensional.

A umidade do solo, até o limite de 50% a 80% da capacidade de campo, não afeta a evapotranspiração. Abaixo desse limite, a evapotranspiração diminui progressivamente até normalmente se anular no ponto de murcha permanente (COLLISCHONN; DORNELLES, 2013). Esse efeito do estresse hídrico, na evapotranspiração, pode ser descrito usando um fator k_s baseado na umidade do solo (EISENHAUER et al., 2021). Assim, o valor do k_s pode variar entre 0 e 1, seguindo um formato geralmente linear ou convexo e raramente côncavo (RAES et al., 2009). A forma linear de redução, apresentada na equação 5, é amplamente aceita e utilizada por diversos pesquisadores como Raes et al. (2006), Eisenhauer et al. (2021) e Jafari et al. (2021).

$$E_{To} = \frac{0,408 \cdot \Delta \cdot (R_n - G) + \gamma \cdot \frac{900}{T + 273} \cdot U_2 \cdot (e_s - e_a)}{\Delta + \gamma \cdot (1 + 0,34 \cdot U_2)} \quad (3)$$

em que:

E_{To} = evapotranspiração potencial de referência, mm dia⁻¹;

Δ = declividade da curva de pressão de vapor, kPa °C⁻¹;

R_n = radiação líquida, MJ m⁻² dia⁻¹;

G = fluxo de calor no solo, MJ m⁻² dia⁻¹;

γ = constante psicrométrica do ar, kPa °C⁻¹;

T = temperatura média do ar, °C;

U_2 = velocidade média do vento a 2 m de altura, m s⁻¹;

e_s = pressão de saturação de vapor, kPa;

e_a = pressão atual de vapor, kPa.

$$K_L = 0,1 \cdot \sqrt{P} \quad (4)$$

em que:

P = porcentagem de área molhada ou sombreada, prevalecendo o maior valor, %.

$$K_s = \begin{cases} 1 & \dots \text{ se } DR_i \leq CRA \\ \frac{CTA - DR_i}{CTA - CRA} & \dots \text{ se } DR_i > CRA \end{cases} \quad (5)$$

em que:

CTA = capacidade total de água no solo, mm, dado pela equação 6;

CRA = capacidade real de água no solo, mm, dado pela equação 7;

DR_i = depleção de água no solo no “i”-ésimo dia, mm, dado pela equação 8.

$$CTA = \frac{U_{CC} - U_{PMP}}{10} \cdot \rho_a \cdot Z \quad (6)$$

$$CRA = CTA \cdot f \quad (7)$$

$$DR_i = CTA_i - LAA_i \quad (8)$$

em que:

U_{CC} = umidade gravimétrica referente a capacidade de campo, %;

U_{PMP} = umidade gravimétrica referente ao ponto de murcha permanente, %

ρ_a = massa específica aparente do solo, g cm⁻³;

Z = profundidade efetiva do sistema radicular, cm;

f = fator máximo de esgotamento da CTA que não causa estresse significativo por déficit hídrico.

2.1.2 Precipitação efetiva

Para totais diários de precipitação iguais ou superiores a 25 mm, a precipitação efetiva máxima foi obtida por meio da equação 9 (MOTA; OLIVEIRA, 1978).

$$PE_i = 23,3096 + 46,0019 \cdot \text{LOG} \left(\frac{PT_i}{25,4} \right) - 24,6380 \cdot \text{LOG} \left(\frac{PT_i}{25,4} \right) \cdot \frac{LAA_i}{CTA_i} \quad (9)$$

em que:

PE_i = precipitação efetiva do “i”-ésimo dia, mm;

PT_i = precipitação total do “i”-ésimo dia, mm;

LAA_i = lâmina de água no solo no início do “i”-ésimo dia, mm;

CTA_i = capacidade total de água no “i”-ésimo dia, mm.

Para valores de precipitação total inferiores a 25mm, a precipitação total foi considerada como efetiva (MOTA; OLIVEIRA, 1978) desde que respeitasse o valor mínimo apresentado por Allen et al. (1998) na equação 10.

$$PE_i \geq 0,20 \cdot ET_{o_i} \quad (10)$$

Em qualquer situação, entretanto, o valor máximo da precipitação efetiva a ser considerado refere-se àquele indicado na equação 11, capaz de repor a umidade do solo até o valor de sua capacidade de campo.

$$PE_i \leq CTA_i - LAA_i \quad (11)$$

2.1.3 Utilização dos dados meteorológicos

Para fins de estudo e dimensionamento de sistemas FV, normalmente são utilizadas séries temporais de dados meteorológicos, em base horária, no decorrer de um ano inteiro, que representam as condições médias de longo prazo, referidas como ano meteorológico típico (AMT), esperadas para o local de interesse (MURPHY, 2017; POLO, 2019; FAN et al., 2021; KILANKO et al., 2023). Na China, por exemplo, maior produtor mundial de energia FV, detentora de 43% da potência FV instalada no planeta (IRENA, 2024), o Governo recomenda a utilização do ano meteorológico típico para a avaliação dos recursos de energia solar (SONG et al., 2024).

O AMT é constituído pela junção de 12 meses reais, representativos dos anos individuais da série histórica, que compõe um ano completo de dados (MURPHY, 2017; POLO, 2019; BRE et al., 2021; FAN et al., 2021; KILANKO et al., 2023). Para a sua elaboração, no caso de uma série histórica de 30 anos, por exemplo, todos os 30 meses de janeiro são examinados estatisticamente e aquele considerado mais o típico é selecionado para ser incluído no AMT, procedendo-se assim também com os demais meses (EBRAHIMPOUR; MAEREFAT, 2010).

O AMT pode ser, também, utilizado para o planejamento dos sistemas de irrigação acionados por fontes convencionais de energia, como a elétrica oriunda da rede pública e a diesel (DOMÍNGUEZ et al., 2013; CANO et al., 2022).

Já para o dimensionamento e avaliação de sistemas de irrigação FV, normalmente são utilizados valores médios da série histórica de dados meteorológicos (GARCÍA et al., 2020; HADOLE; TIWARI; BAJPAI, 2021), o que foi feito neste trabalho. Ressalta-se que o ano meteorológico assim obtido difere do AMT.

2.1.4 Critérios para o manejo da irrigação

Complementando o planejamento da irrigação dado pelo balanço hídrico, foram adotados os seguintes critérios de gerenciamento da irrigação:

(a) Realização de uma pré-irrigação, ou irrigação no primeiro dia do ciclo da cultura, para elevar a umidade do solo até seu valor de capacidade de campo na profundidade efetiva máxima das raízes da cultura adulta, dado pela equação 12.

$$IRN_{pre} = (0,50 \cdot CRA_{max}) \cdot FAM - PE_1 \quad (12)$$

em que:

IRN_{pre} = irrigação real necessária considerada para elevar a umidade do solo até a capacidade de campo no primeiro dia do ciclo, mm;

CRA_{max} = capacidade real de água máxima para a cultura considerada, mm;

FAM = fração de área molhada, adimensional;

PE_1 = precipitação efetiva prevista para o primeiro dia do ciclo da cultura, mm.

(b) Consideração, para culturas anuais, que o crescimento das raízes seja linear, como apresentado por Eisenhauer et al. (2021).

(c) Realização das irrigações antes que seja atingida a umidade crítica do solo, referente ao esgotamento de toda a capacidade real de água do solo (CRA), a fim de evitar o estresse hídrico da planta, como mencionado por Eisenhauer et al. (2021). Para tal, o momento de irrigar é definido quando a equação 13 é aplicada.

$$DR_{i-1} + 1,50 \cdot ET_{c_{i-1}} - PE_i - IRN_{i-1} \geq CRA_i \quad (13)$$

(d) Definição da lâmina de irrigação para elevar sempre a umidade do solo até a capacidade de campo, em que seu valor efetivo e bruto é dado pelas equações 14 e 15 respectivamente.

$$IRN_i = DR_{i-1} \quad (14)$$

$$ITN_i = \frac{IRN_i}{EA} \quad (15)$$

em que:

IRN_i = irrigação real necessária do “i”-ésimo dia, mm;

DR_{i-1} = depleção de água no solo no dia anterior ao “i”-ésimo dia, mm;

ITN_i = irrigação total necessária do “i”-ésimo dia, mm;

EA = eficiência de aplicação da irrigação, decimal.

A eficiência da aplicação é, geralmente, definida como a fração da água aplicada, denominada de lâmina bruta de irrigação, que é armazenada na zona radicular da cultura de interesse, denominada de lâmina líquida de irrigação (EISENHAUER et al., 2021). Valores mínimos ideais de eficiência de aplicação utilizados para irrigação por aspersão e localizada são, respectivamente, 85% e 95% (BERNARDO et al., 2019).

2.1.5 Consumo médio diário anual de energia pelo sistema de irrigação

O cálculo do consumo de energia médio diário foi feito por Moraes et al. (2011):

$$CE = \frac{0,736 \cdot Pot_M \cdot TTA \cdot TxCM}{365 \cdot \eta_M} \quad (16)$$

em que:

CE = consumo de energia diário média anual, kWh dia⁻¹;

Pot_M = potência nominal do motor, CV;

$TxCM$ = taxa de carregamento do motor, %;

η_M = rendimento do motor elétrico, %.

TTA = tempo de operação total anual do sistema de irrigação, h, dado por:

$$TTA = \frac{TOD \cdot LBA}{LBD} \quad (17)$$

em que:

TOD = tempo de operação máximo diário, h;

LBD = lâmina bruta máxima diária do sistema de irrigação, mm;

LBA = lâmina bruta anual total aplicada pelo sistema de irrigação, mm.

2.1.6 Consumo médio diário de energia para fins de projeto FV

Ao consumo médio de energia requerido pelo sistema de irrigação, foi descontado o valor referente ao custo da disponibilidade de energia apresentado por ANEEL (2021b), para compor o valor final do consumo efetivo de energia a ser utilizado no projeto do sistema FV, dado pela equação 18. Este valor depende do tipo de ligação dos consumidores de baixa tensão, grupo B, sendo equivalente ao consumo de: (i) 30 Kwh, para ligações monofásicas; (ii) 50 KWh, para ligações bifásicas; e (iii) 100 KWh, para ligações trifásicas. Para os usuários da alta tensão, grupo A, como não existe cobrança para um valor mínimo de consumo, este parâmetro deve ser ignorado (ANEEL, 2021b).

$$CEE = CE - (12 \cdot CETD)/365 \quad (18)$$

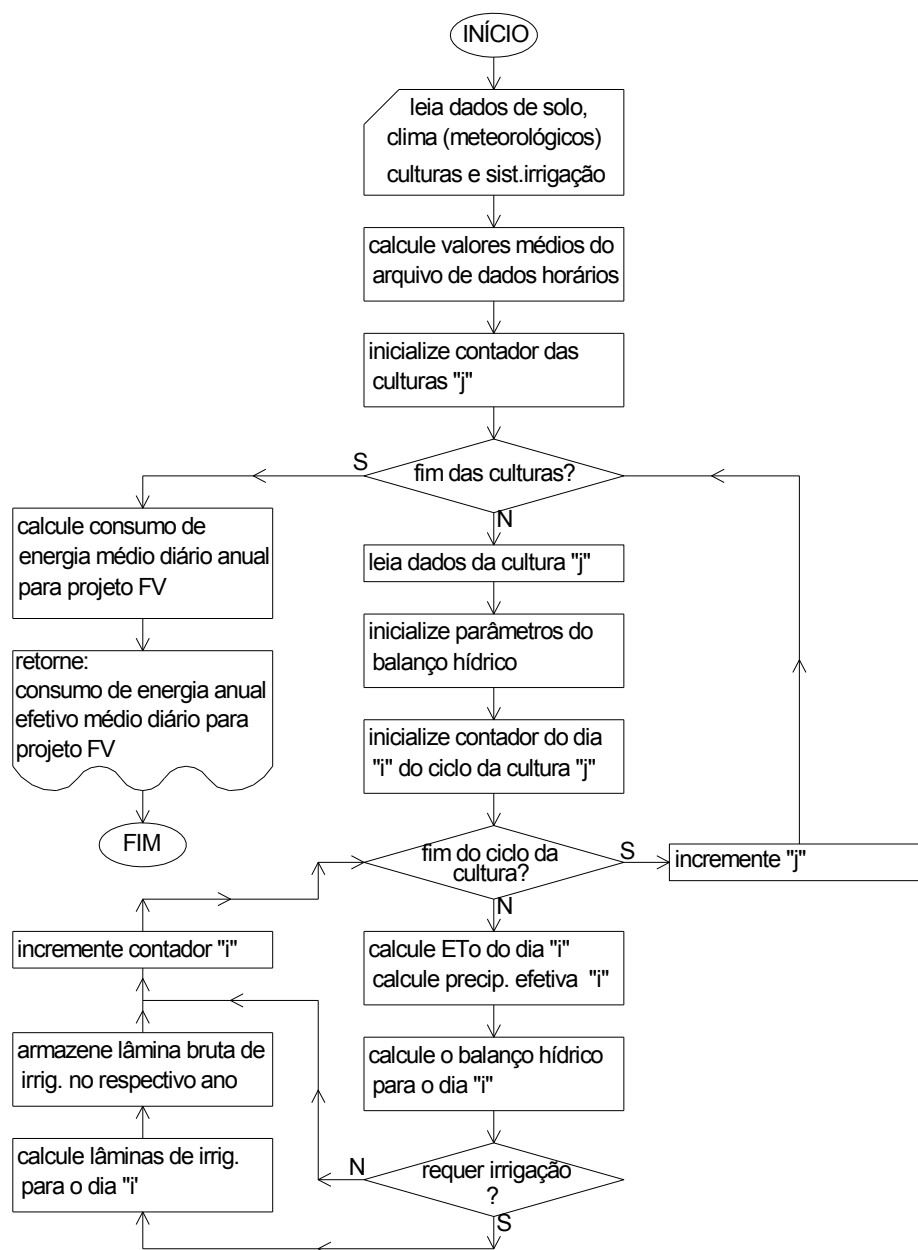
em que:

CEE = consumo efetivo de energia médio diário, kWh dia⁻¹;

CETD = consumo de energia mensal referente a cobrança da taxa de disponibilidade, apresentado por ANEEL (2021b) e aplicável a Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), kWh mês⁻¹.

A Figura 2 apresenta o fluxograma simplificado das operações de determinação do consumo médio diário efetivo de energia para fins do projeto do sistema FV.

Figura 2 – Fluxograma simplificado do cálculo da demanda anual de energia baseado no manejo da irrigação.



Fonte: Autor (2024).

2.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

No presente trabalho, considerou-se a orientação dos módulos FV para o norte com uma inclinação equivalente ao valor de sua latitude, por ser essa o que proporciona uma maior produção anual de energia (SANTOS; RÜTHER, 2014; CHILUNDO; MAÚRE; MAHANJANE, 2019; HILARYDOSS, 2023).

Para a estimativa da produção de energia FV, utilizaram-se arquivos de dados meteorológicos em escala de tempo horária, à semelhança dos trabalhos de Firatoglu e Yesilata (2004), Miran et al. (2022), Irandoostshahrestani e Rouse (2023) e Sarr et al. (2023), por ser essa escala de tempo a mais, frequentemente, usada em projetos de sistemas FV (ZHOU et al., 2010).

2.2.1 Radiação global no plano inclinado do coletor FV

Para aplicações fotovoltaicas, é necessário o conhecimento da irradiação solar global em superfícies inclinadas a partir de seus componentes direto, difuso e refletido. Entretanto, normalmente apenas a irradiação ou a irradiância solar global horizontal é medida em estações meteorológicas, como as do tipo automática do INMET. Para a obtenção dos componentes direto e refletido, relações trigonométricas podem ser utilizadas, sendo necessária, porém a estimativa de seu componente difuso por outros artifícios. Desenvolveram-se várias relações de regressão e procedimentos algébricos para a obtenção do componente difuso horizontal a partir da irradiação global horizontal medida e sua posterior transposição para o plano inclinado de interesse de instalação do painel FV.

No desenvolvimento do modelo proposto, para estimar o componente difuso da irradiação global horizontal, utilizou-se o modelo de Erbs, Klein e Duffie (1982), apresentado na equação 19, que foi avaliado em sua concepção tanto para o hemisfério norte quanto para o hemisfério sul. Em uma comparação de oito modelos de estimativa da irradiação difusa a partir da irradiação horizontal global, o de Erbs, Klein e Duffie (1982) foi um dos que se destacaram pelo bom desempenho (DERVISHI; MAHDAVI, 2012).

$$\frac{I_{dh}}{I_{Th}} = \begin{cases} 1,0 - 0,09 \cdot k_T & \dots \text{ para } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 \cdot k_T + 4,388 \cdot k_T^2 \\ \quad - 16,638 \cdot k_T^3 - 12,336 \cdot k_T^4 & \dots \text{ para } 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165 & \dots \text{ para } k_T > 0,80 \end{cases} \quad (19)$$

$$k_T = \frac{I_{Th}}{I_o} \quad (20)$$

em que:

I_{dh} = irradiação horária difusa no plano horizontal, kJ m^{-2} ;

I_{Th} = irradiação global horária no plano horizontal, kJ m^{-2} ;

k_T = índice horário de claridade;

I_o = irradiação solar extraterrestre horária em superfície horizontal no topo da atmosfera, kJ m^{-2} .

A irradiação solar total incidente no plano inclinado do coletor solar FV foi calculada como apresentada por Iqbal (1983):

$$I_{T\beta} = I_{b\beta} + I_{d\beta} + I_{r\beta} \quad (21)$$

em que:

$I_{T\beta}$ = irradiação horária total, ou global, no plano inclinado β , kJ m^{-2} ;

$I_{b\beta}$ = irradiação horária direta no plano inclinado β , kJ m^{-2} ;

$I_{d\beta}$ = irradiação horária difusa no plano inclinado β , calculada segundo o modelo de Perez et al. (1990), kJ m^{-2} ;

$I_{r\beta}$ = irradiação horária refletida no solo para o plano inclinado β , kJ m^{-2} .

O modelo de Perez et al. (1990) apresenta uma análise mais detalhada da irradiação difusa que outros modelos (DEMAIN; JOURNÉE; BERTRAND, 2013), sendo amplamente utilizado e considerado o melhor (BAHRAMI; OKOYE; ATIKOL, 2016; QUAN; YANG, 2020; SENGUPTA et al., 2021).

A irradiação direta no plano inclinado foi determinada a partir da irradiação direta no plano horizontal aplicando a relação (IQBAL, 1983):

$$I_{b\beta} = I_{bh} \cdot R_b \quad (22)$$

em que:

I_{bh} = irradiação direta horária no plano horizontal, kJ m^{-2} ;

R_b = razão entre a irradiância em uma superfície inclinada e aquela em uma superfície horizontal, adimensional, dada por Iqbal (1983):

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (23)$$

em que:

θ = ângulo de incidência solar, graus;

θ_z = ângulo zenital, graus.

A irradiação refletida no solo, considerando uma condição de reflexão isotrópica, foi determinada por Iqbal (1983):

$$I_{r\beta} = I_{Th} \cdot \rho \cdot \frac{[1 - \cos(\beta)]}{2} \quad (24)$$

em que:

$I_{r\beta}$ = irradiação horária refletida no solo para o plano inclinado β , kJ m^{-2} ;

I_{Th} = irradiação total ou global horária no plano horizontal, kJ m^{-2} ;

ρ = albedo da superfície, sendo utilizado normalmente valores $\rho = 0,20$ (TAMMOOR et al., 2022);

β = ângulo de inclinação da superfície do módulo FV em relação ao plano horizontal, graus.

2.2.2 Temperatura da célula FV

A eficiência na geração de energia fotovoltaica é, amplamente, afetada tanto pela temperatura quanto pela radiação solar, sendo inversamente proporcional à temperatura e diretamente proporcional à radiação solar (GOEL; SHARMA, 2017).

A temperatura da célula FV foi estimada por Markvart e Castaner (2003):

$$TC = T_a + G_{T\beta} \cdot \frac{TNOC-20}{800} \quad (25)$$

em que:

TC = temperatura de operação da célula FV, $^{\circ}\text{C}$;

T_a = temperatura ambiente, $^{\circ}\text{C}$;

$G_{T\beta}$ = irradiância global no plano inclinado β , W m^{-2} ;

TNOC = temperatura nominal de operação das células no módulo FV, °C.

2.2.3 Efeitos térmicos na tensão e corrente FV

A correção da tensão e da corrente FV devido à efeitos térmicos foi elaborada de acordo com Durusu e Erduman (2018):

$$V_{\text{ajust}} = V_{\text{STC}} + \frac{\alpha_V}{100} \cdot (TC - 25) \quad (26)$$

$$I_{\text{ajust}} = \left[I_{\text{STC}} + \frac{\alpha_I}{100} \cdot (TC - 25) \right] \cdot \frac{G_{T\beta}}{1000} \quad (27)$$

em que:

V_{ajust} = tensão do módulo FV ajustada para a temperatura de operação da célula, V;

V_{STC} = tensão de operação do módulo FV em condição padrão, V;

α_V = coeficiente de variação de temperatura da tensão, % °C⁻¹;

I_{ajust} = corrente do módulo FV ajustada para a temperatura de operação da célula, A;

I_{STC} = corrente de operação do módulo FV em condição padrão, A;

α_I = coeficiente de variação de temperatura da corrente, % °C⁻¹;

$G_{T\beta}$ = irradiância global no plano inclinado β , W m⁻².

Os valores da tensão e da corrente em condição padrão, respectivamente V_{STC} e I_{STC} , bem como os coeficientes da tensão e da corrente, respectivamente α_V e α_I , são obtidos no catálogo do fabricante do módulo FV.

2.2.4 Potência unitária do painel FV

2.2.4.1 Potência unitária do painel FV considerando condições ambientais

A potência de um único painel FV ajustada para as condições ambientais foi calculada por Carricondo-Antón et al. (2023):

$$Pot_{ajust} = Pot_{STC} \cdot \frac{G_{T\beta}}{1000} \cdot \left[1 + \frac{\alpha_p}{100} \cdot (TC - 25) \right] \quad (28)$$

em que:

Pot_{ajust} = potência do painel FV ajustada para condições ambientais, Wp;

Pot_{STC} = potência do painel FV em STC (potência nominal do painel FV), Wp;

α_p = coeficiente de variação de temperatura da potência, % °C⁻¹.

Os valores da potência em STC, Pot_{STC} , e do coeficiente da potência, α_p , são obtidos no catálogo do fabricante do painel FV.

2.2.4.2 Degradação da potência unitária

Vários fatores contribuem para reduzir a potência efetiva do sistema FV em condições operacionais de campo, como a sujeira depositada na superfície dos módulos FV, perdas que ocorrem nos cabos elétricos de interconexão e de ligação e, também, perdas inerentes ao uso dos inversores CC/CA entre outros (BALFOUR; SHAW; NASH, 2016; ANTONIOLLI et al., 2022).

O fator médio de redução da potência de saída FV devido a sujidade foi calculado por Klimenta et al. (2021):

$$dfa = \begin{cases} 5\% & \dots \text{ se } PT_d < 5 \text{ mm dia}^{-1} \\ 2\% & \dots \text{ se } 5 \text{ mm dia}^{-1} \leq PT_d < 20 \text{ mm dia}^{-1} \\ 0\% & \dots \text{ se } PT_d \geq 20 \text{ mm dia}^{-1} \end{cases} \quad (29)$$

em que:

dfa = perda de potência do módulo FV devido a sujidade superficial, %;

PT_d = precipitação total diária média mensal, mm dia⁻¹.

Outros fatores de redução da potência do sistema FV, excetuando-se fatores climáticos e de sujidade, foram estimados conforme a equação 30:

$$FPP = \left(1 - \frac{QTCC}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{QTCA}{100} \right) \cdot \frac{\eta_{INV}}{100} \cdot \left(1 - \frac{drm}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{LOSS_d}{100} \right) \quad (30)$$

em que:

FPP = fator de perdas diversas, decimal;
 QTCC = perdas ôhmicas nos cabos de corrente contínua do sistema FV, %;
 QTCA = perdas ôhmicas nos cabos de corrente alternada do sistema FV, %;
 η_{INV} = eficiência do inversor CC/CA, %. Como estimativa inicial, foi considerado um valor constante equivalente, $\eta_{INV} = 95\%$;
 drm = degradação temporal média da potência do módulo FV, %;
 LOSS_d = perdas diversas não especificadas anteriormente, %.

2.2.4.3 Potência unitária efetiva na saída do sistema FV

Pela composição das equações (28), (29) e (30), tem-se:

$$Pot_{unitFV} = Pot_{ajust} \cdot \left(1 - \frac{dfa}{100}\right) \cdot FPP \quad (31)$$

em que:

Pot_{unitFV} = potência efetiva na saída do sistema FV composto por apenas um módulo FV, W.

2.2.5 Produção unitária de energia

A produção de energia média diária pelo sistema FV composto por um único módulo foi calculado por Zilles et al. (2012):

$$EP_{sistUNT} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} (Pot_{unitFVi} \cdot 1h)}{365} \quad (32)$$

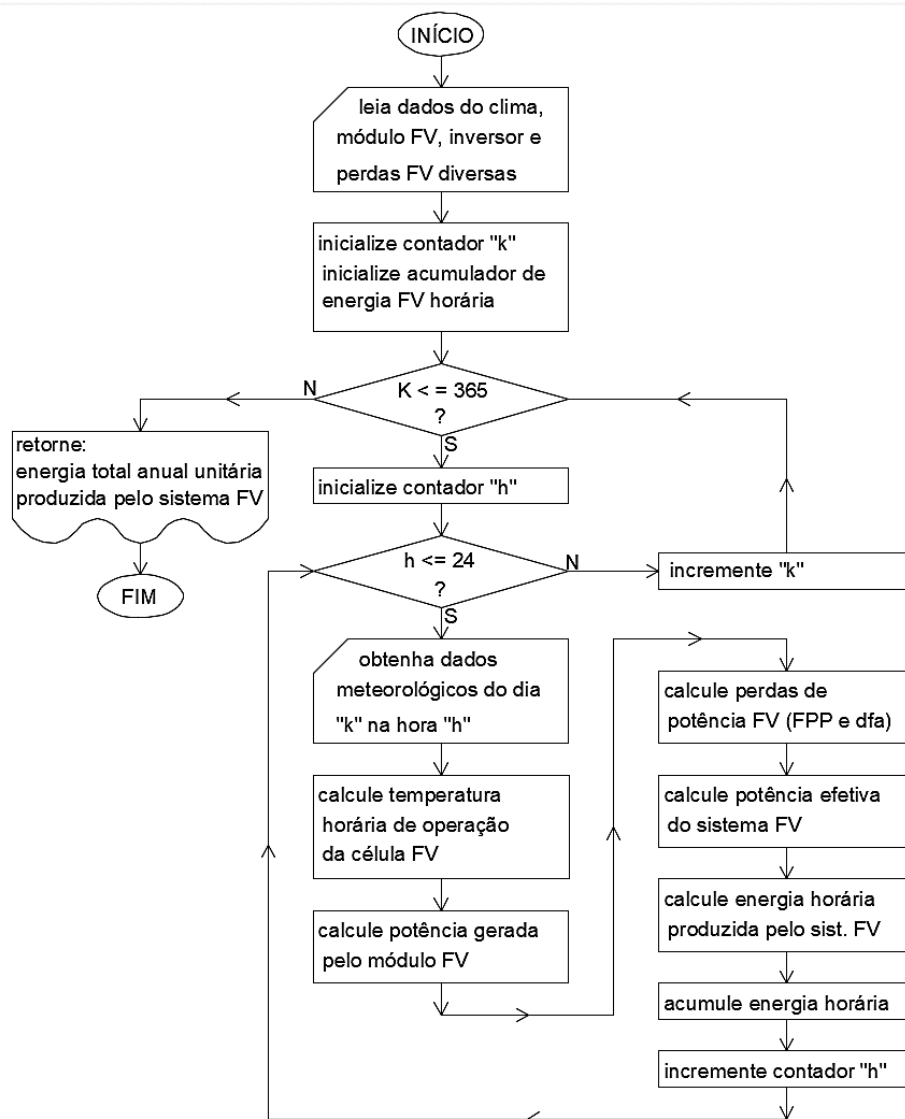
em que:

$EP_{sistUNT}$ = energia média diária produzida pelo sistema FV com apenas um módulo, Wh dia⁻¹;

$Pot_{unitFVi}$ = potência unitária do sistema FV na saída do sistema FV na hora “i”, W. O valor de “i” inicia-se às 00:00h do dia 1º de janeiro e termina às 23:00h do dia 31 de dezembro.

A Figura 3 apresenta um fluxograma simplificado das operações referentes à produção unitária anual de energia.

Figura 3 – Fluxograma simplificado da produção unitária anual de energia FV.



Fonte: Autor (2024).

2.2.6 Quantidade mínima de módulos do sistema FV

A quantidade mínima de módulos do sistema FV foi calculada por:

$$NM_T = \frac{CEE}{\left(EP_{\text{sistUNT}}/1000\right)} \quad (33)$$

em que:

NM_T = número total (mínimo) de módulos FV do sistema;

CEE = consumo efetivo de energia diário média anual, kWh dia⁻¹;

EP_{sistUNT} = energia média diária produzida pelo sistema FV com apenas um módulo, Wh dia⁻¹.

2.2.7 Potência inicial do sistema FV

A potência inicial estimada do sistema FV foi calculada por:

$$PnFV_{\text{inicial}} = NM_T \cdot Pot_{\text{STC}} \quad (34)$$

em que:

$PnFV_{\text{inicial}}$ = potência inicial estimada do sistema FV, Wp;

NM_T = número total de módulos do sistema FV;

Pot_{STC} = potência do painel FV em STC (potência nominal do painel FV), Wp.

2.2.8 Potência mínima do inversor CC/CA

A estimativa da potência requerida pelo inversor CC/CA foi calculada por:

$$Pinv_{\text{NOM-MN}} = FDI \cdot \frac{PnFV_{\text{inicial}}}{1000} \quad (35)$$

em que:

$Pinv_{\text{NOM-MN}}$ = potência nominal mínima do inversor CC/CA, kW;

FDI = fator de dimensionamento do inversor CC/CA, decimal.

Para fins de projeto, Pinho e Galdino (2014) recomendam valores de FDI entre 0,75 e 0,85. Assim, foi adotado o valor de FDI = 0,80 neste trabalho.

2.2.9 Quantidade de módulos FV por entrada RPMP do inversor CC/CA

A quantidade de módulos FV por entrada do rastreador do ponto de máxima potência (RPMP) do inversor CC/CA foi determinada por:

$$NM_{Tent} = \frac{NM_T}{Q_{MPPT}} \quad (36)$$

em que:

NM_{Tent} = número total de módulos por entrada RPMP do inversor CC/CA;

Q_{MPPT} = quantidade de entradas RPMP do inversor CC/CA.

2.2.10 Configuração do sistema FV

A configuração do gerador FV, proporcionada pela associação dos módulos FV em série formando strings, deve ser adequado para fornecer uma tensão apropriada para a operação do inversor CC/CA. Já a quantidade de strings em paralelo, que define o valor final da corrente elétrica produzida pela associação dos módulos FV, deve ser adequada para não sobrecarregar o inversor CC/CA além de sua capacidade nominal (ZILLES et al., 2012).

Como a temperatura ambiente influencia na operação das células FV, deve-se levar em consideração: (i) a temperatura máxima esperada, para o cálculo da quantidade mínima de módulos FV em série, e (ii) a temperatura mínima esperada, para o cálculo da quantidade máxima de módulos FV na string (ZILLES et al., 2012).

2.2.10.1 Quantidade mínima de módulos FV em série por entrada RPMP do inversor CC/CA

A quantidade mínima de módulos FV em série por entrada RPMP do inversor CC/CA foi calculada por Senol et al. (2016):

$$NM_{minS} \geq \frac{V_{i_{minMPPT}}}{V_{minMOD}} \quad (37)$$

em que:

NM_{minS} = número mínimo de módulos em série por entrada RPMP do inversor

$V_{i_{minMPPT}}$ = tensão mínima na entrada CC do RPMP do inversor, V.

V_{minMOD} = tensão nominal mínima do módulo FV referente à temperatura ambiente máxima esperada, V.

2.2.10.2 Quantidade máxima de módulos FV em série por entrada RPMP do inversor CC/CA

A quantidade máxima de módulos FV em série por entrada do rastreador do ponto de máxima potência (RPMP) do inversor CC/CA foi determinada por Kerekes et al. (2013):

$$NM_{\max S} = \text{menor} \left[\frac{Vi_{\max MPPT}}{V_{\max Mod}}; \frac{Vi_{\max INV}}{V_{OC\max}} \right] \quad (38)$$

em que:

$NM_{\max S}$ = número máximo de módulos em série por entrada RPMP do inversor;

$Vi_{\max MPPT}$ = tensão máxima na entrada CC do RPMP do inversor, V;

$V_{\max Mod}$ = tensão nominal máxima do módulo FV referente à temperatura ambiente mínima esperada, V;

$Vi_{\max INV}$ = tensão máxima na entrada CC do inversor, V;

$V_{OC\max}$ = tensão máxima de circuito aberto do módulo FV referente a temperatura ambiente mínima esperada, V.

2.2.10.3 Quantidade mínima de strings em paralelo

A quantidade mínima de strings em paralelo foi calculada por:

$$NS_{\min} = \text{maior valor entre as alternativas} \left[1; \frac{NM_{Tent}}{NM_{\max S}} \right] \quad (39)$$

em que:

NS_{\min} = número mínimo de strings em paralelo;

NM_{Tent} = número total de módulos FV por entrada RPMP do inversor CC/CA;

$NM_{\max S}$ = número máximo de módulos em série por entrada RPMP do inversor.

2.2.10.4 Quantidade máxima de strings em paralelo

A quantidade máxima de strings em paralelo foi determinada por Senol et al. (2016):

$$NS_{\max} = \frac{I_{\max\text{Ent}}}{I_{\text{SC}\max}} \quad (40)$$

em que:

NS_{\max} = número máximo de strings em paralelo;

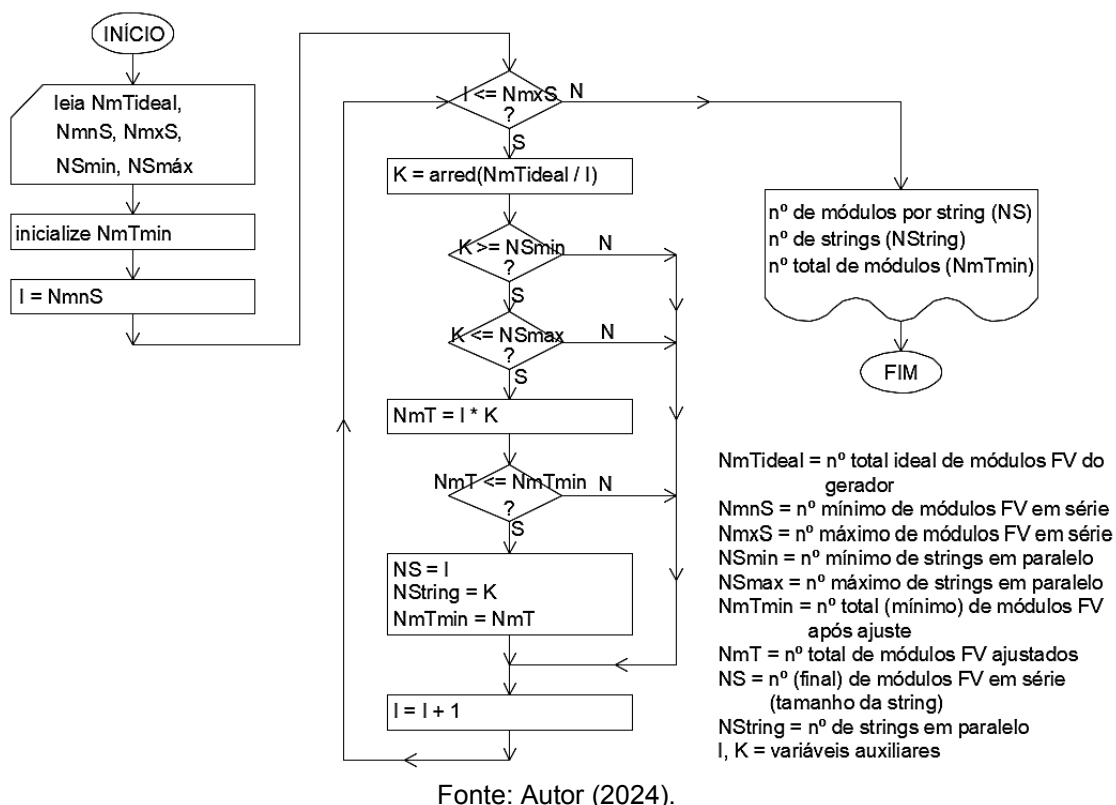
$I_{\max\text{Ent}}$ = corrente máxima admissível por saída CC do inversor, A;

$I_{\text{SC}\max}$ = corrente máxima de curto-circuito do módulo FV, referente a temperatura ambiente máxima esperada, A.

2.2.10.5 Otimização da quantidade total de módulos FV do sistema gerador

À medida que o tamanho e a quantidade de strings se encontram em intervalos pré-calculados, podem-se ter várias combinações que satisfaçam aos critérios anteriores. Definiu-se que o modelo proposto nesse trabalho opera com arranjos retangulares de módulos FV, ou seja, todas as strings são de mesmo tamanho e todas as entradas RPMP do inversor possuem a mesma quantidade de strings. Isso foi definido, a fim de se ter menores perdas por incompatibilidade proporcionando um melhor rendimento (ABNT, 2019). Desenvolveu-se um procedimento iterativo, apresentado na Figura 4, para encontrar a combinação que utiliza a menor quantidade total de módulos com o maior tamanho possível de string, mantendo o formato final arranjo como retangular/quadrado.

Figura 4 – Procedimento iterativo para definição da configuração final do sistema FV.



2.2.11 Cálculo do espaçamento mínimo entre strings

Para evitar a perda de geração de energia devido ao sombreamento mútuo de strings em fileiras paralelas adjacentes em local plano, a distância mínima entre estas foi calculada pela expressão abaixo (adaptado de AWAD; SALIM; GÜL, 2020).

$$D_{mn} = L \cdot \left\{ \cos(\beta) + \left[\frac{\text{sen}(\beta)}{\tan(\alpha)} \right] \right\} \quad (41)$$

em que:

D_{mn} = distância mínima entre strings para evitar o auto sombreamento, m;

L = largura do módulo FV, m;

β = ângulo de inclinação da superfície do módulo FV em relação ao plano horizontal, graus;

α = ângulo de elevação solar referente ao meio-dia solar do solstício de inverno, graus.

2.2.12 Área total ocupada pelo sistema FV

A área bruta ocupada pelos módulos FV na configuração estabelecida foi calculado por:

$$A_{SFV} = \begin{cases} (L \cdot NS) \cdot [(C \cdot NPE) \cdot \cos(\beta)] & \dots \text{ se } NF = 1 \\ (L \cdot NS) \cdot \{[D \cdot (NF - 1)] + [C \cdot NPE \cdot \cos(\beta)]\} & \dots \text{ se } NF > 1 \end{cases} \quad (42)$$

em que:

NF = número de fileiras paralelas (strings);

A_{SFV} = área total ocupada pelo sistema FV, m²;

NS = número de painéis na string (tamanho da string);

L = largura do painel FV, m;

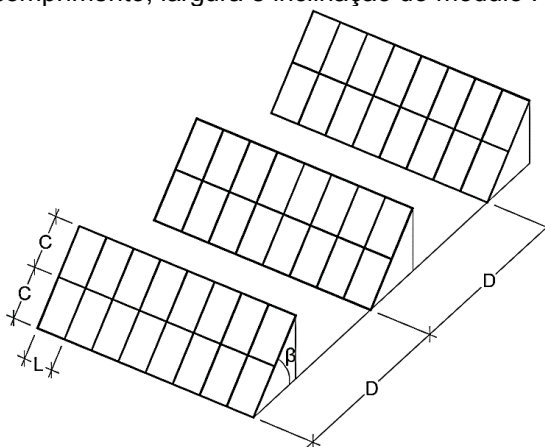
C = comprimento do painel FV, m;

NPE = número de painéis empilhados em uma mesma coluna;

D = distância entre strings, m.

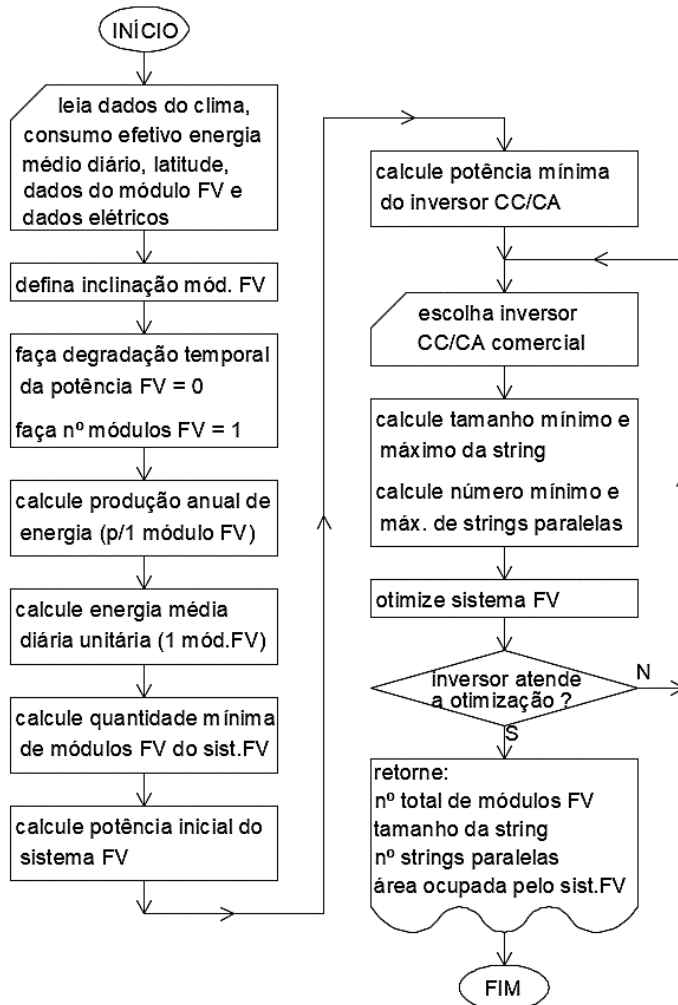
A Figura 5 ilustra alguns elementos da equação 42. A Figura 6 apresenta um fluxograma simplificado das operações de dimensionamento do sistema FV.

Figura 5 – Exemplo de um sistema FV composto por três fileiras paralelas, ou strings, sendo cada string composta por 16 módulos FV e com empilhamento de dois módulos FV por string, onde C, L, β e D são respectivamente comprimento, largura e inclinação do módulo FV, e distância entre strings.



Fonte: Autor (2024).

Figura 6 – Fluxograma simplificado para o dimensionamento do sistema FV.



Fonte: Autor (2024).

2.3 Produção energética de longo prazo do sistema FV de irrigação

Definido o layout do sistema FV, foi revisada a estimativa da produção de energia anual considerando, agora, a degradação temporal real do módulo FV, e não sua média, incluindo também a geração e utilização de créditos de energia decorrente do excesso de produção FV, conforme Brasil (2022), para o sistema de irrigação utilizado. Considerou-se um horizonte de 25 anos, equivalente a vida útil esperada das unidades de bombeamento solar fotovoltaicas (VIVAR; SHARON; FUENTES, 2024).

2.3.1 Perda temporal de potência do sistema FV

A degradação temporal da potência do módulo FV foi calculada por:

$$dr = \begin{cases} dr_{\text{inic}} \cdot \frac{\text{dia}}{365} & \dots \text{ se ano} = 1 \\ dr_{\text{inic}} + dr_{\text{outr}} \cdot (\text{ano} - 2) + dr_{\text{outr}} \cdot \frac{\text{dia}}{365} & \dots \text{ se ano} > 1 \end{cases} \quad (43)$$

em que:

dr = degradação temporal da potência do módulo FV, %;

dr_{inic} = degradação da potência para o primeiro ano de uso do sistema, %;

dr_{outr} = degradação da potência para os demais anos de uso do sistema, %;

ano = número do ano de uso do sistema;

dia = dia juliano da data de uso.

2.3.2 Potência do sistema FV na entrada do inversor CC/CA

A potência do sistema gerador FV na entrada CC do inversor CC/CA, variável ao longo do dia e dos anos, foi calculado por Kerekes et al. (2013):

$$Pot_{\text{FV-INV}} = NM_T \cdot \frac{Pot_{\text{ajust}}}{1000} \cdot \left(1 - \frac{QTCC}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{LOSS_d}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{dfa}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{dr}{100}\right) \quad (44)$$

em que:

$Pot_{\text{FV-INV}}$ = potência na entrada CC do inversor CC/CA, kW;

NM_T = número total de módulos FV do sistema gerador;

Pot_{ajust} = potência do módulo FV ajustada para condições ambientais (eq. 28),

W_p ;

$QTCC$ = perdas ôhmicas nos cabos de corrente contínua do sistema FV, %;

$LOSS_d$ = perdas diversas, %;

dfa = perda de potência do módulo FV devido a sujidade (eq. 29), %.

2.3.3 Rendimento do inversor CC/CA

O rendimento do inversor CC/CA depende de sua tensão de entrada CC e de sua taxa de carregamento, fornecido respectivamente pelas equações (45) e (46). Com base nestas duas informações, o rendimento foi obtido por interpolação na curva fornecida pelo fabricante, a qual é fornecida digitalizada ao modelo proposto.

$$V_{\text{entINV}} = NM_{\text{str}} \cdot V_{\text{ajust}} \quad (45)$$

em que:

V_{entINV} = tensão na entrada CC do inversor, V;

NM_{str} = número de módulos FV em série por string;

V_{ajust} = tensão do módulo FV ajustada para a temperatura de operação da célula (eq. 26), V.

$$TxC_{\text{INV}} = \frac{Pot_{\text{FV-INV}}}{Pinv_{\text{nom}}} \cdot 100 \quad (46)$$

em que:

TxC_{INV} = taxa de carregamento do inversor CC/CA, %;

$Pinv_{\text{nom}}$ = potência nominal do inversor CC/CA, kW.

2.3.4 Potência do sistema FV na saída CA do inversor CC/CA

A potência na saída do inversor foi calculada por Kerekes et al. (2013):

$$Pot_{\text{OUTinv}} = \begin{cases} 0 & \dots \text{ se } (Pot_{\text{FV-INV}} \leq Pot_{\text{SCinv}}) \text{ ou } (V_{\text{entINV}} < V_{\text{iminINV}}) \\ \frac{\eta_{\text{INV}}}{100} \cdot Pot_{\text{FV-INV}} & \dots \text{ se } (Pot_{\text{FV-INV}} \leq Pot_{\text{MAXinv}}) \\ \frac{\eta_{\text{INV}}}{100} \cdot Pot_{\text{MAXinv}} & \dots \text{ se } (Pot_{\text{FV-INV}} > Pot_{\text{MAXinv}}) \end{cases} \quad (47)$$

em que:

Pot_{OUTinv} = potência na saída CA do inversor CC/CA, kW;

Pot_{SCinv} = potência de auto consumo do inversor CC/CA, kW;

Pot_{MAXinv} = potência máxima admissível na saída CA do inversor CC/CA, kW;

η_{INV} = rendimento do inversor CC/CA, %;

V_{entINV} = tensão na entrada CC do inversor em função do tamanho da string e das condições ambientais, V;

V_{minINV} = tensão mínima admissível na entrada CC do inversor CC/CA, V.

2.3.5 Potência efetiva final do sistema FV

A potência efetiva do sistema FV, variável ao longo do dia e dos anos, foi calculada por Kerekes et al. (2013):

$$P_{sistFV} = Pot_{OUTinv} \cdot \left(1 - \frac{QTCA}{100}\right) \quad (48)$$

em que:

P_{sistFV} = potência efetiva final do sistema FV, kW;

QTCA = perdas ôhmicas nos cabos de corrente alternada do sistema FV, %.

2.3.6 Quantidade mensal de energia efetiva fornecida pelo sistema FV

A quantidade de energia mensal efetiva fornecida pelo sistema FV para uso no sistema de irrigação foi calculada por Zilles et al. (2012):

$$EP_{sistFV} = \sum_{i=1}^{720} (P_{sistFVi} \cdot 1h) \quad (49)$$

em que:

EP_{sistFV} = energia total mensal efetiva fornecida pelo sistema FV, kWh mês⁻¹;

$P_{sistFVi}$ = potência do sistema FV na hora "i", kW. O valor de "i" inicia-se às 00:00h do primeiro dia do mês e termina às 23:00h do último dia do mês.

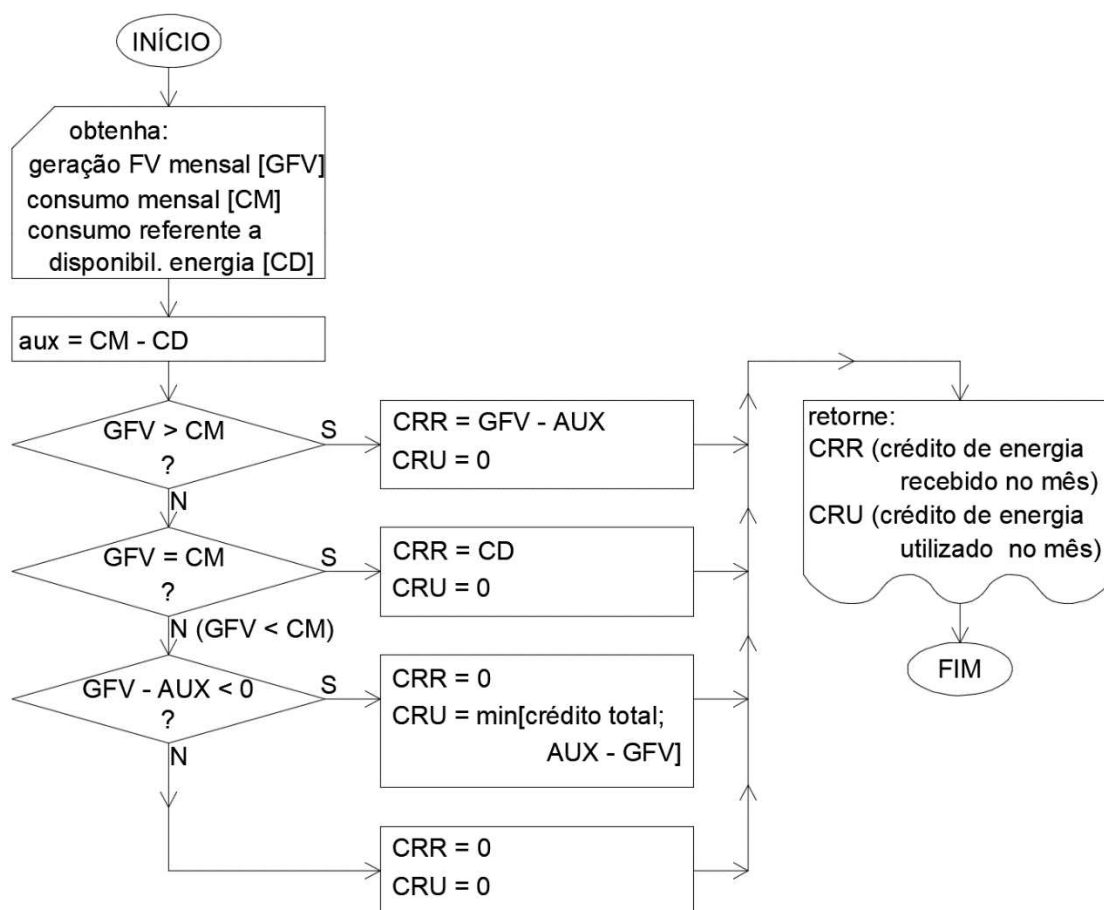
2.3.7 Balanço energético mensal

A produção de energia FV é comparada com o consumo de energia decorrente do uso do sistema de irrigação, em ciclos mensais, a fim de avaliar se houve geração de excessos de energia, chamados de créditos, a serem compensados

posteriormente após sua injeção na rede, ou se houve déficit, situação em que são usados tais créditos. A Lei 14.300/2022 estabelece que os créditos tem validade de 60 meses e que os mais antigos tem prioridade de uso sobre os mais novos (BRASIL, 2022).

Na avaliação mensal do balanço energético entre a geração FV (G_{FV}) e o consumo realizado (C_M), existem três situações possíveis: $G_{FV} > C_M$; $G_{FV} = C_M$ e $G_{FV} < C_M$. O impacto de cada uma delas na obtenção ou uso dos créditos de energia é apresentado no fluxograma da Figura 7 (JESUS; NETO; DOMINGUES, 2023).

Figura 7 – Balanço energético mensal para cálculo da obtenção e uso dos créditos de energia.

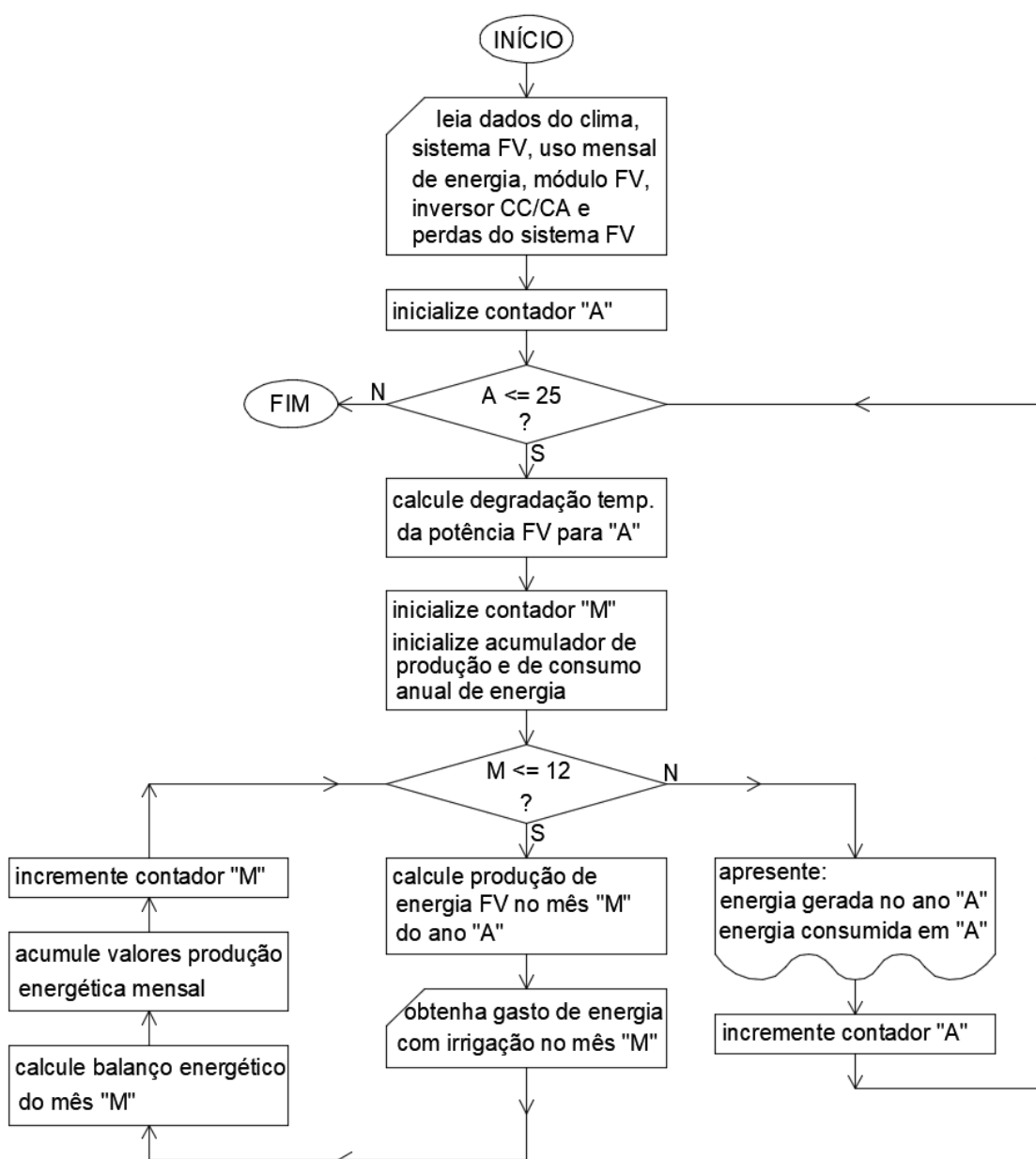


Fonte: Jesus, Neto, Domingues (2023).

2.3.8 Balanço energético de longo prazo do sistema FV

Com o sistema FV dimensionado e conhecendo-se a demanda mensal de energia do sistema de irrigação, procedeu-se a determinação da produção e utilização da energia FV, incluindo os créditos de energia, ao longo de 25 anos, equivalente a vida útil de muitos sistemas FV, em ciclos mensais. A Figura 8 apresenta um fluxograma simplificado da integração dessas operações.

Figura 8 – Fluxograma simplificado para o cálculo da produção e do uso de energia do sistema FV ao longo de 25 anos.



Fonte: Autor (2024).

2.4 Elaboração do sistema (modelo) computacional

Os fluxogramas mostrados nas figuras 2, 3, 4, 6, 7 e 8 foram implementados em programação PASCAL OPEN SOURCE, via plataforma IDE Lazarus® disponível gratuitamente em <https://www.lazarus-ide.org/index.php?page=downloads>.

O Lazarus® é um ambiente de desenvolvimento integrado multiplataforma compatível com Delphi, para o desenvolvimento rápido de aplicativos, possuindo uma grande variedade de componentes prontos para uso. Ele opera em Linux, Windows, macOS e FreeBSD entre outros, permitindo que se desenvolva programas semelhantes ao Delphi nestas plataformas.

2.5 Avaliação do modelo proposto

2.5.1 Estudo de caso

Para avaliar o modelo proposto realizou-se um estudo de caso aplicado ao dimensionamento de um sistema de irrigação FV para uma área de 10 ha em Viçosa/MG (latitude: 20° 45' S; longitude: 42° 51' W; altitude: 700m), classificação climática Cwa segundo Köppen, com verão quente e chuvoso e inverno frio e seco (ALVARES et al., 2013).

Utilizaram-se os dados do arquivo meteorológico do INMET com base horária de apenas um ano, no caso 2018, para simplificar o referido estudo. Nesse ano, os valores médios diários de temperatura do ar, umidade relativa, velocidade do vento e radiação solar global foram, respectivamente, 20,2 °C, 81,5%, 0,8 m s⁻¹ e 15,275 MJ m⁻² dia⁻¹, e a precipitação total anual foi de 1364,6mm. Os valores diários médios mensais da temperatura, umidade relativa, velocidade do vento e radiação solar global, bem como a precipitação total mensal, são apresentados na Tabela 2.

O solo considerado foi o da área experimental do Departamento de Engenharia Agrícola da UFV: umidade gravimétrica referente à capacidade de campo, umidade gravimétrica referente ao ponto de murcha permanente e massa específica aparente, respectivamente, 28,3%; 17,6%; 1,25 g cm⁻³.

Tabela 2 – Dados meteorológicos médios diários mensais de temperatura do ar (Tmd), umidade relativa (URmd), velocidade do vento (VVmd), radiação solar global (RGmd), e totais mensais de precipitação (Ptm) e dias de chuva (DCm) para o ano de 2018 em Viçosa/MG.

mês	Tmd (°C)	URmd (%)	VVmd (m s ⁻¹)	RGmd (MJ m ⁻² d ⁻¹)	Ptm (mm mês ⁻¹)	DCm (dias)
Jan.	23,2	76,1	1,0	20,333	134,8	7
Fev.	22,2	82,8	0,8	16,427	147,8	16
Mar.	22,9	83,5	0,7	16,789	259,0	13
Abr.	20,1	84,2	0,4	14,499	94,4	9
Mai.	18,0	83,1	0,5	13,736	12,6	2
Jun.	17,8	84,0	0,6	10,701	7,2	3
Jul.	16,3	81,6	0,6	13,213	9,0	1
Ago.	17,4	82,2	0,7	12,169	85,4	6
Set.	19,4	78,2	1,0	15,330	56,8	10
Out.	21,2	79,9	0,9	14,374	96,0	10
Nov.	21,1	82,3	1,0	16,191	274,6	16
Dez.	22,3	80,4	1,0	19,533	187,0	18

Fonte: INMET. Estação meteorológica automática, código A510. Disponível em: <https://bdmep.inmet.gov.br/#>.

Foram consideradas as culturas do milho, feijão e soja, plantadas em ciclo de rotação, irrigadas por aspersão. As características das culturas são apresentadas na Tabela 3, e as do sistema de irrigação, seu bombeamento e rede elétrica na Tabela 4.

A Tabela 5 apresenta alguns elementos e parâmetros utilizados pelo modelo para o dimensionamento do sistema FV necessário ao atendimento do sistema de irrigação, incluindo a seleção prévia de um modelo de painel FV, escolhido aleatoriamente entre aqueles utilizados no Brasil. O tamanho do inversor foi definido automaticamente pelo modelo proposto.

Tabela 3 – Características agrônômicas das três culturas utilizadas no estudo de avaliação.

cultura	data de plantio	Estádio* ¹								prof. raiz* ² (cm)	fator esgot. "f" ¹
		I		II		III		IV			
		kc	dias	kc	dias	kc	dias	kc	dias		
MILHO	26/jan	0,40	20	0,80	35	1,20	40	0,35	30	40	0,55
FEIJÃO	15/jun	0,40	15	0,78	25	1,15	35	0,35	20	30	0,45
SOJA	01/out	0,35	15	0,75	20	1,15	50	0,50	15	40	0,50

Fonte: *¹Allen et al. (1998); *²Albuquerque e Durães (2007).

Tabela 4 – Características do sistema de irrigação, de seu bombeamento e da rede elétrica.

sistema de irrigação	conjunto motobomba da irrigação
tipo: aspersão (autopropelido)	vazão: 42 m ³ h ⁻¹
eficiência de aplicação: 70%	potência nominal do motor: 30 cv
tempo de operação máximo diário: 12 h	taxa de carregamento do motor: 90%
turno de rega: variável conforme demanda	eficiência do motor: 93,6%
rede elétrica	
grupo tarifário: grupo B (trifásico)	

Fonte: Autor (2024).

Tabela 5 – Alguns elementos e parâmetros para o projeto do sistema FV.

módulo FV* e sua instalação	inversor CC/CA
marca: Canadian Solar	indicado pelo modelo proposto
modelo: HiKu7 585MS (monofacial)	
potência nominal: 585 Wp	parâmetros gerais de projeto
eficiência máxima: 20,7%	FDI : 0,80
dimensões: 2,172 x 1,303m	perdas CC, CA e diversas: 0%
ângulo de inclinação: 20° 45'	
altura livre do solo: 0,50m	

*OBS.: a marca indicada não significa recomendação por parte do autor. Outras informações técnicas do módulo FV, consultar “datasheet” do fabricante.

Fonte: Autor (2024).

2.5.2 Avaliação do cálculo da ETo

A evapotranspiração potencial de referência (ETo) calculada pelo modelo proposto com os dados da estação meteorológica do INMET para o ano de 2018 em Viçosa/MG, foi comparada com os valores calculados pelo software EToCalculator, da FAO, disponível em <https://www.fao.org/land-water/databases-and-software/eto-calculator/es/>. Para tal, os valores horários foram agrupados em escala diária antes do processamento.

Em ambos, o cálculo da ETo foi realizado por meio da equação de Penman-Monteith, conforme apresentado por Allen et al. (1998). Para o EToCalculator foi usado o máximo permitido de cinco parâmetros diários, a saber: temperatura máxima (Tmax), temperatura mínima (Tmin), umidade relativa média (Rumed), velocidade do vento (umed) e radiação global (Rs). Para o modelo proposto, além desses cinco parâmetros, foi utilizado ainda o valor médio diário da pressão atmosférica.

2.5.3 Avaliação do manejo da irrigação

O modelo desenvolvido foi aplicado à simulação do manejo da irrigação suplementar das culturas do milho, feijão e soja em Viçosa/MG e seus resultados comparados com aqueles oriundos do CROPWAT, disponível em <https://www.fao.org/land-water/databases-and-software/aquacrop/es/>. O software CROPWAT, desenvolvido pela FAO, tem sido amplamente utilizado como uma ferramenta de planejamento e de gestão hídrica em sistemas agrícolas irrigados em todo o mundo (GHAMARNIA et al., 2012; GEBREMARIAM et al., 2021; PARSINEJAD; RAJA; CHEHRENEGAR, 2022; SABER et al., 2022; MASCHIO et al., 2024). No presente trabalho, ressalta-se que foram utilizados os mesmos valores de ETo e de coeficientes de cultura, tanto no modelo desenvolvido quanto no CROPWAT, a fim de enfatizar as diferenças da estratégia de irrigação entre eles. Tal procedimento objetivou evitar eventuais erros pronunciados no cálculo da evapotranspiração da cultura (ETc) a partir de valores diferenciados da ETo e do coeficiente da cultura (Kc), como ocorreu no trabalho de Chilundo, Maúre e Mahanjane (2019), que observaram um erro de 13% na estimativa acumulada da ETc calculada pelo software desenvolvido por eles em comparação com o CROPWAT.

2.5.4 Avaliação da produção de energia FV

Estimaram-se os valores da produção mensal e anual de energia FV, para o primeiro ano de operação, pelo modelo e comparou-se os resultados com os do software PVSyst[®]. Assumiu-se uma degradação anual da potência dos módulos FV de 2%, conforme informado pelo fabricante do módulo FV utilizado neste trabalho, para o primeiro ano de operação, bem como desconsideradas as perdas ôhmicas nos cabos elétricos. Ressalta-se que softwares comerciais de simulação FV, como o PVSyst[®], são normalmente utilizados para a avaliação do desempenho de modelos de sistemas FV experimentais (ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2017). O PVSyst[®] é considerado um dos melhores softwares de simulação FV (TAMOOR et al., 2022), tendo um amplo uso a nível mundial (KLIMENTA et al., 2021; LEDESMA; ALMEIDA; NARVARTE, 2022; THERISTIS et al., 2023).

2.5.5 Avaliação estatística dos resultados

A avaliação de um modelo refere-se à pertinência de sua saída em comparação com observações de referência, ou seja, quão bem o modelo funciona (WALLACH et al., 2019).

A prática mais comum para avaliar um modelo é comparar dados de referência versus dados simulados (saídas) usando métricas ou indicadores que medem a diferença entre os mesmos (WALLACH et al., 2019; KHORSAND et al., 2024).

Existem várias abordagens estatísticas para testar um modelo, mas nenhuma delas é abrangente: cada teste informará um aspecto diferente da precisão do modelo ou de seu erro (PASLEY et al., 2023). Além disso, não existe uma padronização quanto à quantidade e à natureza dos índices estatísticos que devem ser empregados na avaliação de um modelo (YANG et al., 2014).

Na avaliação de um modelo, podem ser usadas abordagens qualitativas e/ou quantitativas. A abordagem qualitativa consiste na interpretação gráfica dos resultados enquanto as quantitativas fazem uso de indicadores estatísticos (SANDHU; IRMAK, 2019). Embora os gráficos sejam recursos valiosos na avaliação de modelos, geralmente se deseja também um resumo do erro entre os valores simulados e os de referência, para quantificar a qualidade do ajuste (WALLACH et al., 2019).

Na abordagem qualitativa, ou gráfica, pode-se utilizar o modelo linear de regressão dado por $y = a + b \cdot x$, onde x é o valor de referência e y é a sua respectiva previsão fornecida pelo modelo. Nesse caso, o modelo seria perfeito, sem erro algum, se $y = x$, ou seja, se $a = 0$ e $b = 1$ (WALLACH et al., 2019).

Uma regressão linear forçada passando pela origem é, normalmente, realizada para comparar valores de referência e simulados (previstos) sendo o coeficiente de regressão (b) e o coeficiente de determinação (R^2), dados respectivamente nas equações (50) e (51), assumidos como principais indicadores estatísticos da mesma (PAREDES et al., 2015; WALLACH et al., 2019; PASLEY et al., 2023).

O coeficiente de determinação (R^2) é uma medida da relação entre os dados de referência e os dados estimados, descrevendo a proporção da variância total nos dados de referência que pode ser explicada pelo modelo (KHEIR; HASSAN, 2016). Para valores de $R^2 \geq 0,90$, o modelo pode ser considerado muito bom; para $0,70 \leq R^2$

< 0,90, pode ser considerado bom; para $0,50 \leq R^2 < 0,70$, moderadamente bom e para $R^2 < 0,50$, o modelo pode ser considerado ruim (FARROKHI et al., 2021).

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n (R_i \cdot S_i)}{\sum_{i=1}^n R_i^2} \quad (50)$$

$$R^2 = \left\{ \frac{\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R}) \cdot (S_i - \bar{S})}{[\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})^2]^{0,5} \cdot [\sum_{i=1}^n (S_i - \bar{S})^2]^{0,5}} \right\}^2 \quad (51)$$

em que:

b: coeficiente de regressão linear;

R^2 : coeficiente de determinação;

R_i : valor de referência de ordem "i";

\bar{R} : média dos valores de referência;

S_i : valor simulado de ordem "i", previsto pelo modelo;

\bar{S} : média dos valores simulados;

n: quantidade total de valores.

A abordagem quantitativa abrange, de forma geral, a análise da variância e a amplitude dos erros, bem como a capacidade preditiva do modelo (PAREDES et al., 2015; WALLACH et al., 2019; PASLEY et al., 2023).

Neste trabalho, além dos coeficientes de regressão (b) e de determinação (R^2), foram usadas as métricas recomendadas por Yang et al. (2014) para a avaliação de modelos: raiz do erro quadrático médio (RMSE), erro médio (EM), índice de concordância (d) e eficiência da modelagem (EF), apresentadas respectivamente nas equações (52), (53), (54) e (55). Tais métricas de uso corriqueiro são frequentemente mencionadas na literatura (MIBULO; KIGGUNDU, 2018; SANDHU; IRMAK, 2019; PASQUEL et al., 2022; GOMES et al., 2023; PASLEY et al., 2023; KHORSAND et al., 2024). Muitas vezes, a raiz do erro quadrático médio é apresentado em sua forma normalizada (RMSEn) dado pela equação (56) (FERNANDEZ et al., 2015; SANDHU; IRMAK, 2019; FARROKHI et al., 2021; SAEIDI et al., 2021; AMIRI et al., 2022; SUN et al., 2023). Uma forma alternativa de expressar o erro médio (EM) é por meio do erro de viés médio (MBE), dado na equação (57), de uso frequente na avaliação de modelos fotovoltaicos (FERNANDEZ et al., 2015; POLO et al., 2016; GU et al., 2019; CAMPANA et al., 2021; SUN et al., 2023). Finalmente, foi utilizado ainda o erro relativo

por períodos de análise (Epp), seja mensal, sazonal e/ou anual, dado pela equação (58) (GU et al., 2019; MARTÍN; ELEFTherIADIS; MARTÍN, 2020).

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (S_i - R_i)^2}{n} \right]^{0,5} \quad (52)$$

$$EM = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i - R_i)}{n} \quad (53)$$

$$d = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (S_i - R_i)^2}{\sum_{i=1}^n (|S_i - \bar{R}| + |R_i - \bar{R}|)^2} \quad (54)$$

$$EF = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (S_i - R_i)^2}{\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})^2} \quad (55)$$

$$RMSE_n = 100 \cdot \frac{RMSE}{\bar{R}} \quad (56)$$

$$MBE = \frac{100}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_i - R_i}{R_i} \right) \quad (57)$$

$$E_{pp} = 100 \cdot \frac{\sum_{ip=1}^{np} S_{ip} - \sum_{ip=1}^{np} R_{ip}}{\sum_{ip=1}^{np} R_{ip}} \quad (58)$$

em que:

RMSE: raiz do erro quadrático médio;

EM: erro médio;

d: índice de concordância;

EF: eficiência da modelagem;

RMSE_n: raiz do erro quadrático médio normalizado;

MBE: erro de viés médio;

E_{pp}: erro relativo por período de análise;

S_{ip}: valor simulado de ordem “i” pertencente ao período de análise “p”;

R_{ip}: valor de referência de ordem “i” pertencente ao período de análise “p”;

np: quantidade total de dados do período de análise “p”.

A raiz do erro quadrático médio (RMSE) expressa a variância dos erros (PAREDES et al., 2015), indicando a incerteza absoluta do modelo de tal forma que, quanto mais próximo de zero for, melhor será a estimativa do modelo. Já o RMSE normalizado (RMSE_n), que fornece uma medida da diferença relativa entre os valores

simulados e os de referência, indica um resultado excelente quando $RMSEn \leq 10\%$, um bom resultado quando $10\% < RMSEn \leq 20\%$, um resultado regular quando $20\% < RMSEn \leq 30\%$, e um resultado ruim quando $RMSEn > 30\%$ (KHORSAND et al., 2024).

O erro médio (EM) é um índice estatístico simples e informa se o modelo tende, de forma geral, a superestimar ou subestimar os valores de referência respectivamente quando $EM > 0$ e $EM < 0$ (YANG et al., 2014).

O índice concordância (d) é uma métrica adimensional variando entre zero e um. Baseado na soma dos quadrados dos desvios, o índice de concordância é utilizado para representar o grau de desvio entre os valores previstos e dos de referência. Quanto mais próximo este índice estiver de um, melhor será o desempenho do modelo (YANG et al., 2014).

A eficiência de modelagem (EF), semelhante ao índice de concordância (d), determina a magnitude relativa da variância residual em comparação com a variância dos dados de referência, e indica quão bem os dados simulados versus os dados de referência se ajustam à linha 1:1. Para um ajuste perfeito, $EF = 1$. Para os outros casos, o resultado pode ser considerado muito bom quando $EF \geq 0,75$; bom, quando $0,65 \leq EF < 0,75$; satisfatório, quando $0,50 \leq EF < 0,65$ e insatisfatório quando $EF < 0,50$ (MORIASI et al., 2007).

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

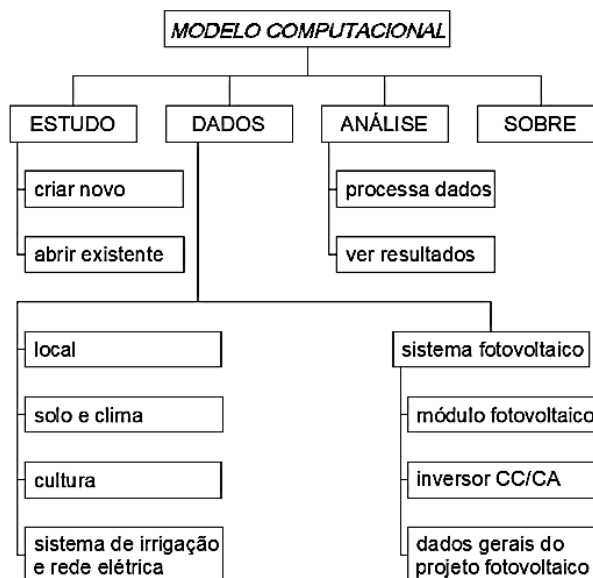
3.1 Descrição do modelo computacional

O sistema computacional desenvolvido, denominado Meribá, simula o balanço hídrico sequencial de culturas irrigadas e utiliza o resultado da demanda de energia elétrica obtida para sua realização como um parâmetro para o cálculo dos elementos necessários à conversão do respectivo sistema de irrigação ligado à rede para seu equivalente FV on-grid no Brasil. A estrutura do Meribá é apresentada na Figura 9. A tela de abertura, Figura 10, apresenta a interface de entrada do programa onde pode ser observado a barra de menu, com quatro opções, e três botões de atalho.

O menu “Estudo” permite a criação de uma nova análise e/ou a abertura de alguma já criada e salva. O menu “Dados” possibilita a entrada e a edição das

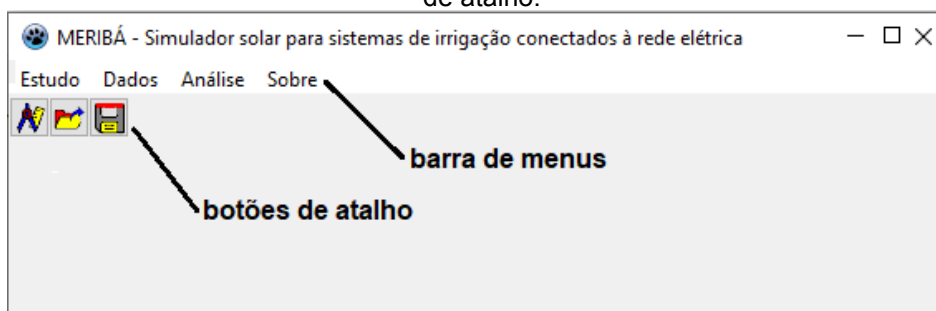
informações necessárias à realização do estudo. O menu “Análise” permite o processamento dos dados e a visualização dos resultados obtidos. O menu “Sobre” apresenta esclarecimentos sobre o programa desenvolvido. Os botões de atalho são uma forma alternativa de acesso rápido para a criação, a abertura e o salvamento de estudos.

Figura 9 – Estrutura geral do programa computacional.



Fonte: Autor (2024).

Figura 10 – Tela de abertura do programa computacional mostrando a barra de menus e os botões de atalho.



Fonte: Autor (2024).

Os dados necessários à realização dos estudos são apresentados na Tabela 6. Ressalta-se que o programa pode executar análises com até cinco cultivos agrícolas na mesma área, de forma sequencial, em sistema de rotação de culturas com duração de até dois anos. O programa processa arquivos de dados meteorológicos horários com a formatação utilizada pelas estações meteorológicas automáticas do INMET. Assim, pode-se utilizar os arquivos desse instituto disponíveis em <https://bdmep.inmet.gov.br/#>.

Tabela 6 – Dados necessários para a execução dos estudos via modelo proposto.

<ul style="list-style-type: none"> • Dados da área de estudo: <ul style="list-style-type: none"> ➤ local, município, estado ➤ latitude, longitude, altitude ➤ extensão da área irrigada • Planejamento agrônômico: <ul style="list-style-type: none"> ➤ tempo da rotação de cultura ➤ quantidade de culturas em rotação ➤ dados de cada cultura: <ul style="list-style-type: none"> ↪ data de plantio ↪ ano de plantio na rotação ↪ profundidade de plantio ↪ profundidade efetiva máxima das raízes ↪ fator de esgotamento da água no solo (fator “f”) ↪ estádios: kc e duração • Dados do solo: <ul style="list-style-type: none"> ➤ umidade na CC ➤ umidade no PMP ➤ massa específica aparente • Dados do clima: <ul style="list-style-type: none"> ➤ arq. meteorológicos horários padrão INMET 	<ul style="list-style-type: none"> • Dados do sistema de irrigação: <ul style="list-style-type: none"> ➤ tipo de sistema ➤ fração da área molhada ➤ eficiência de aplicação sist. irrigação ➤ tipo de motor elétrico ➤ potência nominal do motor ➤ taxa de carregamento do motor ➤ eficiência do motor ➤ vazão do sistema de bombeamento ➤ tempo máximo para operação diária • Dados do sistema fotovoltaico: <ul style="list-style-type: none"> ➤ módulo FV: vide “datasheet” ➤ inversor CC/CA: vide “datasheet” ➤ outros dados para o projeto FV: <ul style="list-style-type: none"> ↪ perdas nos cabos elétricos ↪ perdas diversas ↪ empilhamento dos módulos FV ↪ altura livre do solo até o mód.FV
---	--

Fonte: Autor (2024).

Os dados do sistema FV são aqueles referentes à folha de dados (“data sheet”) do fabricante do módulo FV e do inversor CC/CA, os quais apresentam informações como potência nominal e tensão de operação. Caso o usuário queira realizar estudos com um inversor específico, ao invés de deixar o programa escolher automaticamente o mesmo, deverá fornecer ainda o valor da eficiência do inversor referente à sua taxa de carregamento de 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, disponíveis também na folha de dados sob a forma gráfica. Já os dados gerais do projeto FV dizem respeito a quantidade de módulos FV empilhados por suporte e a altura livre da borda inferior do mesmo ao solo, ilustrados na Figura 5, as perdas nos cabos CC e CA devido à queda de tensão, e a perdas diversas de potência FV gerada não especificadas anteriormente. Ressalta-se que o ângulo de inclinação do módulo FV e o fator de dimensionamento do inversor (FDI) são preestabelecidos e equivalentes respectivamente aos valores da latitude do local do estudo e a 0,80.

3.2 Resultados obtidos no estudo de caso

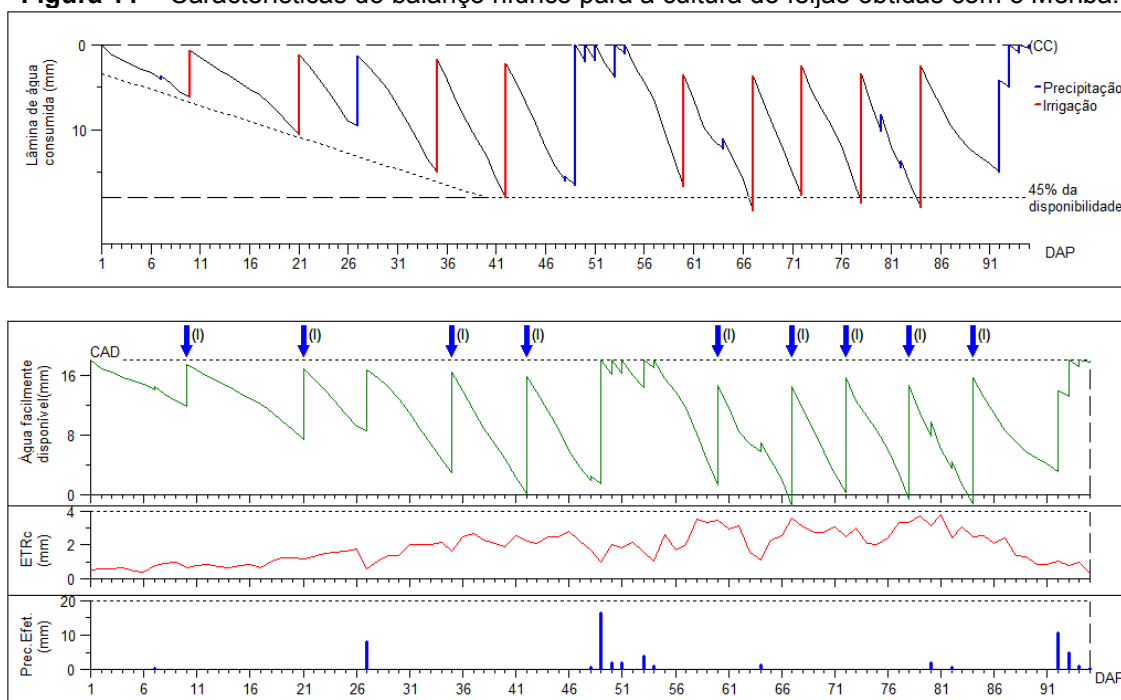
A Tabela 7 apresenta o resumo do balanço hídrico referente ao manejo da irrigação das culturas utilizadas, bem como a demanda de energia requerida para as mesmas. As Figuras 11, 12 e 13 ilustram as características do balanço hídrico, respectivamente para as culturas do feijão, milho e soja.

Tabela 7 – Resumo do balanço hídrico e algumas características operacionais do manejo da irrigação das culturas estudadas.

Parâmetro	Feijão	Milho	Soja
Precipitação total bruta por ciclo (mm)	131,20	589,60	616,40
Precipitação efetiva total por ciclo (mm)	55,36	134,66	249,45
ETRc total por ciclo (mm)	175,98	311,95	320,41
IRN total por ciclo (mm)	127,24	189,61	75,66
ITN total por ciclo (mm)	181,77	270,87	108,09
Número de irrigações por ciclo	10	9	5
Tempo total de operação por ciclo (h)	432,7891	644,9320	257,3469
Consumo de energia por ciclo (kWh)	9.187,464	13.690,939	5.463,090

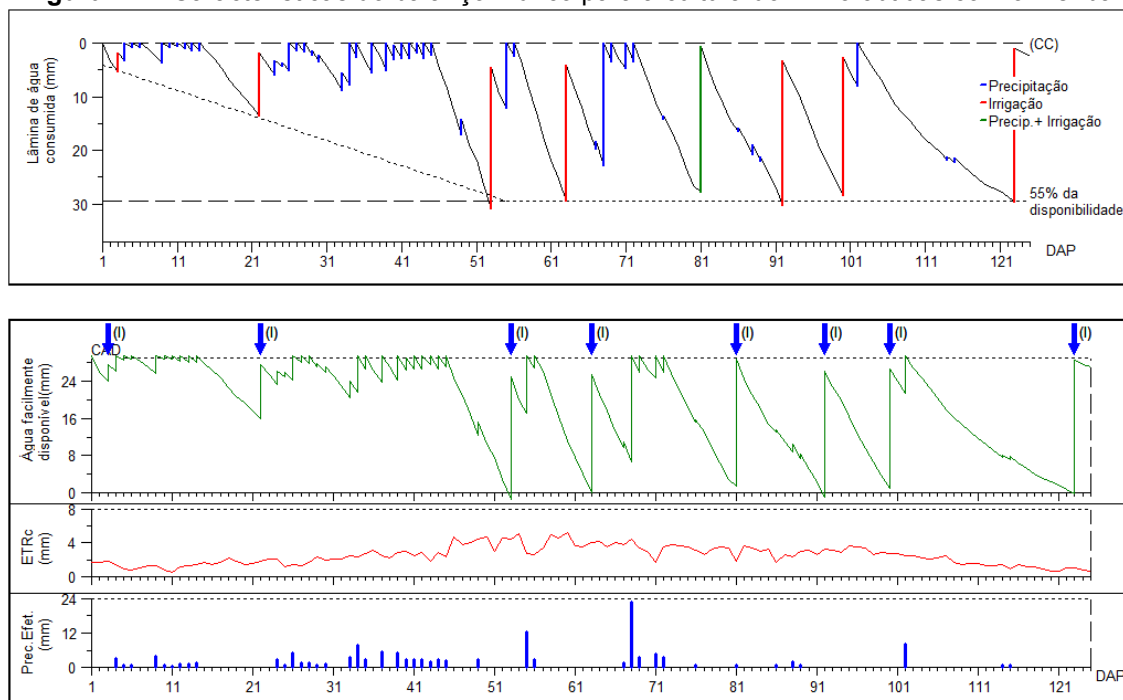
Fonte: Autor (2024).

Figura 11 – Características do balanço hídrico para a cultura do feijão obtidas com o Meribá.



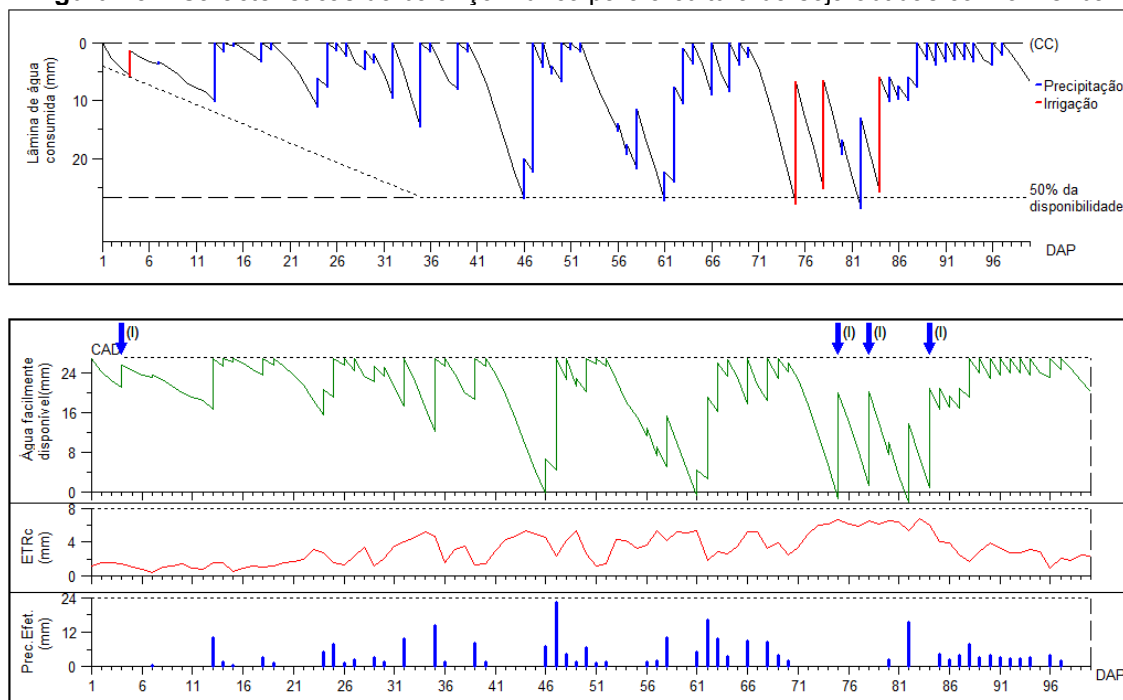
Fonte: Autor (2024).

Figura 12 – Características do balanço hídrico para a cultura do milho obtidas com o Meribá.



Fonte: Autor (2024).

Figura 13 – Características do balanço hídrico para a cultura da soja obtidas com o Meribá.



Fonte: Autor (2024).

A Tabela 8 apresenta o resumo com as características do sistema FV calculado pelo Meribá para o atendimento do sistema de irrigação operando com as culturas do feijão, milho e soja. A Tabela 9 apresenta os valores mensais de produção de energia pelo sistema FV, para seu primeiro ano de operação, estimados pelo Meribá. Já a Tabela 10 apresenta o resumo do balanço energético utilizado na operacionalização do sistema de irrigação em que se pode observar que o sistema FV suprirá, em média, 91,93% da demanda de energia necessária ao longo de 25 anos. Os 8,07% restantes serão fornecidos pela rede, e são referentes: (1) à quantidade de energia equivalente ao valor da taxa de disponibilidade cobrada pela concessionária, (2) à deficiência do fornecimento FV. A Figura 14 ilustra a produção de energia FV e a demanda média mensal de energia pelo sistema de irrigação. A Figura 15 apresenta a produção de energia FV e a demanda de energia de longo prazo. A Figura 16 ilustra a contribuição da energia FV gerada e da energia da rede no atendimento da demanda da irrigação ao longo de 25 anos.

Tabela 8 – Resumo do sistema FV para atendimento do sistema de irrigação.

Gerador FV		Inversor(es) CC/CA	
Nº ideal de módulos FV	33,45	Nº total de inversores	1
Nº total de módulos FV adotados	34	Potência nominal do inversor	17,0 kW
Nº de módulos FV em série	17	OBS.: inversor selecionado pelo	
Nº de strings em paralelo	2	Meribá:	
Potência nominal do gerador	19,89 kWp	marca Canadian Solar*, modelo CSI-17K-T400GL01-E	
Área total ocupada pelo gerador	146,91 m ²		

*OBS.: a marca indicada não significa recomendação por parte do autor.

Fonte: Autor (2024).

Tabela 9 - Produção mensal de energia FV estimada pelo Meribá para o 1º ano de operação.

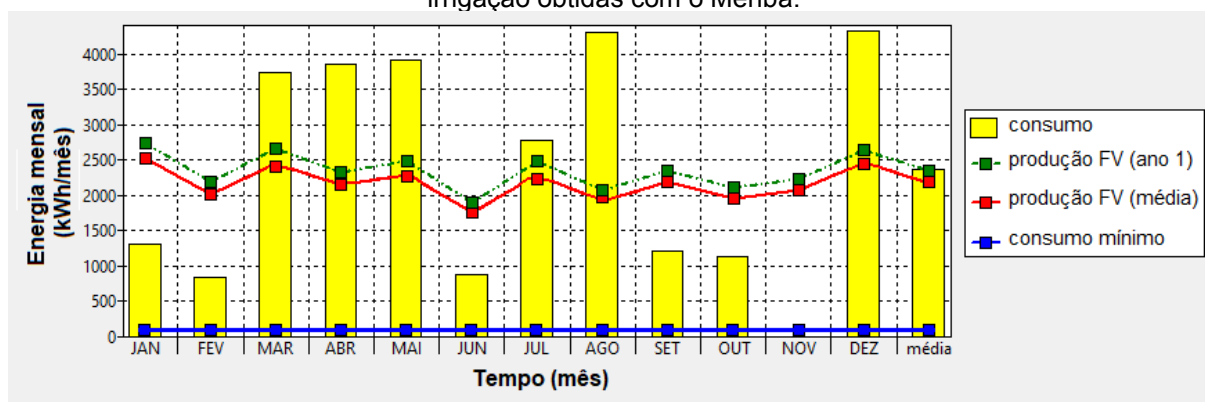
mês	Produção de energia FV (kWh)
Jan.	2.743
Fev.	2.187
Mar.	2.660
Abr.	2.337
Mai.	2.482
Jun.	1.908
Jul.	2.480
Ago.	2.076
Set.	2.360
Out.	2.114
Nov.	2.240
Dez.	2.641
Anual	28.228
média mensal:	2.352,3
desvio padrão:	247,4

Fonte: Autor (2024).

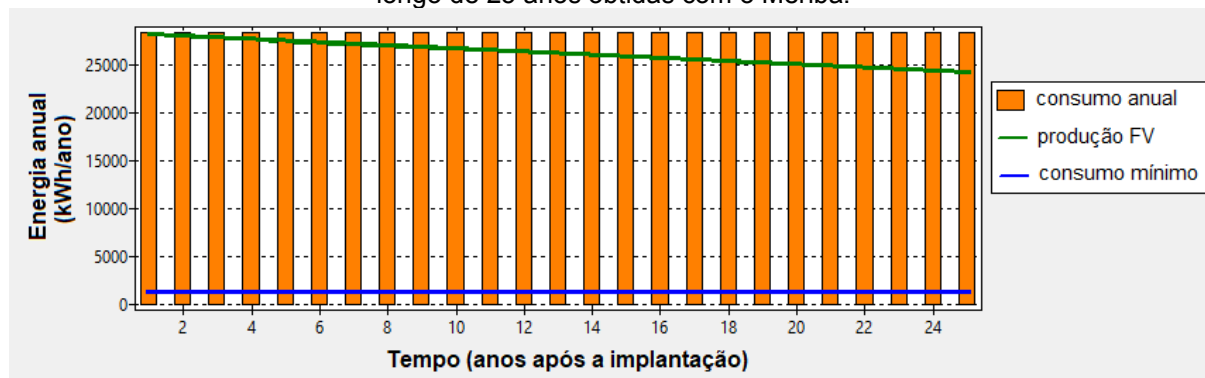
Tabela 10 – Resumo do balanço energético para atendimento do sistema de irrigação.

Demanda anual de energia (kWh ano ⁻¹)	28.341,493 kWh ano ⁻¹
Produção FV:	
Produção anual FV do 1º ano (kWh)	28.227,711 kWh ano ⁻¹
Produção anual FV do 25º ano (kWh)	24.213,845 kWh ano ⁻¹
Produção anual média FV (kWh)	26.125,059 kWh ano ⁻¹ (92,18%)
Energia anual referente a taxa de disponibilidade	1.200 kWh (4,23%)
Produção FV + energia da taxa de disponibilidade	27.325,059 kWh ano ⁻¹ (96,41%)
OBS.: subdimensionamento teórico do sistema FV	3,59%
Suprimento energético para o sistema de irrigação:	
Atendimento médio com energia FV	26.053,754 kWh ano ⁻¹ (91,93%)
Atendimento médio com energia da rede elétrica	2.287,739 kWh ano ⁻¹ (8,07%)
OBS.: aproveitamento médio da energia FV gerada	99,73% do total gerado

Fonte: Autor (2024).

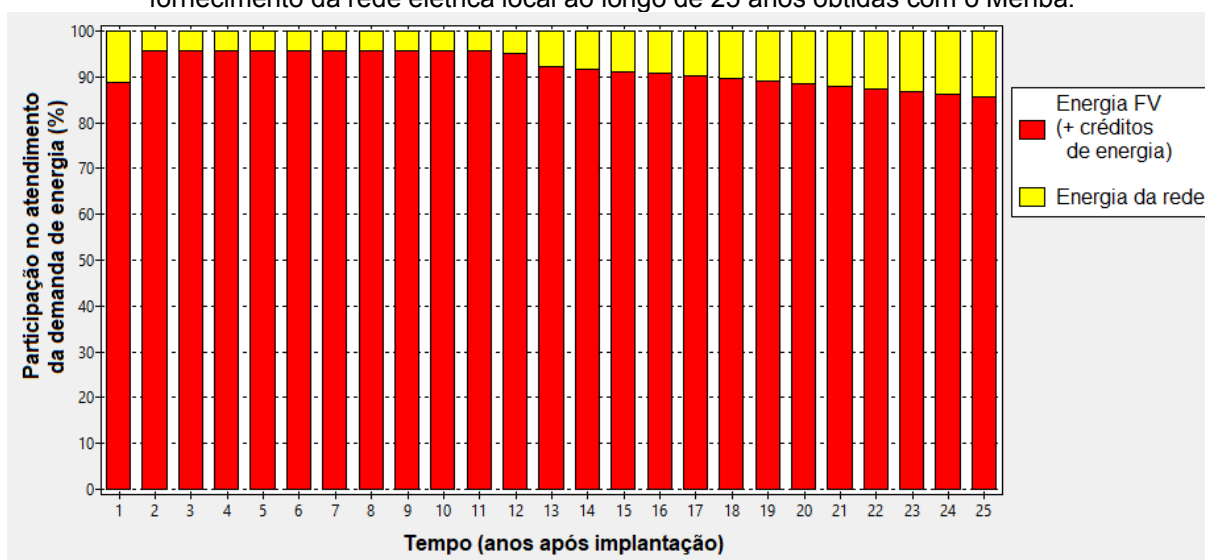
Figura 14 – Produção média mensal de energia FV e demanda mensal de energia pelo sistema de irrigação obtidas com o Meribá.

Fonte: Autor (2024).

Figura 15 – Produção anual de energia FV e demanda anual de energia pelo sistema de irrigação ao longo de 25 anos obtidas com o Meribá.

Fonte: Autor (2024).

Figura 16 – Atendimento da demanda de energia do sistema de irrigação pela geração FV e pelo fornecimento da rede elétrica local ao longo de 25 anos obtidas com o Meribá.



Fonte: Autor (2024).

3.2.1 Manejo da Irrigação

No contexto da irrigação, o uso de energia apresenta uma relação direta com o consumo de água (TURCO; RIZZATTI; PAVANI, 2009), aumentando, à medida que se eleva a demanda hídrica. Pela Figura 14, pode-se observar que o consumo mensal de energia é muito variável ao longo do ano, tendo inclusive mês com cultivo, no caso novembro, sem necessidade de irrigação. Isso decorre da própria variabilidade do requerimento de irrigação pelas culturas, como pode ser observado nas Figuras 11, 12 e 13, e do aproveitamento das precipitações naturais.

Na Tabela 7, pode-se observar que a cultura com maior requerimento de água, no caso a soja, foi a menos irrigada, devido ao maior volume de chuvas ocorrido durante o ciclo de produção da cultura e seu devido aproveitamento. Sandhu e Irmak (2019) também observaram que um maior volume de precipitação total, distribuído de forma mais uniforme, contribuiu para que houvesse menores demandas de irrigação. Tal fato evidencia a relevância do manejo apropriado da irrigação para a otimização do consumo de água e energia na agricultura irrigada, conforme indicado por Turco, Rizzatti e Oliveira (2017), bem como por Lima et al. (2020).

3.2.2 Sistema FV

Na Tabela 8, pode-se observar que a quantidade total de módulos FV usados (= 34) é ligeiramente superior ao ideal (= 33,45). Normalmente, as empresas procedem a um sobredimensionamento, e não subdimensionamento, dos sistemas FV por utilizarem equipamentos comerciais de potência imediatamente superior às aquelas calculadas (JESUS; NETO; DOMINGUES, 2023).

Mesmo possuindo mais módulos que o ideal, observa-se, na Tabela 10, que o sistema FV (com a energia oriunda da taxa mínima de disponibilidade mensal) ainda ficou subdimensionado, não suprimindo em média, a 3,59% da demanda de energia. Tal fato proporciona, porém, um melhor aproveitamento da energia FV gerada, embora demande um maior gasto com energia elétrica da rede para cobrir essa deficiência.

3.2.2.1 Fator de Dimensionamento do Inversor CC/CA

O fator de dimensionamento do inversor (FDI) usado para o projeto foi de 0,80, correspondente ao valor médio recomendado por Pinho e Galdino (2014), e o valor final do sistema FV foi de 0,85 (= $17,0 / 19,89$, Tabela 8). Isso indica um subdimensionamento do inversor CC/CA em relação ao gerador FV, o que é normalmente adotado em sistemas FV visando uma melhor utilização do inversor, reduzindo seu custo, uma vez que o gerador FV também é subutilizado devido a variabilidade da incidência solar e ao fato da temperatura de operação ser geralmente superior à temperatura padrão do módulo FV (RUIZ, 2021). Contudo, valores baixos de FDI costumam diminuir a vida útil do inversor e elevar a frequência de falhas em seu funcionamento (GOOD; JOHNSON, 2016), além de limitar o aproveitamento pleno da irradiação incidente, devido às limitações técnicas inerentes ao próprio inversor, reduzindo assim a quantidade de energia fotovoltaica gerada, principalmente em climas com elevada insolação (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019), como no Brasil.

Após um estudo realizado em São Paulo/SP, Macedo e Zilles (2007) recomendaram a adoção do FDI entre 0,60 e 1,00, uma vez que não observaram grandes diferenças na produtividade de energia FV nesta faixa. Em uma avaliação de 143 grandes projetos de usinas FV brasileiras, Deschamps e Rütther (2019) observaram que o FDI variou entre 0,62 e 0,96, com média de 0,81. Assim, o valor

final do FDI do sistema FV calculado pelo Meribá (0,85) é compatível com os valores normalmente utilizados no Brasil.

3.2.2.2 Área ocupada pelo sistema FV

Como apresentado na Tabela 8, a área total bruta ocupada pelos módulos FV é de 146,91 m², o que representa aproximadamente 1,5% da área total irrigada. A nível mundial, espera-se que os sistemas FV que atendam aos sistemas de irrigação ocupem uma área inferior a 1% da área cultivada, não ultrapassando a 2,5% nos casos mais críticos, referentes a culturas com alta demanda hídrica (8 mm dia⁻¹) em sistemas de irrigação com alta pressão de bombeamento, em locais com irradiação solar diária de aproximadamente 5 kWh m⁻² (KELLEY et al., 2010). Com a melhoria da eficiência dos módulos FV, espera-se que os sistemas FV para irrigação ocupem gradualmente uma área menor.

Se por um lado o aumento do espaçamento dos módulos FV propicia a diminuição do sombreamento mútuo entre eles, o que representa maior produção de energia por módulo, por outro aumenta a necessidade de área para sua instalação, além de aumentar os custos com fiação elétrica (TAMOOR et al., 2022). Uma vez que o Meribá objetiva a máxima produção de energia evitando o auto sombreamento, espera-se que o sistema FV projetado ocupe uma área maior que os sistemas FV convencionais (que possuem algum grau de auto sombreamento), bem como tenha um custo de cabeamento elétrico mais elevado.

3.2.2.3 Produção de energia do sistema FV

Na Tabela 9, pode-se observar que a produção mensal de energia FV foi variável ao longo do ano. Isso se deve a fatores astronômicos, ambientais e características do sistema gerador FV (JATHAR et al., 2023).

Em relação às características do sistema FV que influenciam a variação da energia mensal produzida, elas se referem, basicamente, às especificidades da instalação dos módulos FV, como inclinação, orientação e espaçamento entre painéis FV, bem como as particularidades do local de instalação. Sombreamentos parciais sobre os módulos FV, com níveis variáveis no decorrer do ano, influi sobre o total de energia FV produzida e podem ser causadas pelo auto sombreamento entre as fileiras

adjacentes de painéis FV do sistema bem como de ocasionais obstáculos próximos ao local de geração (VILLALVA, 2015). Entretanto, este trabalho descarta a existência de qualquer tipo de sombreamento no sistema gerador FV e essa causa pode ser desconsiderada da análise.

Os fatores astronômicos que levam à variação sazonal da energia FV produzida resultam da variação da quantidade de radiação solar disponível ao longo dos meses. Decorrem da posição relativa entre o Sol e a Terra e da inclinação do eixo axial da Terra em relação ao seu plano orbital em torno do Sol. Tais causas influenciam a quantidade de radiação solar incidente no topo da atmosfera do local de interesse (PEREIRA et al., 2017) bem como a duração do dia solar (VILLALVA, 2015) ao longo do ano.

Para a região Sudeste do Brasil, espera-se valores crescentes de radiação solar incidente na seguinte ordem: inverno (junho, julho e agosto), outono (março, abril e maio), primavera (setembro, outubro e novembro) e verão (dezembro, janeiro e fevereiro) (PEREIRA et al., 2017). Com os valores da Tabela 2, pode-se observar uma concordância a esse fato, sendo os valores médios diários de radiação solar por estação do ano de $12,042 \text{ MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$, $15,014 \text{ MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$, $15,288 \text{ MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$ e $18,842 \text{ MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$, respectivamente para o inverno, outono, primavera e verão.

Não se pode esquecer que a quantidade de energia FV produzida é, extremamente, sensível à quantidade de radiação solar que incide diretamente no módulo FV (JATHAR et al., 2023). No entanto, a produção de energia FV por estação foi, a partir dos valores apresentados na Tabela 9, 6.464 kWh, 7.479 kWh, 6.714 kWh e 7.571 kWh, respectivamente para o inverno, outono, primavera e verão. Apesar da radiação solar ser 36% maior no verão em relação ao inverno e 2% maior na primavera em relação ao outono, pode-se observar que a produção de energia FV foi apenas 15% maior no verão em relação ao inverno, e que foi 10% menor na primavera em relação ao outono, não acompanhando, portanto, a variação da radiação solar observada na estação meteorológica. O principal motivo dessa diferença pode ser atribuído à inclinação considerada para os módulos FV, de $20^{\circ} 45'$, visando a maximização da produção anual de energia FV, enquanto o sensor da radiação solar da estação meteorológica estava no plano horizontal. A inclinação dos módulos fotovoltaicos impacta o aproveitamento da radiação solar na geração de energia fotovoltaica. Por exemplo, caso os módulos FV tivessem uma inclinação de 0° (posição horizontal), a geração de energia FV seria muito reduzida durante o inverno,

mas seria elevada durante o verão. Caso tivessem uma inclinação de 90° (posição vertical), a produção de energia FV seria bastante elevada no inverno, porém ficaria muito reduzida no verão (VILLALVA, 2015).

A produção de energia FV é, ainda, influenciada por fatores ambientais incluindo temperatura do ar, umidade relativa, velocidade do vento e poeira/sujeira acumulada sobre os módulos FV (BALACEANU et al., 2024; OLCAY; TUNCA; OZGUR, 2024). Destas, a radiação solar e a temperatura são os principais fatores que afetam a geração de energia FV (KIM et al., 2019).

A poeira/sujeira sobre os módulos FV induzem a perdas na geração de energia FV que podem comprometer até 30% do total produzido (COSTA; KAZMERSKI; DINIZ, 2021). Em Belo Horizonte, por exemplo, Fraga et al. (2018) observaram uma perda devido a sujidade dos módulos FV de 16,5% durante o período seco de seis meses e de aproximadamente 8% durante o período chuvoso de verão.

Embora a precipitação esteja associada à nebulosidade que, normalmente, prejudica a produção de energia FV, ela pode trazer outros benefícios ao sistema FV que favorecem a produção de energia, além da limpeza do módulo FV, como: redução das perdas óticas com a formação de uma película de água sobre os painéis FV e redução da temperatura de operação dos módulos FV. Tal ganho será tanto maior quanto mais ocorrerem chuvas do tipo convectiva, caracterizadas pela alta intensidade e frequente alternância com condições parcialmente ensolaradas, nas estações da primavera e do verão (PERO; ASTE; LEONFORTE, 2021). Nesse sentido, épocas de verão caracterizados por precipitações no final da tarde ou início da noite, permitem períodos adequados de captação do recurso solar para produção de energia FV (COSTA; KAZMERSKI; DINIZ, 2021), como geralmente ocorre em Viçosa/MG.

Constata-se, com o auxílio da Tabela 2, que a altura total de chuva mensal não é um bom indicador isolado para explicar a ocorrência de uma menor ou maior produção mensal de energia FV. Por exemplo, a produção de energia FV em fevereiro foi cerca de 25% menor que a de janeiro e aproximadamente 22% menor que a de março. Em relação à precipitação total ocorrida, a de fevereiro foi cerca de 9% maior que a de janeiro, porém 75% menor que a de março. Situação similar é a de outubro, que registrou uma produção de energia FV 12% inferior à de setembro e 6% inferior à de novembro, porém, em relação a precipitação de outubro, a de setembro foi 41% menor e a de novembro foi 186% maior.

Fatores ambientais também interferem no percurso da radiação solar até a superfície da Terra, com os processos físicos de espalhamento, de absorção e de reflexão. Nesse contexto, as nuvens, ou nebulosidade, configuram-se como o principal elemento que interfere na radiação solar destinada à produção de energia fotovoltaica (FEITOSA et al., 2017; PEREIRA et al., 2017; LUIZ et al., 2018; DHAKE et al., 2024). Portanto, no período úmido da região Sudeste (entre outubro e março) espera-se que haja grande variabilidade da radiação solar incidente na superfície terrestre, como observado por Luiz et al. (2018) em Cachoeira Paulista/SP. Em algumas situações, a presença de nebulosidade pode resultar em uma diminuição da produção de energia fotovoltaica em até 95% (MESTNIKOV et al., 2022).

Na Tabela 2, nota-se a quantidade de dias com chuva no mês, o que é um indicativo da nebulosidade mensal, ressaltando que a nebulosidade ocorrida em um dia qualquer nem sempre implica em precipitação naquele dia. Assim sendo, espera-se que uma maior ocorrência de dias nublados tenha um maior impacto negativo na produção mensal de energia FV. Por exemplo, fevereiro teve a ocorrência de 16 dias chuvosos enquanto janeiro e março tiveram, respectivamente, 7 dias e 13 dias, o que poderia sugerir que a maior nebulosidade em fevereiro devido a ocorrência das chuvas seja suficiente para explicar a menor produção de energia FV neste mês em relação a janeiro e a março, respectivamente 2.187 kWh, 2.743 kWh e 2.660 kWh.

Entretanto, a nebulosidade devida exclusivamente aos dias de precipitação não deve ser usada como o único parâmetro para explicar uma maior ou menor produção de energia FV. Por exemplo, o mês de outubro teve a mesma quantidade de dias chuvosos que setembro, porém inferior ao de novembro, respectivamente 10 dias, 10 dias e 16 dias, e a quantidade de energia FV produzida em outubro foi menor que a de setembro e a de novembro, respectivamente 2.114 kWh, 2.360 kWh e 2.240 kWh. Nesse caso, outros parâmetros, como a disponibilidade de radiação solar no topo da atmosfera, temperatura, umidade relativa e velocidade do vento interferiram nesse resultado, além da provável nebulosidade em outubro que não culminou em precipitação. Em ambientes tropicais, os fatores ambientais que impactam negativamente na produção de energia FV são: temperaturas elevadas, quantidade de poeira acumulada na superfície do módulo e umidade relativa elevada. Já os elementos que favorecem um aumento na geração de energia fotovoltaica incluem: velocidade do vento elevada e a ocorrência de precipitação, que remove a sujeira depositada nos painéis (JATHAR et al., 2023).

3.2.2.4 Produtividade de energia do sistema FV

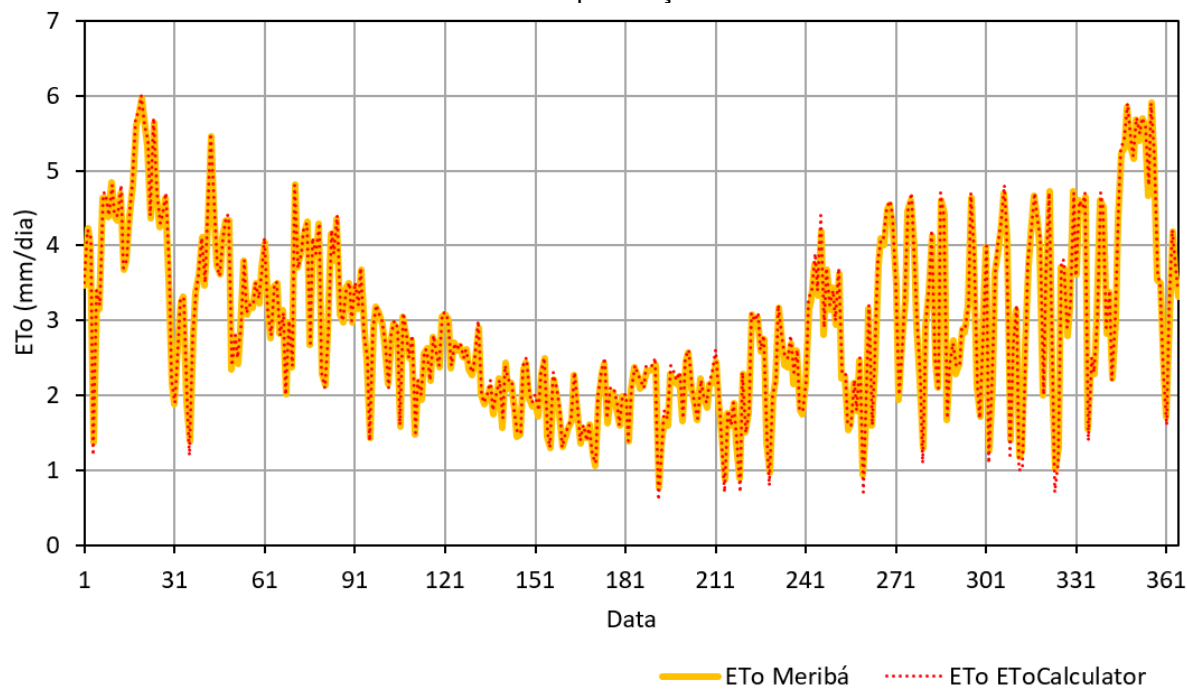
A produtividade total média de energia FV obtida foi de 1.313,48 kWh kWp⁻¹ anualmente (= 26.125,059 / 19,89), ou 109,46 kWh kWp⁻¹ média mensal. Esse valor é semelhante ao valor anual observado em Málaga, Espanha, com 1.339 kWh kWp⁻¹, e em Creta, Grécia, com 1.336 kWh kWp⁻¹, sendo superior à média da Alemanha, com 790 kWh kWp⁻¹, mas inferior a Tiruchirappalli, Índia, com 1.600 kWh kWp⁻¹ (LIMA; FERREIRA; MORAIS, 2017). No Brasil, um dos melhores rendimentos energéticos médios mensais é de 150 kWh kWp⁻¹ obtido no centro do Estado da Bahia (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019).

3.3 Resultados da avaliação do modelo

3.3.1 Avaliação da ETo

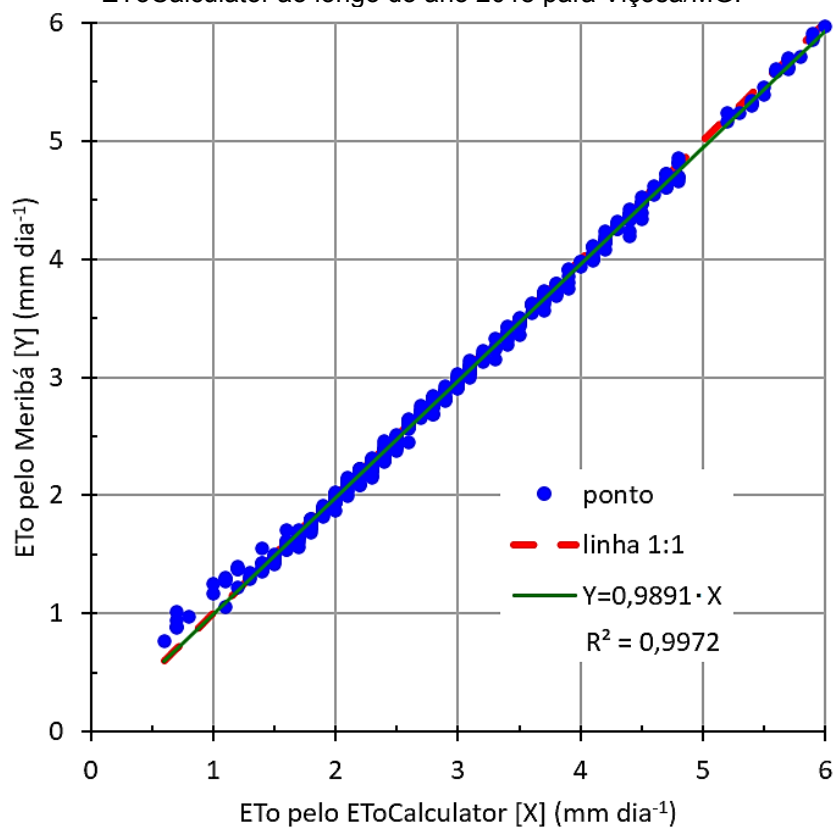
Na Figura 17 são apresentados os valores diários da ETo determinados pelo Meribá e pelo EToCalculator. Na Figura 18 é apresentada uma regressão linear forçada na origem comparando os resultados das ETos desses dois softwares onde pode ser observado uma boa correlação entre os mesmos, com R² superior a 90% e coeficiente de regressão (b) próximo a unidade. O valor médio anual da ETo calculada pelo Meribá foi de 2,927 mm dia⁻¹ enquanto o do EToCalculator foi de 2,955 mm dia⁻¹.

Figura 17 – Valores de ETo calculados pelo modelo proposto (Meribá) e pelo EToCalculator ao longo do ano 2018 para Viçosa/MG.



Fonte: Autor (2024).

Figura 18 – Comparação entre os valores de ETo calculados pelo Meribá e aqueles calculados pelo EToCalculator ao longo do ano 2018 para Viçosa/MG.



Fonte: Autor (2024).

Na Tabela 11, é apresentado um resumo dos valores da ETo acumulados ao longo dos ciclos das culturas simuladas bem como o valor total anual e o respectivo erro relativo. Nela, observa-se que o Meribá subestimou o valor da ETo, chegando-se a 10,29 mm, equivalente a um erro relativo de 0,95%, em termos anuais, ou a um erro relativo máximo por ciclo de produção de 1,81% referente ao cultivo do feijão.

Tabela 11 – Valores da ETo determinados pelo Meribá e pelo EToCalculator, em termos anuais, para as três culturas simuladas em Viçosa/MG.

cultura	ΣETo (mm)		ΔETo (mm)	Epp (%)
	Meribá	EToCalculator		
MILHO	368,55	371,5	2,95	-0,79
FEIJÃO	204,93	208,7	3,77	-1,81
SOJA	351,60	353,3	1,70	-0,48
ANUAL	1068,41	1078,7	10,29	-0,95

Epp: erro relativo.

Fonte: Autor (2024).

Na Tabela 12, apresentam-se os resultados dos outros índices estatísticos da estimativa da ETo realizada pelo Meribá em comparação com o EToCalculator para o período anual. O erro médio (EM) e o erro de viés médio (MBE) negativos confirmam que o Meribá tende a subestimar os valores da ETo, com valores de aproximadamente 0,028 mm dia⁻¹ e 0,37%, respectivamente. A raiz do erro quadrático médio (RMSE) próximo a zero, seu valor normalizado (RMSEn) inferior a 10, bem como o índice de concordância (d) e a eficiência de modelagem (EF) próximos a unidade, indicam um excelente resultado do Meribá na determinação da ETo (MORIASI et al., 2007; YANG et al., 2014; KHORSAND et al., 2024).

Tabela 12 – Resultado de alguns índices estatísticos quantitativos utilizados para avaliar o desempenho do Meribá na estimativa da ETo diária acumulada ao longo do ano.

Índice	Resultado
RMSE (mm dia ⁻¹)	0,0707
RMSEn (%)	2,39
EM (mm dia ⁻¹)	-0,0281
MBE (%)	-0,37
d (adm)	0,9990
EF (adm)	0,9963

RMSE: raiz do erro quadrático médio; RMSEn: raiz do erro quadrático médio normalizado; EM: erro médio; MBE: erro de viés médio; d: índice de concordância; EF: eficiência da modelagem.

Fonte: Autor (2024).

3.3.2 Avaliação do manejo da irrigação

Os resultados da simulação do manejo da irrigação para as três culturas realizadas pelo Meribá e pelo CROPWAT são apresentados nas Tabelas 13, 14 e 15 e nas Figuras 19 e 20.

Na Tabela 13, nota-se que o Meribá proporcionou sempre um número maior de irrigações que o CROPWAT, devido: (1) a consideração da irrigação inicial; e (2) ao critério utilizado para definir o instante de iniciar a irrigação.

No primeiro caso, o Meribá considera uma irrigação inicial, realizada no primeiro dia do ciclo da cultura, para elevar a umidade do solo até a capacidade de campo na profundidade efetiva máxima das raízes. O CROPWAT não considera essa irrigação inicial. Assim, é esperado ao menos uma irrigação a mais por ciclo de cultivo com a utilização do Meribá, e, por conseguinte, as diferenças entre o número de irrigações destes dois softwares podem ser então efetivamente reduzidas. Em todo caso, para fins de comparação, considerou-se que a umidade do solo estava em sua capacidade de campo no início dos ciclos das culturas para o CROPWAT, como apresentado na Figura 19.

No segundo caso, o critério para definição do momento de irrigar utilizado pelo Meribá procura antecipar a irrigação antes do esgotamento de toda a capacidade real de água do solo, diferentemente do CROPWAT. Isso resulta na implementação de irrigações mais frequentes, com lâminas reduzidas, o que pode atenuar o risco de perdas por percolação profunda, especialmente em sistemas de irrigação com menor eficiência, instalados em solos mais arenosos (LI, 2020; FENG et al., 2023).

Tabela 13 – Informações do manejo da irrigação para as culturas do milho, feijão e soja simuladas em Viçosa/MG com o auxílio do CROPWAT e do Meribá.

cultura: MILHO							
software/ modelo	ΣET_c (mm)	ΣIRN (mm)	ΣITN (mm)	N.Irr.	$IRN_{inicial}$ (mm)	$\Sigma PEf.$ (mm)	$Def.\theta_{final}$ (mm)
CROPWAT	311,3	171,3	244,7	7	-	119,8	20,2
MERIBÁ	311,95	189,61	270,87	9	14,71	134,66	2,39
Δ (mm)	0,65	18,31	26,17			14,86	
Epp (%)	0,21	10,69	10,69			12,4	
cultura: FEIJÃO							
software/ modelo	ΣET_c (mm)	ΣIRN (mm)	ΣITN (mm)	N.Irr.	$IRN_{inicial}$ (mm)	$\Sigma PEf.$ (mm)	$Def.\theta_{final}$ (mm)
CROPWAT	175,7	137,5	196,4	8	-	38,2	0
MERIBÁ	175,98	127,24	181,77	10	6,62	55,36	0
Δ (mm)	0,28	-10,26	-14,63			17,16	
Epp (%)	0,16	-7,46	-7,45			44,92	
cultura: SOJA							
software/ modelo	ΣET_c (mm)	ΣIRN (mm)	ΣITN (mm)	N.Irr.	$IRN_{inicial}$ (mm)	$\Sigma PEf.$ (mm)	$Def.\theta_{final}$ (mm)
CROPWAT	318,1	97,7	139,6	4	-	214,1	6,3
MERIBÁ	320,41	75,66	108,09	5	11,38	249,45	6,68
Δ (mm)	2,31	-22,04	-31,51			35,35	
Epp (%)	0,73	-22,56	-22,57			16,51	

OBS.: ΣET_c : evapotranspiração da cultura acumulada ao longo de seu ciclo; ΣIRN : lâmina líquida total de irrigação; ΣITN : lâmina bruta total de irrigação; N.Irr.: número de irrigações; $IRN_{inicial}$: lâmina líquida da irrigação do primeiro dia do ciclo; $\Sigma PEf.$: precipitação efetiva total; $Def.\theta_{final}$: déficit de umidade do solo na colheita; Δ : diferença entre valores do CROPWAT e do Meribá; Epp: erro relativo por ciclo de produção.

Fonte: Autor (2024).

Tabela 14 – Resultados da umidade do solo, em % base peso, observados nos softwares Meribá e CROPWAT durante as simulações do manejo da irrigação nas três culturas avaliadas em Viçosa/MG.

Parâmetro	Milho		Feijão		Soja	
	Meribá	CROPWAT	Meribá	CROPWAT	Meribá	CROPWAT
Umidade mínima						
valor	27,40	27,08	28,85	28,56	28,37	27,49
Epp (%)	1,18		1,02		3,20	
Umidade média						
valor	32,37	32,11	32,17	31,90	33,41	32,84
Epp (%)	0,81		0,85		1,74	

Epp: erro relativo da umidade do solo por ciclo de produção.

Fonte: Autor (2024).

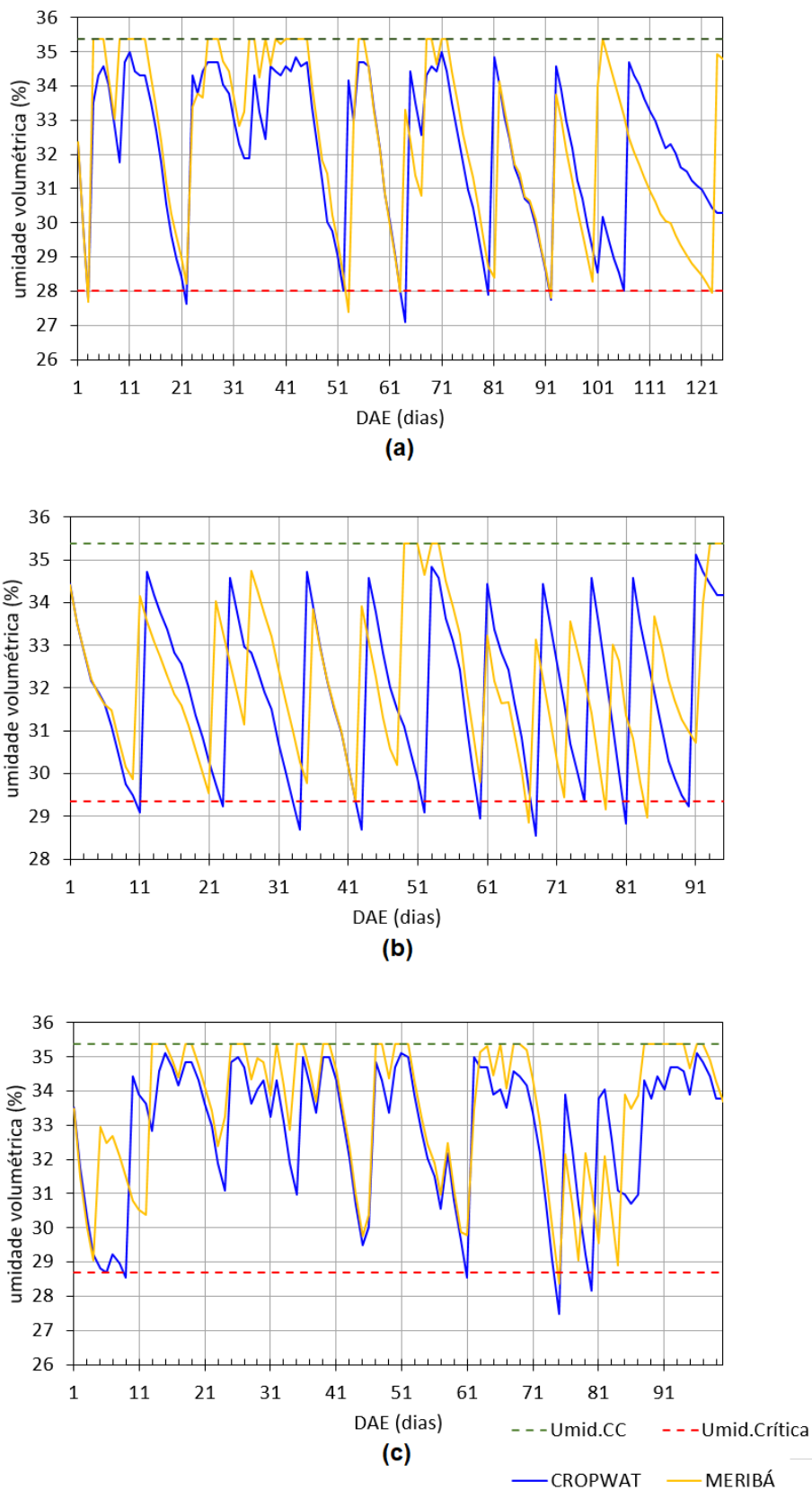
Tabela 15 – Resultados dos índices estatísticos quantitativos utilizados para avaliar o desempenho do Meribá na estimativa de umidade diária do solo observadas nas simulações do manejo da irrigação nas três culturas avaliadas em Viçosa/MG.

Índice	Cultura		
	Milho	Feijão	Soja
RMSE (% dia ⁻¹)	2,0340	2,2522	1,5711
RMSEn (%)	6,33	7,06	4,78
EM (% dia ⁻¹)	0,2618	0,2760	0,5694
MBE (%)	0,96	1,14	1,86
Epp (%)	0,81	0,85	1,74
d (adm)	0,8017	0,5653	0,8428
EF (adm)	0,1489	-0,4470	0,4131

RMSE: raiz do erro quadrático médio; RMSEn: raiz do erro quadrático médio normalizado; EM: erro médio; MBE: erro de viés médio; Epp: erro relativo por período de cultivo (ciclo de produção); d: índice de concordância; EF: eficiência da modelagem.

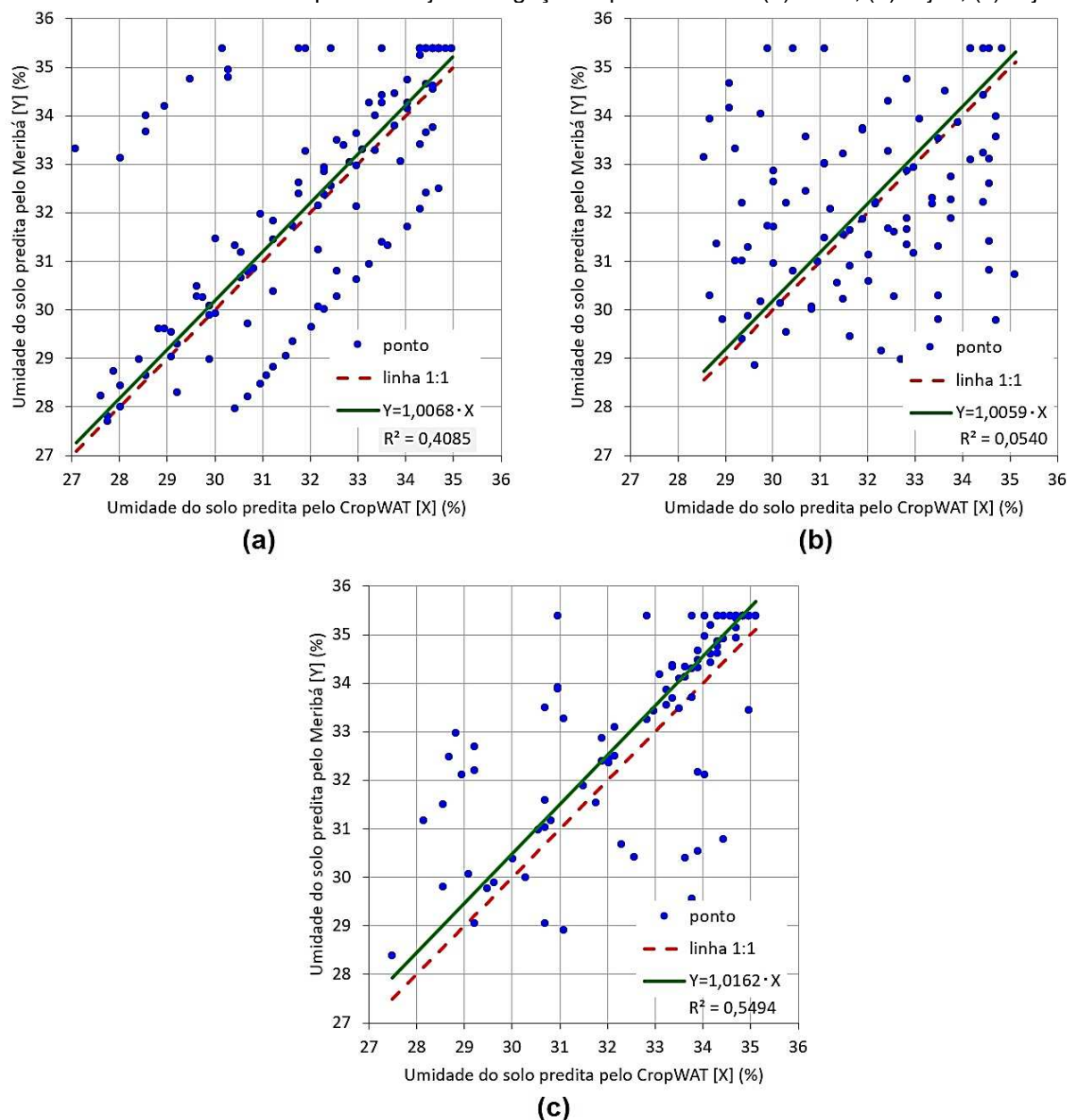
Fonte: Autor (2024).

Figura 19 – Variações da umidade do solo obtidas com o Meribá e com o CROPWAT durante o ciclo de cultivo com irrigação suplementar do: (a) milho; (b) feijão; (c) soja.



Fonte: Autor (2024).

Figura 20 – Valores diários da umidade do solo obtidos com o CROPWAT comparados com os valores obtidos com Meribá para manejo da irrigação suplementar no: (a) milho; (b) feijão; (c) soja.



Fonte: Autor (2024).

As principais diferenças entre os valores acumulados das irrigações no CROPWAT e no Meribá podem ser atribuídas às diferenças entre as precipitações efetivas consideradas, bem como às diferenças entre a umidade do solo esperadas no final do ciclo da cultura, além da consideração da irrigação inicial (realizada no primeiro dia do ciclo da cultura) no caso do Meribá. A forma de cálculo da precipitação efetiva também é diferente, sendo considerada o método do Serviço de Conservação de Solo do USDA no CROPWAT e o método do boletim do INMET para o Meribá,

tendo a primeira resultados mais conservativos. Deve-se ressaltar, entretanto, que a umidade de partida para a realização do balanço hídrico, ou umidade inicial, é a mesma nos dois softwares, referente à capacidade de campo.

Embora se tenha considerado a mesma umidade do solo, no caso referente à capacidade de campo, no início das simulações do manejo da irrigação para todas as culturas e nos dois softwares, Meribá e CROPWAT, pode-se notar na Tabela 13 que a umidade do solo no final do ciclo de produção, indicado pelo déficit de umidade na colheita, teve um comportamento diferente para as culturas e softwares analisados. A umidade final foi idêntica nos dois softwares para a cultura do feijão, foi aproximadamente igual para a cultura da soja, mas foi bastante diferente para a cultura do milho.

No caso do feijão, ocorreram precipitações próximas ao final do ciclo da cultura (Figura 11), com valores acumulados neste período superiores à demanda de água pela cultura, o que justifica o déficit nulo de umidade na colheita em ambos os softwares.

No caso da soja, também ocorreram precipitações próximas à colheita (Figura 13), mas não em quantidade suficiente para suprir toda a demanda de água pela cultura, porém suficiente para dispensar a irrigação neste período não permitindo o pleno esgotamento da reserva de água do solo (CRA). Nessa situação, as precipitações propenderam a igualar a umidade do solo nos dois softwares.

Para o caso do milho, uma vez que não ocorreram precipitações relevantes próximas da colheita (Figura 12), sobressaiu a diferença das estratégias do manejo de irrigação consideradas pelos dois softwares, principalmente, referente ao momento de iniciar a irrigação, implicando em datas de irrigação diferentes nos mesmos. Sendo assim, compete observar que o Meribá considerou uma irrigação no penúltimo dia antes do fim do ciclo da cultura devido ao baixo nível da reserva de água do solo (CRA) nesta data, o que teve como consequência um baixo déficit de umidade na colheita, uma vez que não houve tempo suficiente para que a cultura consumisse toda a água de irrigação aplicada. O CROPWAT, ao contrário, não precisou aplicar uma irrigação nesse período devido a reserva de água existente no solo, decorrente da aplicação de irrigações em datas diferentes das do Meribá e, assim, o seu déficit de umidade na colheita foi mais elevado. Uma vez que o ideal é geralmente chegar à colheita com uma reserva de água no solo (CRA) mais baixa possível, pois isso implica em um menor desperdício de água e de energia, o CROPWAT, nesse caso, teve um

melhor desempenho que o Meribá. Deve-se ressaltar, entretanto, que o fato foi uma mera casualidade, não impedindo, porém, que o Meribá se saia melhor em outras situações.

Como pode ser observado na Figura 19 e na Tabela 14, o Meribá proporcionou maior umidade do solo que o CROPWAT, principalmente na cultura da soja, decorrente da consideração do maior aproveitamento das precipitações naturais e do critério estabelecido para iniciar a irrigação, antes do esgotamento de toda a água facilmente disponível (CRA).

Alguns pesquisadores, como Paredes et al. (2015), consideram o coeficiente de regressão (b) e o coeficiente de determinação (R^2) como os principais indicadores estatísticos a serem usados na validação de modelos computacionais que trabalham com balanço hídrico do solo. No presente estudo, apesar de ambos os softwares iniciarem o manejo efetivo da irrigação com uma mesma umidade do solo, observa-se na Figura 20, de forma geral, uma baixa correlação, dado pelo valor de R^2 , entre as umidades do solo obtidas pelo CROPWAT e aquelas obtidas pelo Meribá. Tais diferenças de umidade do solo podem ser atribuídas mais uma vez aos diferentes critérios de irrigação e de consideração da precipitação efetiva.

Para as culturas do milho e do feijão, os coeficientes de determinação (R^2) obtidos para a umidade do solo, respectivamente 0,41 e 0,05, foram inferiores a 0,50, podendo-se considerar o Meribá um modelo 'ruim' para a estimativa diária de umidade tendo o CROPWAT como referência. Para a cultura da soja, o Meribá pode ser considerado 'moderadamente bom' uma vez que o valor do R^2 de 0,55 está compreendido entre 0,50 e 0,70 (FARROKHI et al., 2021).

Ao utilizar o software Aquacrop/FAO na simulação da umidade do solo sob o cultivo da soja irrigada, Giménez, Paredes e Pereira (2017) consideraram aceitáveis, para um bom desempenho do modelo, valores do coeficiente de regressão (b) variando entre 0,92 e 1,06, e do coeficiente de determinação (R^2) variando entre 0,61 e 0,92. No presente estudo, o valor do coeficiente de regressão ficou aproximadamente entre 1,01 e 1,02 mas o R^2 variou entre 0,05 e 0,55, não podendo assim aceitar, por esse critério, o uso do Meribá para uma estimativa diária da umidade do solo, em uma data específica qualquer, a fim de fornecer valores similares ao do CROPWAT. Entretanto, isso não deprecia o Meribá, ressaltando apenas a diferença entre ele e o CROPWAT.

Na Tabela 15 constata-se que o erro médio (EM), o erro do viés médio (MBE) e o erro relativo por ciclo de produção da cultura (Epp) foram positivos para as três culturas analisadas o que indica que o Meribá, de forma geral, tende a superestimar os valores da umidade do solo em relação ao CROPWAT. Pode ser observado, ainda, uma eficiência de modelagem (EF) inferior a 0,50 para as três culturas analisadas o que indica um resultado insatisfatório para a estimativa individual de umidade em uma data qualquer (MORIASI et al., 2007). Opondo-se a isso, o valor observado da forma normalizada do RMSE (RMSEn) inferior a 10% indica um excelente resultado em todas as três culturas (KHORSAND et al., 2024). Entretanto, Pasley et al. (2023) mencionam que o RMSE, ou RMSEn, não deve ser usado como única métrica na avaliação de um modelo.

Mebane et al. (2013) mencionam que as precipitações pluviais influenciaram as flutuações da umidade do solo bem como os erros da avaliação do modelo de simulação por eles estudado, de tal forma que, um RMSE mais elevado foi observado no período mais seco. Tal fato está em consonância com este trabalho em que se pode observar que o menor valor de precipitação total (Tabela 7), obtido na cultura do feijão, pode ser associado a um maior valor de RMSE (Tabela 15), respectivamente, 131,20 mm e 2,2522 % dia⁻¹. Já na cultura da soja, onde houve um maior valor de precipitação total, notou-se um menor valor de RMSE, respectivamente 616,40mm e 1,5711 % dia⁻¹.

Saeidi et al. (2021) simularam a umidade do solo cultivado com milho com auxílio do Aquacrop/FAO e utilizaram, além do RMSEn, o valor de R² para a avaliação do software. Como eles obtiveram valores de RMSEn e de R² respectivamente menores que 10% e superiores a 0,9, concluíram que o Aquacrop/FAO teve um ótimo desempenho em seu trabalho.

Farrokhi et al. (2021) recorreram ao Aquacrop/FAO para simular a umidade do solo cultivado com tomate irrigado. Para a mensuração do desempenho desse software, eles utilizaram as métricas da raiz do erro quadrático médio normalizado (RMSEn), do erro médio (EM), do índice de concordância (d) e do coeficiente de determinação (R²), obtendo respectivamente os valores de 13,39%; 0,88; 0,96 e 0,92. Concluíram que o Aquacrop/FAO apresentou um bom desempenho para as simulações realizadas.

Neste trabalho, associando os resultados da raiz do erro quadrático médio normalizado (RMSEn) com as métricas estatísticas do coeficiente de determinação

(R^2) ou do índice de concordância (d), reforça-se o fato de que o Meribá não deve ser utilizado para estimar a umidade do solo em uma data específica qualquer tomando-se o CROPWAT como referência.

Entretanto, em todos os três casos simulados do manejo da irrigação, ressalta-se que os coeficientes obtidos da regressão linear forçada através da origem (b), 1,0068, 1,0059 e 1,0162, respectivamente para o milho, o feijão e a soja, apresentados na Figura 20, sempre permaneceram próximos a unidade. Isso indica uma boa correspondência, em termos de umidade média do solo, entre o Meribá e o CROPWAT. Tal fato é confirmado ainda pelos erros relativos (Epp) das umidades médias nas três culturas, apresentadas na Tabela 14, sempre inferiores a 2%, bem como pelos erros de viés médios (MBE) também inferiores a 2%, apresentados na Tabela 15. Ou seja, o Meribá pode ser utilizado para estimar a umidade média do solo esperada ao longo do ciclo de produção das culturas avaliadas, tomando-se como referência o CROPWAT.

No manejo adequado da irrigação, é fundamental garantir que exista, continuamente, uma reserva hídrica mínima no solo, equivalente a diferença entre a sua capacidade total de água (CTA) e a sua capacidade real água (CRA), fornecidas respectivamente nas equações 6 e 7, a fim de garantir uma boa produtividade das culturas (BERNARDO et al., 2019). Uma vez que as maiores umidades mínimas do solo durante os ciclos das culturas estudadas foram observadas no Meribá (Tabela 14), pode-se perceber que o modelo proposto apresentou melhores condições para a manutenção da referida reserva do que o CROPWAT, embora o erro relativo entre tais umidades nestes dois softwares fosse sempre inferior a 4% (Tabela 14).

3.3.3 Avaliação da produção de energia FV

3.3.3.1 Avaliação da produção anual de energia FV

Na Tabela 9 e Tabela 16 apresentam-se os resultados da produção de energia FV onde pode ser observado um valor total de 28.228 kWh e de 27.253 kWh, estimados respectivamente pelo Meribá e pelo PVSyst®, para o primeiro ano de operação do sistema FV. Ou seja, o Meribá superestimou a produção de energia em 975 kWh ano⁻¹, o que corresponde a um erro relativo de 3,58%. Isso pode ser atribuído as características intrínsecas dos modelos matemáticos de representação do módulo

FV utilizados pelo Meribá e pelo PVSyst[®], respectivamente do tipo potência e do tipo circuito equivalente. Ressalta-se que esse comportamento de superestimativa é esperado ao se compararem esses dois tipos de modelos (ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2017).

Tabela 16 - Valores de produção de energia FV obtidas para o 1º ano de operação determinado pelo PVSyst[®] e sua comparação com o Meribá.

	Produção de energia FV pelo PVSyst [®]	Δ produção de energia FV (Meribá – PVSyst [®])	
	(KWh)	(KWh)	Epp (%)
Jan.	2.706	37	1,37
Fev.	2.142	45	2,10
Mar.	2.569	91	3,54
Abr.	2.234	103	4,61
Mai.	2.367	115	4,86
Jun.	1.786	122	6,83
Jul.	2.340	140	5,98
Ago.	1.974	102	5,17
Set.	2.276	84	3,69
Out.	2.057	57	2,77
Nov.	2.172	68	3,13
Dez.	2.630	11	0,42
Anual	27.253	975	3,58
média mensal:	2.271,1	81,3	3,58
desvio padrão:	261,1	36,8	

Epp: erro relativo.

Fonte: Autor (2024).

MAHMOUD et al. (2024) desenvolveram um software para dimensionamento de sistemas de bombeamento de água FV e utilizaram o PVSyst[®] para auxiliar na avaliação do mesmo. Observaram um erro relativo máximo de 3,9% em relação ao PVSyst[®] e concluíram que o programa computacional desenvolvido pode ser considerado preciso.

Em um trabalho desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos EUA (NREL), ao avaliar o desempenho de quatro softwares FV, incluindo o PVSyst[®], em relação a valores medidos nos EUA, observou-se um erro relativo anual no intervalo de +/- 8% após a exclusão de outliers, ou entre -18% e +8% considerando os mesmos (FREEMAN et al., 2014).

Em uma avaliação realizada nos EUA e na Dinamarca comparando a estimativa de produção de energia FV de diversas metodologias e modelos computacionais FV com dados reais medidos em campo, observou-se um erro relativo médio anual de -3,3% (subestimativa). A mediana do erro relativo absoluto foi 5,5%, porém com

valores extremos chegando até 68,7%. O erro relativo médio obtido com o PVSyst® foi de -6,0% (THERISTIS et al., 2023).

No Brasil, com base em um estudo de avaliação de pequenas instalações FV residenciais on-grid em Florianópolis/SC, observou-se que a produção anual real de energia foi até 4,8% inferior aos valores previstos (ANTONIOLLI et al., 2022).

Geralmente, os softwares de modelagem de energia FV podem apresentar valores anuais superestimados para algumas localidades e subestimados para outras (CAMERON; STEIN; TASCA, 2011). Por exemplo, Herteleer, Cappelle e Driesen (2012), ao compararem o desempenho de sua planilha eletrônica para dimensionamento FV com o software comercial HOMER®, observaram discrepâncias de produção anual de energia de -14,0% e de +6,5% em dois locais distintos na África.

3.3.3.2 Avaliação da produção mensal de energia FV

Na Tabela 16, pode ser observado um erro médio mensal na previsão de produção de energia FV de 81,3 kWh com desvio padrão de 36,8 kWh mês⁻¹, equivalente a um erro relativo de 3,58%. No presente estudo, valores extremos de erros relativos mensais foram observados em junho e em dezembro, respectivamente de +6,83 e +0,42%. Ressalta-se que no período de maior produção FV (verão) observou-se a menor variação em relação ao período de menor produção (inverno), com médias respectivamente de 1,30% e 5,99%. Tendência semelhante também foi observada em um estudo realizado na Índia com o software PVSyst®, onde foram obtidos melhores resultados de previsão de energia na primavera-verão do que no outono-inverno (KALESHWARWAR; BAHADURE, 2023).

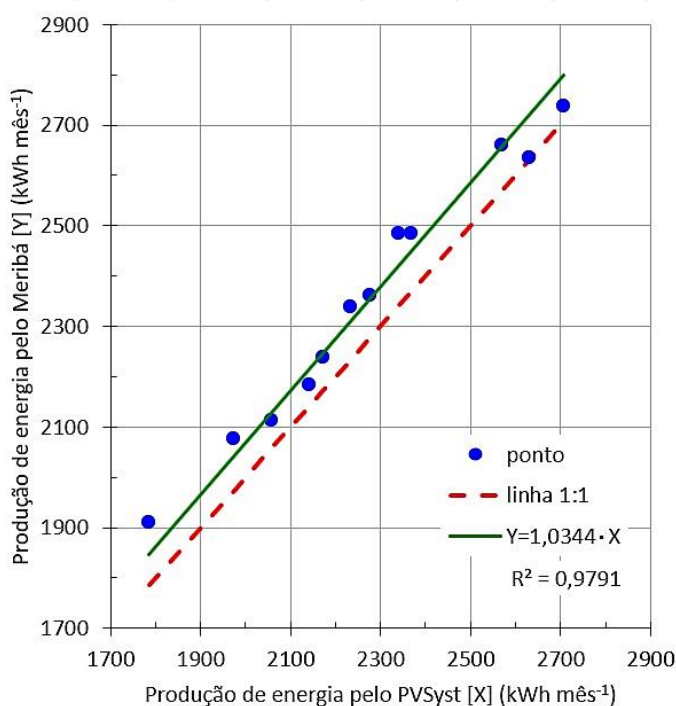
Polo et al. (2016) relataram o impacto das condições meteorológicas sazonais na precisão da estimativa de geração de energia FV, atribuindo às mesmas o motivo da subestimativa desta previsão ocorrida no final da primavera e no verão. De acordo com Kaleshwarwar e Bahadure (2023), variações sazonais na precisão de produção de energia FV são geralmente esperadas, porém em menor escala que as mensais.

Além dos motivos meteorológicos sazonais, outra causa da variabilidade temporal da precisão de estimativa da geração de energia FV pode ser atribuída ao modelo escolhido para representar a irradiação solar no plano inclinado do módulo FV, sendo o modelo de Perez et al. (1990) normalmente utilizado nos softwares FV (SENGUPTA et al., 2021), inclusive no PVSyst® e no Meribá. Demain, Journée e

Bertrand (2013) concluíram, em seus estudos, que o modelo de Perez et al. (1990) ajustou-se melhor às situações nubladas, embora o mesmo seja proposto para abranger qualquer condição, de totalmente nublado a céu limpo. Um desempenho melhor deste modelo pode ser obtido com o ajuste dos seus coeficientes para locais específicos (YANG, 2016).

A relação entre os resultados da estimativa de geração de energia mensal FV pelo Meribá e pelo PVSyst® é apresentado na Figura 21, onde o coeficiente de determinação (R^2) obtido, 0,98, apresenta um resultado muito bom (FARROKHI et al., 2021). Nessa Figura, a linha de inclinação 1:1 representa a igualdade dos valores previstos de energia pelos dois softwares. Pode-se perceber que, para os 12 meses analisados, houve uma superestimativa dos valores previstos pelo Meribá, uma vez que os pontos estão acima da linha 1:1. Tal tendência, de acordo com Sun et al. (2023), também pode ser observada pelo valor positivo do erro de viés médio (MBE) e pelo valor também positivo do erro relativo (Epp) apresentados na Tabela 17.

Figura 21 – Valores mensais de energia preditos pelo Meribá comparados com aqueles do PVSyst®.



Fonte: Autor (2024).

Na Tabela 17, percebe-se um resultado muito bom da previsão mensal de energia pelo Meribá, tomando-se o PVSyst® como referência, uma vez que a raiz do erro quadrático médio normalizado (RMSEn) é inferior a 10%, a eficiência de

modelagem (EF) é superior a 0,75 e o índice de concordância (d) está próximo da unidade (MORIASI et al., 2007; YANG et al., 2014; KHORSAND et al., 2024).

Tabela 17 – Resultados dos índices estatísticos quantitativos utilizados para avaliar o desempenho do Meribá na estimativa de produção mensal de energia FV.

Índice	Resultado
RMSE (kWh mês ⁻¹)	90,3848
RMSEn (%)	3,99
EM (KWh mês ⁻¹)	81,25
MBE (%)	3,71
Epp (%)	3,58
d (adm)	0,9690
EF (adm)	0,8801

RMSE: raiz do erro quadrático médio; RMSEn: raiz do erro quadrático médio normalizado; EM: erro médio; MBE: erro de viés médio; Epp: erro relativo; d: índice de concordância; EF: eficiência da modelagem.

Fonte: Autor (2024).

Em uma avaliação de vários softwares de dimensionamento FV realizado por muitos profissionais nos EUA, observou-se que houve grande oscilação na precisão da previsão de energia mensal, sendo ora superestimada, ora subestimada em níveis variados (CAMERON; STEIN; TASCA, 2011). Na Austrália, por exemplo, foram observados erros relativos de estimativa mensal variando entre -14,0% e +8,2% (LEE; FREARSON; RODDEN, 2011).

O software PVWatts[®], bastante utilizado a nível mundial para projetos de sistemas FV on-grid, pode levar a erros relativos de até 10% na previsão de produção anual de energia, e de até 30% para a previsão mensal. (KALESHWARWAR; BAHADURE, 2023).

Herbazi et al. (2022) avaliaram o desempenho de 18 modelos científicos apresentados na literatura para a previsão da geração de energia FV. Utilizando dados de dois meses, eles observaram um RMSEn variando entre 7,11% e 27,35% e um erro relativo variando entre 2,65% e 25,33%.

Polo et al. (2016) avaliaram seu modelo de previsão de energia aplicando-o a cinco sistemas com células FV de tecnologias diferentes ao longo de um ano inteiro. Ao observarem um RMSEn variando entre 3,9% e 5,1% e um erro relativo anual variando entre 1,07% e 3,6%, consideraram seu modelo como de bom desempenho.

Fernandez et al. (2015) consideraram seu modelo de previsão de geração de energia FV como de alta precisão ao observarem um RMSEn de 3,35% e um erro de viés médio (MBE) de 0,5% obtidos com o mesmo.

Graditi, Ferlito e Adinolfi (2016) desenvolveram um modelo de predição de energia FV o qual, aplicado a um período de seis anos de análise, proporcionou valores anuais de RMSEn variando entre 4,46% e 8,46%, com média de 6,66%. Já o R^2 observado variou entre 0,97 e 0,99 com média de 0,982.

Comparando os resultados apresentados nas Tabelas 16 e 17 e na Figura 21 com aqueles mencionados na literatura citada anteriormente (FERNANDEZ et al., 2015; GRADITI; FERLITO; ADINOLFI, 2016; HERBAZI et al., 2022; KALESHWARWAR; BAHADURE, 2023; LEE; FREARSON; RODDEN, 2011; POLO et al., 2016), pode-se observar mais uma vez o bom desempenho do Meribá na previsão de energia FV mensal.

3.4 Considerações finais

Esta seção ressalta o diferencial do modelo desenvolvido, Meribá, frente a outras alternativas de seu uso. O Meribá traz como principal diferencial uma solução integrada de fornecimento de energia FV para a utilização na agricultura irrigada brasileira, destacando-se:

- processamento do balanço hídrico de múltiplas culturas simultaneamente, limitadas a cinco, em ciclos de rotação de até dois anos, oferecendo mais versatilidade que outros simuladores, os quais normalmente operam uma única cultura por sistema de irrigação;
- estimativa do consumo energético ideal de um sistema de irrigação, a fim de racionalizar a implantação do sistema FV para seu atendimento, estimulando o irrigante ao melhor uso da água, ao contrário da prática corriqueira que utiliza o consumo histórico da conta de energia, mesmo que haja sobredimensionamento do sistema FV decorrente do excesso de irrigação praticado;
- consideração das particularidades da legislação brasileira atual no dimensionamento do sistema FV on-grid, o que os simuladores estrangeiros não fazem;
- proposição de um layout do gerador FV que maximiza a produção de energia minimizando as perdas para o atendimento do sistema de irrigação, diferentemente

de outros modelos que apresentam apenas o total de módulos FV, ou a potência FV a ser instalada, sem especificar a forma de sua distribuição;

- simulação da produção de energia ao longo de 25 anos a fim de auxiliar a análise dos reais benefícios da implantação FV, o que não é feito nos softwares FV dedicados à irrigação.

4 CONCLUSÕES

Os resultados indicam a potencialidade do modelo proposto como um recurso para a determinação dos requerimentos de água e de energia elétrica necessários à agricultura irrigada. Indicam, também, sua potencialidade como um recurso para a especificação dos componentes fundamentais para a conversão de sistemas de irrigação ligados a rede elétrica em seu equivalente FV on-grid atendendo a legislação brasileira atual de geração distribuída.

Corroborar-se que o modelo computacional proposto simplifica o estudo e o projeto técnico de sistemas FV on-grid a serem implantados junto a sistemas de irrigação. Contribui, dessa forma, para o uso racional dos recursos hídricos e para a redução da demanda de energia da rede elétrica local utilizada na agricultura irrigada nacional.

CONCLUSÕES GERAIS

Em síntese, percebe-se que, para sistemas FV de irrigação não conectados à rede elétrica, à medida que se aumenta o tamanho das áreas irrigadas, há uma tendência de adoção do bombeamento direto sem que haja armazenamento de energia, seja em tanques de água ou em baterias. Entretanto, essa tecnologia ainda se encontra em desenvolvimento não estando plenamente estabelecida e nem difundida. A escolha final do tipo de sistema a adotar, seja com bombeamento direto ou não, depende da análise econômica das alternativas.

Para sistemas FV de irrigação conectados à rede elétrica, os quais dispensam o uso de armazenadores de energia, a simulação do balanço hídrico é um procedimento relevante para auxiliar o dimensionamento de seus componentes energéticos. O modelo computacional desenvolvido, que utiliza um algoritmo de balanço hídrico, se mostrou uma ferramenta eficaz para auxiliar o dimensionamento ótimo dos sistemas fotovoltaicos, ao mesmo tempo que contribui para o uso consciente da água na agricultura irrigada.

REFERÊNCIAS

- ADEH, E.H.; SELKER, J.S.; HIGGINS, C.W. Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency. **PLoS One**, v.13, n. 11, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0203256>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Atlas irrigação: uso da água na agricultura irrigada**. 2.ed. Brasília, DF: ANA, 2021. 130p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Conjuntura de recursos hídricos no Brasil 2023**: informe anual. Brasília, DF: ANA, 2024a. 118p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUA E SANEAMENTO BÁSICO. **Manual de usos consuntivos da água no Brasil**. 2.ed. Brasília, DF: ANA, 2024b. 109p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2002. 243 p. Disponível em: <https://livroaberto.ibict.br/handle/1/582>. Acesso em: 01 jun. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021**, de 7 de dezembro de 2021. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist. Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 14 dez. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa ANEEL nº 1.000**, de 7 de dezembro de 2021. Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 30 mai. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2023**. Brasília, DF: ANEEL, 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2023>. Acesso em: 10 mai. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório do Mercado cativo - Classe de Consumo, 2023**. Brasília, DF: ANEEL, 2023b. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo#!>. Acesso em: 10 mai. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz Renovável / Não Renovável**. Brasília, DF: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 11 mai. 2024.
- AGRAWAL, S.; JAIN, A. Sustainable deployment of solar irrigation pumps: key determinants and strategies. **WIREs Energy and Environment**, v. 8, n. 2, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.325>.

AL-AGELE, H.A.; PROCTOR, K.; MURTHY, G.; HIGGINS, C. A case study of tomato (*Solanum lycopersicon* var. *Legend*) production and water productivity in agrivoltaic systems. **Sustainability**, v.13, n.5, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13052850>.

AL-HAMDANI, A.H.; HASSAN, M.; AHMAD, R.T. Optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping system in Samara. **Engineering and Technology Journal**, University of Technology, v.31, n.16, 2013.

ALBUQUERQUE, P.E.P.; DURÃES, F.O.M. **Uso e Manejo de Irrigação**. Brasília, DF: EMBRAPA, 2007. 528p.

ALAMI, A.H.; RAMADAN, M.; ABDELKAREEM, M.A.; ALGHAWI, J.J.; ALHATTAWI, N.T.; MOHAMAD, H.A.; OLABI, A.G. Novel and practical photovoltaic applications. **Thermal Science and Engineering Progress**, v. 29, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2022.101208>.

ALE, S.; SU, Q.; SINGH, J.; HIMANSHU, S.; FAN, Y.; STOKER, B.; GONZALEZ, E.; SAPKOTA, B.R.; ADAMS, C.; BIGGERS, K.; KIMURA, E.; WALL, J. Development and evaluation of a decision support mobile application for cotton irrigation management. **Smart Agricultural Technology**, v.5, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.atech.2023.100270>.

ALIYU, M.; HASSAN, G.; SAID, S.A.; SIDDIQUI, M.U.; ALAWAMI, A.T.; ELAMIN, I.M. A review of solar powered water pumping systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 87, p. 61–76, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.010>.

ALLEN, R.G.; PEREIRA, L.S.; RAES, D.; SMITH, M. **Crop evapotranspiration - Guidelines for computing crop water requirements**. Rome: FAO - Food and Agriculture Organization of the United Nations, 1998. (FAO Irrigation and drainage paper, 56). Disponível em: <https://www.fao.org/3/X0490E/X0490E00.htm>. Acesso em: 25 mar. 2021.

ALSADI, S.; KHATIB, T. Photovoltaic power systems optimization research status: a review of criteria, constrains, models, techniques, and software tools. **Applied Sciences**, v. 8, n. 10, 2018. DOI: <https://doi.org/10.3390/app8101761>.

ALVARES, C.A.; STAPE, J.L.; SENTELHAS, P.C.; GONÇALVES, J.L.M.; SPAROVEK, G. Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, v. 22, n. 6, p. 711-728, 2013. DOI: <http://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507>.

AMADUCCI, S.; YIN, X.; COLAUZZI, M. Agrivoltaic systems to optimise land use for electric energy production. **Applied Energy**, v. 220, p. 545-561, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.081>.

AMIRI, E.; BAHRANI, A.; IRMAK, S.; ROSHAN, N.M. Evaluation of irrigation scheduling and yield response for wheat cultivars using the AquaCrop model in an

arid climate. **Water Supply**, v. 22, n. 1, p. 602-614, 2022. DOI: <https://doi.org/10.2166/ws.2021.246>.

ANTONIOLLI, A.F.; NASPOLINI, H.F.; ABREU, J.F.; RÜTHER, R. The role and benefits of residential rooftop photovoltaic prosumers in Brazil. **Renewable Energy**, n. 187, p. 204-222, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.01.072>.

APEH, O.O.; MEYER, E.L.; OVEREN, O.K. Contributions of solar photovoltaic systems to environmental and socioeconomic aspects of national development—a review. **Energies**, v.15, n.16, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15165963>.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. São Paulo: ABSOLAR, 2024a. (Informe nº 69, atualizado em 03 jul. 2024). Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 03 ago. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - **Infográfico ABSOLAR**, n. 71, 10 set. 2024. São Paulo: ABSOLAR, 2024b. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 14 out. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos-características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro: ABNT, 2013. 12p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - requisitos de projeto**. Rio Janeiro: ABNT, 2019. 65p.

AWAD, H.; SALIM, K.M.E.; GÜL, M. Multi-objective design of grid-tied solar photovoltaics for commercial flat rooftops using particle swarm optimization algorithm. **Journal of Building Engineering**, v. 28, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2019.101080>.

BAHRAMI, A.; OKOYE, C. O.; ATIKOL, U. The effect of latitude on the performance of different solar trackers in Europe and Africa. **Applied Energy**, v. 177, p. 896–906, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.103>.

BALACEANU, M.; POPA, N.S.; NAE, V.; TARHOACA, M.C.; POPESCU, M.O. The influence of environmental factors on a photovoltaic panel–PVsyst simulation. **Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)**, v. 72, n. 2, p. 3-12, 2024. DOI: <https://doi.org/10.46904/eea.24.72.2.1108001>.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N.B. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

BARRETO, M.; GUANANGA, A.; BARRAGÁN, A.; ZALAMEA, E.; SERRANO, X. Power quality analysis of photovoltaic systems. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 21, 2023. DOI: <https://doi.org/10.24084/repqj21.451>.

BELAUD, G.; MATEOS, L.; ALIOD, R.; BUISSON, M.C.; FACI, E.; GENDRE, S.; GHINASSI, G.; PEREA, R.G.; LEJARS, C.; MARUEJOLS, F.; ZAPATA, N. Irrigation and energy: issues and challenges. **Irrigation and Drainage**, v. 69, n. S1, p. 177-185, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1002/ird.2343>.

BELISKI, L.M.; SCARABELOT, L.T.; RAMPINELLI, G.A. Análise da qualidade de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em unidades prosumidoras residenciais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais eletrônicos...** Gramado: UFRGS, 2017. DOI: <https://doi.org/10.59627/cbens.2018.61>. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/61>. Acesso em: 12 fev. 2025.

BERNARDO, S.; MANTOVANI, E.C.; SILVA, D.D.; SOARES, A.A. **Manual de irrigação**. 9.ed. Viçosa: UFV, 2019. 545p.

BRAGA, D.S.; KAZMERSKI, L.L.; CASSINI, D.A.; CAMATTA, V.; DINIZ, A.S.A.C. Performance of bifacial PV modules under different operating conditions in the State of Minas Gerais, Brazil. **Renewable Energy Environmental Sustainability**, v. 8, n. 23, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1051/rees/2023021>.

BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o sistema de compensação de energia elétrica e o programa de energia renovável social. Brasília, DF: Presidência da República, 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 27 mai. 2023.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA). **Estratégias de adaptação às mudanças do clima dos sistemas agropecuários brasileiros**. Brasília, DF: MAPA/SENAR, 2021. 187 p. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/sustentabilidade/planoabc-abcmais/publicacoes/estrategias-de-adaptacao-as-mudancas-do-clima-dos-sistemas-agropecuarios-brasileiros.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2025.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento Regional. **Boletim da Agricultura Irrigada**. ed. 1, v. 1, set. 2019. 7 p. Brasília, DF: MDR, 2019. Disponível em: https://www.gov.br/mdr/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/desenvolvimento-regional-urbano/Boletim_AgriculturalIrrigada_PrimeiraEdio_Setembrede2019.pdf. Acesso em: 31 mai. 2023.

BRE, F.; MACHADO, R.M.S.; LAWRIE, L.K.; CRAWLEY, D.B.; LAMBERTS, R. Assessment of solar radiation data quality in typical meteorological years and its influence on the building performance simulation. **Energy and Buildings**, v. 250, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111251>.

BRUNINI, R.G.; SILVA, A.B.; PAULA, V.R.; OLIVEIRA, J.C. Economic analysis of photovoltaic energy in irrigating lettuce crops. **Revista Brasileira de Ciências Agrárias**, Recife, v. 14, n. 4, 2019. DOI: <https://doi.org/10.5039/agraria.v14i4a6539>.

CAMPANA, P.E.; LI, H.; YAN, J. Dynamic modelling of a PV pumping system with special consideration on water demand. **Applied Energy**, v.112, p. 635-645, 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.12.073>.

CAMPANA, P.E.; LI, H.; ZHANG, J.; ZHANG, R.; LIU, J.; YAN, J. Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation. **Energy Conversion and Management**, v. 95, p. 32–41, 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.066>.

CAMPANA, P.E.; STRIDH, B.; AMADUCCI, S.; COLAUZZI, M. Optimisation of vertically mounted agrivoltaic systems. **Journal of Cleaner Production**, v. 325, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129091>.

CAMERON, C.P.; STEIN, J.S.; TASCA, C.A. **PV Performance Modeling Workshop Summary Report**. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2011. 91 p. (SANDIA REPORT, SAND2011-3419).

CANO, A.; PARDO, J.J.; MONTERO, J.; DOMÍNGUEZ, A. Determining irrigation requirements of extensive crops using the typical meteorological year adjusted to the growing cycle period. **Agronomy**, v. 12, n. 9, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/agronomy12092208>.

CARDONA, M.S.; LÓPEZ, L.M. A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 55, n. 3, p. 199-214, 1998. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(98\)00093-2](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(98)00093-2).

CARRICONDO-ANTÓN, J.M.; JIMÉNEZ-BELLO, M.A.; JUÁREZ, J.M.; TOMAS, A.R.; GONZÁLEZ-ALTOZANO, P. Optimization of an isolated photovoltaic water pumping system with technical–economic criteria in a water users association. **Irrigation Science**, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00271-023-00859-6>.

CARROQUINO, J.; LÓPEZ, R.D.; AGUSTÍN, J.L.A. Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops. **Renewable Energy**, v. 76, p. 566-574, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.069>.

CASTRO, P.H.G.R.P.; OLIVEIRA FILHO, D.; TOLEDO, O.M.; CARLO, J.C.; DINIZ, A.S.A.C. Integrated analysis of photovoltaic system externalities in Brazil: public health expenditures, energy quality, architectural aspects and real estate value. **Renewable Energy Environmental Sustainability**, v. 7, n. 13, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1051/rees/2022002>.

CERVERA-GASCÓ, J.; MONTERO, J.; MORENO, M.A. I-Solar, a Real-Time Photovoltaic simulation model for accurate estimation of generated power. **Agronomy**, v. 11, n. 3, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/agronomy11030485>.

CHANDEL, S.S.; NAIK, M.N.; SHARMA, V.; CHANDEL, R. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. **Renewable Energy**, v. 78, p. 193-202, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.015>.

CHATTOPADHYAY, S.; MITRA, M.; SENGUPTA, S. **Electric Power Quality**. Dordrecht: Springer, 2011. 179p.

CHILUNDO, R.J.; MAÚRE, G.A.; MAHANJANE, U.S. Dynamic mathematical model design of photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation: A guide to electrical energy potential assessment for increase access to electrical energy. **Journal of Cleaner Production**, v. 238, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.117878>.

CHOPDAR, R.K.; SENGAR, N.; GIRI, N.C.; HALLIDAY, D. Comprehensive review on agrivoltaics with technical, environmental and societal insights. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 197, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114416>.

COLLISCHONN, W.; DORNELLES, F. **Hidrologia para engenharia e ciências ambientais**. Porto Alegre: ABRH, 2013. 350p.

COROMINAS, J. Agua y energía en el riego, en la época de la sostenibilidad. **Ingeniería del agua**, v. 17, n. 3, p. 219-233, 2010. DOI: <https://doi.org/10.4995/ia.2010.2977>.

COSTA, S.C.S.; KAZMERSKI, L.L.; DINIZ, A.S.A.C. Impact of soiling on Si and CdTe PV modules: case study in different Brazil climate zones. **Energy Conversion and Management: X**, v. 10, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100084>.

CRISTINA, L.M.Y.; BARROS, R.C.S. Impacto das mudanças climáticas na demanda de água para irrigação da cana-de-açúcar na bacia hidrográfica do rio Gramame. **Revista IRRIGA**, v. 27, n.4, 2022. DOI: <https://doi.org/10.15809/irriga.2022v27n4p667-684>.

CVEJIĆ, R.; PINTAR, M.; ZUPANC, V. Advancing irrigation development in the European Union. **Irrigation and Drainage**, v. 70, n. 4, p. 887–899. 2021. DOI: <https://doi.org/10.1002/ird.2585>.

DEMAIN, C.; JOURNÉE, M.; BERTRAND, C. Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. **Renewable Energy**, v. 50, p. 710–721, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.07.031>.

DERVISHI, S.; MAHDAVI, A. Computing diffuse fraction of global horizontal solar radiation: A model comparison. **Solar Energy**, v. 86, n. 6, p. 1796-1802, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.008>.

DESCHAMPS, E.M.; RÜTHER, R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 179, p. 106-118, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051>.

DEMAIN, C.; JOURNÉE, M.; BERTRAND, C. Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. **Renewable Energy**, v. 50, p. 710-721, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.07.031>.

DHAKE, H.; KOSMOPOULOS, P.; MANTAKAS, A.; KASHYAP, Y.; EL-ASKARY, H.; ELBADAWY, O. Climatological trends and effects of aerosols and clouds on large solar parks: application examples in Benban (Egypt) and Al Dhafrah (UAE). **Remote Sensing**, v. 16, n. 23, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/rs16234379>.

DÍAZ, J.A.R.; PEREA, R.G.; MORENO, M.A. Modelling and management of irrigation system. **Water**, v. 12, n. 3, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/w12030697>.

DOILE, G.N.D.; JUNIOR, P.R.; CARNEIRO, P.F.G.; PERUCHI, R.S.; ROCHA, L.C.S.; JANDA, K.; AQUILA, G. Economic feasibility of photovoltaic micro-installations connected to the brazilian distribution grid in light of proposed changes to regulations. **Energies**, v. 14, n. 6, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14061529>.

DOMÍNGUEZ, A.; MARTÍNEZ-ROMERO, A.; LEITE, K.N.; TARJUELO, J.M.; JUAN, J.A.; LÓPEZ-URREA, R. Combination of typical meteorological year with regulated deficit irrigation to improve the profitability of garlic growing in central Spain. **Agricultural Water Management**, v. 130, p. 154-167, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2013.08.024>.

DURUSU, A.; ERDUMAN, A. An improved methodology to design large-scale photovoltaic power plant. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 140, n. 1, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1115/1.4038589>.

EBRAHIMPOUR, A.; MAEREFAT, M. A method for generation of typical meteorological year. **Energy Conversion and Management**, v. 51, n. 3, p. 410-417, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.10.002>.

EHRMANN, S.; FICKERT, L. NOLZB, R. Optimizing the setup of a photovoltaic pumping system for irrigation considering different crop water requirements. **Journal of Photonics for Energy**, v. 9, n. 4, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1117/1.JPE.9.043104>.

EISENHAUER, D.E.; MARTIN, D.L.; HEEREN, D.M.; HOFFMAN, G.F. **Irrigation Systems Management**. St. Joseph: ASABE, 2021. 347p.

EL-SHIMY, M. Sizing optimisation of stand-alone photovoltaic generators for irrigation water pumping systems. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 32, n. 5, p. 333-350, 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.1080/14786451.2012.697463>.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. **Visão 2030: o futuro da agricultura brasileira**. Brasília, DF: EMBRAPA, 2018. 212 p. Disponível em: <https://www.embrapa.br/documents/10180/9543845/Vis%C3%A3o+2030+-+o+futuro+da+agricultura+brasileira/2a9a0f27-0ead-991a-8cbf-af8e89d62829>. Acesso em: 14 mai. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA DE MINAS GERAIS. **Tag: Energia Agrivoltaica**. Belo Horizonte: EPAMIG, 2024. Disponível em: <https://www.epamig.br/tags/energia-agrivoltaica/>. Acesso em: 15 mar. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN 2023. Relatório Síntese 2023 - ano base 2022**. Brasília, DF: EPE, 2023a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf. Acesso em: 11 fev. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN - Séries Históricas e Matrizes**. Brasília, DF: EPE, 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 11 mai. 2024.

ERBS, D.G.; KLEIN, S.A.; DUFFIE, J.A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, n. 4, p. 293-302, 1982. DOI: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4).

EYRE, D.; ALEXANDRA, J.; RICHARDS, R.; SWANN, E. **The water & energy nexus: a multi-factor productivity challenge**. Queensland: NSW Farmers Association, 2014. 30p.

FAN, X.; CHEN, B.; WANG, S.; ZHAO, J.R.; SUN, H.J. An improved typical meteorological year based on outdoor climate comprehensive description method. **Building and Environment**, v. 206, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2021.108366>.

FARIA JR., A.; TRIGOSO, F.B.N.; CAVALCANTI, J.A.M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 469-475, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>.

FARROKHI, E.; MAHALLATI, M. N.; KOOCHKEI, A.; BEHESHTI, S. A. Simulation of Growth and Development of Tomato (*Lycopersicon esculentum* Mill.) under Drought Stress: 1- Simulation of Soil Water Content, Evapotranspiration, and Green Canopy Cover. **Journal of Water and Soil**, v. 35, n. 3, p. 299-318, 2021. DOI: <https://doi.org/10.22067/jsw.2021.15011.0>.

FEITOSA, F.E.C.S.; BELO, R.C.R.; SANTOS, J.R.N.; ARAÚJO, M.L.S.; SANTOS, J.S.; SILVA, F.B. Influência das mudanças de tempo e variabilidade climática sobre a produção de energia fotovoltaica no Estado do Maranhão. **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 10, n. 6, p. 1959-1973, 2017. DOI: <https://doi.org/10.26848/rbgf.v10.6.p1959-1973>.

FENG, Z.; MIAO, Q.; SHI, H.; FENG, W.; LI, X.; YAN, J.; LIU, M.; SUN, W.; DAI, L.; LIU, J. Simulation of water balance and irrigation strategy of typical sand-layered farmland in the Hetao Irrigation District, China. **Agricultural Water Management**, v. 280, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2023.108236>.

FERNANDEZ, E.F.; PEREZ-HIGUERAS, P.; ALMONACID, F.; RUIZ-ARIAS, J.A.; RODRIGO, P.; FERNANDEZ, J.I.; LUQUE-HEREDIA, I. Model for estimating the energy yield of a high concentrator photovoltaic system. **Energy**, v. 87, p. 77-85, 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.095>.

FERREIRA, A.; KUNH, S.S.; FAGNANI, K.C.; SOUZA, T.A.; TONEZER, C.; SANTOS, G.R.; COIMBRA-ARAÚJO, C.H. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, part 1, p.181-191, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>.

FIRATOGLU, Z.A.; YESILATA, B. New approaches on the optimization of directly coupled PV pumping systems. **Solar Energy**, v. 77, n. 1, p. 81-93, 2004. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2004.02.006>.

FORTES, P.S.; PLATONOV, A.E.; PEREIRA, L.S. GISAREG—A GIS based irrigation scheduling simulation model to support improved water use. **Agricultural Water Management**, v. 77, n. 1-3, p. 159-179, 2005. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2004.09.042>.

FRAGA, M.M.; CAMPOS, B.L.O.; ALMEIDA, T.B.; FONSECA, J.M.S.; LINS, V.F.C. Analysis of the soiling effect on the performance of photovoltaic modules on a soccer stadium in Minas Gerais, Brazil. **Solar Energy**, v. 163, p. 387-397, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.02.025>.

FREEMAN, J.; WHITMORE, J.; BLAIR, N.; DOBOS, A.P. **Validation of multiple tools for flat plate photovoltaic modeling against measured data**. Denver: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014. 21p. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61497.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2024.

GAO, Z.; ZHANG, Y.; GAO, L.; LI, R. Progress on solar photovoltaic pumping irrigation technology. **Irrigation and Drainage**, v. 67, p. 89–96, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1002/ird.2196>.

GARCÍA, A.M.; PEREA, R.G.; POYATO, E.C.; BARRIOS, P.M.; DÍAZ, J.A.R. Comprehensive sizing methodology of smart photovoltaic irrigation systems. **Agricultural Water Management**, v. 229, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2019.105888>.

GASCÓ, J.C.; MONTERO, J.; MORENO, M.A. An intelligent irrigation management model for direct injection of solar pumping systems. **Agricultural Water Management**, v. 279, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2023.108182>.

GEBREMARIAM, F.T.; HABTU, S.; YAZEW, E.; TEKLU, B. The water footprint of irrigation-supplemented cotton and mung-bean crops in Northern Ethiopia. **Heliyon**, v. 7, n. 4, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e06822>.

GHAMARNIA, H.; ARJI, I.; SEPEHRI, S.; NOROZPOUR, S.; KHODAEI, E. Evaluation and comparison of drip and conventional irrigation methods on sugar beets in a semiarid region. **Journal of Irrigation and Drainage Engineering**, v. 138, n. 1, 2012. DOI: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)IR.1943-4774.0000362](https://doi.org/10.1061/(ASCE)IR.1943-4774.0000362).

GHOSH, S.; YADAV, R. Future of photovoltaic technologies: a comprehensive review. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 47, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101410>.

GIMÉNEZ, L.; PAREDES, P.; PEREIRA, L.S. Water Use and Yield of Soybean under Various Irrigation Regimes and Severe Water Stress. Application of AquaCrop and SIMDualKc Models. **Water**, v. 9, n. 6, 2017. DOI: <https://doi.org/10.3390/w9060393>.

GOEL, S.; SHARMA, R. Performance evaluation of stand alone, grid connected and hybrid renewable energy systems for rural application: A comparative review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 78, p. 1378-1389, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.200>.

GOMES, L.D.; FLUMIGNAN, D.L.; COMUNELLO, E.; GARCIA, R.A. Calibration of the cropwat model for the study of soybean production systems. **Engenharia Agrícola**, v. 43, n. 1, 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.1590/1809-4430>.

GOMES, P.G.; NETO, N.K.; CARVALHO, L.; SUMAILIA, J.; SARAIVA, J.T.; DIAS, B.H.; MIRANDA, V.; SOUZA, S.M. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. **Energy Policy**, v. 115, p.199–206, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.014>.

GONÇALVES, G.L.; ABRAHÃO, R.; JUNIOR, P.R.; ROCHA, L.C.S. Economic Feasibility of Conventional and Building-Integrated Photovoltaics Implementation in Brazil. **Energies**, v.15, n. 18, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15186707>.

GOOD, J.; JOHNSON, J.X. Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance. **Applied Energy**, v. 177, p. 475-486, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.134>.

GORJIAN, S; SINGH, R.; SHUKLA, A.; MAZHAR, A.R. On-farm applications of solar PV systems. In: GORJIAN, S.; SHUKLA, A. (Ed.). **Photovoltaic Solar Energy Conversion: Technologies, Applications and Environmental Impacts**. New York: Academic Press, 2020. p. 147-190.

GRADITI, G.; FERLITO, S.; ADINOLFI, G. Comparison of Photovoltaic plant power production prediction methods using a large measured dataset. **Renewable Energy**, v. 90, p. 513-516, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.027>.

GU, W.; MA, T.; SHEN, L.; LI, M.; ZHANG, Y.; ZHANG, W. Coupled electrical-thermal modelling of photovoltaic modules under dynamic conditions. **Energy**, v. 188, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116043>.

GU, Z.; ZHAO, Z.; DONG, Z.; WANG, J. The research on power quality management technology of station area based on distributed photovoltaic scale access. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 2703, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2703/1/012061>.

GU, Z.; ZHU, T.; JIAO, X.; XU, J.; QI, Z. Neural network soil moisture model for irrigation scheduling. **Computers and Electronics in Agriculture**, v. 180, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compag.2020.105801>.

GUO, D.; OLESEN, J.E.; MANEVSKI, K.; MA, X. Optimizing irrigation schedule in a large agricultural region under different hydrologic scenarios. **Agricultural Water Management**, v. 245, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2020.106575>.

GUZMÁN, A.B.; VICENCIO, R.B.; ARDILA-REY, J.A.; AHUMADA, E.N.; ARAYA, A.G.; MORENO, G.A. A cost-effective methodology for sizing solar PV systems for existing irrigation facilities in Chile. **Energies**, v. 11, n. 7, 2018. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11071853>.

HADJ, A.; ARAB, F.; CHENLO, K.; MUKADAM, K.; BALENZATEGUI, J.L. Performance of PV water pumping systems. **Renewable Energy**, v. 18, n. 2, p. 191-204, 1999. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(98\)00780-0](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(98)00780-0).

HADOLE, M.V.; TIWARI, K.N.; BAJPAI, B. Energy generation and flow rate prediction of photovoltaic water pumping system for irrigation. **Environment, Development and Sustainability**, v. 23, p. 6722-6733, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10668-020-00886-9>.

HAHN, A.; SCHMIDT, R.; TORRES, A.; TORRES, A. Resource-conserving irrigation with photovoltaic pumping systems. *In: European Photovoltaic Solar Energy Conference, 16, 2000, Glasgow. Proceedings of the International Conference.* Routledge: Oxfordshire, 2000. p. 3002-3005. DOI: <https://doi.org/10.4324/9781315074405-247>.

HERBAZI, R.; SEDDIK, Z.B.; AMECHNOUE, K.; KHOUYA, A.; BARAKA, I.H.; DIANI, M. Performance evaluation and experimental validation of different empirical models for predicting photovoltaic output power. **International Journal of Ambient Energy**, v. 43, n. 1, p. 7437-7453, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1080/01430750.2022.2068069>.

HERRAIZ, J.I.; ALMEIDA, R.H.; CASTILLO-CAGIGAL, M.; NARVARTE, L. Experimental performance evaluation of a pv-powered center-pivot irrigation system for a three-year operation period. **Energies**, v. 16, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16093654>.

HERTELEER, B.; CAPPELLE, J.; DRIESEN, J. An autonomous photovoltaic system sizing program for office applications in Africa. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 2012, Santiago de Compostela. Anais...* Vigo: European Association for the Development of Renewable Energy, Environment and Power Quality, 2012. v. 1, p. 728–733.

HILARYDOSS, S. Suitability, sizing, economics, environmental impacts and limitations of solar photovoltaic water pumping system for groundwater irrigation—a brief review. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 30, n. 28, p. 71491–71510, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11356-021-12402-1>.

IGLESIAS, C.; VILAÇA, P. On the regulation of solar distributed generation in Brazil: a look at both sides. **Energy Policy**, v. 167, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113091>.

IHEANETU, K.J. Solar photovoltaic power forecasting: a review. **Sustainability**, v. 14, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/su142417005>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Evolution of solar PV module cost by data source, 1970-2020**. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>. Acesso em: 02 jun. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Global landscape of renewable energy finance 2023**. Abu Dhabi: IRENA, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Feb/Global-landscape-of-renewable-energy-finance-2023>. Acesso em: 01 jun. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable energy statistics 2024**. Abu Dhabi: IRENA, 2024. 299p. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2024.pdf. Acesso em: 24 mar. 2025.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. Toronto: Academic Press, 1983. 390p.

IRANDOOSTSHAHRESTANI, M.; ROUSSE, D.R. Photovoltaic electrification and water pumping using the concepts of water shortage probability and loss of power supply probability: a case study. **Energies**, v. 16, n. 1, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16010001>.

JAFARI, M.; KAMALI, H.; KESHAVARZ, A.; MOMENI, A. Estimation of evapotranspiration and crop coefficient of drip-irrigated orange trees under a semi-arid climate. **Agricultural Water Management**, v. 248, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2021.106769>.

JATHAR, L.D.; GANESAN, S.; AWASARMOL, U.; NIKAM, K.; SHAHAPURKAR, K.; SOUDAGAR, M.E.M.; FAYAZ, H.; EL-SHAFAY, A.S.; KALAM, M.A.; BOUADILA, S.; BADDADI, S.; TIRTH, V.; NIZAMI, A.S.; LAM, S.S.; REHAN, M. Comprehensive review of environmental factors influencing the performance of photovoltaic panels: concern over emissions at various phases throughout the lifecycle. **Environmental Pollution**, v. 326, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2023.121474>.

JESUS, A.X.C.; NETO, D.P.; DOMINGUES, E.G. Computational tool for technical-economic analysis of photovoltaic microgeneration in Brazil. **Energy**, v. 271, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126962>.

JIANG, S.; TANG, D.; ZHAO, L.; LIANG, C.; CUI, N.; GONG, D.; WANG, Y.; FENG, Y.; HU, X.; PENG, Y. Effects of different photovoltaic shading levels on kiwifruit growth, yield and water productivity under “agrivoltaic” system in Southwest China. **Agricultural Water Management**, v. 269, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2022.107675>.

JOHNSON, J.; MANIKANDAN, S. Experimental study and model development of bifacial photovoltaic power plants for Indian climatic zones. **Energy**, v. 284, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128693>.

KALESHWARWAR, A.; BAHADURE, S. Validating the credibility of solar simulation tools using a real-world case study. **Energy and Buildings**, v. 301, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113697>.

KAVLAK, G.; MCNERNEY, J.; TRANCIK, J. E. Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules. **Energy Policy**, v. 123, p. 700-710, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.015>.

KELLER, J.; BLIESNER, R.D. **Sprinkle and trickle irrigation**. New Jersey: the Blackburn Press, 1990. 652p.

KELLEY, L.C.; GILBERTSON, E.; SHEIKH, A.; EPPINGER, S.D.; DUBOWSKY, S. On the feasibility of solar-powered irrigation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 9, p. 2669-2682, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.061>.

KENNA, J.; GILLETT, B. **Solar water pumping: a handbook**. London: Russel, 1985. 123p.

KEREKES, T.; KOUTROULIS, E.; SERA, D.; TEODORESCU, R.; KATSANEVAKIS, M. An optimization method for designing large PV plants. **IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS**, v. 3, n. 2, p.814-822, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2012.2230684>.

KHAN, N.; ELHINDI, K.M.; KASSEM, H.S.; KAZIM, R.; ZHANG, S. Unveiling the nexus between solar energy adoption and crop farmer income: evidence from Pakistan. **Frontiers in sustainable food systems**, v.8, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3389/fsufs.2024.1364040>.

KHATIB, T.; MUHSEN, D.H. **Photovoltaic water pumping systems: concept, design, and methods of optimization**. London: Elsevier, 2021. 293p.

KHEIR, A.; HASSAN, M. Performance Assessment of the Fao Aquacrop Model for Maize Yield, Biomass and Water Productivity Along the River Nile, Egypt. **Journal of Soil Sciences and Agricultural Engineering**, v. 7, n. 3, p. 721-728, 2016. DOI: <https://doi.org/10.21608/jssae.2016.40363>.

KHORSAND, A.; DEGHANISANIJ, H.; HERIS, A.M.; ASGARZADEH, H.; REZAVERDINEJAD, V. Calibration and evaluation of the FAO AquaCrop model for canola (*Brassica napus*) under full and deficit irrigation in a semi-arid region. **Applied Water Science**, v. 14, n.56, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13201-024-02108-3>.

KILANKO, O.; OYEDEPO, S.O.; DIRISU, J.O.; LERAMO, R.O.; BABALOLA, P.; AWORINDE, A.K.; UDO, M.; OKONKWO, A.M.; AKOMOLAFE, M.I. Typical meteorological year data analysis for optimal usage of energy systems at six

selected locations in Nigeria. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, v. 18, p. 637-658, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctad014>.

KIM, G.G.; CHOI, J.H.; PARK, S.Y.; BHANG, B.G.; NAM, W.J.; CHA, H.L.; PARK, N.S.; AHN, H.K. Prediction model for PV performance with correlation analysis of environmental variables. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 9, n. 3, p. 832-841, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2898521>.

KLIMENTA, D.; LEKIC, J.; ARSIC, S.; TASIC, D.; KRSTIC, N.; RADOSAVLJEVIC, D. A novel procedure for quick design of off-grid pv water pumping systems for irrigation. **Elektronika Ir Elektrotehnika**, v. 27, n. 2, p. 64-77, 2021. DOI: <https://doi.org/10.5755/j02.eie.28503>.

KREXNER, T.; BAUER, A.; GRONAUER, A.; MIKOVITS, C.; SCHMIDT, J.; KRAL, I. Environmental life cycle assessment of a stilted and vertical bifacial crop-based agrivoltaic multi land-use system and comparison with a mono land-use of agricultural land. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 196, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114321>.

KUZEY, S.; GUNESER, M.T.; ATMACA, B. Design and technical analysis of a photovoltaic drip irrigation system. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED TECHNOLOGIES*, 8, 2019, Sarajevo. **Proceedings...** Konya: Selcuk University, 2019, p. 158-164.

LABOURET, A.; VILLOZ, M. **Solar photovoltaic energy**. 4 ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2009. 372 p. (IET Renewable Energy Series, 9).

LAMEIRINHAS, R.A.M.; TORRES, J.P.N.; CUNHA, J.P.M. A photovoltaic technology review: history, fundamentals and applications. **Energies**, v.15, n.5, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15051823>.

LEDESMA, J.R.; ALMEIDA, R.H.; NARVARTE, L. Modeling and simulation of multipumping photovoltaic irrigation systems. **Sustainability**, v. 14, n. 15, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14159318>.

LEE, G.R.; FREARSON, L.; RODDEN, P. An assessment of photovoltaic modelling software using real world performance data. *In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION*, 26, 2011, Hamburg. **Proceedings...** Verlag: European Solar Energy Commission, 2011. p. 4339–43.

LEITE, M.C.C.; VIEIRA, F.A.M.; SILVA, V.B.; FORTES, M.Z.; DIAS, D.H.N. Harmonic analysis of a photovoltaic systems connected to low voltage grid. **IEEE Latin America Transactions**, v.16, n.1, p. 112–117, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/tla.2018.8291462>.

LI, D. Quantifying water use and groundwater recharge under flood irrigation in an arid oasis of northwestern China. **Agricultural Water Management**, v. 240, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2020.106326>.

LIMA, J.V.O.; FERNANDES, A.L.T.; FRAGA JÚNIOR, E.F.; CRUZ, P.O.H.; CRUZ, J.P.H.; SANTANA, M.J. Avaliação do consumo de água e energia elétrica utilizando sensores IoT na irrigação do café. **Revista Brasileira de Agricultura Irrigada**, v. 14, n. 1, p. 3844–3853, 2020. DOI: <https://doi.org/10.7127/rbai.v14n1001093>.

LIMA, L.C.; FERREIRA, L.A.; MORAIS, F.H.B.L. Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 79-85, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.01.004>.

LINKER, R.; SYLAIOS, G.; TSAKMAKIS, I.; RAMOS, T.; SIMIONESEI, L.; PLAUBORG, F.; BATTILANI, A. Sub-optimal model-based deficit irrigation scheduling with realistic weather forecasts. **Irrigation Science**, v. 36, p. 349–362, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00271-018-0592-x>.

LONGARES, J.M.; GARCÍA-JIMÉNEZ, A.; GARCÍA-POLANCO, N. Multiphysics simulation of bifacial photovoltaic modules and software comparison. **Solar Energy**, v. 257, p. 155-163, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.04.005>.

LUIZ, E.W.; MARTINS, F.R.; GONÇALVES, A.R.; PEREIRA, E.B. Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones. **Solar Energy**, v. 167, p. 210-219, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.005>.

MACEDO, W.N.; ZILLES, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). **Progress in photovoltaics: research and applications**, v. 15, p. 337–352, 2007. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.740>.

MACHÍN, A.; MÁRQUEZ, F. Advancements in photovoltaic cell materials: silicon, organic, and perovskite solar cells. **Materials**, v. 17, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/ma17051165>.

MACINTYRE, A.J. **Bombas e instalações de bombeamento**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 1997. 782p.

MAHMOUD, I.M.; ASHRAF, A.; HATEM, A.; ABDELLATIF, S.O.; GHALI H.A. Pre-sizing online tool for photovoltaic water pumping system: development, testing, validation, and evaluation. **Discover Sustainability**, v. 5, n. 15, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1007/s43621-024-00198-2>.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações elétricas industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017. 1615p.

MARKVART, T.; CASTANER, L. **Practical handbook of photovoltaic: fundamentals and applications**. Oxford: Elsevier, 2003. 984p.

MARTÍN, C.N.; ELEFThERIADIS, P.; MARTÍN, D.S. Validation and self-shading enhancement for SoL: A photovoltaic estimation model. **Solar Energy**, v. 202, p. 386-408, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.03.099>.

MASCHIO, R.; COELHO, R.D.; BARROS, T.H.S.; COSTA, J.O.; DUARTE, S.D. Water rights in sugarcane irrigation: influence of irrigation criteria and probability levels adopted for ETo and rainfall. **Scientia agricola**, v. 81, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1590/1678-992X-2023-0139>.

MEBANE, V.J.; DAY, R.L.; HAMLETT, J.M.; WATSON, J.E.; ROTH, G.W. Validating the FAO AquaCrop Model for Rainfed Maize in Pennsylvania. **Agronomy Journal**, v. 105, n. 2, p. 419-427, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2134/agronj2012.0337>.

MELO, K.B.; SILVA, M.K.; SILVA, J.L.S.; COSTA, T.S.; VILLALVA, M.G. Study of energy improvement with the insertion of bifacial modules and solar trackers in photovoltaic installations in Brazil. **Renewable Energy Focus**, v. 41, p. 179-187, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.02.005>.

MESSENGER, R.; ABTAHI, H.A. **Photovoltaic Systems Engineering**. 4 ed. Boca Raton: CRC, 2017. 504p.

MESTNIKOV, N.P.; VASILYEV, P.F.; DAVYDOV, G.I.; KHOYUTANOV, A.M.; ALZAKKAR, A.M.N. Operation of a photovoltaic installation in the North under various cloudiness conditions. **iPolytech Journal**, v. 26, n. 1, 2022. DOI: <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-1-81-91>.

MIBULO, T.; KIGGUNDU, N. Evaluation of FAO AquaCrop Model for Simulating Rainfed Maize Growth and Yields in Uganda. **Agronomy**, v. 8, n. 11, 2018. DOI: <https://doi.org/10.3390/agronomy8110238>.

MIRAN, S.; TAMOOR, M.; KIREN, T.; RAZA, F.; HUSSAIN, M.I.; Kim, J.T. Optimization of standalone photovoltaic drip irrigation system: A simulation study. **Sustainability**, v. 14, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14148515>.

MIRANDA, R.F.C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on brazilian rooftops. **Renewable Energy**, v. 75, p. 694-716, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.037>.

MORAES, M.J.; OLIVEIRA FILHO, D.; VIEIRA, G.H.S.; SCARCELLI, R.O.C. Gerenciamento do lado da demanda no bombeamento de água para perímetro irrigado. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 15, n. 9, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1590/S1415-43662011000900001>.

MORIASI, D. N.; ARNOLD, J. G.; VAN LIEW, M. W.; BINGNER, R. L.; HARMEL, R. D.; VEITH, T. L. Model Evaluation Guidelines for Systematic Quantification of Accuracy in Watershed Simulations. **Transactions of the ASABE**, v. 50, n. 3, p. 885–900, 2007. DOI: <https://doi.org/10.13031/2013.23153>.

MOTA, F.S., OLIVEIRA, M.O. **Indicação para a elaboração de um programa de computador para o cálculo do balanço hídrico diário versátil para uso no Brasil**. Brasília, DF: Instituto Nacional de Meteorologia, 1978. p. 23-36. (Boletim Técnico, 16).

MOUHIB, E.; FERNÁNDEZ-SOLAS, A.; PÉREZ-HIGUERAS, P.J.; FERNÁNDEZ-OCAÑA, A.M.; MICHELI, L.; ALMONACID, F.; FERNÁNDEZ, E.F. Enhancing land use: Integrating bifacial PV and olive trees in agrivoltaic systems. **Applied Energy**, v. 359, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122660>.

MURPHY, S. The construction of a modified Typical Meteorological Year for photovoltaic modeling in India. **Renewable Energy**, v. 111, p. 447-454, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.04.033>.

NARVARTE, L.; ALMEIDA, R.H.; CARRÉLO, I.B.; RODRÍGUEZ, L.; CARRASCO, L.M.; MARTINEZ-MORENO, F. On the number of PV modules in series for large-power irrigation systems. **Energy Conversion and Management**, v.15, p. 516-525, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.03.001>.

OKASHA, A.M. Performance of a small drip irrigation system powered by solar photovoltaic for corn production. **Irrigation and Drainage**, v. 33, n. 4, p. 1369-1386, 2016. DOI: <https://doi.org/10.21608/mjae.2016.97607>.

OLABI, A.G.; WILBERFORCE, T.; SAYED, E.T.; ABO-KHALIL, A.G.; MAGHRABIE, H.M.; ELSAID, K.; ABDELKAREEM, M.A. Battery energy storage systems and SWOT (strengths, weakness, opportunities, and threats) analysis of batteries in power transmission. **Energy**, v. 254, part A, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123987>.

OLCAY, K.; TUNCA, S.G.; OZGUR, M.A. Forecasting and performance analysis of energy production in solar power plants using long short-term memory (LSTM) and random forest models. **IEEE Access**, v. 12, p. 103299-103312, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3432574>.

OMER, A.A.A.; LIU, W.; LI, M.; ZHENG, J.; ZHANG, F.; ZHANG, X. Water evaporation reduction by the agrivoltaic systems development. **Solar Energy**, v. 247, p.13-23, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.10.022>

PANDE, P.C.; SINGH, A.K.; ANSARI, S.; VYAS, S.K.; DAVE, B.K. Design development and testing of a solar PV pump based drip system for orchards. **Renewable Energy**, v. 28, n. 3, p. 385-396, 2003. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(02\)00037-X](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00037-X).

PARDO, M.A.; NAVARRO-GONZÁLEZ, F.J. Sizing and scheduling optimisation method for off-grid battery photovoltaic irrigation networks. **Renewable energy**, v. 221, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119822>.

PAREDES, P.; WEI, Z.; LIU, Y.; XU, D.; XIN, Y.; ZHANG, B.; PEREIRA, L.S. Performance assessment of the FAO AquaCrop model for soil water, soil evaporation, biomass and yield of soybeans in North China Plain. **Agricultural Water Management**, v. 152, p. 57-71, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2014.12.007>.

PARSINEJAD, M.; RAJA, O.; CHEHRENEGAR, B. Practical analysis of remote sensing estimations of water use for major crops throughout the Urmia Lake basin.

Agricultural Water Management, v. 260, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2021.107232>

PASLEY, H.; BROWN, H.; HOLZWORTH, D.; J.; BELL, L.; HUTH, N. How to build a crop model. A review. *Agronomy for Sustainable Development*, v. 43, n. 2, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13593-022-00854-9>.

PASQUEL, D.; ROUX, S.; RICHETTI, J.; CAMMARANO, D.; TISSEYRE, B.; TAYLOR, J.A. A review of methods to evaluate crop model performance at multiple and changing spatial scales. **Precision Agriculture**, v. 23, p. 1489–1513, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11119-022-09885-4>.

PEREIRA, E.B.; MARTINS, F.R.; GONÇALVES, A.R.; COSTA, R.S.; LIMA, F.J.L.; RÜTHER, R.; ABREU, S.L.; TIEPOLO, G.M.; PEREIRA, S.V.; SOUZA, J.G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. DOI: <https://doi.org/10.34024/978851700089>.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990. DOI: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H).

PERO, C.D.; ASTE, N.; LEONFORTE, F. The effect of rain on photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 179, p. 1803-1814, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.07.130>.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

PINTO, R.; MARIANO, S.; CALADO, M.R.; SOUZA, J.F. Impact of Rural Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems on Power Quality. **Energies**, v.9, n.9, 2016. DOI: <https://doi.org/10.3390/en9090739>.

PLAYÁN, E.; GIMENO, Y.; LORENZO-GONZÁLEZ, M.A.; JIMÉNEZ, A.; LÓPEZ-PARDO, J.R.; OLIVÁN, I.; CASTILLO, R.; CARBONELL, X.; FÁBREGAS, M.; VICENTE, L.M.; GÁLVEZ, L.; LAX, J.A.; QUÍLEZ, D.; BALCELLS, M.; SOLANO, D.; AGUAVIVA, J.; PANIAGUA, P.; ZAPATA, N. Irrigation modernization in the Ebro – Aragón region of Spain: Past and future trends. **Agricultural Water Management**, v.302, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2024.108975>.

POLO, J. Solar Power Plant Performance. In: POLO, J.; MARTÍN-POMARES, L.; SANFILIPPO, A. (Ed). **Solar resources mapping: fundamentals and applications**. Switzerland: Springer, 2019. p. 283-300.

POLO, J.; ALONSO-GARCÍA, M.C.; SILVA, J.P.; ALONSO-ABELLA, M. Modelling the performance of rooftop photovoltaic systems under urban Mediterranean outdoor conditions. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 8, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.4942856>.

POWELL, J.W.; WELSH, J.M.; PANNELL, D.; KINGWELL, R. Factors influencing Australian sugar cane irrigators' adoption of solar photovoltaic systems for water pumping. **Cleaner Engineering and Technology**, v. 4, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2021.100248>.

QUAN, H.; YANG, D. Probabilistic solar irradiance transposition models. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 125, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109814>.

RAES, D.; STEDUTO, P.; HSIAO, T.C.; FERERES, E. AquaCrop—The FAO crop model to simulate yield response to water: II. Main algorithms and software description. **Agronomy Journal**, v. 101, n. 3, p. 438-447, 2009. DOI: <https://doi.org/10.2134/agronj2008.0140s>.

RAKSHANI, E.; ROUZBEHI, K.; SÁNCHEZ, A.J.; TOBAR, A.C.; POURESMAEIL, E. Integration of large scale PV-based generation into power systems: a survey. **Energies**, v. 12, n. 8, 2019. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12081425>.

RAMANAN, C.J., LIM, K.H.; KURNIA, J.C.; ROY, S; BORA, B.J.; MEDHI, B.J. Towards sustainable power generation: recent advancements in floating photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 194, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114322>.

RAMOS-FUENTES, I.A.; ELAMRI, Y.; CHEVIRON, B.; DEJEAN, C.; BELAUD, G.; FUMEY, D. Effects of shade and deficit irrigation on maize growth and development in fixed and dynamic AgriVoltaic systems. **Agricultural Water Management**, v. 280, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2023.108187>.

RECA, J.; TORRENTE, C.; LUQUE, R.L.; MARTINEZ, J. Feasibility analysis of a standalone direct pumping photovoltaic system for irrigation in Mediterranean greenhouses. **Renewable Energy**, v. 85, p. 1143-1154, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.056>.

RIGO, P.D.; LUNARDI, G.M.; SILUK, J.C.M.; SCHNEIDER, P.S.; NASCIMENTO, F.M.; THOMASI, V.; FUNKE, E. How explain on-grid PV systems diffusion? Review and application in Brazil. **Renewable Energy**, v. 230, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120862>.

RIZI, A.P.; ASHRAFZADEH, A.; RAMEZANI, A. A financial comparative study of solar and regular irrigation pumps: Case studies in eastern and southern Iran. **Renewable Energy**, v. 138, p. 1096-1103, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.026>.

ROBERTS, J.J.; ZEVALLOS, A.A.M.; CASSULA, A.M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1104-1123, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.022>.

RUIZ, E.T.N.F. **Análise de investimento em projetos de energia solar fotovoltaica**. Campinas: Alínea, 2021.

SABER, M.; MOKHTAR, M.; BAKHEIT, A.; ELFEKY, A.M.; GAMEH, M.; MOSTAFA, A.; SEFELNASR, A.; KANTOUSH, S.A.; SUMI, T.; HORI, T.; HAMADA, A. An integrated assessment approach for fossil groundwater quality and crop water requirements in the El-Kharga Oasis, Western Desert, Egypt. **Journal of Hydrology: Regional Studies**, v. 40, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2022.101016>.

SAEIDI, R.; ETEDALI, H.R.; SOTOODEHNIA, A.; NAZARI, B.; KAVIANI, A. Evaluation of AquaCrop model for estimating of changes process of soil moisture, evapotranspiration and yield of maize under salinity and fertility stresses. **Environmental Stresses in Crop Sciences**, v. 14, n. 1, p. 195-210, 2021. DOI: <https://doi.org/10.22077/escs.2020.2473.1652>.

SANDHU, R.; IRMAK, S. Performance of AquaCrop model in simulating maize growth, yield, and evapotranspiration under rainfed, limited and full irrigation. **Agricultural Water Management**, v. 223, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2019.105687>.

SANTOS, I.P.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, v. 63, p. 116-124, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.008>.

SARR, A.; MÉRIDA-GARCÍA, A.; DIOP, M.; MATEOS, L.; LAMADDALENA, N.; RODRÍGUEZ-DÍAZ, J.A. Decision support tool for the optimal sizing of solar irrigation systems. **Processes**, v. 11, n. 3, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr11030942>.

SARVI, M.; AZADIAN, A. A comprehensive review and classified comparison of MPPT algorithms in PV systems. **Energy Systems**, v. 13, p. 281-320, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12667-021-00427-x>.

SASS, J.; HAHN, A. **Solar powered irrigation systems (SPIS): technology, economy, impacts**. Eschborn: Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2016. 184p.

SEME, S.; LUKAC, N.; STUMBERGER, B.; HADZISELIMOVIC, M. Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks. **Energy**, v. 139, p. 1261-1266, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.088>.

SEMERARO, T.; SCARANO, A.; CURCI, L.M.; LEGGIERI, A.; LENUCCI, M.; BASSET, A.; SANTINO, A.; PIRO, G.; CAROLI, M. Shading effects in agrivoltaic systems can make the difference in boosting food security in climate change. **Applied Energy**, v. 358, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122565>.

SENGUPTA, M.; HABTE, A.; WILBERT, S.; GUEYMARD, C.; REMUND, J. **Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Application**. 3th edition. Washington, DC: U.S. Department of Energy, N. p., 2021. DOI: <https://dx.doi.org/10.2172/1778700>.

SEPOL, R. An analysis of solar energy and irrigation systems in Turkey. **Energy Policy**, v. 47, p. 478-486, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.049>.

SEPOL, M.; ABBASOĞLU, S.; KÜKRER, O.; BABATUNDE, A.A. A guide in installing large-scale PV power plant for self consumption mechanism. **Solar Energy**, v. 132, p. 518-537, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.035>.

SENTELHAS, P.C. Variabilidade e mudanças climáticas no contexto da agricultura irrigada. In: PAOLINELLI, A.; NET, D.D.; MANTOVANI, E.C. (Org.). **Agricultura irrigada no Brasil: ciência e tecnologia**. Piracicaba: ESALQ; Viçosa: ABID, 2022. p. 187-205. DOI: <https://doi.org/10.11606/9786587391236>.

SHEPPERD, L.W.; RICHARDS, E.H. **Solar photovoltaics for development applications**. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 1993. 43 p.

SONG, Z.; WANG, B.; ZHENG, H.; JIN, S.I.; LIU, X.; HUA, S. Gridded assessment of mainland China's solar energy resources using the Typical Meteorological Year method and China meteorological forcing dataset. **Atmosphere**, v. 15, n. 2, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/atmos15020225>.

SRIVASTAVA, S.; KUMAR, N.; MALAKAR, A.; CHOUDHURY, S.D.; RAY, C.; ROY, T. A machine learning-based probabilistic approach for irrigation scheduling. **Water Resources Management**, v. 38, p. 1639–1653, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11269-024-03746-7>.

SUN, B.; LU, L.; YUAN, Y.; OCTOÑ, P. Development and validation of a concise and anisotropic irradiance model for bifacial photovoltaic modules. **Renewable Energy**, v. 209, p. 442-452, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.04.012>.

TAMoor, M.; HABIB, S.; BHATTI, A.R.; BUTT, A.S.; AWAN, A.B.; AHMED, E.M. designing and energy estimation of photovoltaic energy generation system and prediction of plant performance with the variation of tilt angle and interrow spacing. **Sustainability**, v. 14, n. 2, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14020627>.

TARJUELO, J.M.; RODRIGUEZ-DIAZ, J.A.; ABADÍA, R.; CAMACHO, E.; ROCAMORA, C.; MORENO, M.A. Efficient water and energy use in irrigation modernization: Lessons from Spanish case studies. **Agricultural Water Management**, v. 162, p. 67-77, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2015.08.009>.

TÁVORA, F.L.; FRANÇA, F.F.; LIMA, J.R.P.A. **Impactos das mudanças climáticas na agropecuária brasileira, riscos políticos, econômicos e sociais e os desafios para a segurança alimentar e humana**. Brasília, DF: Senado Federal, 2022. 33p. (Textos para Discussão, 313) Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td313>. Acesso em: 21 jan. 2025.

TEIXEIRA, J.L., PEREIRA, L.S. **ISAREG, an irrigation scheduling simulation model**. ICID Bulletin, v.41, n.2, p.29–48, 1992.

THERISTIS, M.; LYNGSKAER, N.R.; STEIN, J.S.; DEVILLE, L.; MICHELI, L.; DRIESSE, A.; HOBBS, W.B.; OVAITT, S.; DAXINI, R.; BARRIE, D. Blind photovoltaic

modeling intercomparison: a multidimensional data analysis and lessons learned. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 31, n. 11, p. 1144-1157, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3729>.

TOSSA, A.K.; SORO, Y.M.; AZOUMAH, Y.; YAMEGUEU, D. A new approach to estimate the performance and energy productivity of photovoltaic modules in real operating conditions. **Solar Energy**, v. 110, p. 543-560, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.043>.

TURCO, J.E.P.; BRUNINI, R.G. Consumo e custo de energia elétrica em cultura de cana-de-açúcar irrigada. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA, 45, 2016, Florianópolis. **Anais...** Jaboticabal: Associação Brasileira de Engenharia Agrícola, 2016.

TURCO, J.E.P.; OLIVEIRA, P.J.D.; CARLETO, N. Consumo e custo de energia elétrica em cultura de cebola irrigada por pivô central. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA, 44, 2015, São Pedro. **Anais...** Jaboticabal: Associação Brasileira de Engenharia Agrícola, 2015.

TURCO, J.E.P.; RIZZATTI, G.S.; OLIVEIRA, P.J.D. Consumo e custo de energia elétrica em feijão irrigado afetado por quatro métodos de manejo de irrigação. **Energia na Agricultura**, Botucatu, v. 32, n. 2, p. 171-177, 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.17224/EnergAgric.2017v32n2p171-177>.

TURCO, J.E.P.; RIZZATTI, G.S.; PAVANI, L.C. Custo de energia elétrica em cultura do feijoeiro irrigado por pivô central, afetado pelo manejo da irrigação e sistemas de cultivo. **Engenharia Agrícola**, Jaboticabal, v. 29, n. 2, p. 311-320, 2009. DOI: <https://doi.org/10.1590/S0100-69162009000200014>.

UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE-NATURAL RESOURCES CONSERVATION SERVICE. **Irrigation pumping plants**. Washington: USDA, 2016. 206p. (National Engineering Handbook, part 623 - Irrigation, chapter 8).

VALADÃO, G.F.; RENATO, N.S.; MORAES, C.A.; FREITAS, C.P.M.; ALEMAN, C.C. Photovoltaic solar energy applied to irrigation: an analysis of the financial impact in Brazil. **Electrical Engineering**, v. 106, p. 847-856, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-023-02019-7>.

VERSIEUX, V.; COSTA, M.H. Local evapotranspiration is the only relevant source of moisture at the onset of the rainy season in South America. **Atmosphere**, v.15, n. 8, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/atmos15080932>.

VIANA, F. J.; CUNHA, F. F.; ROCHA, M. O.; OLIVEIRA, J. T. Water rationalization in Brazilian irrigated agriculture. **Agronomy Science and Biotechnology**, v. 8, p. 1-15, 2022. DOI: <https://doi.org/10.33158/ASB.r154.v8.2022>.

VICENTE, M.R.; SANTOS, T.A.; DIAS, T.L.; LUCAS, P.O.; SANTOS, R.M.; LEITE, C.V. Viabilidade econômica da energia fotovoltaica para irrigantes no norte de Minas e vale do Jequitinhonha. Botucatu, **Energia na Agricultura**, v. 36, n. 1, p. 58-71, 2021. DOI: <https://doi.org/10.17224/EnergAgric.2021v36n1p58-71>.

VICK, B.D.; CLARK, R.N. Determining the optimum solar water pumping system for domestic use, livestock watering or irrigation. *In: AMERICAN SOLAR ENERGY SOCIETY (ASES) NATIONAL SOLAR CONFERENCE*, 38, 2009, Buffalo.

Proceedings ... Buffalo: American Solar Energy Society, 2009.

VIDOTTO, L.C.; SCHNEIDER, K.; MORATO, R.W.; NASCIMENTO, L.R.; RÜTHER, R. An evaluation of the potential of agrivoltaic systems in Brazil. **Applied Energy**, v. 360, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122782>.

VIEIRA, R.; GUERRA, M.I.; BANDEIRA, S. Analysis of the power quality of a grid-connected photovoltaic system. **IEEE Latin America Transactions**, v. 18, n. 4, p. 714-721, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/TLA.2020.9082214>.

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

VIVAR, M.; SHARON, H.; FUENTES, M. Photovoltaic system adoption in water related technologies – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.189, part B, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114004>.

WALLACH, D.; MAKOWSKI, D.; JONES, J.W.; BRUN, F. **Working with Dynamic Crop Models**: Methods, Tools and Examples for Agriculture and Environment. 3.ed. London: Academic Press, 2019. 613 p.

WARMANN, E.; JENERETTE, G.D.; GAFFORD, G.A.B. Agrivoltaic system design tools for managing trade-offs between energy production, crop productivity and water consumption. **Environmental Research Letters**, v.19, n.3, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ad2ab8>.

WESELEK, A.; EHMANN, A.; ZIKELI, S.; LEWANDOWSKI, I.; SCHINDELE, S.; HOGY, P. Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review. **Agronomy for Sustainable Development**, v.39, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13593-019-0581-3>.

WIDMER, J.; CHRIST, B.; GRENZ, J.; NORRGROVE, L. Agrivoltaics, a promising new tool for electricity and food production: A systematic review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 192, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114277>.

YAHYAOU, I.; TADEO, F.; SEGATTO, M.V. Energy and water management for drip-irrigation of tomatoes in a semi- arid district. **Agricultural Water Management**, v. 183, p. 4-15, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2016.08.003>.

YANG, D. Solar radiation on inclined surfaces: corrections and benchmarks. **Solar Energy**, v. 136, p. 288-302, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.062>.

YANG, J.M.; YANG, J.Y.; LIU, S.; HOOGENBOOM, G. An evaluation of the statistical methods for testing the performance of crop models with observed data. **Agricultural Systems**, v. 127, p. 81-89, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agry.2014.01.008>.

ZAPATA, N.; BAHDDOU, S.; LATORRE, B.; PLAYÁN, E. A simulation tool to optimize the management of modernized infrastructures in collective and on-farm irrigation systems. **Agricultural Water Management**, v. 284, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2023.108337>.

ZHOU, W.; LOU, C.; LI, Z.; LU, L.; YANG, H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. **Applied Energy**, v. 87, n. 2, p. 380-389, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.012>.

ZILLES, R.; MACEDO, W.N.; GALHARDO, M.A.B.; OLIVEIRA, S.H.F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ZHOU, W.; LOU, C.; LI, Z.; LU, L.; YANG, H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. **Applied Energy**, v. 87, n. 2, p. 380-389, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.012>.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Determinação da ETo diária

Para as estações meteorológicas do INMET do tipo automática, com escala de medição horária, foram utilizados no software desenvolvido (Meribá) os seguintes dados para o cálculo da ETo:

- Radiação global, kJ.m^{-2} ;
- Temperatura máxima, $^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura mínima, $^{\circ}\text{C}$;
- Umidade relativa média, %;
- Pressão atmosférica média, mbar;
- Velocidade média do vento, m. s^{-1} .

Foram utilizadas ainda as informações:

- Latitude da estação;
- Altitude da estação;
- Data (dia de interesse);

A ETo diária foi calculada pela equação de Penman-Monteith, segundo Allen et al. (1998):

$$E_{To} = \frac{0,408.\Delta.(R_n - G) + \gamma \cdot \frac{900}{T + 273} \cdot U_2 \cdot (e_s - e_a)}{\Delta + \gamma \cdot (1 + 0,34 \cdot U_2)} \quad (A1)$$

em que:

E_{To} = evapotranspiração potencial de referência, mm dia^{-1} ;

Δ = declividade da curva de pressão de vapor, $\text{kPa } ^{\circ}\text{C}^{-1}$;

R_n = radiação líquida, $\text{MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$;

G = fluxo de calor no solo, $\text{MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$;

γ = constante psicrométrica do ar, $\text{kPa } ^{\circ}\text{C}^{-1}$;

T = temperatura média do ar, $^{\circ}\text{C}$;

U_2 = velocidade média do vento a 2 m de altura, m s^{-1} ;

es = pressão de saturação de vapor, kPa;

ea = pressão atual de vapor, kPa.

1 Determinação da constante psicrométrica

$$\gamma = 0,665 \cdot 10^{-3} \cdot P \quad (\text{A2})$$

em que:

γ = constante psicrométrica, KPa °C⁻¹;

P = pressão atmosférica, KPa, foi calculada por:

$$P = \frac{(\sum_1^{24} P_i)}{24} \quad (\text{A3})$$

em que: P_i = pressão atmosférica média da hora “i”, kPa.

2 Determinação da temperatura média do ar

$$T = \frac{T_{\max} + T_{\min}}{2} \quad (\text{A4})$$

em que:

T_{max} = temperatura máxima diária, °C;

T_{min} = temperatura mínima diária, °C.

3 Determinação da declividade da curva de pressão de vapor

$$\Delta = \frac{4098 \cdot \left[0,6108 \cdot \exp\left(\frac{17,27 \cdot T}{T+237,3}\right) \right]}{(T+237,2)^2} \quad (\text{A5})$$

em que:

Δ = declividade da curva de pressão de vapor na temperatura do ar “T”, KPa °C⁻¹.

4 Determinação da pressão de saturação de vapor

$$e_s = \frac{e^{\circ}(T_{\max}) + e^{\circ}(T_{\min})}{2} \quad (\text{A6})$$

em que:

e_s = pressão de saturação de vapor, KPa;

$e^{\circ}(T_{\max})$ = pressão de saturação de vapor na temperatura máxima, dado por:

$$e^{\circ}(T_{\max}) = 0,6108 \cdot \exp\left(\frac{17,27 \cdot T_{\max}}{T_{\max} + 237,3}\right) \quad (\text{A7})$$

$e^{\circ}(T_{\min})$ = pressão de saturação de vapor na temperatura mínima, dado por:

$$e^{\circ}(T_{\min}) = 0,6108 \cdot \exp\left(\frac{17,27 \cdot T_{\min}}{T_{\min} + 237,3}\right) \quad (\text{A8})$$

5 Determinação da pressão atual de vapor

$$e_a = \frac{RH}{100} \cdot e_s \quad (\text{A9})$$

em que:

e_a = pressão atual de vapor, KPa;

RH = umidade relativa média do ar, %.

6 Determinação da radiação total líquida na superfície da cultura (R_n)

6.1 Determinação do dia juliano

$$J = \text{inteiro}\left(275 \cdot \frac{M}{9} - 30 + D\right) - 2 \quad (\text{A10})$$

Se $(M < 3)$ então $J = J + 1$

em que:

J = dia juliano;

M = número do mês [1..12];

D = número do dia [1..31].

6.2 Cálculo da declinação solar

$$\delta = 0,409 \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{365} \cdot J - 1,39\right) \quad (\text{A11})$$

em que:

δ = declinação solar para o dia juliano “J”, rad.

6.3 Cálculo do ângulo horário do pôr do sol (ws)

$$ws = \arccos[-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)] \quad (\text{A12})$$

em que:

φ = latitude da estação, rad;

ws = ângulo horário do pôr do sol, rad.

6.4 Cálculo da distância relativa Terra-sol (dr)

$$dr = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{365} \cdot J\right) \quad (\text{A13})$$

em que:

dr = distância relativa Terra-sol, adm.

6.5 Cálculo da radiação extraterrestre para escala diária (Ra)

$$Ra = \frac{24.60}{\pi} \cdot Gsc \cdot dr. [ws \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(ws)] \quad (A14)$$

em que:

Ra = radiação extraterrestre para escala diária, MJ m⁻² dia⁻¹;

Gsc = constante solar, onde Gsc = 0,0820 MJ m⁻² min⁻¹.

6.6 Cálculo da radiação solar de ondas curtas

$$Rs = \sum_1^{24} Rgi \quad (A15)$$

em que:

Rs = radiação solar de ondas curtas, MJ m⁻² dia⁻¹;

Rgi = radiação global média da hora "i", MJ m⁻² dia⁻¹.

6.7 Cálculo da radiação líquida de ondas curtas (saldo de radiação de ondas curtas)

$$Rns = (1 - \alpha) \cdot Rs \quad (A16)$$

em que:

Rns = saldo radiação de ondas curtas, MJ m⁻² dia⁻¹;

α = albedo, considerado como $\alpha = 0,23$, adm.

6.8 Cálculo da radiação solar com céu limpo

$$Rso = (0,75 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot Z) \cdot Ra \quad (A17)$$

em que:

Rso = radiação solar com céu limpo, MJ m⁻² dia⁻¹;

Z = altitude da estação, m.

6.9 Cálculo da radiação líquida de ondas longas (saldo de radiação de ondas longas)

$$R_{nl} = \sigma \cdot \left[\frac{T_{k,min}^4 + T_{k,max}^4}{2} \right] \cdot (0,34 - 0,14 \cdot \sqrt{ea}) \cdot \left(1,35 \cdot \frac{R_s}{R_{so}} - 0,35 \right) \quad (A18)$$

em que:

R_{nl} = saldo de radiação de ondas longas, MJ m⁻² dia⁻¹;

σ = constante de Stefan-Boltzmann ($\sigma = 4,903 \cdot 10^{-9}$ MJ K⁻⁴ m⁻² dia⁻¹);

$T_{k,min}$; $T_{k,max}$ = respectivamente temperatura absoluta mínima e máxima diária, K.

6.10 Cálculo a radiação líquida propriamente dita (saldo de radiação)

$$R_n = R_{ns} - R_{nl} \quad (A19)$$

em que:

R_n = saldo de radiação, MJ m⁻² dia⁻¹.

7 Fluxo de calor no solo para períodos diários

$$G \approx 0 \quad (A20)$$

APÊNDICE B – Expressões matemáticas para meteorologia solar

Foram utilizadas as equações a seguir, apresentadas por Iqbal (1983), para o cálculo de variáveis da meteorologia solar.

- Cálculo da radiação extraterrestre horária no plano horizontal:

$$I_o = \frac{12 \cdot 3600}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot J}{365}\right) \right] \cdot \left\{ \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot [\sin(W_2) - \sin(W_1)] + \frac{\pi \cdot (W_2 - W_1)}{180} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) \right\} \quad (B1)$$

em que:

I_o = radiação extraterrestre horária no plano horizontal, MJ m⁻²;

G_{sc} = constante solar ($G_{sc} = 1367 \text{ W m}^{-2}$);

J = dia juliano;

ϕ = latitude, graus;

δ = declinação solar, graus;

W_2 = hora solar inicial, h;

W_1 = hora solar final, h.

- Cálculo da radiação extraterrestre incidente no plano normal (à radiação):

$$I_{on} = \left(G_{sc} \cdot \frac{3,6}{1000} \right) \cdot [1,000110 + 0,034221 \cdot \cos(\tau) + 0,001280 \cdot \sin(\tau) + 0,000719 \cdot \cos(2 \cdot \tau) + 0,000077 \cdot \sin(2 \cdot \tau)] \quad (B2)$$

em que:

I_{on} = radiação extraterrestre incidente no plano normal, MJ m⁻²;

$$\tau = 360 \cdot \frac{J-1}{365} \quad (B3)$$

- Cálculo da declinação solar:

$$\delta = [0,006918 - 0,399912 \cdot \cos(\tau) + 0,070257 \cdot \sin(\tau) - 0,006758 \cdot \cos(2 \cdot \tau) + 0,000907 \cdot \sin(2 \cdot \tau) - 0,002697 \cdot \cos(3 \cdot \tau) + 0,00148 \cdot \sin(3 \cdot \tau)] \cdot (180/\pi) \quad (B4)$$

em que:

δ = declinação solar, graus.

- Cálculo do ângulo zenital:

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\sigma) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) \quad (B5)$$

em que:

θ_z = ângulo zenital, graus

w = ângulo horário solar, sendo $w = 0$ ao meio-dia solar, calculado por:

$$\omega = (HSV - 12) \cdot 15^\circ \quad (B6)$$

em que:

HSV = hora solar verdadeira, h, determinada pela equação B11.

- Cálculo do azimute solar:

Para o hemisfério norte:

$$\cos(\psi) = \frac{[\sin(\alpha) \cdot \sin(\phi) - \sin(\delta)]}{\cos(\alpha) \cdot \cos(\phi)} \quad (B7)$$

em que:

para $\cos(\psi) \geq 0 \rightarrow 0^\circ \leq \psi \leq 90^\circ$ e para $\cos(\psi) \leq 0 \rightarrow 90^\circ \leq \psi \leq 180^\circ$;

ψ = azimute solar, graus, sendo $\psi = 0^\circ$ no sul, positivo para leste e negativo para oeste;

α = elevação solar, ou altura solar, dado por $\alpha = 90^\circ - \theta_z$.

E para o hemisfério sul:

$$\cos(\psi) = - \frac{[\text{sen}(\alpha).\text{sen}(\phi) - \text{sen}(\delta)]}{\cos(\alpha).\cos(\phi)} \quad (\text{B8})$$

- Cálculo do ângulo de incidência de uma superfície inclinada voltada para o equador:

Para o hemisfério norte:

$$\cos(\theta) = \text{sen}(\delta).\text{sen}(\phi - \beta) + \cos(\delta).\cos(\phi - \beta).\cos(\omega) \quad (\text{B9})$$

em que:

θ = ângulo de incidência solar em superfície inclinada, graus;

β = ângulo de inclinação da superfície em relação a horizontal, graus.

E para o hemisfério sul:

$$\cos(\theta) = \text{sen}(\delta).\text{sen}(\phi + \beta) + \cos(\delta).\cos(\phi + \beta).\cos(\omega) \quad (\text{B10})$$

- Cálculo da hora solar verdadeira:

$$\text{HSV} = \text{HL} + 4. (\lambda_P - \lambda_L) + E_t \quad (\text{B11})$$

em que:

HSV = hora solar verdadeira, h;

HL = hora local ou hora relógio, h;

λ_P = latitude padrão, múltiplo de 15° a partir do meridiano de Greenwich, graus;

λ_L = latitude local, graus;

E_t = correção da hora, ou equação do tempo, dado por:

$$E_t = [0,000075 + 0,001868.\cos(\tau) - 0,032077.\text{sen}(\tau) - 0,014615.\cos(2.\tau) - 0,04089.\text{sen}(2.\tau)]. 229,18 \quad (\text{B12})$$

APÊNDICE C – Resumo do Modelo de Perez et al. (1990)

O componente difuso da radiação solar em superfície inclinada foi determinado pelo modelo de Perez et al. (1990) como apresentado a seguir.

$$I_{d,T} = I_d \cdot \left\{ (1 - F_1) \cdot \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + F_1 \cdot \frac{a}{b} + F_2 \cdot \text{sen}(\beta) \right\} \quad (C1)$$

em que:

$I_{d,T}$ = componente difuso da radiação solar horária em superfície inclinada, MJ m⁻²;

I_d = componente difuso da radiação horária em superfície horizontal, MJ m⁻²;

F_1, F_2 = coeficientes que expressam o grau de anisotropia circunsolar e do horizonte, dados pelas equações C7 e C8, respectivamente;

a, b = coeficientes dados por:

$$a = \text{maior valor entre as alternativas } [0; \cos(\theta)] \quad (C2)$$

$$b = \text{maior valor entre as alternativas } [0,087; \cos(\theta_z)] \quad (C3)$$

em que:

θ = ângulo de incidência na superfície inclinada, graus;

θ_z = ângulo zenital da superfície inclinada, graus;

Os coeficientes de brilho F_1 e F_2 são funções de três parâmetros que descrevem as condições do céu: o ângulo zenital θ_z , uma claridade ε e um brilho Δ . No caso, ε é uma função da radiação horária difusa I_d e da radiação direta de incidência normal $I_{b,n}$. O parâmetro de claridade do céu, ε , é dado por:

$$\epsilon = \frac{\frac{I_d + I_{b,n}}{I_d} + k \cdot \left(\frac{\pi \cdot \theta_z}{180}\right)^3}{1 + k \cdot \left(\frac{\pi \cdot \theta_z}{180}\right)^3} \quad (C4)$$

em que:

$I_{b,n}$ = irradiância direta de incidência normal, MJ m⁻²;

k = constante, equivalente a $k = 1,041$.

O parâmetro de brilho do céu, Δ , é calculado como:

$$\Delta = m \cdot \frac{I_d}{I_{on}} \quad (C5)$$

em que:

I_d = irradiância difusa horizontal, MJ m⁻²;

I_{on} = radiação extraterrestre de incidência normal (equação B2), MJ m⁻²;

m = massa óptica relativa de ar, dado por:

$$m = [\cos(\theta_z) + 0,15 \cdot (93,885 - \theta_z)^{-1,253}]^{-1} \quad (C6)$$

Os coeficientes de brilho F_1 e F_2 são funções de coeficientes derivados estatisticamente para intervalos de valores de ϵ , apresentados na Tabela C1, sendo calculados por:

$$F_1 = \text{maior valor entre as alternativas } \left[0; \left(f_{11} + f_{12} \cdot \Delta + f_{13} \cdot \frac{\pi \cdot \theta_z}{180} \right) \right] \quad (C7)$$

$$F_2 = \left(f_{21} + f_{22} \cdot \Delta + f_{23} \cdot \frac{\pi \cdot \theta_z}{180} \right) \quad (C8)$$

Tabela C1 - Coeficientes de brilho para o céu anisotrópico.

Faixa de ϵ	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1,000 - 1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
1,065 - 1,230	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,230 - 1,500	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,500 - 1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
1,950 - 2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,800 - 4,500	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
4,500 - 6,200	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,200 - ∞	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Fonte: Perez et al. (1990), adaptado.