International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Modélisation, Simulation Et Dimensionnement D'un Système De Pompage Photovoltaïque Hybride PVT A Moteur Asynchrone Pour L'irrigation D'un Hectare De Cultures A Mahajanga

HANITRANIRINA Eloddy[1,2], DONA Victorien Bruno[3]

[1] Doctorant, Laboratoire de Physique Appliquée et des Énergies Renouvelables (LPADER), École Doctorale Génie du Vivant et Modélisation (EDGVM), Université de Mahajanga, Madagascar.
[2] Enseignant-chercheur, Institut Supérieur des Sciences et Technologies de Mahajanga (ISSTM), Université de Mahajanga, Madagascar
[3] Professeur, Laboratoire de Physique Appliquée et des Énergies Renouvelables (LPADER), Université de Mahajanga, Madagascar, École Doctorale Génie du Vivant et Modélisation (EDGVM), Université de Mahajanga, Madagascar.
Auteur correspondant : HANITRANIRINA Eloddy. E-mail :hanitranirinaeloddy@gmail.com , bvdno2@gmail.com. (Tél +261 329 190 153)

(cc) BY

Résumé – Nous dimensionnons les composants d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil, sans batterie, pour un besoin supposé de 62 m³/j d'avril à octobre, ce qui correspond à l'irrigation goutte-à-goutte d'un hectare à Mahajanga (Madagascar). Ce besoin est une donnée d'entrée : ni le sol ni la culture ne sont analysés. Le système associe un générateur hybride photovoltaïque-thermique (PVT) refroidi à l'eau, un hacheur survolteur à MPPT, un onduleur triphasé, un moteur asynchrone en commande vectorielle IRFOC, une pompe centrifuge et un réservoir surélevé de 20 m³. Le gisement est reconstitué à partir des relevés contrôlés de la station de Mahajanga (2010–2026) par la relation d'Angström-Prescott à coefficients de Rietveld ; avec des coefficients publiés plus récents, l'irradiation annuelle varie de –4,9 à +4,7 %. Un critère de fiabilité explicite (aucun déficit mensuel de 2015 à 2025, en fin de vie du champ) conduit à 13 modules BP 3150B (1,95 kWc), alors qu'un calcul sur l'année moyenne n'en donne que 10. La couverture minimale atteint 110 %. Le taux de déficit reste inférieur à 0,1 % pour chaque incertitude du modèle et voisin de 2 % lorsque les journées couvertes sont prises en compte. Face à une loi V/f bien calée, le MPPT n'apporte que 6,2 % de volume annuel. Le refroidissement limite les cellules à 43,3 °C et accroît la production électrique journalière de 11,5 %. Le réservoir de 20 m³ convient à une irrigation de jour. Nous proposons enfin un protocole de validation expérimentale.

Mots-clés : Pompage solaire au fil du soleil, Générateur hybride PVT, Moteur asynchrone, Commande vectorielle IRFOC, MPPT, Irrigation, Dimensionnement, Validation, Mahajanga.

Abstract – We size the components of a battery-less solar water pumping system for an assumed demand of 62 m³/day from April to October, which corresponds to the drip irrigation of one hectare in Mahajanga (Madagascar). This demand is an input, so neither the soil nor the crop is analysed. The system combines a water-cooled photovoltaic-thermal (PVT) array, an MPPT boost converter, a three-phase inverter, an induction motor under IRFOC vector control, a centrifugal pump and a 20 m³ elevated tank. The solar resource is rebuilt from quality-controlled measurements of the Mahajanga station (2010–2026) with the Angström-Prescott relation and Rietveld coefficients; more recent published coefficients change the annual irradiation by –4.9% to +4.7%. An explicit reliability criterion (no monthly deficit from 2015 to 2025 at the end of the array life) leads to 13 BP 3150B modules (1.95 kWp), whereas an average-year calculation gives only 10. Minimum coverage reaches 110%. The water deficit stays below 0.1% for each model uncertainty and close to 2% when overcast days are taken into account. Against a well-tuned V/f law, MPPT adds only 6.2% to the annual volume. Cooling limits the cells to 43.3 °C and raises the daily electrical yield by 11.5%. The 20 m³ tank suits daytime irrigation. An experimental validation protocol is also proposed.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Keywords: Solar water pumping, PVT collector, Induction motor, IRFOC vector control, MPPT, Irrigation, Sizing, Validation, Mahajanga.

1. INTRODUCTION

À Madagascar, la plupart des parcelles restent tributaires de la pluie. Hors réseau, l'irrigation repose sur des motopompes diesel, coûteuses en carburant et en entretien. La région de Mahajanga, sur la côte nord-ouest, connaît une saison sèche d'avril à octobre pendant laquelle les cultures dépendent de l'irrigation, alors que l'ensoleillement y est abondant (3 070 h par an). Le pompage photovoltaïque au fil du soleil, qui stocke l'eau dans un réservoir plutôt que l'énergie dans des batteries, y est donc bien adapté [1], [2]. Pour des puissances de l'ordre du kilowatt, on préfère le moteur asynchrone, robuste et sans balais, à condition de l'associer à un onduleur et à une commande adaptée [3], [4]. Le générateur est couplé à la charge soit directement, soit par un convertisseur commandé par un algorithme de recherche du point de puissance maximale (MPPT) [5]–[8].

Le rendement des cellules baisse de 0,4 à 0,5 % par kelvin [9], et les modules dépassent couramment 60 °C sous le climat de Mahajanga. Le capteur hybride photovoltaïque-thermique (PVT) à eau refroidit les cellules grâce à un absorbeur placé sous le module [10]–[12] ; dans une installation de pompage, l'eau pompée peut servir de fluide de refroidissement. Peu d'études réunissent pourtant, dans un même modèle, un capteur PVT, une chaîne à moteur asynchrone en commande vectorielle et un dimensionnement chiffré par un critère de fiabilité [2], [13].

Ce travail vise à dimensionner les composants d'un tel système pour un besoin supposé de 62 m³/j pendant la saison d'irrigation, soit l'irrigation goutte-à-goutte d'un hectare à Mahajanga, à partir des relevés de la station de 2010 à 2026. Ce besoin étant une donnée d'entrée, nous n'analysons ni le sol ni la culture ; les modèles du gisement sont les modèles classiques de la littérature [14]. Nos apports sont les suivants : (i) un modèle complet et reproductible de la chaîne PVT – hacheur MPPT – onduleur – moteur asynchrone – pompe – réservoir, avec une simulation dynamique de la commande ; (ii) une comparaison des configurations avec et sans MPPT, la seconde étant réglée au mieux ; (iii) un dimensionnement fondé sur un critère de fiabilité évalué année par année avec les relevés de la station ; (iv) une vérification des modèles, complétée par une analyse d'incertitude et un protocole de validation expérimentale.

2. MATÉRIEL ET MÉTHODES

2.1. Site, données et gisement solaire

Le site est Mahajanga (15°40′ S, 46°21′ E, altitude 22 m). Les données proviennent de la station synoptique de Mahajanga (ASECNA / Direction Générale de la Météorologie) [15]. Elles comprennent la durée d'insolation mensuelle mesurée à l'héliographe et les températures extrêmes Ta_{min} et Ta_{max} de 2010 à 2024, puis, de janvier 2015 à mai 2026, la température moyenne sous abri T_{moy} et le vent à 10 m. Le rayonnement n'est pas mesuré. Le contrôle qualité, inspiré des recommandations de l'OMM [16] et du test de Tukey [17], écarte une valeur d'insolation si $S/S0 > 0{,}90$ ou si elle sort de l'intervalle [Q1 – 3 IQ ; Q3 + 3 IQ] du mois : treize valeurs d'insolation et deux températures sont ainsi exclues. Les normales mensuelles sont les moyennes des valeurs retenues (14 à 17 années pour l'insolation) ; l'analyse interannuelle utilise les séries mensuelles de 2015 à 2025.

2.2. Configuration et conception du système étudié

Le système (figure 1) comprend un champ de 13 capteurs PVT BP 3150B en série (1,95 kWc), un hacheur survolteur commandé par MPPT, un bus continu régulé à 600 V, un onduleur triphasé en MLI vectorielle, un moteur asynchrone de 1,5 kW entraînant une pompe centrifuge de surface (15 $m^3 \cdot h^{-1}$ sous 20 m) et un réservoir surélevé de 20 m³ (hauteur géométrique de 14 m) qui alimente par gravité le réseau goutte-à-goutte d'un hectare. La boucle de refroidissement est fermée sur le réservoir : un circulateur (≈ 4,5 W), commandé par un thermostat différentiel, fait passer l'eau prélevée au bas du réservoir dans les absorbeurs (0,010 $kg \cdot s^{-1} \cdot m^{-2}$).

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

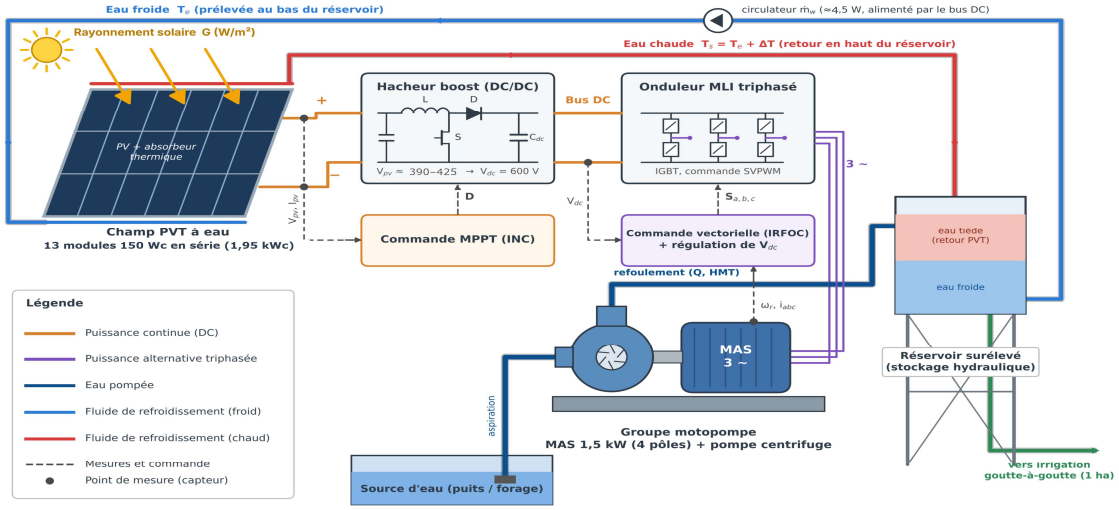


Figure 1 : Système de pompage PVT au fil du soleil à moteur asynchrone : chaîne de conversion, circuit hydraulique, boucle de refroidissement et commande

La commande (figure 2) comprend trois blocs : le MPPT (P&O ou IncCond) ajuste le rapport cyclique α du hacheur ; la commande vectorielle indirecte à flux rotorique orienté (IRFOC) maintient le flux à sa valeur nominale (1 Wb) et règle le couple pour équilibrer la puissance du moteur et celle du champ, ce qui régule le bus à 600 V ; la MLI vectorielle commande l'onduleur. Pour évaluer l'apport du MPPT, une configuration sans MPPT est également étudiée : rapport cyclique fixe (α = 0,30) et commande scalaire V/f, la fréquence étant proportionnelle à la tension du bus. La pente de la loi V/f est choisie pour maximiser le volume annuel pompé, afin de ne pas surestimer le gain du MPPT.

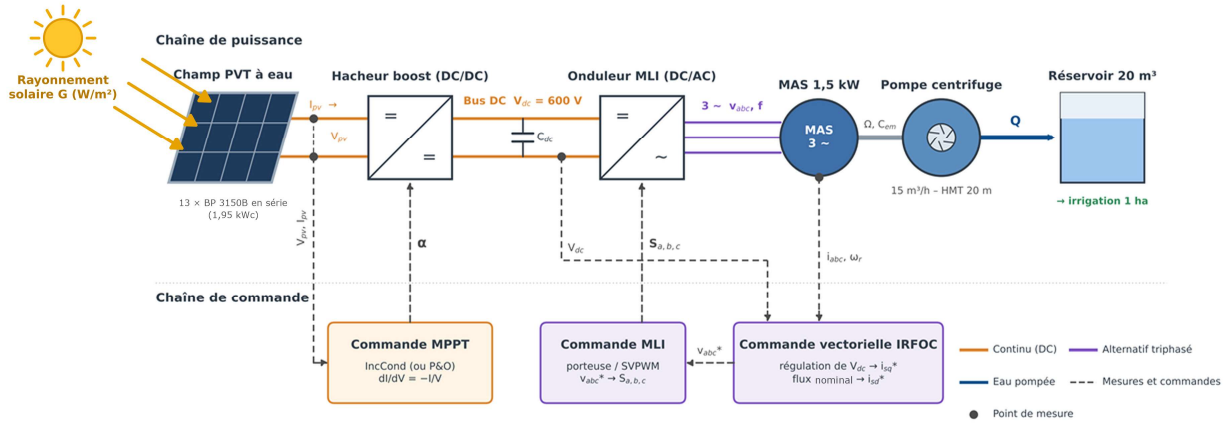


Figure 2 : Couplage avec MPPT : chaîne de puissance et commandes MPPT, IRFOC et MLI

2.3. Modélisation du système étudié

2.3.1. Modèle du site et potentiel énergétique de Mahajanga

Le gisement est reconstitué pour le jour type de chaque mois [18] par une chaîne de modèles classiques [14]. Le taux d'insolation σ = S/S0 fait intervenir la durée astronomique du jour S0 (relations (1) et (2) ; φ latitude, δ déclinaison, ωs angle

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

horaire du coucher du soleil). La température ambiante horaire suit le modèle sinusoïdal de Duffie et Beckman (3), et la température du ciel la corrélation de Fuentes [19] (4) :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \tag{1}$$

$$S_0 = \frac{2}{15}\arccos\left(-\tan\varphi\ \tan\delta\right)\ ;\quad \delta = 23{,}45\sin\left[\frac{360}{365}(284+n)\right] \tag{2}$$

$$T_a = \left[\frac{T_{a\max} - T_{a\min}}{2}\right]\cdot\cos\left[\frac{(TSV-12)\cdot\pi}{12}\right] + \left[\frac{T_{a\max} + T_{a\min}}{2}\right] \tag{3}$$

$$T_{ciel} = 0{,}037536\,T_a^{1,5} + 0{,}32\,T_a \tag{4}$$

L'irradiation globale journalière horizontale H̄ est donnée par la relation d'Angström-Prescott [20], [21] (5), dont les coefficients sont déduits du taux d'insolation moyen annuel du site ($\bar{\sigma}$ = 0,70) par la méthode de Rietveld [22] (6), soit a = 0,269 et b = 0,494 ; H̄0 est l'irradiation extraterrestre journalière (7) :

$$\frac{\overline{H}}{\overline{H}_0} = a + b\,(\sigma) \tag{5}$$

$$a = 0{,}10 + 0{,}24\,\overline{\sigma}\ ;\quad b = 0{,}38 + \frac{0{,}08}{\overline{\sigma}} \tag{6}$$

$$\overline{H}_0 = \frac{24}{\pi}G_{sc}\left[1 + 0{,}033\ \cos\frac{360\,n}{365}\right]\left[\cos\varphi\ \cos\delta\ \sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180}\ \sin\varphi\ \sin\delta\right] \tag{7}$$

Les irradiations horaires globale et diffuse sont obtenues par les facteurs de répartition de Collares-Pereira et Rabl [23] et de Liu et Jordan [24], la fraction diffuse journalière étant celle de Liu et Jordan (relations (8) et (9)). Le plan des capteurs, incliné de 15° vers le nord (optimum annuel : 16°), reçoit l'irradiation donnée par le modèle isotrope de Liu et Jordan (10), avec le facteur géométrique (11) et un albédo de 0,30 :

$$\bar{I} = r_t\overline{H}\ ;\quad \bar{I}_d = r_d\overline{H}_d\ ;\quad \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1{,}390 - 4{,}027\,K_T + 5{,}531\,K_T^2 - 3{,}108\,K_T^3 \tag{8}$$

$$r_t = \frac{\pi}{24}\frac{\left(a' + b'\cos\omega\right)\left(\cos\omega - \cos\omega_s\right)}{\sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180}\cos\omega_s}\ ;\quad r_d = \frac{\pi}{24}\frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180}\cos\omega_s} \tag{9}$$

$$\bar{I}_T(\alpha,\beta) = \left(\bar{I} - \bar{I}_d\right)\,r_b(\alpha,\beta) + \bar{I}_d\left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + \bar{I}\,\rho\,\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \tag{10}$$

$$r_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} = \frac{\cos(\varphi+\beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\varphi+\beta)\sin\delta}{\cos\varphi\cos\delta\cos\omega + \sin\varphi\sin\delta} \tag{11}$$

Le besoin en eau n'est pas calculé mais imposé. Nous retenons un besoin brut b = 6,2 mm/j, valeur de conception du même ordre que le besoin de pointe d'un hectare irrigué par pompage solaire à Ouargla (67 m³/j en juin) [25]. Pour une surface irriguée S_{irr} (ha), le volume journalier V_j (m³/j), égal à 62 m³/j pour 1 ha, s'écrit :

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

$$V_j = 10\, S_{irr}\, b \tag{12}$$

2.3.2. Modèle du capteur PVT

Le capteur (figure 3) comprend un module photovoltaïque (verre, cellules, Tedlar), un absorbeur en cuivre, huit tubes par module et un isolant arrière [10]. Le module est représenté par le modèle à deux diodes [26], [27] (13)–(14), dont les paramètres sont identifiés sur la fiche technique [28], l'énergie de gap suivant la loi de Varshni [29] ; pour 13 modules en série, Ns = 936 cellules et Np = 1.

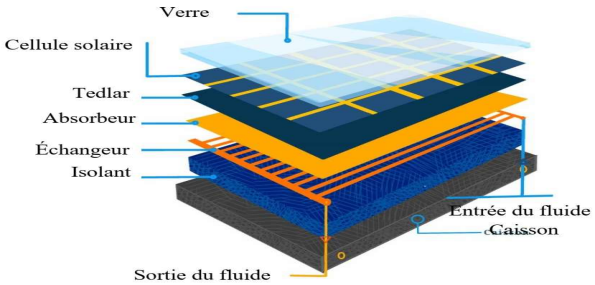


Figure 3 : Architecture du capteur PVT à eau [10]

$$\begin{cases} I_{GPV} = N_p I_{ph} - N_p I_{s1}\left[\exp\left(\dfrac{V_x}{n_1 N_s V_T}\right) - 1\right] - N_p I_{s2}\left[\exp\left(\dfrac{V_x}{n_2 N_s V_T}\right) - 1\right] - \dfrac{N_p V_x}{N_s R_{sh}} \\ V_x = V_{GPV} + \dfrac{N_s}{N_p} R_s I_{GPV}, \qquad V_T = \dfrac{kT_c}{q} \end{cases} \tag{13}$$

$$\begin{cases} I_{ph} = \left[I_{cc} + K_i\left(T_c - T_{ref}\right)\right]\dfrac{G}{G_{ref}}; \quad I_{s1} = K_1 T_c^3 \exp\left(-\dfrac{qE_g\left(T_c\right)}{kT_c}\right); \quad I_{s2} = K_2 T_c^{5/2} \exp\left(-\dfrac{qE_g\left(T_c\right)}{2kT_c}\right) \\ E_g\left(T_c\right) = E_{g0} - \dfrac{aT_c^2}{T_c + b} \end{cases} \tag{14}$$

Le comportement thermique est décrit par un modèle nodal transitoire à sept nœuds (verre, cellules, Tedlar, absorbeur, tube, eau, isolant ; figure 4) [11], [12] : le bilan de chaque nœud (15) conduit au système (16), discrétisé par un schéma d'Euler implicite et résolu par la méthode de Gauss-Seidel avec surrelaxation. Les conductances de conduction et la convection forcée dans les tubes (corrélation de Gnielinski, ou Nu = 4,36 en régime laminaire) sont données par (17)–(20) [30], [31], avec l'effet d'ailette de l'absorbeur [14]. Les échanges avec l'ambiance (21) combinent la convection due au vent (corrélation de Watmuff [32]) et le rayonnement vers le ciel ; le vent est la moyenne mensuelle mesurée à 10 m, ramenée à 2 m par un profil logarithmique ($u_2 = 0{,}753\, u_{10}$). L'eau entre dans le capteur à la température du puits, prise égale à la moyenne annuelle de l'air (27,3 °C ; les nappes peu profondes sont souvent 1 à 2 K plus chaudes [33]) ; le circulateur démarre lorsque l'absorbeur dépasse l'eau de 2 K et s'arrête sous 0,5 K.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

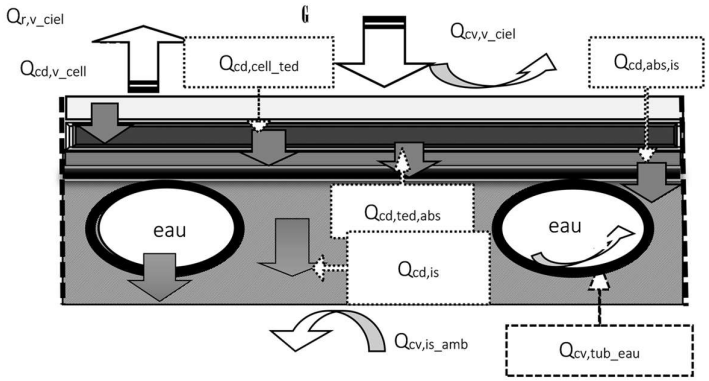


Figure 4 : Réseau thermique du capteur PVT à eau (coupe transversale)

$$M_i C_{p,i} \frac{dT_i}{dt} = \sum \Phi_{e,i} - \sum \Phi_{s,i} , \qquad M_i = \rho_i \delta_i A_i \tag{15}$$

$$\begin{cases} M_v C_{p,v} \dfrac{dT_v}{dt} = \alpha_v A_c G - K_{v-ciel}\left(T_v - T_{ciel}\right) - K_{v-amb}\left(T_v - T_{amb}\right) - K_{v-pv}\left(T_v - T_{pv}\right) \\ M_{pv} C_{p,pv} \dfrac{dT_{pv}}{dt} = \tau_v \alpha_{pv} \beta A_c G + K_{v-pv}\left(T_v - T_{pv}\right) - K_{pv-ted}\left(T_{pv} - T_{ted}\right) - P_{el} \\ M_{ted} C_{p,ted} \dfrac{dT_{ted}}{dt} = \tau_v \alpha_{ted} (1-\beta) A_c G + K_{pv-ted}\left(T_{pv} - T_{ted}\right) - K_{ted-abs}\left(T_{ted} - T_{abs}\right) \\ M_{abs} C_{p,abs} \dfrac{dT_{abs}}{dt} = K_{ted-abs}\left(T_{ted} - T_{abs}\right) - K_{abs-tub}\left(T_{abs} - T_{tub}\right) - K_{abs-iso}\left(T_{abs} - T_{iso}\right) \\ M_{tub} C_{p,tub} \dfrac{dT_{tub}}{dt} = K_{abs-tub}\left(T_{abs} - T_{tub}\right) - K_{tub-eau}\left(T_{tub} - T_{eau}\right) - K_{tub-iso}\left(T_{tub} - T_{iso}\right) \\ M_{eau} C_{p,eau} \dfrac{dT_{eau}}{dt} = K_{tub-eau}\left(T_{tub} - T_{eau}\right) - \dot{m} C_{p,eau}\left(T_{eau,s} - T_{eau,e}\right) \\ M_{iso} C_{p,iso} \dfrac{dT_{iso}}{dt} = K_{abs-iso}\left(T_{abs} - T_{iso}\right) + K_{tub-iso}\left(T_{tub} - T_{iso}\right) - K_{iso-amb}\left(T_{iso} - T_{amb}\right) - K_{iso-sol}\left(T_{iso} - T_{sol}\right) \end{cases} \tag{16}$$

$$h_{cd,abs-tub} = \left(\frac{e_{abs}}{\lambda_{abs}} + \frac{e_{tub}}{\lambda_{tub}} \right)^{-1}, \quad e_{tub} = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2}; \qquad h_{cv,tub-eau} = \frac{Nu \lambda_{eau}}{D_h} \tag{17}$$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

$$D_h = \frac{4S_f}{P_m} = D_{int}\ ; \qquad Re = \frac{4\dot{m}_t}{\pi D_{int}\mu}$$

$$Nu = \begin{cases} 4,36 & \text{si } Re \le 2300 \\ \dfrac{(f/8)(Re-1000)\Pr}{1+12,7\sqrt{f/8}\left(Pr^{2/3}-1\right)} & \text{si } Re > 2300 \end{cases}; \qquad f = \left(0,79\ln Re - 1,64\right)^{-2} \tag{18}$$

$$A_{abs-tub} = A_{abs}\frac{D_{ext}}{W}\ ; \qquad A_{abs-iso} = A_{abs}\frac{W - D_{ext}}{W} \tag{19}$$

$$A_{tub-iso} = N_t\frac{\pi D_{ext}}{2}L\ ; \qquad A_{tub-eau} = N_t\pi D_{int}L\ ; \qquad S_f = \frac{\pi D_{int}^2}{4} \tag{20}$$

$$\begin{cases} R_{av} = \dfrac{e_v}{\lambda_v} + \dfrac{1}{h_{cv,v-amb} + h_{r,v-ciel}}\ ; \quad R_{ar} = \dfrac{e_{iso}}{\lambda_{iso}} + \dfrac{1}{h_{cv,iso-amb} + h_{r,iso-sol}} \\ h_{cv,v-amb} = 2,8 + 3,0V_w\ ; \quad h_{r,v-ciel} = \varepsilon_v\sigma_B(T_v^2 + T_{ciel}^2)(T_v + T_{ciel}) \end{cases} \tag{21}$$

La puissance électrique est calculée au point de puissance maximale par le modèle à deux diodes, à la température des cellules donnée par le modèle thermique ; les rendements électrique et thermique sont définis par (22) et (23), Qth étant la chaleur transmise à l'eau [34] :

$$P_{el} = \eta_{el}GA_c\ , \qquad \eta_{ref} = \tau_v\beta\eta_{c,ref} \tag{22}$$

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{A_cG} = \frac{\dot{m}C_{p,eau}\left(T_{eau,s} - T_{eau,e}\right)}{A_cG} \tag{23}$$

2.4. Groupe motopompe

Le moteur asynchrone est décrit dans le repère de Park (d, q), avec la transformation conservant la puissance [3], [4] : équation mécanique (24), équations électriques et magnétiques (25)–(26) et couple électromagnétique (27).

$$J\frac{d\Omega}{dt} = C_{em} - C_r - f\Omega \tag{24}$$

$$\begin{cases} V_{sd} = R_sI_{sd} + \dfrac{d\varphi_{sd}}{dt} - \dfrac{d\theta_s}{dt}\varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_sI_{sq} + \dfrac{d\varphi_{sq}}{dt} + \dfrac{d\theta_s}{dt}\varphi_{sd} \\ V_{rd} = R_rI_{rd} + \dfrac{d\varphi_{rd}}{dt} - \dfrac{d\theta_r}{dt}\varphi_{rq} = 0 \\ V_{rq} = R_rI_{rq} + \dfrac{d\varphi_{rq}}{dt} + \dfrac{d\theta_r}{dt}\varphi_{rd} = 0 \end{cases} \tag{25}$$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s I_{sd} + L_m I_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s I_{sq} + L_m I_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r I_{rd} + L_m I_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r I_{rq} + L_m I_{sq} \end{cases} \tag{26}$$

$$\begin{aligned} C_{em} &= p\left(\varphi_{sd} I_{sq} - \varphi_{sq} I_{sd}\right) = p\left(\varphi_{rq} I_{rd} - \varphi_{rd} I_{rq}\right) = p L_m \left(I_{sq} I_{rd} - I_{sd} I_{rq}\right) \\ &= p\frac{L_m}{L_s}\left(\varphi_{sq} I_{rd} - \varphi_{sd} I_{rq}\right) = p\frac{L_m}{L_r}\left(\varphi_{rd} I_{sq} - \varphi_{rq} I_{sd}\right) \end{aligned} \tag{27}$$

Dans le repère du champ tournant, les grandeurs sont constantes en régime permanent (28)–(29). La commande IRFOC aligne le flux rotorique sur l'axe d [35] : l'angle de Park est calculé à partir de la vitesse mesurée et de la pulsation de glissement (30), sans capteur de flux [4], [36]. La composante isd* impose le flux nominal (1 Wb) et isq* le couple, fourni par un régulateur PI de l'énergie du bus continu avec anticipation de la puissance du champ ; deux régulateurs PI de courant, complétés par des termes de découplage (31), élaborent les tensions de référence, limitées à |vs| ≤ Vdc/√2 par la MLI vectorielle :

$$\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt}, \qquad \omega_r = \frac{d\theta_r}{dt}, \qquad \omega = \omega_s - \omega_r = p\Omega \tag{28}$$

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \dfrac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \dfrac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \varphi_{sd} \\ 0 = R_r I_{rd} + \dfrac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ 0 = R_r I_{rq} + \dfrac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{cases} \tag{29}$$

$$\begin{cases} T_r \dfrac{d\varphi_r}{dt} + \varphi_r = L_m I_{sd} \\ \omega_{gl} = \omega_s - p\Omega = \dfrac{L_m I_{sq}}{T_r \varphi_r} \\ C_{em} = p\dfrac{L_m}{L_r}\varphi_r I_{sq} \\ \theta_s = \int \left(p\Omega + \omega_{gl}\right) dt \end{cases} \tag{30}$$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

$$\begin{cases} i_{sd}^{*} = \dfrac{\varphi_r^{*}}{L_m} \quad ; \quad i_{sq}^{*} = \dfrac{L_r C_{em}^{*}}{p L_m \varphi_r^{*}} \\ v_{sd}^{*} = R_s i_{sd} + \sigma_m L_s \dfrac{di_{sd}}{dt} - \omega_s \sigma_m L_s i_{sq} \\ v_{sq}^{*} = R_s i_{sq} + \sigma_m L_s \dfrac{di_{sq}}{dt} + \omega_s \sigma_m L_s i_{sd} + \omega_s \dfrac{L_m}{L_r} \varphi_r \end{cases} \tag{31}$$

Les bilans journaliers utilisent le régime permanent de ce modèle à flux nominal ; sa dynamique est simulée au paragraphe 3.7 (modèle moyen, intégration de Runge-Kutta d'ordre 4 au pas de 0,1 ms). La hauteur demandée par le réseau (32) est la somme de la hauteur géométrique Hg = 14 m et des pertes de charge (ks = 0,0267 m/(m³·h⁻¹)², soit 20 m au débit nominal). La pompe suit le modèle de Pfleiderer-Petermann (33), le point de fonctionnement étant l'intersection des deux caractéristiques [37], et les lois de similitude (34), la puissance à débit nul valant la moitié de la puissance nominale [38]. Les puissances hydraulique et mécanique et l'énergie hydraulique journalière sont données par (35)–(37) :

$$HMT = H_g + k_s Q^2 \tag{32}$$

$$H_p = C_0 \Omega^2 - C_1 \Omega Q - C_2 Q^2 \tag{33}$$

$$\begin{cases} \dfrac{Q}{Q_n} = \dfrac{\Omega}{\Omega_n} ; \quad \dfrac{H}{H_n} = \left(\dfrac{\Omega}{\Omega_n}\right)^2 ; \quad \dfrac{P}{P_n} = \left(\dfrac{\Omega}{\Omega_n}\right)^3 \\ P_a = \left(\dfrac{\Omega}{\Omega_n}\right)^3 P_0 + \left(\dfrac{\Omega}{\Omega_n}\right)^2 (P_n - P_0) \dfrac{Q}{Q_n} ; \qquad C_r = \dfrac{P_a}{\Omega} \end{cases} \tag{34}$$

$$P_h = \rho g Q HMT \tag{35}$$

$$E_h = \frac{\rho g V_j HMT}{3600} \tag{36}$$

$$P_{méc} = C_r \Omega = \frac{P_h}{\eta_p} \tag{37}$$

2.5. Convertisseurs et MPPT

En régime permanent, le hacheur survolteur relie la tension du champ à celle du bus par le rapport cyclique (38) ; le bus étant régulé à 600 V, le MPPT agit directement sur α. Les pertes des convertisseurs sont représentées par une partie fixe et une partie proportionnelle (hacheur : 10 W + 1,5 % ; onduleur : 15 W + 2,5 %). La MLI vectorielle fournit jusqu'à Vdc/√3 = 346 V crête par phase, ce qui permet d'alimenter le moteur sous sa tension nominale [39].

$$V_s = \frac{V_{pv}}{1-\alpha} ; \qquad I_s = (1-\alpha) I_{pv} \tag{38}$$

Les algorithmes P&O et IncCond [6], [7], [40] modifient α d'un pas Δα selon le critère commun (39a), avec les lois de mise à jour (39b) et (39c) :

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

$$\frac{dP}{dV} = I + V\frac{dI}{dV} = 0 \quad \Leftrightarrow \quad \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \tag{39a}$$

$$\alpha_{k+1} = \alpha_k - \Delta\alpha \ \text{sign}\left(\Delta P_k \Delta V_k\right) \tag{39b}$$

$$\alpha_{k+1} = \alpha_k - \Delta\alpha \ \text{sign}\left(\frac{\Delta I_k}{\Delta V_k} + \frac{I_k}{V_k}\right) \tag{39c}$$

2.6. Besoin en eau, dimensionnement et simulation

Le besoin V_j étant imposé (12), la durée équivalente de pompage au débit nominal est donnée par (40). La puissance crête minimale, pour la journée moyenne du mois critique, est donnée par (41), la tension de circuit ouvert du champ devant rester sous celle du bus (42) ; les composants du hacheur sont calculés par (43) pour une ondulation de courant de 20 % et de tension de 1 % à 20 kHz [41], [42] :

$$t_{eq} = V_j / Q_n \tag{40}$$

$$P_c = \frac{E_h}{H_{sp}\ PR\ \eta_{ch}} \tag{41}$$

$$N_s = \left\lceil \frac{P_c}{P_{\max,mod}} \right\rceil, \qquad N_s V_{co}\left(T_{\min}\right) < V_{dc} \tag{42}$$

$$\alpha = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{dc}}; \quad L \geq \frac{V_{pv}\alpha}{\Delta I_L f_s}; \quad C_s \geq \frac{I_s \alpha_{\max}}{\Delta V_s f_s}; \quad C_e \geq \frac{\Delta I_L}{8 f_s \Delta V_{pv}} \tag{43}$$

La relation (41) ne donne qu'un minimum pour une année moyenne. Nous retenons donc le plus petit nombre de modules qui satisfait un critère de fiabilité explicite : couvrir le besoin de chaque mois de la saison d'irrigation de 2015 à 2025 (taux de déficit en eau, ou LPSP, nul [13]) sur la journée moyenne du mois, en fin de vie du champ (dégradation de 0,5 %/an pendant 20 ans [43], soit un facteur 0,905). Un besoin majoré de 10 % sert de test de sensibilité. Le réservoir est simulé au pas de 1 min (mélange parfait, arrêt de la pompe par flotteur) pour trois plages d'irrigation. Les modèles sont programmés sous MATLAB R2014a. La chaîne est simulée au pas de 2 min sur la journée moyenne de chaque mois, la puissance extraite avec MPPT étant prise égale à 99,8 % de la puissance disponible (hypothèse issue du paragraphe 3.2). Les scripts et les données sont fournis avec l'article.

3. RÉSULTATS ET DISCUSSION

3.1. Gisement solaire et besoin en eau

Le tableau 2 et la figure 5 présentent les données mensuelles et les grandeurs calculées. L'insolation totalise 3 070 h par an, de 5,8 h·j⁻¹ en janvier à 10,5 h·j⁻¹ en octobre, et le taux d'insolation reste au moins égal à 0,73 d'avril à novembre. L'irradiation horizontale moyenne vaut 5,94 kWh·m⁻²·j⁻¹ (4,72 en juin, 7,39 en octobre) ; l'inclinaison de 15° porte celle du plan des capteurs à 6,11 kWh·m⁻²·j⁻¹ en moyenne (5,26 à 7,25), avec +17 % en juin et –6 % en janvier. Juin et juillet, mois les moins ensoleillés de la saison d'irrigation (5,51 kWh·m⁻²·j⁻¹ dans le plan des capteurs), fixent la taille du champ.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Tableau 2 : Données mensuelles de Mahajanga (station MJN, 2010–2026) et grandeurs calculées (β = 15°, ρ = 0,30)

Mois	S (h·j⁻¹)	σ	H_0	H	K_T	H_d	H_T	$T_{a\,min}$ (°C)	$T_{a\,max}$ (°C)	T_{moy} (°C)
Janvier	5,81	0,45	11,38	5,61	0,49	2,11	5,26	24,1	31,7	27,7
Février	6,72	0,54	11,06	5,91	0,53	2,03	5,73	24,2	31,9	27,7
Mars	7,81	0,65	10,33	6,07	0,59	1,84	6,16	24,2	32,7	28,2
Avril	8,74	0,75	9,13	5,84	0,64	1,54	6,30	23,6	34,0	28,5
Mai	8,72	0,77	7,95	5,18	0,65	1,32	5,89	21,5	33,4	27,2
Juin	8,38	0,76	7,34	4,72	0,64	1,23	5,51	19,8	32,2	25,9
Juillet	8,21	0,73	7,58	4,79	0,63	1,29	5,51	18,9	31,7	25,0
Août	8,79	0,77	8,57	5,54	0,65	1,43	6,11	19,2	32,6	25,6
Septembre	9,84	0,83	9,79	6,62	0,68	1,56	6,90	20,4	33,6	26,4
Octobre	10,47	0,85	10,75	7,39	0,69	1,67	7,25	22,7	33,9	27,9
Novembre	9,33	0,73	11,24	7,09	0,63	1,92	6,65	24,2	33,5	28,5
Décembre	8,04	0,62	11,39	6,57	0,58	2,04	6,06	24,7	33,2	28,7
Année	**8,41**	**0,70**	**9,71**	**5,94**			**6,11**	22,3	32,9	**27,3**

H_0, H, H_d et H_T en kWh·m⁻²·j⁻¹ (irradiations extraterrestre, globale horizontale, diffuse horizontale et globale dans le plan des capteurs) ; σ : taux d'insolation (relation (1)). Tmoy : température moyenne mesurée sous abri (2015–2026). Source des mesures : station de Mahajanga, ASECNA / DGM [15], valeurs retenues après contrôle qualité.

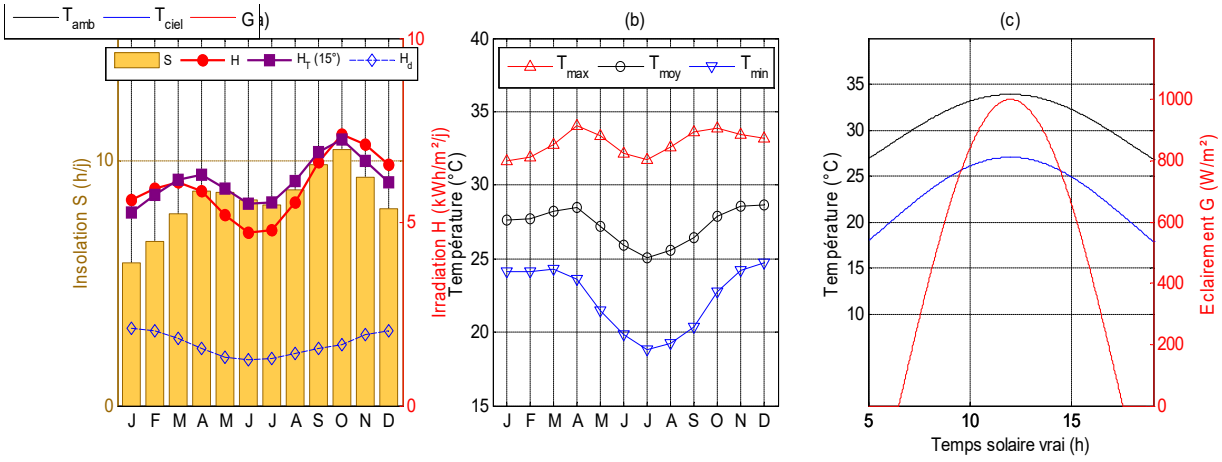


Figure 5 : Données de Mahajanga (2010–2026) : (a) insolation et irradiations ; (b) températures ; (c) journée claire de référence d'octobre (éclairement, température ambiante et température du ciel)

3.2. Module photovoltaïque et MPPT

Avec n1 = 1 et n2 = 2, l'identification donne Rs = 0,70 Ω, Rsh = 1000 Ω, Is1 = 2,2·10⁻¹⁰ A et Is2 = 8,8·10⁻⁶ A ; le modèle restitue les valeurs de la fiche technique aux conditions standard (tableau 3) et les coefficients de température de Pmax (–

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

0,48 %·K⁻¹) et de Vco (–0,163 V·K⁻¹). Avec un pas Δα = 0,004, une période de 0,1 s et un bruit de mesure réaliste, P&O et IncCond localisent le PPM de 200 à 1000 W·m⁻² et suivent 99,7 % de la puissance maximale sur un profil de rampes de type EN 50530 [44] ; leurs décisions sont pratiquement identiques, les écarts rapportés dans la littérature tenant au pas et à la période d'échantillonnage [45]. Ce rendement de suivi (99,8 % sur la journée moyenne d'octobre) est utilisé comme hypothèse dans les bilans journaliers. La figure 6 montre que la puissance maximale croît presque proportionnellement à l'éclairement et diminue avec la température, la tension de circuit ouvert baissant d'environ 0,16 V par kelvin.

Tableau 3 : Caractéristiques électriques du module BP 3150B [28]

Paramètres	**Valeurs**
Puissance maximale	$P_{max} = 150$ W
Tension au point de puissance maximale	$V_{mpp} = 34,5$ V
Courant au point de puissance maximale	$I_{mpp} = 4,35$ A
Tension de circuit ouverte	$V_{OC,ref} = 43,5$ V
Courant de court-circuit	$I_{CC,ref} = 4,75$ A
Température nominale de fonctionnement des cellules (NOCT)	$NOCT = 47 \pm 2$ °C
Coefficient de température pour P_{max}	$TkP_{mpp} = -0,5 \pm 0,05$ % .°C^{-1}
Coefficient de température pour V_{co}	$TkV_{oc} = -160 \pm 20$ mV .°C^{-1}
Coefficient de température pour Icc	$TkI_{cc} = 0,065 \pm 0.015$% .°C^{-1}
Rendement des cellules	$\eta = 0,151$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

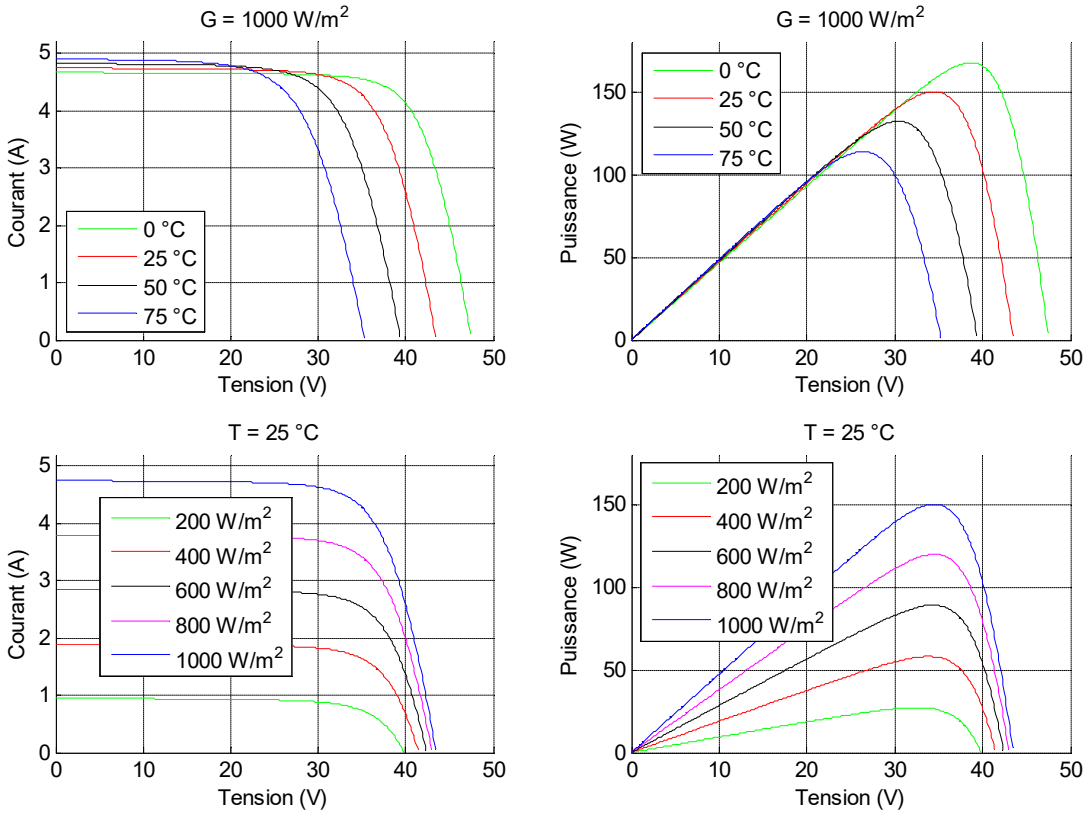


Figure 6 : Caractéristiques I(V) et P(V) du module BP 3150B pour différentes températures (G = 1000 W·m⁻²) et différents éclairements (T = 25 °C)

3.3. Couplage sans et avec MPPT

Sans MPPT, le point de fonctionnement est l'intersection de la caractéristique du champ et de celle de la charge vue à travers le hacheur et l'onduleur (figure 7a). La pente de la loi V/f fixe l'éclairement auquel ce point coïncide avec le PPM : le volume annuel sans MPPT est maximal pour un calage à 700 W·m⁻² (33 097 m³), contre 30 781 m³ pour un calage à 1000 W·m⁻². Avec ce réglage, le champ est utilisé à plus de 98 % de 600 à 800 W·m⁻², à 91 % vers 450 W·m⁻² et à 82 % vers 300 W·m⁻², et le groupe s'arrête sous 225 W·m⁻² (figure 7b). Avec MPPT (figure 8), α varie de 0,30 à 0,35 pour maintenir le champ entre 389 et 423 V, et le courant de sortie du hacheur atteint 2,7 A à 1000 W·m⁻². Sur l'année, le MPPT augmente le volume pompé de 6,2 % seulement, contre 14,1 % si la loi V/f est calée au maximum d'éclairement : son gain dépend d'abord du réglage de la configuration de référence [5], [8], [37].

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

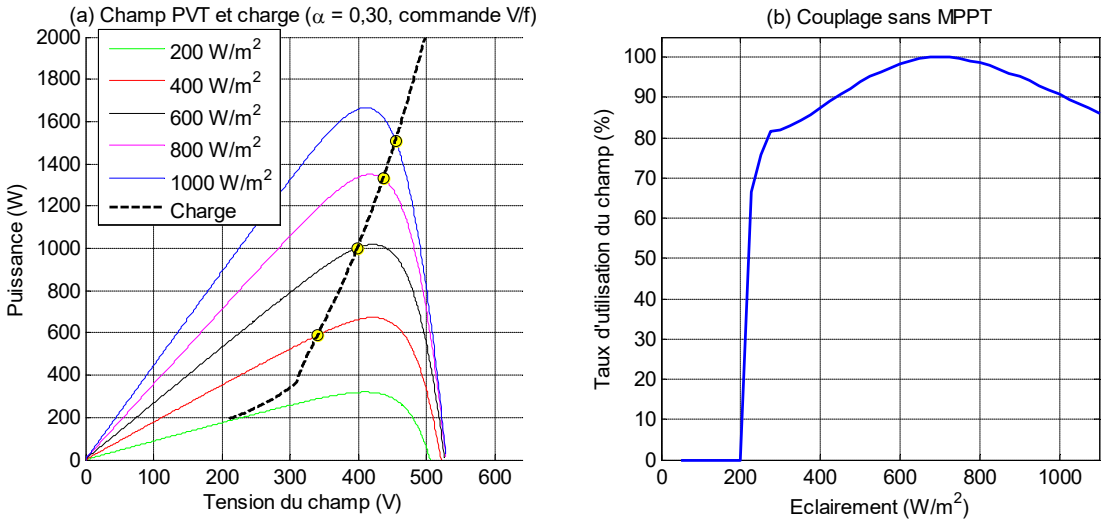


Figure 7 : Couplage sans MPPT (α = 0,30, loi V/f calée à 700 W·m⁻²) : (a) caractéristiques P–V du champ et de la charge ; (b) taux d'utilisation du champ

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

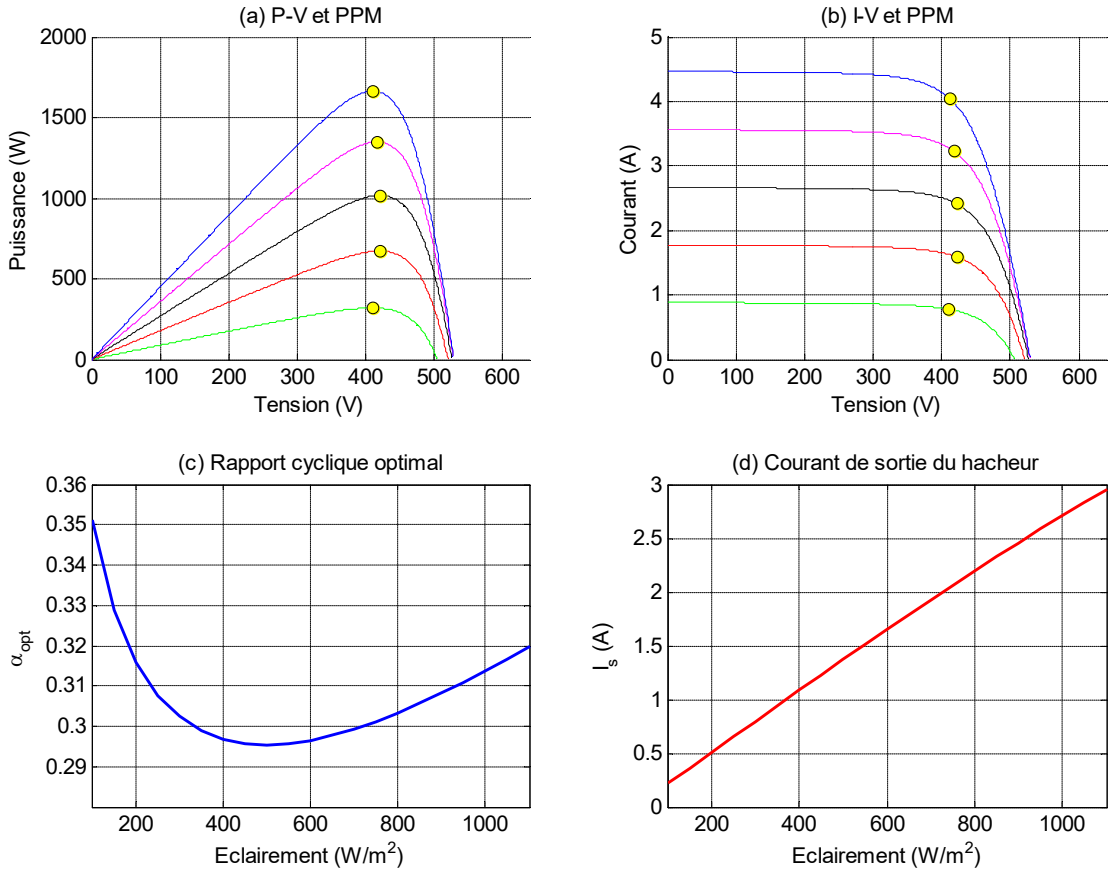


Figure 8 : Couplage avec MPPT : (a) P–V et (b) I–V du champ de 13 modules et PPM ; (c) rapport cyclique optimal ; (d) courant de sortie du hacheur

3.4. Comportement thermique du capteur

Sur la journée claire de référence d'octobre (vent de 2,7 m·s⁻¹, eau à 27,3 °C), les cellules sont la couche la plus chaude et atteignent 43,3 °C vers 12 h, l'eau sortant à 39,4 °C (figure 9). Un module PV seul (modèle NOCT) atteint 67,6 °C : le refroidissement abaisse la température des cellules de 24 K, alors que le vent n'a qu'un effet limité (44,4 à 42,3 °C de 1 à 5 m·s⁻¹ ; figure 10). Le gain de puissance électrique atteint 15 % à midi et 11,5 % sur la journée moyenne d'octobre (8,4 % sur le volume pompé). À midi, le rendement électrique vaut 10,9 % et le rendement thermique 50,6 % ; chaque mètre carré fournit 0,77 kWh d'électricité et 3,51 kWh de chaleur par jour. Cette chaleur, diluée dans l'eau d'irrigation, n'est toutefois pas valorisée dans le système étudié.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

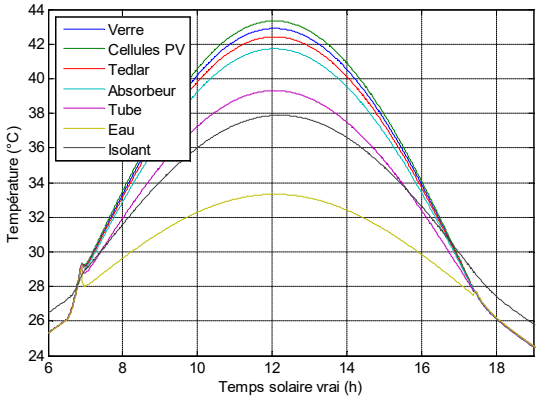


Figure 9 : Températures des couches du capteur PVT (journée claire de référence)

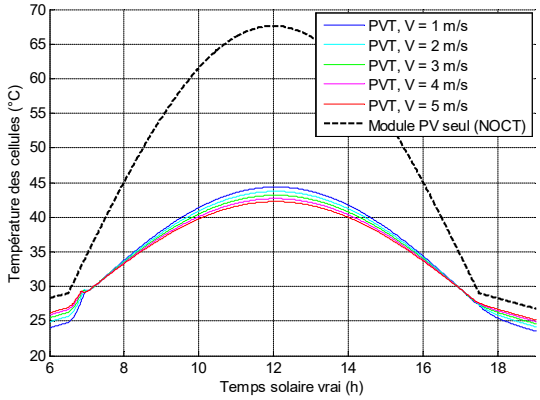


Figure 10 : Influence du vent sur la température des cellules ; comparaison avec un module PV seul

3.5. Débits journaliers

Les paramètres du moteur et de la pompe sont donnés au tableau 1.

Tableau 1 : Paramètres du moteur asynchrone et de la pompe centrifuge

Paramètres	**Valeurs**
Puissance nominale	1,5 kW
Tension d'alimentation	Triphasé 230 V Δ / 400 V Y (50 Hz)
Vitesse de rotation	1410 tr·min⁻¹ au couple nominal (4 pôles, 50 Hz)
Inductances	$L_s = L_r = 0{,}274$ H ; $L_m = 0{,}258$ H
Courant nominal	≈ 3,9 A (Y, 400 V) ; flux rotorique nominal 1 Wb
Rs	4,85 Ω
Rr	3,805 Ω
Moment d'inertie	J = 0,031 kg·m² ; f = 0,00114 N·m·s
Pompe centrifuge (point nominal)	15 m³·h⁻¹ sous 20 m ; 1450 tr·min⁻¹ ; rendement 65 % ; 1,26 kW sur l'arbre
Pompe à débit nul	30 m ; 0,63 kW

La figure 11 compare les débits avec et sans MPPT pour les journées moyennes d'octobre et de juin. En octobre, le volume journalier est de 111,2 m³ avec MPPT contre 104,3 m³ sans MPPT (+7 %), pour un débit maximal de 252 L·min⁻¹ ; en juin, il est de 88,0 m³ contre 83,0 m³ (+6 %). Le MPPT fait démarrer le pompage 13 à 15 min plus tôt et l'arrête plus tard. La pompe ne débite qu'au-delà de 68 % de sa vitesse nominale (991 tr·min⁻¹), seuil nécessaire pour vaincre la hauteur géométrique, qui exige environ 350 W sur le bus continu. Au pic d'octobre, le débit atteint 15,1 m³·h⁻¹, soit le point nominal de la pompe : le groupe de

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

1,5 kW convient. Sur la journée d'octobre (figure 12), la puissance extraite avec MPPT suit la puissance disponible (99,5 % de l'énergie, dont 1 689 W à midi), contre 90,6 % sans MPPT : l'écart se situe aux faibles et aux forts éclairements, de part et d'autre de l'éclairement de calage de la loi V/f.

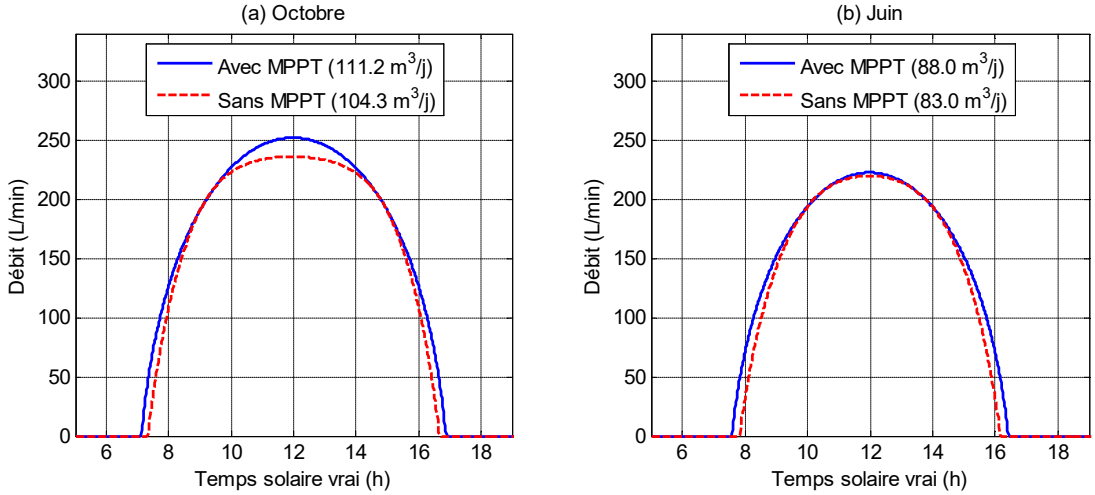


Figure 11 : Débits pompés avec et sans MPPT, journées moyennes (a) d'octobre et (b) de juin (13 modules PVT)

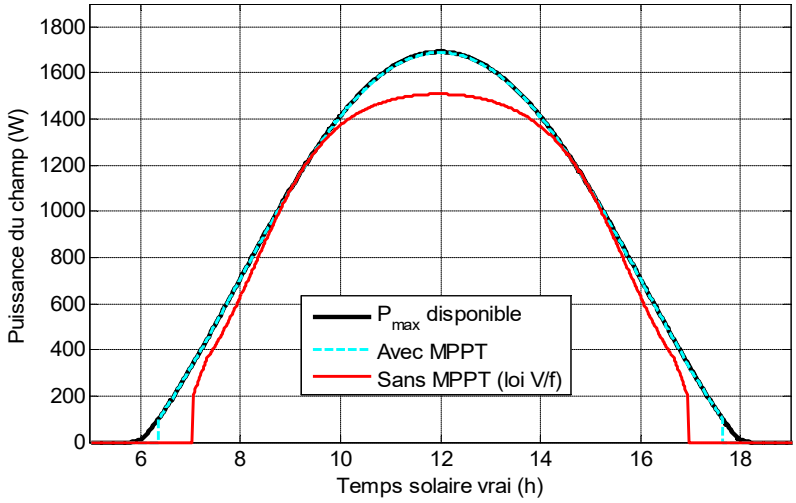


Figure 12 : Puissances disponible et extraite avec et sans MPPT – journée moyenne d'octobre

3.6. Dimensionnement

Le tableau 4 et la figure 13 donnent le bilan mensuel moyen du champ de 13 modules. Le besoin vaut 62 $m^3 \cdot j^{-1}$ d'avril à octobre, soit 13 268 m^3 par saison. Appliquée au mois critique (juin : H_{sp} = 5,5 h, PR = 0,86, η_{ch} = 0,45), la relation (41) donne 1,37 kWc, soit 10 modules pour une année moyenne et sans marge.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Tableau 4 : Bilan mensuel moyen : besoin supposé d'un hectare et volumes pompés par le champ de 13 modules PVT

Mois	H_T (kWh·m⁻²·j⁻¹)	T_{moy} (°C)	**Besoin (m³·j⁻¹)**	**Pompé avec MPPT (m³·j⁻¹)**	**Pompé sans MPPT (m³·j⁻¹)**
Janvier	5,26	27,7	–	83,9	78,1
Février	5,73	27,7	–	91,2	85,9
Mars	6,16	28,2	–	97,1	91,8
Avril	6,30	28,5	62,0	98,7	93,3
Mai	5,89	27,2	62,0	93,4	88,2
Juin	5,51	25,9	62,0	88,0	83,0
Juillet	5,51	25,0	62,0	88,2	83,1
Août	6,11	25,6	62,0	96,5	91,2
Septembre	6,90	26,4	62,0	106,7	100,4
Octobre	7,25	27,9	62,0	111,2	104,3
Novembre	6,65	28,5	–	104,0	98,2
Décembre	6,06	28,7	–	96,0	90,6
Année			**13 268 m³**	**35 134 m³**	**33 097 m³**

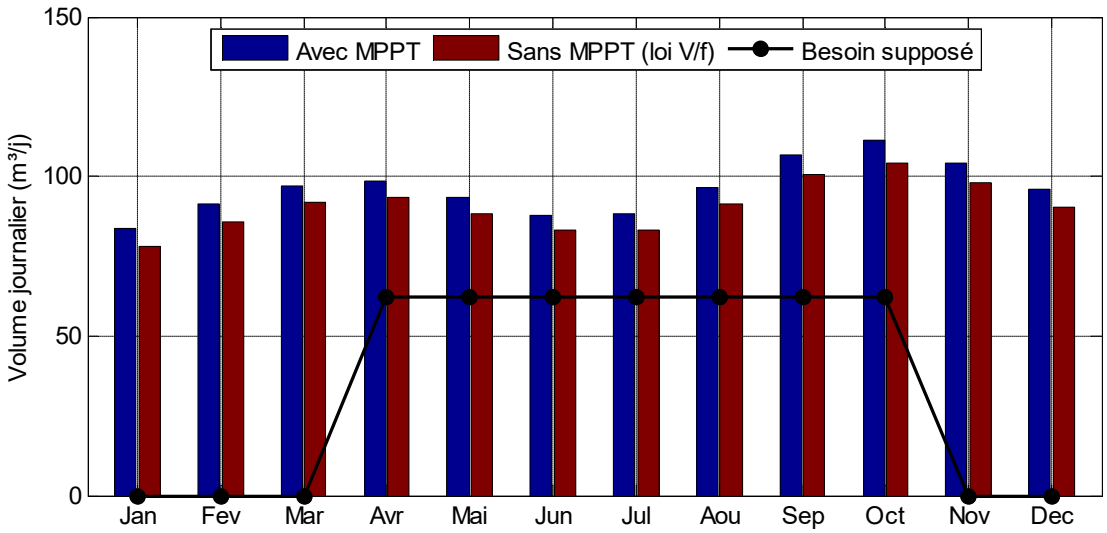


Figure 13 : Volume journalier moyen pompé chaque mois avec et sans MPPT et besoin supposé d'un hectare (13 modules PVT, année moyenne)

Le critère interannuel (tableau 5, figure 14) est plus exigeant : 11 modules suffisent en début de vie, mais il en faut 13 en fin de vie, 12 modules laissant un mois à 99,9 %. Le champ retenu compte donc 13 modules (1,95 kWc), avec une couverture

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

minimale de 110 % en fin de vie (juillet 2023) et de 122 % en début de vie. Avec un besoin majoré de 10 %, la couverture minimale reste de 99,8 % ; un quatorzième module porterait la tension de circuit ouvert à 631 V, au-dessus du bus de 600 V. Le volume annuel pompable atteint 35 134 m³, dont environ 20 900 m³ d'avril à octobre, soit 1,6 fois le besoin de la saison. Ce rapport ne traduit pas un surdimensionnement : il découle du critère, qui porte sur le mois le plus défavorable de chaque année en fin de vie. En pratique, le flotteur limite le pompage au besoin. Le tableau 6 résume le dimensionnement retenu ; le hacheur (rapport cyclique de 0,29 à 0,37) exige $L \geq 8{,}0$ mH et $C_s \geq 8{,}5$ µF, et la tension de circuit ouvert du champ (586 V à 15 °C) reste sous celle du bus.

Tableau 5 : Critère de dimensionnement : taux de déficit (LPSP) et couverture minimale (Cmin) sur les 77 mois des saisons d'irrigation de 2015 à 2025 (MPPT ; fin de vie : 0,5 %/an pendant 20 ans)

Modules (puissance crête)	**Début de vie : LPSP / Cmin**	**Fin de vie : LPSP / Cmin**	**Fin de vie, besoin +10 % : LPSP / Cmin**
9 (1,35 kWc)	1,87 % / 77,4 %	8,03 % / 65,7 %	13,87 % / 59,7 %
10 (1,50 kWc)	0,30 % / 89,9 %	1,68 % / 78,0 %	5,63 % / 70,9 %
11 (1,65 kWc)	0 / 101,5 %	0,32 % / 89,3 %	1,09 % / 81,2 %
12 (1,80 kWc)	0 / 112,3 %	0,00 % / 99,9 %	0,27 % / 90,8 %
13 (1,95 kWc), retenu	0 / 122,3 %	0 / 109,7 %	0,00 % / 99,8 %
14 (2,10 kWc), Vco > Vdc	0 / 131,7 %	0 / 119,0 %	0 / 108,2 %

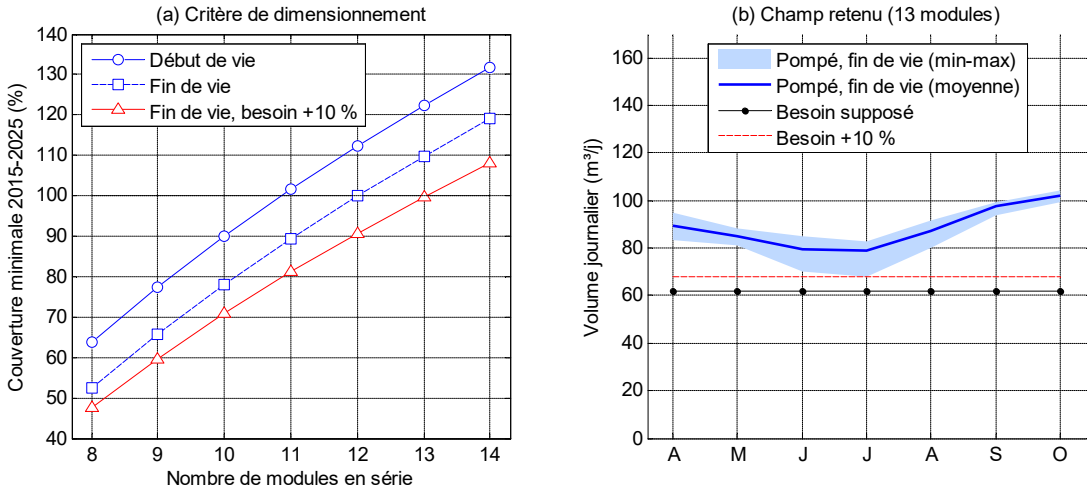


Figure 14 : Dimensionnement interannuel (2015–2025) : (a) couverture minimale selon le nombre de modules ; (b) volume pompé par 13 modules en fin de vie, besoin supposé et besoin majoré de 10 %

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Tableau 6 : Dimensionnement retenu pour l'irrigation d'un hectare à Mahajanga

Grandeur	Valeur retenue
Besoin supposé / par saison	62 $m^3 \cdot j^{-1}$ (avril à octobre) / 13 268 m^3
Hauteur géométrique / HMT nominale	14 m / 20 m à 15 $m^3 \cdot h^{-1}$
Pompe centrifuge	15 $m^3 \cdot h^{-1}$; 20 m ; rendement maximal 65 % ; 1450 $tr \cdot min^{-1}$
Moteur asynchrone	1,5 kW ; 400 V ; 4 pôles ; commande vectorielle IRFOC à flux rotorique nominal
Champ PVT	13 modules BP 3150B en série (1,95 kWc ; 16,4 m^2) ; relation (41) : 10 modules ; critère interannuel : 13 modules
Tension du champ / bus continu	389 à 423 V (PPM) / 600 V
Hacheur survolteur	α = 0,25 (STC), 0,29 à 0,37 en fonctionnement ; L = 10 mH ; f_s = 20 kHz ; C_e = 10 µF ; C_{dc} = 1 mF
Refroidissement du PVT	0,010 $kg \cdot s^{-1} \cdot m^{-2}$ (0,59 $m^3 \cdot h^{-1}$) ; circulateur ≈ 4,5 W
Réservoir surélevé	20 m^3 (irrigation de jour) ; 40 m^3 pour une irrigation le matin et le soir
Volume annuel potentiel	35 134 m^3 (MPPT) ; 33 097 m^3 (sans MPPT, loi V/f calée à 700 $W \cdot m^{-2}$)

3.7. Dynamique de la commande IRFOC

La figure 15 simule la chaîne complète lors d'un démarrage sous 1000 $W \cdot m^{-2}$, suivi de rampes de 1000 à 600 puis à 900 $W \cdot m^{-2}$ (100 $W \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$). Après 0,3 s de magnétisation, le flux atteint 1 Wb et sa composante φ_{rq} ne dépasse pas 1 mWb : l'orientation du flux est assurée. Le P&O atteint 99 % de la puissance maximale en 4,7 s ; la vitesse franchit le seuil de débit à 1,5 s et atteint 95 % de sa valeur établie à 3,3 s. Le couple ne dépasse pas 1,12 fois le couple nominal au démarrage et 0,83 fois ensuite, et le bus, qui ne descend qu'à 593 V pendant la magnétisation, reste à 600 V à 0,1 V près pendant les rampes. En régime établi, vitesse et débit coïncident avec ceux du modèle en régime permanent des bilans journaliers (écart inférieur à 0,01 %), et le rendement de suivi vaut 99,4 %. Les ondulations dues à la MLI ne sont pas représentées (modèle moyen).

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

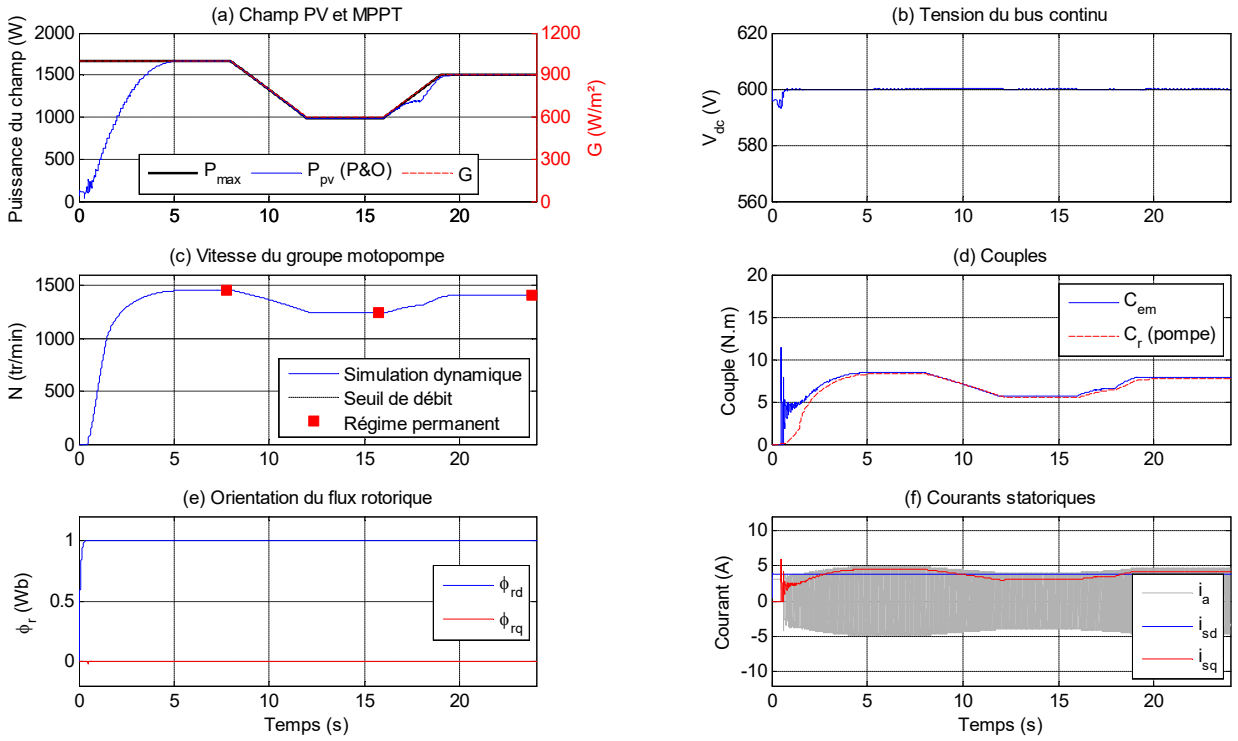


Figure 15 : Simulation dynamique de la commande IRFOC : (a) puissance du champ et éclairement ; (b) tension du bus ; (c) vitesse (carrés : régime permanent) ; (d) couples ; (e) flux rotorique ; (f) courants statoriques

3.8. Réservoir

Le tableau 7 et la figure 16 donnent le bilan du réservoir sur la journée moyenne de juin et d'octobre. Avec une irrigation de jour (7 h–17 h), le réservoir de 20 m³ distribue tout le besoin, 11 m³ suffisant, et le flotteur limite le volume pompé au besoin. Une irrigation le matin et le soir, qui réduit l'évaporation, exigerait 39 m³ (69,7 % seulement du besoin de juin sont distribués avec 20 m³), et une irrigation le soir la totalité du besoin journalier. Sur le plan thermique, la chaleur du capteur (43,2 kWh·j^{-1} en juin) n'élève le réservoir que de 0,7 K, ce qui justifie l'hypothèse d'une entrée d'eau à la température du puits (effet de 0,2 % sur le volume pompé).

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Tableau 7 : Bilan d'eau du réservoir sur la journée moyenne (13 modules, MPPT, arrêt de la pompe par flotteur)

Mois	Besoin ($m^3 \cdot j^{-1}$)	Pompable ($m^3 \cdot j^{-1}$)	Plage d'irrigation	Part du besoin distribuée (20 m^3)	Volume nécessaire (m^3)
Juin	62,0	88,0	Jour (7 h–17 h)	100 %	11,0
Juin	62,0	88,0	Matin et soir (6 h–10 h, 15 h–19 h)	69,7 %	39,0
Juin	62,0	88,0	Soir (17 h–21 h)	32,3 %	62,0
Octobre	62,0	111,2	Jour (7 h–17 h)	100 %	5,0
Octobre	62,0	111,2	Matin et soir (6 h–10 h, 15 h–19 h)	82,7 %	31,0
Octobre	62,0	111,2	Soir (17 h–21 h)	32,3 %	62,0

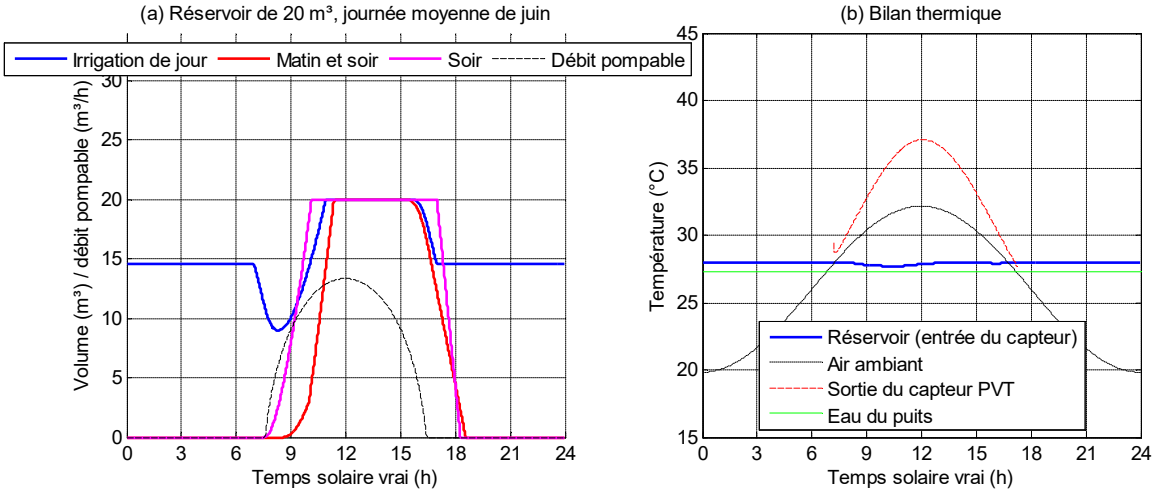


Figure 16 : Réservoir de 20 m³, journée moyenne de juin : (a) volume stocké pour trois plages d'irrigation et débit pompable ; (b) températures du réservoir, de l'air, de l'eau du puits et de sortie du capteur (irrigation de jour)

3.9. Discussion

Le choix du plan des capteurs compte autant que celui du modèle d'irradiation : l'inclinaison de 15° relève l'irradiation des mois les moins ensoleillés de la saison d'irrigation. Comme le besoin est constant, le mois critique est celui où le champ produit le moins, juin ou juillet selon l'année ; un dimensionnement sur la seule année moyenne sous-estime donc le champ nécessaire. Modeste face à une loi V/f bien réglée, le MPPT garde un intérêt pratique : il ne demande aucun réglage propre au site et s'adapte à la température et au vieillissement du champ. Le refroidissement apporte environ dix points de couverture minimale, soit l'équivalent d'un module (110 % contre 100 % à 13 modules, paragraphe 4.3). La chaleur n'étant pas valorisée, l'intérêt économique du capteur PVT dépend du surcoût de l'absorbeur et du circuit de refroidissement, à comparer au prix d'un module supplémentaire.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Ces résultats ont plusieurs limites. Le besoin est une valeur de conception constante. Les coefficients d'Angström-Prescott ne sont pas calés sur des mesures au sol, et l'irradiation n'est comparée à aucune mesure indépendante. Le modèle de Duffie et Beckman place le maximum de température à midi. Les bilans portent sur la journée moyenne de chaque mois, et la courbe de la pompe n'est connue qu'au point nominal. L'évaluation économique reste enfin à faire.

4. VALIDATION DU MODÈLE

En l'absence de mesures sur une installation réelle, la validation comprend quatre étapes : influence des coefficients du modèle d'irradiation, vérification des composants et de la cohérence numérique, analyse d'incertitude du dimensionnement et protocole expérimental. Les indicateurs sont le biais (MBE), l'erreur quadratique (RMSE) et le coefficient de détermination R^2 [46] (tableau 8).

4.1. Modèles du site

La relation d'Angström-Prescott est la méthode de référence lorsque seule l'insolation est mesurée [47], [48], mais ses coefficients n'ont pas pu être calés à Mahajanga, faute de mesures pyranométriques : l'irradiation reconstituée n'est donc pas validée localement. Les figures 17a et 17b mesurent l'influence de ce choix en remplaçant les coefficients de Rietveld par des coefficients récents établis en Afrique australe : ceux de Mt Darwin (Zimbabwe, 16,78° S, a = 0,307 ; b = 0,481), publiés par Iradukunda et Chiteka [49], et ceux de Durban (Afrique du Sud, zone tropicale côtière, a = 0,207 ; b = 0,540), publiés par Mabasa et al. [50]. L'irradiation annuelle varie de –4,9 à +4,7 % ; avec 13 modules, la couverture minimale de l'année moyenne reste de 136 à 148 % en début de vie et de 123 à 135 % en fin de vie. La moyenne journalière du modèle de Duffie et Beckman surestime la température mesurée de 0,43 K (RMSE de 0,69 K ; figure 17c), car la courbe journalière réelle n'est pas symétrique.

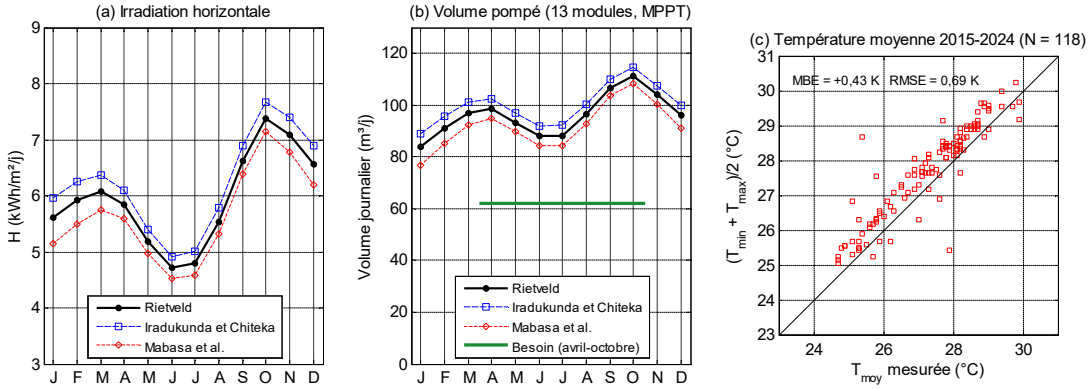


Figure 17 : Validation des modèles du site : (a) irradiation horizontale mensuelle selon les coefficients de Rietveld, d'Iradukunda et Chiteka et de Mabasa et al. ; (b) volume pompé correspondant (13 modules, MPPT) et besoin supposé ; (c) température moyenne de Duffie et Beckman et température mesurée (2015–2024)

Tableau 8 : Indicateurs de validation du modèle

Grandeur	Modèle	Référence	N	Biais (MBE)	RMSE	R^2
H, normales	Coefficients de Mt Darwin [49]	Coefficients de Rietveld	12	+4,7 %	–	–
H, normales	Coefficients de Durban [50]	Coefficients de Rietveld	12	–4,9 %	–	–
Tmoy mensuelle	Duffie et Beckman	Station MJN, 2015–2024	118	+0,43 K	0,69 K	0,84
Module (STC)	Deux diodes	Fiche technique	–	Pmax, Vmpp, Impp, Vco, Icc : < 0,1 %	–	–
Coefficients de température	Deux diodes	Fiche technique	–	Pmax : –0,48 / –0,50 %·K⁻¹ ; Vco : –0,163 / –0,160 V·K⁻¹	–	–
Moteur, point nominal	IRFOC, régime permanent	Plaque ; IEC 60034-30-1	–	I = 3,88 A (≈ 3,9 A) ; η = 79,1 % (IE1 : 77,2 % ; IE2 : 81,3 %)	–	–
Vitesse et débit établis	IRFOC dynamique (0,1 ms)	Régime permanent	3	< 0,01 %	–	–
Volume journalier	Pas de 120 s	Pas de 30 s	1	< 0,01 %	–	–

4.2. Composants et cohérence numérique

Le modèle du module restitue la fiche technique à moins de 0,1 % aux conditions standard et ses coefficients de température à 5 % près. Au point nominal, le modèle du moteur donne 3,88 A (plaque : 3,9 A), un rendement de 79,1 %, compris entre les classes IE1 et IE2 de la norme IEC 60034-30-1 [51], et un facteur de puissance de 0,78 ; la pompe n'est calée que sur son point nominal. Le volume journalier varie de moins de 0,01 % lorsque le pas de temps passe de 300 à 30 s, et la simulation dynamique retrouve les points de fonctionnement en régime permanent. Ces vérifications ne remplacent pas une confrontation à des mesures.

4.3. Sensibilité et incertitudes du dimensionnement

Le critère laissant une marge de 10 %, le tableau 9 donne la couverture minimale et le taux de déficit sur les saisons 2015–2025 lorsqu'une hypothèse est modifiée de l'ordre de son incertitude. Avec 13 modules, le déficit reste inférieur à 0,1 % dans tous les cas ; les hypothèses les plus influentes sont la hauteur géométrique, le besoin, le rendement de la pompe et le rayonnement. Pour estimer l'effet des journées couvertes, des indices de clarté journaliers ont été tirés de la distribution de Bendt, Collares-Pereira et Rabl [52], avec un bilan journalier du réservoir : le déficit de la saison atteint 1,8 % (besoin de 62 $m^3 \cdot j^{-1}$) à 2,5 % (besoin majoré de 10 %) pour 13 modules, et 1,0 à 1,7 % pour 14 modules. Ces valeurs sont probablement majorantes, cette distribution, établie en climat tempéré, surestimant les journées très couvertes de la saison sèche tropicale. Le champ de 13 modules est donc retenu ; un quatorzième module réduirait le risque résiduel de 33 à 45 %, mais il exigerait de relever la tension du bus ou de revoir le câblage.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Tableau 9 : Sensibilité du dimensionnement (saisons 2015–2025, fin de vie) : couverture minimale / taux de déficit, une hypothèse étant modifiée à la fois ; dernières lignes : déficit journalier en année moyenne

Cas	**11 modules**	**12 modules**	**13 modules (retenu)**	**14 modules**
Référence	89 % / 0,32 %	≈ 100 % / 0,00 %	110 % / 0	119 % / 0
Irradiation –4,9 %	83 % / 0,66 %	93 % / 0,17 %	103 % / 0	112 % / 0
Besoin +10 %	81 % / 1,09 %	91 % / 0,27 %	≈ 100 % / 0,00 %	108 % / 0
Rendement maximal de la pompe 0,60	82 % / 0,82 %	92 % / 0,22 %	101 % / 0	110 % / 0
Pertes diverses du champ : facteur 0,90	85 % / 0,47 %	96 % / 0,07 %	106 % / 0	115 % / 0
Rendement de suivi 0,98	87 % / 0,41 %	98 % / 0,03 %	107 % / 0	117 % / 0
Eau du puits +2 K	88 % / 0,35 %	99 % / 0,01 %	109 % / 0	118 % / 0
Hauteur géométrique +2 m	75 % / 2,64 %	85 % / 0,47 %	95 % / 0,08 %	105 % / 0
Champ PV sans refroidissement	80 % / 1,20 %	91 % / 0,27 %	≈ 100 % / 0,00 %	110 % / 0
Variabilité journalière, besoin de 62 $m^3 \cdot j^{-1}$ (LPSP)	–	–	1,80 %	0,99 %
Variabilité journalière, besoin +10 % (LPSP)	–	–	2,47 %	1,65 %

4.4. Protocole de validation expérimentale proposé

Chaque sous-modèle sera d'abord validé sur banc, puis le système complet suivi sur site pendant au moins une saison sèche (tableau 10) ; la campagne de rayonnement permettra en outre de caler a et b. Les écarts serviront à recaler en priorité la hauteur géométrique, la courbe de la pompe, les conductances du capteur et les coefficients d'Angström-Prescott.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 59 No. 2 October 2026, pp. 194-223

Tableau 10 : Protocole de validation expérimentale proposé

Étape	Grandeurs mesurées	Instrumentation	Référence	Critère d'acceptation proposé
1. Rayonnement et climat (≥ 12 mois)	G horizontal et dans le plan à 15°, T_a, vent	Pyranomètres de classe A ou B, sonde T_a sous abri, anémomètre ; pas de 1 min	ISO 9060 [53] ; calage d'Angström-Prescott	H mensuelle : |MBE| < 5 %, nRMSE < 10 %
2. Module PVT, partie électrique	Caractéristiques I-V à plusieurs éclairements et températures	Traceur I-V, sondes Pt100 en face arrière, pyranomètre dans le plan	IEC 61853-1 [54]	Pmax : écart < 3 % ; Vco : écart < 2 %
3. Capteur PVT, partie thermique	Débit, températures d'entrée et de sortie, Tcell, chaleur utile	Débitmètre, sondes appairées (± 0,1 K), pyranomètre, anémomètre	ISO 9806 [55]	Tcell : RMSE < 2 K ; chaleur journalière : écart < 10 %
4. Groupe motopompe	Débit, HMT, puissance électrique, vitesse, de 30 à 55 Hz	Débitmètre électromagnétique, capteurs de pression, analyseur de puissance, tachymètre	ISO 9906 [56] ; IEC 60034-2-1 [57]	Débit et puissance : écart < 5 % sur la plage de vitesse
5. Commande (MPPT, IRFOC)	Vpv, Ipv, Vdc, courants de phase, vitesse	Simulateur de champ PV ou essais sous ciel variable, oscilloscope	EN 50530 [44]	Rendement de suivi > 98 % ; Vdc à ± 5 % ; temps de démarrage à ± 20 %
6. Système complet sur site (≥ 1 saison sèche)	G, Ta, Tcell, Vpv, Ipv, Vdc, débit, HMT, niveau et température du réservoir	Centrale d'acquisition au pas de 1 min	IEC 62253 [58]	Volume journalier : |MBE| < 5 %, nRMSE < 10 %

5. CONCLUSION

Nous avons modélisé, simulé et dimensionné un système de pompage au fil du soleil à capteurs PVT et moteur asynchrone en commande IRFOC, pour un besoin supposé de 62 $m^3 \cdot j^{-1}$ d'avril à octobre, soit un hectare à Mahajanga, à partir des relevés de la station de 2010 à 2026. Les principaux résultats sont les suivants :

– le gisement est élevé (3 070 h d'insolation, 6,11 $kWh \cdot m^{-2} \cdot j^{-1}$ dans le plan à 15°) ; reconstitué par la relation d'Angström-Prescott, il varie de –4,9 à +4,7 % selon les coefficients publiés retenus, et juin et juillet sont les mois les plus contraignants ;

– un critère de fiabilité explicite conduit à 13 modules PVT (1,95 kWc ; 35 134 $m^3 \cdot an^{-1}$), contre 10 pour un calcul sur l'année moyenne ; la couverture minimale vaut 110 % en fin de vie, le déficit résiduel reste inférieur à 0,1 % pour chaque incertitude du modèle et voisin de 2 % du besoin avec les journées couvertes ;

– face à une loi V/f bien calée, le MPPT n'augmente le volume annuel que de 6,2 % ;

– le refroidissement limite les cellules à 43,3 °C (67,6 °C pour un module PV seul) et accroît la production électrique journalière de 11,5 % ; la simulation dynamique confirme l'orientation du flux et la régulation du bus ;

– le réservoir de 20 m^3 convient à une irrigation de jour ; une irrigation le matin et le soir en exigerait environ 40 m^3.

Ces résultats devront être confirmés par le protocole expérimental proposé, en priorité sur la hauteur géométrique, la courbe de la pompe et le rayonnement. Une évaluation économique comparant le capteur PVT, un champ PV classique et le pompage diesel devra les compléter.

RÉFÉRENCES

[1] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy, « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF / Université d'Ottawa / EIER / CREPA, 1998.

[2] A. Hamidat, B. Benyoucef, T. Hartani, « Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions », Renewable Energy, vol. 28, n° 7, pp. 1081–1096, 2003.

[3] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, S. Pekarek, Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, 3e éd., Wiley-IEEE Press, 2013.

[4] J.-P. Caron, J.-P. Hautier, Modélisation et commande de la machine asynchrone, Éditions Technip, Paris, 1995.

[5] Y. R. Hsiao, B. A. Blevins, « Direct coupling of photovoltaic power source to water pumping system », Solar Energy, vol. 32, n° 4, pp. 489–498, 1984.

[6] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions », IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, vol. 142, n° 1, pp. 59–64, 1995.

[7] T. Esram, P. L. Chapman, « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, n° 2, pp. 439–449, 2007.

[8] A. Mokeddem, A. Midoun, D. Kadri, S. Hiadsi, I. A. Raja, « Performance of a directly-coupled PV water pumping system », Energy Conversion and Management, vol. 52, n° 10, pp. 3089–3095, 2011.

[9] E. Skoplaki, J. A. Palyvos, « On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations », Solar Energy, vol. 83, n° 5, pp. 614–624, 2009.

[10] A. P. Maminirinaharimisa, « Étude des panneaux solaires hybrides photovoltaïques thermiques : amélioration de leur efficacité énergétique », Mémoire, Université d'Antananarivo, Madagascar, 2023.

[11] T. T. Chow, « Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model », Solar Energy, vol. 75, n° 2, pp. 143–152, 2003.

[12] H. A. Zondag, D. W. de Vries, W. G. J. van Helden, R. J. C. van Zolingen, A. A. van Steenhoven, « The thermal and electrical yield of a PV-thermal collector », Solar Energy, vol. 72, n° 2, pp. 113–128, 2002.

[13] Y. Bakelli, A. Hadj Arab, B. Azoui, « Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept », Solar Energy, vol. 85, n° 2, pp. 288–294, 2011.

[14] J. A. Duffie, W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 4e éd., John Wiley & Sons, Hoboken, 2013.

[15] ASECNA / Direction Générale de la Météorologie de Madagascar, « Relevés météorologiques mensuels de la station de Mahajanga (MJN) : durée d'insolation, températures minimales et maximales, 2010–2024 » et « Données climatologiques de la station de Mahajanga (DGRP-MA-MJN), janvier 2015 – mai 2026 : insolation, température moyenne, précipitations, pression, vent », relevé du 15 juin 2026, Mahajanga, Madagascar.

[16] World Meteorological Organization, « Guidelines on Surface Station Data Quality Control and Quality Assurance for Climate Applications », WMO-No. 1269, Genève, 2021.

[17] J. W. Tukey, Exploratory Data Analysis, Addison-Wesley, Reading, 1977.

[18] S. A. Klein, « Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces », Solar Energy, vol. 19, n° 4, pp. 325–329, 1977.

[19] M. K. Fuentes, « A simplified thermal model for flat-plate photovoltaic arrays », Rapport SAND85-0330, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1987.

[20] A. Ångström, « Solar and terrestrial radiation », Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 50, n° 210, pp. 121–126, 1924.

[21] J. A. Prescott, « Evaporation from a water surface in relation to solar radiation », Transactions of the Royal Society of South Australia, vol. 64, pp. 114–118, 1940.

[22] M. R. Rietveld, « A new method for estimating the regression coefficients in the formula relating solar radiation to sunshine », Agricultural Meteorology, vol. 19, n° 2–3, pp. 243–252, 1978.

[23] M. Collares-Pereira, A. Rabl, « The average distribution of solar radiation – correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values », Solar Energy, vol. 22, n° 2, pp. 155–164, 1979.

[24] B. Y. H. Liu, R. C. Jordan, « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation », Solar Energy, vol. 4, n° 3, pp. 1–19, 1960.

[25] M. L. Louazene, D. Korichi, B. Azoui, « Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque : application sur le site de Ouargla », International Conference on Electronics & Oil: From Theory to Applications (ICEO 2013), Université de Ouargla, Algérie, 5–6 mars 2013.

[26] J. A. Gow, C. D. Manning, « Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies », IEE Proceedings – Electric Power Applications, vol. 146, n° 2, pp. 193–200, 1999.

[27] K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri, « Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules », Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 95, n° 2, pp. 586–594, 2011.

[28] BP Solar, « BP 3150B – 150 W Multicrystalline Photovoltaic Module », fiche technique du constructeur.

[29] Y. P. Varshni, « Temperature dependence of the energy gap in semiconductors », Physica, vol. 34, n° 1, pp. 149–154, 1967.

[30] F. P. Incropera, D. P. DeWitt, T. L. Bergman, A. S. Lavine, Fundamentals of Heat and Mass Transfer, 6e éd., John Wiley & Sons, 2007.

[31] V. Gnielinski, « New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe and channel flow », International Chemical Engineering, vol. 16, n° 2, pp. 359–368, 1976.

[32] J. H. Watmuff, W. W. S. Charters, D. Proctor, « Solar and wind induced external coefficients for solar collectors », Revue Internationale d'Héliotechnique (COMPLES), n° 2, p. 56, 1977.

[33] M. P. Anderson, « Heat as a ground water tracer », Ground Water, vol. 43, n° 6, pp. 951–968, 2005.

[34] G. N. Tiwari, R. K. Mishra, S. C. Solanki, « Photovoltaic modules and their applications: a review on thermal modelling », Applied Energy, vol. 88, n° 7, pp. 2287–2304, 2011.

[35] F. Blaschke, « The principle of field orientation as applied to the new transvector closed-loop control system for rotating-field machines », Siemens Review, vol. 34, pp. 217–220, 1972.

[36] W. Leonhard, Control of Electrical Drives, 3e éd., Springer, Berlin, 2001.

[37] Q. Kou, S. A. Klein, W. A. Beckman, « A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems », Solar Energy, vol. 64, n° 1–3, pp. 33–40, 1998.

[38] J. F. Gülich, Centrifugal Pumps, 3e éd., Springer, Berlin, 2014.

[39] D. G. Holmes, T. A. Lipo, Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and Practice, IEEE Press / Wiley-Interscience, 2003.

[40] M. A. Elgendy, B. Zahawi, D. J. Atkinson, « Assessment of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques for PV pumping applications », IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, n° 1, pp. 21–33, 2012.

[41] N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins, Power Electronics: Converters, Applications, and Design, 3e éd., John Wiley & Sons, 2003.

[42] R. W. Erickson, D. Maksimović, Fundamentals of Power Electronics, 2e éd., Kluwer Academic Publishers, 2001.

[43] D. C. Jordan, S. R. Kurtz, « Photovoltaic degradation rates – an analytical review », Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 21, n° 1, pp. 12–29, 2013.

[44] EN 50530:2010, « Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters », CENELEC, 2010.

[45] D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, S. V. Spataru, R. Teodorescu, « On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV systems », IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 3, n° 3, pp. 1070–1078, 2013.

[46] C. A. Gueymard, « A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: towards a better bankability of solar projects », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, pp. 1024–1034, 2014.

[47] M. Yorukoglu, A. N. Celik, « A critical review on the estimation of daily global solar radiation from sunshine duration », Energy Conversion and Management, vol. 47, n° 15-16, pp. 2441–2450, 2006.

[48] F. Besharat, A. A. Dehghan, A. R. Faghih, « Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 21, pp. 798–821, 2013.

[49] C. Iradukunda, K. Chiteka, « Angstrom-Prescott type models for predicting solar irradiation for different locations in Zimbabwe », Strojniški vestnik – Journal of Mechanical Engineering, vol. 69, n° 1-2, pp. 32–48, 2023.

[50] B. Mabasa, M. D. Lysko, H. Tazvinga, S. T. Mulaudzi, N. Zwane, S. J. Moloi, « The Ångström–Prescott regression coefficients for six climatic zones in South Africa », Energies, vol. 13, n° 20, art. 5418, 2020.

[51] IEC 60034-30-1:2014, « Rotating electrical machines – Part 30-1: Efficiency classes of line operated AC motors (IE code) », Commission électrotechnique internationale, Genève, 2014.

[52] P. Bendt, M. Collares-Pereira, A. Rabl, « The frequency distribution of daily insolation values », Solar Energy, vol. 27, n° 1, pp. 1–5, 1981.

[53] ISO 9060:2018, « Énergie solaire – Spécification et classification des instruments de mesurage du rayonnement solaire hémisphérique et direct », Organisation internationale de normalisation, Genève, 2018.

[54] IEC 61853-1:2011, « Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating », Commission électrotechnique internationale, Genève, 2011.

[55] ISO 9806:2017, « Énergie solaire – Capteurs thermiques solaires – Méthodes d'essai », Organisation internationale de normalisation, Genève, 2017.

[56] ISO 9906:2012, « Pompes rotodynamiques – Essais de fonctionnement hydraulique pour la réception – Niveaux 1, 2 et 3 », Organisation internationale de normalisation, Genève, 2012.

[57] IEC 60034-2-1:2014, « Rotating electrical machines – Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests », Commission électrotechnique internationale, Genève, 2014.

[58] IEC 62253:2011, « Photovoltaic pumping systems – Design qualification and performance measurements », Commission électrotechnique internationale, Genève, 2011.