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. 224-252

Conception Et Performances Du Pompage PVT-CPC Au Fil Du Soleil A Machine Asynchrone Triphasée 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.
(bvdno2@gmail.com , tél: +261 320 558 062)

Auteur correspondant : HANITRANIRINA Eloddy. E-mail : hanitranirinaeloddy@gmail.com (tél:+261 329 190 153)

(cc) BY

Résumé — Pour un besoin journalier supposé de 62 m³.j⁻¹ (irrigation d'un hectare près de Mahajanga, Madagascar), nous dimensionnons une chaîne de pompage au fil du soleil associant des capteurs hybrides photovoltaïques-thermiques à concentrateur parabolique composé (PVT-CPC, $C = 2$), un hacheur boost commandé par recherche du point de puissance maximale (MPPT), un onduleur triphasé à modulation de largeur d'impulsion (MLI) et une machine asynchrone (MAS) entraînant une pompe centrifuge. Le gisement solaire est modélisé à partir des mesures ASECNA de 2010 à 2024, après contrôle de qualité, par la relation d'Angström-Prescott à coefficients de Rietveld, la répartition horaire de Collares-Pereira et Rabl et le modèle de Liu et Jordan. Pour ce besoin et une hauteur de 18 m, la chaîne comporte 9 récepteurs PVT-CPC (1,35 kWc) en une seule branche : c'est le plus petit nombre qui assure une marge de 10 % sur le besoin. La simulation des jours moyens mensuels au pas de 6 min montre que l'angle d'acceptance du CPC fixe limite la concentration à 5,6 – 11,5 h par jour. Le couplage MPPT refroidi pompe 30 650 m³.an⁻¹ et couvre le besoin sur toute la saison d'irrigation, d'avril à octobre (110 % au minimum, en juin). Le couplage direct refroidi le couvre aussi (108 %), avec seulement 2 % de volume en moins. Le refroidissement augmente le volume annuel de 5 % en MPPT et de 29 % en couplage direct, ce dernier gain dépendant du nombre de modules en série (51 % avec 8, 11 % avec 10). Un modèle à sept nœuds montre toutefois que la conductance cellules-eau du bilan simplifié est optimiste, ce qui réduit les volumes refroidis de 0,4 à 2,5 %. À cellules égales, le CPC pompe 22 % de plus qu'un champ plan ; mais un champ plan de même ouverture pompe 24 % de plus que lui, si bien que la concentration n'économise qu'environ deux modules et demi. Le temps moyen entre pannes (MTBF), calculé avec des taux génériques, est de 33 900 h (direct) et 26 700 h (MPPT), sans effet notable sur le volume disponible. Un réglage saisonnier de l'inclinaison apporte environ 12 % de volume et porte la couverture minimale à 145 %.

Mots-clés : PVT-CPC, gisement solaire, pompage au fil du soleil, machine asynchrone, MPPT, fiabilité, validation des modèles.

Abstract — For an assumed daily water demand of 62 m³.day⁻¹ (irrigation of 1 ha near Mahajanga, Madagascar), we size a batteryless solar pumping chain combining PVT-CPC collectors ($C = 2$), a maximum power point tracking (MPPT) boost converter, a PWM inverter and an induction motor driving a centrifugal pump. The solar resource is modelled from quality-controlled 2010–2024 ASECNA data with the Angström-Prescott relation (Rietveld coefficients). For this demand and an 18 m head, the chain uses 9 receivers in a single string. A 6-min simulation of the monthly mean days shows that the acceptance angle of the fixed CPC limits concentration to 5.6–11.5 h per day. The cooled MPPT chain pumps 30 650 m³.yr⁻¹ and covers the demand throughout the April–October irrigation season (minimum 110 %, in June); cooled direct coupling also covers it (108 %), with only 2 % less volume. Cooling raises the annual volume by 5 % (MPPT) and 29 % (direct coupling); the latter gain depends on the number of modules in series (51 % with 8, 11 % with 10). With equal cells, the CPC pumps 22 % more than a flat field, but a flat field of equal aperture pumps 24 %

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. 224-252

more, so concentration saves only about two and a half modules. The mean time between failures (MTBF), based on generic failure rates, is 33 900 h (direct) and 26 700 h (MPPT).

Keywords: PVT-CPC, solar resource, solar pumping, induction motor, MPPT, reliability, model validation.

1. Introduction

À Mahajanga (région Boeny, Madagascar), l'irrigation des petites exploitations dépend encore de motopompes thermiques coûteuses, alors que l'irradiation solaire dépasse 5 kWh·m^{-2}·j^{-1} la majeure partie de l'année. Le pompage photovoltaïque au fil du soleil, sans batterie, où un réservoir surélevé joue le rôle d'accumulateur, constitue une alternative robuste [1]–[3]. Au-delà de 1 kW, la machine asynchrone triphasée, robuste et sans balais, s'impose [4], [5]. Elle exige toutefois un bus continu d'au moins 325 V, ce qui rend la chaîne sensible à la tension du champ et donc à la température des cellules [6].

Le concentrateur parabolique composé (CPC) renvoie vers le récepteur tout rayon entrant dans son demi-angle d'acceptance θ_a, sans suivi solaire [7], [8]. Son orientation détermine cependant la durée pendant laquelle le rayonnement direct est concentré [9]. En doublant l'éclairement, le CPC double aussi l'échauffement des cellules ; d'où l'intérêt du refroidissement par eau, qui en fait un capteur hybride PVT-CPC [10]–[14]. Le choix du couplage, direct [15], [16] ou par suivi du point de puissance maximale (MPPT) [17], [18], conditionne à son tour le volume pompé et la fiabilité [19], [20]. Enfin, seule la durée d'insolation est mesurée en routine à Mahajanga. Il faut donc reconstituer l'irradiation par des modèles empiriques [21]–[23], parmi lesquels la relation d'Angström-Prescott fait référence lorsque seule l'insolation est disponible [24], [25].

Le refroidissement par eau du générateur a déjà montré son intérêt pour le pompage photovoltaïque [26], et des capteurs PVT à CPC de faible concentration ont été caractérisés expérimentalement [27]. Cet article cherche à dimensionner les composants de la chaîne PVT-CPC – MAS – pompe lorsqu'on suppose un besoin journalier de 62 m³.j^{-1} pendant la saison d'irrigation, soit un hectare. Le besoin étant une donnée d'entrée, ni le sol ni la culture ne sont analysés. Nous établissons un modèle horaire du gisement solaire de Mahajanga, proposons la conception de la chaîne, puis comparons par simulation sur l'année type le couplage direct au couplage MPPT, avec et sans refroidissement. Nous vérifions enfin les sous-modèles et comparons la concentration à un champ plan de référence.

2. Matériel et méthodes

2.1. Données climatiques et contrôle de qualité

Le site d'étude est Mahajanga, sur la côte nord-ouest de Madagascar (tableau 1). Le climat est tropical, avec une saison des pluies de novembre à mars et une saison sèche d'avril à octobre, pendant laquelle les cultures dépendent entièrement de l'irrigation. Le dimensionnement repose sur les relevés mensuels de la station de Mahajanga (ASECNA) de janvier 2010 à décembre 2024 [28] : durée d'insolation S, températures minimale et maximale T_{min} et T_{max}.

Tableau 1 : Coordonnées géographiques du site de Mahajanga

Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Méridien de référence (°)	Albédo du sol
15°40'Sud	46°21'Est	22 m	45°	0,30

2.2. Conception et configuration du système étudié

La conception répond à trois exigences issues du site : fonctionner sans batterie, exploiter, en saison sèche, un rayonnement majoritairement direct par des concentrateurs fixes, et maintenir les cellules, soumises à 32–34 °C d'ambiance et à un éclairement

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. 224-252

doublé, à une température compatible avec la tension exigée par la MAS. Le système comporte six sous-systèmes (Tableau 2, Figures 1 et 2).

Tableau 2 : Conception fonctionnelle du système de pompage PVT-CPC à MAS.

Sous-système	Composants retenus	Fonction
1. Captage	9 récepteurs PVT-CPC fixes ($C = 2$, $\theta_a = 30°$), cellules BP 3150B, axe est-ouest, 16° N	Convertir le rayonnement en électricité et en chaleur
2. Adaptation	Hacheur boost 311 → 400 V, MPPT par incrément de conductance, by-pass K1	Extraire la puissance maximale ; K1 assure le couplage direct
3. Conversion CC-CA	Onduleur triphasé à 6 IGBT, modulation de largeur d'impulsion (MLI) vectorielle 10 kHz, loi V / f	Alimenter la MAS à fréquence variable
4. Motopompe	MAS 1,5 kW, 230 V Δ ; pompe centrifuge 12 m³.h⁻¹ à 18 m	Convertir l'énergie électrique en énergie hydraulique
5. Stockage	Réservoir de 70 m³ surélevé de 5 m, goutte-à-goutte gravitaire	« Batterie hydraulique » d'une journée
6. Refroidissement	Boucle fermée réservoir → récepteurs → réservoir (0,73 m³.h⁻¹), capteurs V_{pv} , I_{pv} , débit, niveaux	Évacuer la chaleur des cellules et protéger la chaîne

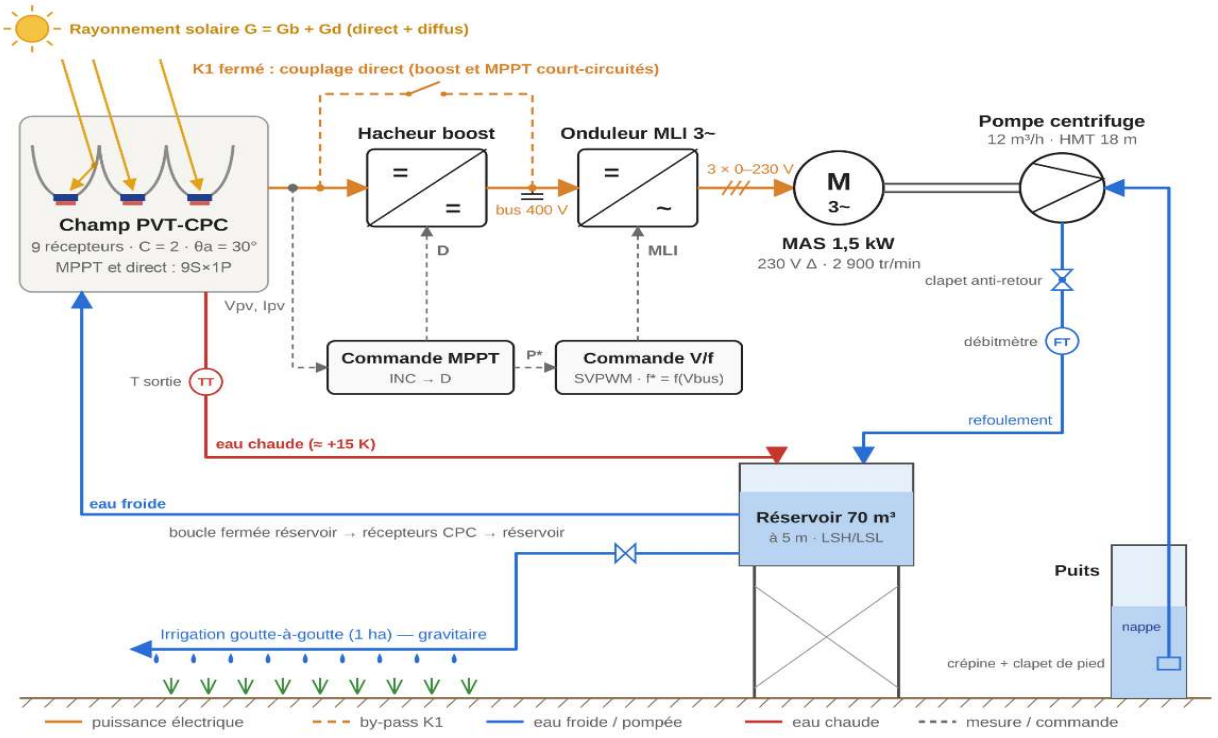


Figure 1 : Schéma du système de pompage PVT-CPC à MAS.

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. 224-252

Chaque récepteur associe un CPC idéal et les cellules d'un module BP 3150B [29] de largeur $2a$ = 0,79 m. Le profil du CPC est calculé par son équation paramétrique [7] : chaque branche est une parabole de foyer situé au bord opposé du récepteur, d'axe incliné de θ_a et de distance focale $a(1+\sin\theta_a)$, d'où une ouverture de 1,58 m (2,52 m² par récepteur, 22,7 m² pour le champ) et une hauteur de 2,05 m (Figure 2). Le champ forme une seule branche 9S×1P (311 V) : relevée à 400 V par le boost en couplage MPPT, elle alimente directement le bus en couplage direct (K1 fermé, boost contourné). Le pompage démarre lorsque la fréquence dépasse la fréquence de seuil de la pompe (31) et s'arrête au niveau haut du réservoir ; l'eau de refroidissement, prélevée au réservoir, y retourne après s'être échauffée dans les récepteurs.

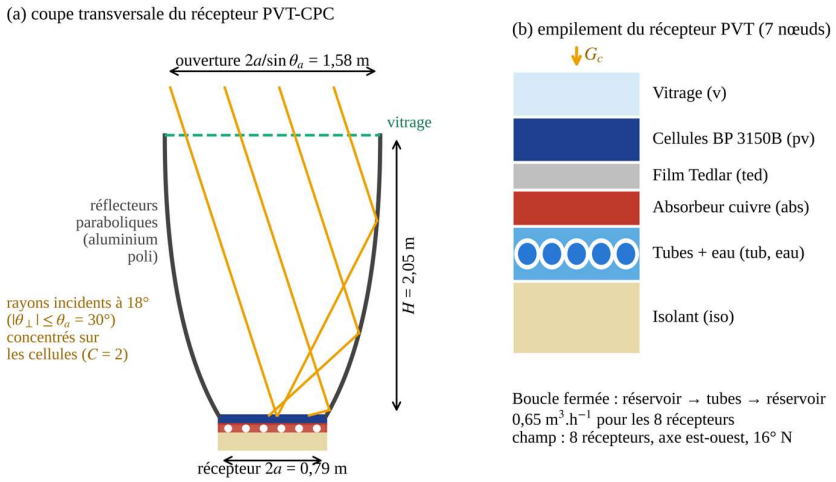


Figure 2 : Conception du récepteur PVT-CPC : (a) coupe transversale du CPC idéal; (b) empilement des couches du récepteur hybride.

2.3. Modélisation du système étudié

2.3.1. Modèle du gisement solaire de Mahajanga

Le modèle utilise les moyennes mensuelles de la station de Mahajanga (2010 – 2024) : durée d'insolation, températures minimales et maximales. Une valeur x d'une série mensuelle est jugée aberrante si [30], [31] :

$$x < Q_1 - 3(Q_3 - Q_1) \quad \text{ou} \quad x > Q_3 + 3(Q_3 - Q_1) \quad \text{ou} \quad S_{\text{mois}} > N_j S_0 \tag{1}$$

où Q_1 et Q_3 sont les quartiles de la série du mois et N_j le nombre de jours du mois ; chaque valeur aberrante est remplacée par la moyenne des années valides du même mois.

2.3.1.1. Géométrie solaire et irradiation horizontale

La déclinaison δ est donnée par la relation de Cooper [32] et l'irradiation extraterrestre $\bar{H}_0$ par les relations classiques [23], [33] ; l'angle horaire du coucher du soleil ω_s et la durée astronomique du jour S_0 s'écrivent :

$$\omega_s = \arccos\left(-\tan\varphi\tan\delta\right); \qquad S_0 = \frac{2}{15}\omega_s \tag{2}$$

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. 224-252

où φ est la latitude. Le temps solaire vrai (TSV) et l'angle horaire ω se déduisent de l'heure légale par l'équation du temps [34].

Le taux d'insolation σ donne l'irradiation globale horizontale $\bar{H}$ (Angström-Prescott [21], [22], coefficients de Rietveld [35]) et la fraction diffuse $\bar{H}_d / \bar{H}$ (Liu et Jordan [36]) :

$$\sigma = \frac{S}{S_0}; \qquad \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} = a + b\sigma; \qquad \bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \tag{3}$$

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1{,}390 - 4{,}027\bar{K}_T + 5{,}531\bar{K}_T^2 - 3{,}108\bar{K}_T^3 \tag{4}$$

Les coefficients a et b sont ceux de Rietveld [35], qui les déduit de l'insolation relative moyenne du site σ_{moy}, sans mesure de rayonnement : a = 0,10 + 0,24 σ_{moy} = 0,269 et b = 0,38 + 0,08/σ_{moy} = 0,494 pour σ_{moy} = 0,70. L'influence de ce choix est évaluée avec deux jeux de coefficients récents, établis par régression sur des stations d'Afrique australe : ceux d'Iradukunda et Chiteka [37] et ceux de Mabasa et al. [38] (section 3.7).

2.3.1.2. Éclairement horaire sur le plan des capteurs

Les éclairements horaires global I, diffus I_d et direct I_b sont obtenus par les rapports r_t de Collares-Pereira et Rabl [39] et r_d de Liu et Jordan [36], appliqués respectivement aux irradiations journalières globale et diffuse ; l'éclairement direct est la différence des deux :

$$r_t = \frac{\pi}{24}\left(a' + b'\cos\omega\right)\frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180}\cos\omega_s} \quad ; \tag{5}$$

$$a' = 0{,}409 + 0{,}5016\sin(\omega_s - 60°); \quad b' = 0{,}6609 - 0{,}4767\sin(\omega_s - 60°)$$

$$r_d = \frac{\pi}{24}\frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180}\cos\omega_s} \tag{6}$$

Pour un plan incliné de β vers l'équateur, l'angle zénithal θ_z, l'angle d'incidence θ, le rapport r_b et l'éclairement global I_T (modèle isotrope de Liu et Jordan [23], [36], albédo ρ_g) s'écrivent :

$$\cos\theta_z = \cos\varphi\cos\delta\cos\omega + \sin\varphi\sin\delta \quad ; \qquad \cos\theta = \cos(\varphi+\beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(\varphi+\beta)\sin\delta;$$

$$r_b = \frac{\max(\cos\theta, 0)}{\cos\theta_z} \tag{7}$$

$$I_T(\beta) = \left(I - I_d\right)r_b + I_d\left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + I\rho_g\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \tag{8}$$

2.3.1.3. Température ambiante et besoin en eau

La température ambiante horaire (Duffie et Beckman [23]), le besoin en eau, la durée équivalente de pompage au débit nominal et l'énergie hydraulique [1] s'écrivent :

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. 224-252

$$T_a = \left[\frac{T_{a\max} - T_{a\min}}{2}\right]\cos\left[\frac{(TSV - 12)\pi}{12}\right] + \left[\frac{T_{a\max} + T_{a\min}}{2}\right] \quad (9)$$

$$V_j = 10\, S_{irr}\, b \quad (10)$$

$$t_{eq} = V_j / Q_n \quad (11)$$

$$E_h = \frac{\rho g V_j HMT}{3{,}6\times 10^6} \quad (12)$$

où S_{irr} est la surface irriguée (1 ha), b le besoin brut supposé (6,2 mm.j^{-1}), Q_n le débit nominal de la pompe et HMT la hauteur manométrique totale. Le besoin est une donnée d'entrée de l'étude : 62 m³.j^{-1} constants pendant la saison d'irrigation, d'avril à octobre, et nuls le reste de l'année. Cette valeur de conception est du même ordre que le besoin de pointe d'un hectare irrigué par pompage solaire à Ouargla (67 m³.j^{-1} en juin) [40].

2.3.2. Modèle du récepteur PVT-CPC

2.3.2.1. Modèle optique

La concentration d'un CPC idéal est liée au demi-angle d'acceptance [7], [8]. Seuls les rayons dont l'angle projeté dans le plan transversal vérifie $|\theta_\perp| \le \theta_a$ atteignent le récepteur ; pour un CPC d'axe est-ouest incliné de β, avec $s_N = \cos\varphi\sin\delta - \sin\varphi\cos\delta\cos\omega$ et $s_U = \cos\theta_z$ [9] :

$$C = \frac{A_a}{A_r} = \frac{1}{\sin\theta_a} = 2 \quad (13)$$

$$\tan\theta_\perp = \frac{s_N\cos\beta - s_U\sin\beta}{s_N\sin\beta + s_U\cos\beta} \approx \frac{\tan\delta}{\cos\omega} \quad (\beta \approx -\varphi) \quad (14)$$

Pour $\beta \approx -\varphi$, l'acceptance couvre toute la journée aux équinoxes mais seulement $|\omega| \le 41°$ (± 2,7 h) aux solstices. Avec l'indicateur $\mathbf{1}_{acc}$ égal à 1 si le direct est accepté et à 0 sinon, et sachant qu'un CPC idéal ne capte que la fraction 1/C du diffus isotrope du ciel et ne voit pas le sol (θa + β < 90°) [9], l'éclairement des cellules s'écrit :

$$G_c = \eta_{opt}(C G_{bT} 1_{acc} + I_d)\,; \quad \eta_{opt} = \tau_g \rho_r^{\,n} \approx 0{,}85 \quad (15)$$

2.3.2.2. Modèle électrique

Le module (72 cellules en série) est représenté par le modèle à deux diodes [41], [42] ; pour un champ de N_p branches :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_{01}\left[\exp\left(\frac{V + R_s I/N_p}{a_1 V_T}\right) - 1\right] - N_p I_{02}\left[\exp\left(\frac{V + R_s I/N_p}{a_2 V_T}\right) - 1\right] - N_p \frac{V + R_s I/N_p}{R_{sh}} \quad (16)$$

$$V_T = \frac{N_s k T_c}{q}; \qquad I_{ph} = \left(I_{ph,n} + K_i \Delta T\right)\frac{G_c}{G_n}; \quad I_{ph,n} = \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} I_{cc,n}; \qquad \Delta T = T_c - T_n \quad (17)$$

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. 224-252

$$I_{01} = I_{02} = \frac{I_{cc,n} + K_i \Delta T}{\exp\left[\dfrac{V_{co,n} + K_v \Delta T}{\left((a_1 + a_2)/p\right) V_T}\right] - 1} \tag{18}$$

Les courants de saturation suivent la méthode d'Ishaque et al. [41] ($a_1 = 1$, $a_2 = 1,2$, $p = 2,2$) et les résistances R_s = 0,834 Ω et R_{sh} = 234,1 Ω ont été identifiées pour reproduire le PPM du constructeur [43] ; (16) est résolue par Newton-Raphson. Le modèle redonne 34,4 V, 4,35 A et 149,6 W aux conditions standard d'essai, STC (1 000 W.m^{-2}, 25 °C, AM 1,5 ; constructeur : 34,5 V ; 4,35 A ; 150 W).

2.3.2.3. Modèle thermique

Le bilan énergétique de chaque milieu i du récepteur (variation de l'énergie interne = énergie reçue − énergie perdue) [13], [44] est appliqué aux sept nœuds de la Figure 2b : vitrage (v), cellules (pv), Tedlar (ted), absorbeur (abs), tubes (tub), eau (eau) et isolant (iso) :

$$\begin{cases}
M_v C_v \dfrac{dT_v}{dt} = \alpha_v G_c A - h_{r,v\text{-ciel}} A (T_v - T_{ciel}) - h_{cv,v\text{-a}} A (T_v - T_a) - h_{cd,v\text{-pv}} A (T_v - T_{pv}) \\
M_{pv} C_{pv} \dfrac{dT_{pv}}{dt} = \tau_v \alpha_{pv} P_f G_c A + h_{cd,v\text{-pv}} A (T_v - T_{pv}) - h_{cd,pv\text{-ted}} A (T_{pv} - T_{ted}) - P_{elec} \\
M_{ted} C_{ted} \dfrac{dT_{ted}}{dt} = \tau_v \alpha_{ted} (1 - P_f) G_c A + h_{cd,pv\text{-ted}} A (T_{pv} - T_{ted}) - h_{cd,ted\text{-abs}} A (T_{ted} - T_{abs}) \\
M_{abs} C_{abs} \dfrac{dT_{abs}}{dt} = h_{cd,ted\text{-abs}} A (T_{ted} - T_{abs}) - h_{cd,abs\text{-tub}} S_{abs\text{-tub}} (T_{abs} - T_{tub}) - h_{cd,abs\text{-iso}} S_{abs\text{-iso}} (T_{abs} - T_{iso}) \\
M_{tub} C_{tub} \dfrac{dT_{tub}}{dt} = h_{cd,abs\text{-tub}} S_{abs\text{-tub}} (T_{abs} - T_{tub}) - h_{cv,tub\text{-eau}} S_{eau} (T_{tub} - T_{eau}) - h_{cd,tub\text{-iso}} S_{iso\text{-tub}} (T_{tub} - T_{iso}) \\
M_{eau} C_{eau} \dfrac{dT_{eau}}{dt} = h_{cv,tub\text{-eau}} S_{eau} (T_{tub} - T_{eau}) - \dot{m} C_{eau} (T_s - T_e) \\
M_{iso} C_{iso} \dfrac{dT_{iso}}{dt} = h_{cd,abs\text{-iso}} S_{abs\text{-iso}} (T_{abs} - T_{iso}) + h_{cd,tub\text{-iso}} S_{iso\text{-tub}} (T_{tub} - T_{iso}) - h_{r,iso\text{-sol}} A (T_{iso} - T_{sol}) - h_{cv,iso\text{-a}} A (T_{iso} - T_a)
\end{cases} \tag{19}$$

où A est la surface du récepteur, P_f = 0,90 le taux de remplissage, T_e et T_s les températures d'entrée et de sortie de l'eau. Les conductances de conduction et de convection interne (Nu = 4,36 en régime laminaire) sont calculées par les relations classiques [45], les échanges avant et arrière par les corrélations de McAdams et de Watmuff [46], [47] et la température du ciel par la relation de Swinbank [48] ; la chaleur utile suit le modèle de Hottel-Whillier-Florschuetz [49].

La constante de temps du récepteur (quelques minutes) étant faible devant celle de l'éclairement, la simulation utilise la forme quasi stationnaire du bilan du nœud cellules (19) ; le modèle complet à sept nœuds sert à valider ce bilan simplifié (section 3.7). Sans refroidissement :

$$T_c = T_a + \frac{(\alpha_c - \eta) G_c}{U_{nr}}; \qquad U_{nr} = \frac{(\alpha_c - \eta_{ref}) 800}{NOCT - 20} \tag{20}$$

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. 224-252

où α_c = 0,90 est la fraction absorbée, $\eta = P_{\text{elec}} / (G_c A)$ le rendement au point de fonctionnement et $U_{nr} = 23{,}1 W.m^{-2}.K^{-1}$ la conductance déduite de la température nominale de fonctionnement NOCT (47 °C) [6]. Avec refroidissement, la chaleur se partage entre les pertes (U_L) et l'eau (U_{cw}) :

$$(\alpha_c - \eta) G_c = U_L (T_c - T_a) + q; \qquad q = U_{\text{cw}} (T_c - T_{\text{eau}}); \qquad T_{\text{eau}} = T_e + \kappa q; \qquad \kappa = \frac{N_{\text{rec}} A_{\text{pv}}}{2 \dot{m} C_{\text{eau}}} \tag{21}$$

$$q = \frac{(\alpha_c - \eta) G_c - U_L (T_e - T_a)}{1 + U_L (\kappa + 1/U_{\text{cw}})}; \qquad T_c = T_e + q\left(\kappa + \frac{1}{U_{\text{cw}}}\right); \quad T_s = T_e + 2\kappa q \tag{22}$$

U_{cw} = 80 W.m⁻².K⁻¹ découle de l'écoulement laminaire dans les tubes (D_{int} = 10 mm, entraxe 100 mm) et U_L = 8 W.m⁻².K⁻¹ est typique d'un récepteur vitré isolé [23] ; T_e est prise égale à la moyenne journalière de l'air, hypothèse vérifiée en section 3.7 par un bilan thermique du réservoir. Ces relations sont résolues itérativement avec (16). Les rendements électrique, thermique et global équivalent (C_f = 0,38) s'écrivent [50], [51] :

$$P_{\text{elec}} = V_{\text{pv}} I_{\text{pv}} = \eta_{\text{elec}} G A_{\text{PVT}}; \qquad \eta_{\text{elec}} = \eta_{\text{ref}} \left[1 - \beta_{\text{pv}} \left(T_{\text{pv}} - T_{\text{ref}}\right)\right] \tag{23}$$

$$\eta_{\text{th}} = \frac{Q_{th}}{A_{PVT} G} \quad ; \qquad \eta_G = \eta_{\text{th}} + \frac{\eta_{\text{elec}}}{C_f} \tag{24}$$

2.3.3. Convertisseurs et commande

Le point de puissance maximale (PPM) est recherché par la méthode de l'incrément de conductance [17], [52].

Le rapport cyclique et les éléments réactifs du hacheur boost s'écrivent [53], [54] :

$$\alpha_{\text{opt}} = 1 - \frac{V_{\text{mpp}}}{V_{\text{dc}}}; \qquad L \geq \frac{V_{\text{mpp}} \alpha}{\Delta I_L f_s}; \qquad C_{\text{bus}} \geq \frac{I_s \alpha}{\Delta V_{\text{dc}} f_s} \tag{25}$$

La commande V / f de la MAS [4], [55], [56] et la fréquence accessible en couplage direct, limitée par la tension du champ en MLI vectorielle [57], s'écrivent :

$$U_s = K_{\text{vf}} f; \qquad K_{\text{vf}} = \frac{U_n}{f_n} \tag{26}$$

$$f = \min\left(\frac{V_{\text{pv}}}{\sqrt{2} K_{\text{vf}}}; f_n\right) \tag{27}$$

2.3.4. Pompe centrifuge

La hauteur manométrique totale du réseau, la caractéristique de la pompe (modèle de Pfleiderer-Petermann), les lois de similitude, la fréquence de seuil, les puissances et le rendement de la pompe s'écrivent [1], [15], [58] :

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. 224-252

$$HMT = H_g + k_s Q^2 \tag{28}$$

$$H_p = C_0 \Omega^2 - C_1 \Omega Q - C_2 Q^2 \tag{29}$$

$$\frac{Q}{Q_n} = \frac{\Omega}{\Omega_n}; \qquad \frac{H}{H_n} = \left(\frac{\Omega}{\Omega_n}\right)^2; \qquad \frac{P}{P_n} = \left(\frac{\Omega}{\Omega_n}\right)^3; \qquad C_r = \frac{P}{\Omega} = k_r \Omega^2 \tag{30}$$

$$f_{\text{seuil}} = f_n \sqrt{\frac{H_g}{H_0}} \tag{31}$$

$$P_{\text{h}} = \rho g Q \ \text{HMT}\,; \quad \eta_{\text{p}} = \eta_{\text{p,max}}(2x - x^2), x = \frac{Q f_{\text{n}}}{Q_{\text{n}} f}\,; \quad P_{\text{él}} = \frac{P_{\text{h}}}{\eta_{\text{p}} \eta_{\text{m}}} = \eta_{\text{ond}} P_{\text{dc}} \tag{32}$$

La loi en $(f/fn)^3$ n'est valable que le long d'une parabole de similitude passant par l'origine. Comme la hauteur géométrique représente ici 83 % de la HMT, la puissance absorbée est calculée au point de fonctionnement réel, avec un rendement de la pompe transposé par similitude [58] : il tombe de 62 % à 50 Hz à 52 % à 40 Hz et 39 % à 38 Hz. Sous la fréquence de seuil, la pompe tourne à débit nul et absorbe la limite de (32) quand Q tend vers 0. Le rendement du moteur est supposé constant.

2.4. Dimensionnement et simulation

Le point de fonctionnement est donné par l'égalité entre la puissance fournie par le champ et la puissance absorbée par l'ensemble onduleur-MAS-pompe ; le volume pompé et la fiabilité (modèle série [59] ; MTBF : temps moyen entre pannes) s'écrivent :

$$Direct: \ V_{pv} I_{PV}(V_{pv}) = P_{dc}(f)\ ; \quad MPPT: \ \eta_b P_{mpp} = P_{dc}(f), \quad f \le f_n \tag{33}$$

$$V_{\text{pompé}}(m) = \int_{\text{lever}}^{coucher} Q(f(t))dt; \qquad V_{\text{an}} = \sum_{m=1}^{12} N_j(m) V_{\text{pompé}}(m) \tag{34}$$

$$R(t) = \exp\left(-t \sum_i \lambda_i\right); \qquad MTBF = \frac{1}{\sum_i \lambda_i}; \qquad A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \tag{35}$$

Le dimensionnement suit neuf étapes (Figure 3). Le besoin étant imposé, le champ est calculé avec l'irradiation moyenne de mai à août, mois les moins ensoleillés de la saison d'irrigation :

$$E_{\text{dc}} = \frac{E_h}{\eta_p \eta_m \eta_{\text{ond}} \eta_b}; \qquad N_{\text{min}} = \frac{E_{\text{dc}}}{A_a \bar{H}_T \eta_{\text{ap}}}; \qquad N_{\text{rec}} \ge \frac{N_{\text{min}}}{K_u} \tag{36}$$

où A_a = 2,52 m² est l'ouverture d'un récepteur, η_{ap} le rendement rapporté à l'ouverture et $K_u \approx 0,75$ un facteur d'utilisation au fil du soleil. Le nombre de récepteurs est augmenté jusqu'à ce que le volume simulé en MPPT refroidi dépasse le besoin d'au moins 10 % chaque mois, d'avril à octobre ; cette marge absorbe l'incertitude du rendement optique (section 3.8).

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. 224-252

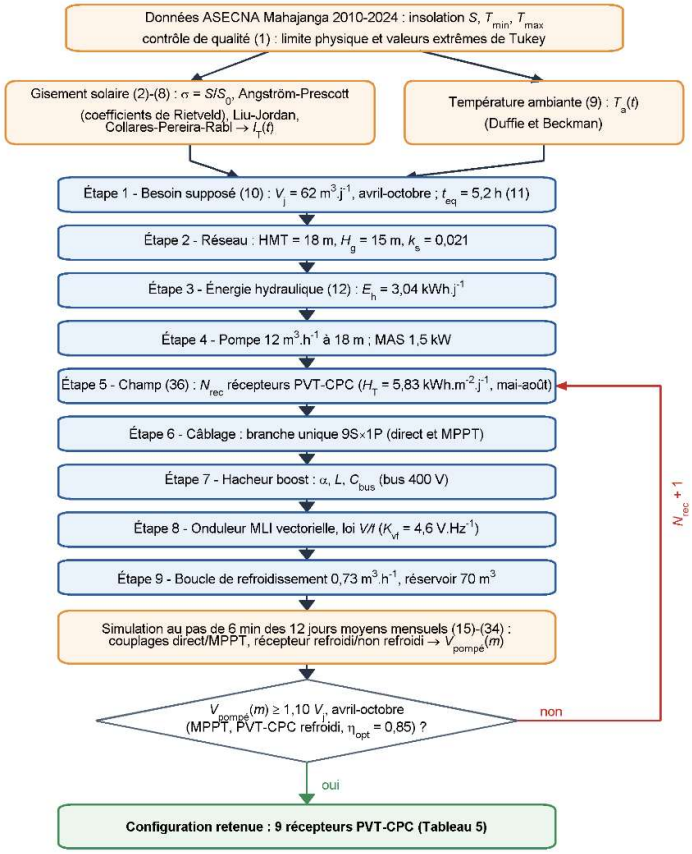


Figure 3 : Organigramme de conception et de dimensionnement de la chaîne PVT-CPC – MAS.

Quatre configurations sont simulées : couplage direct ou MPPT, récepteur refroidi (PVT-CPC) ou non (CPC). Les points instantanés sont calculés pour G = 200 à 1000 W.m^{-2} (15 % de diffus, direct accepté) aux conditions de référence de midi ; la simulation journalière traite le jour moyen de chaque mois au pas de 6 min. Les calculs sont programmés sous MATLAB (R2014a) et vérifiés sous GNU Octave.

2.5. Démarche de validation des modèles

Aucune mesure n'étant encore disponible sur le système, la validation distingue la vérification (le programme résout correctement les équations) de la validation (les équations représentent le système réel), puis éprouve les hypothèses non mesurées par des études de sensibilité :

– vérification : la durée d'acceptance calculée au pas de 6 min est comparée à la solution analytique de (13)–(14) ; le bilan simplifié du récepteur refroidi (20)–(22) est comparé, en régime permanent, au modèle à sept nœuds (19) du même récepteur ;

– confrontation aux données publiées : le modèle à deux diodes est confronté à la fiche du BP 3150B, et l'hypothèse d'une eau d'entrée à la température moyenne de l'air à un bilan thermique du réservoir de 70 m³ ; la relation d'Angström-Prescott et les coefficients de Rietveld reposent sur des travaux publiés [24], [25], [35], et leur influence est mesurée avec les coefficients d'Iradukunda et Chiteka [37] et de Mabasa et al. [38] ;

– sensibilité : comparaison avec un champ plan de référence sans concentrateur (mêmes cellules, puis même ouverture), nombre de modules en série en couplage direct, nombre de récepteurs, rendement optique du CPC (0,70 à 0,85) et taux de défaillance ;

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. 224-252

– validation expérimentale (proposée) : sur un récepteur instrumenté à Mahajanga, mesure de l'irradiation au pyranomètre, du rendement optique et de l'angle d'acceptance selon l'ISO 9806 [60], qui couvre les capteurs à concentration, de la caractéristique I-V sous concentration avec relevé de l'uniformité de l'éclairement sur les cellules et du rendement thermique en régime permanent, puis essai du système complet selon l'IEC 62253 [61] ; les critères d'acceptation proposés sont un écart moyen inférieur à 5 % et une erreur quadratique inférieure à 10 % sur les grandeurs journalières (énergie électrique, chaleur utile, volume pompé).

3. Résultats et discussion

3.1. Paramètres de la simulation

Le tableau 3 présente les différents paramètres utilisés pour réaliser la simulation du système de pompage solaire.

Tableau 3 : Paramètres de simulation.

Paramètre	Valeur
Module BP 3150B (STC)	150 W ; 34,5 V / 4,35 A ; V_{co} = 43,5 V ; I_{cc} = 4,75 A ; K_i = +0,065 %.K^{-1} ; K_v = −160 mV.K^{-1} ; 1,26 m²
CPC	C = 2 ; θ_a = 30° ; η_{opt} = 0,85 ; axe est-ouest ; β = 16° N ; ρ_g = 0,2
Thermique	α_c = 0,90 ; U_{nr} = 23,1 ; U_L = 8 ; U_{cw} = 80 W.m^{-2}.K^{-1} ; $\dot{m}$ = 0,73 m³.h^{-1}
Convertisseurs	η_b = 0,95 ; η_{ond} = 0,96 ; bus MPPT 400 V
Références de midi (avril–novembre)	$T_{a,ref}$ = 33,1 °C ; $T_{e,ref}$ = 27,2 °C
Simulation	pas de 0,1 h ; 12 jours moyens mensuels

3.2. Gisement solaire de Mahajanga

Le Tableau 4 donne le modèle mensuel du site, calculé par (1) – (9) et (14). Le taux d'insolation varie de 0,43 en janvier à 0,85 en octobre et reste au moins égal à 0,73 d'avril à novembre (Figure 4) ; le site totalise 3 072 h d'insolation par an. L'irradiation globale horizontale varie de 4,76 (juin) à 7,39 kWh.m^{-2}.j^{-1} (octobre) ; l'inclinaison de 16° l'augmente en hiver austral (+18 % en juin) et la réduit en été (−7 % en janvier), si bien que $\overline{H}_T$ ne varie que de 5,09 à 7,21 kWh.m^{-2}.j^{-1} (moyenne 6,11 kWh.m^{-2}.j^{-1} ; Figure 5). La fraction diffuse, de 23 à 27 % en saison sèche, atteint 39 % en janvier : la concentration, qui ne porte que sur le direct, est donc la plus efficace pendant la saison d'irrigation. Les températures minimales et maximales mensuelles varient respectivement de 18,9 à 24,7 °C et de 31,7 à 34,0 °C (Figure 6a) ; le profil de Duffie et Beckman (Figure 6b) donne une amplitude journalière de 7,6 K en janvier et de 12,8 K en juillet.

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. 224-252

Tableau 4 : Modèle mensuel du site de Mahajanga (2010–2024) ; $\bar{H}_0$, $\bar{H}$, $\bar{H}_T$ en kWh.m^{-2}.j^{-1} ; h_{acc} : durée d'acceptance du direct par le CPC (14).

Mois	S (h.j^{-1})	σ	$\bar{H}_0$	$\bar{H}$	$\bar{H}_d / \bar{H}$	$\bar{H}_T$	h_{acc} (h)	T_{min} (°C)	T_{max} (°C)
Janvier	5,46	0,43	11,38	5,45	0,39	5,09	6,4	24,1	31,7
Février	6,46	0,52	11,06	5,80	0,35	5,58	8,8	24,2	31,9
Mars	7,68	0,64	10,33	6,02	0,31	6,09	11,4	24,2	32,7
Avril	8,84	0,76	9,13	5,88	0,26	6,36	9,8	23,6	34,0
Mai	8,68	0,77	7,95	5,16	0,26	5,91	7,3	21,5	33,4
Juin	8,50	0,77	7,34	4,76	0,26	5,61	5,8	19,8	32,2
Juillet	8,38	0,75	7,58	4,85	0,26	5,63	6,5	18,9	31,7
Août	8,89	0,77	8,57	5,58	0,25	6,18	8,8	19,2	32,6
Septembre	9,82	0,82	9,79	6,61	0,24	6,89	11,5	20,4	33,6
Octobre	10,47	0,85	10,75	7,39	0,23	7,21	9,7	22,7	33,9
Novembre	9,33	0,73	11,24	7,09	0,27	6,60	7,1	24,2	33,5
Décembre	8,31	0,64	11,39	6,69	0,30	6,11	5,6	24,7	33,2
Année	**8,40**	**0,70**	**9,71**	**5,94**	**0,28**	**6,11**	**8,2**	**22,3**	**32,9**

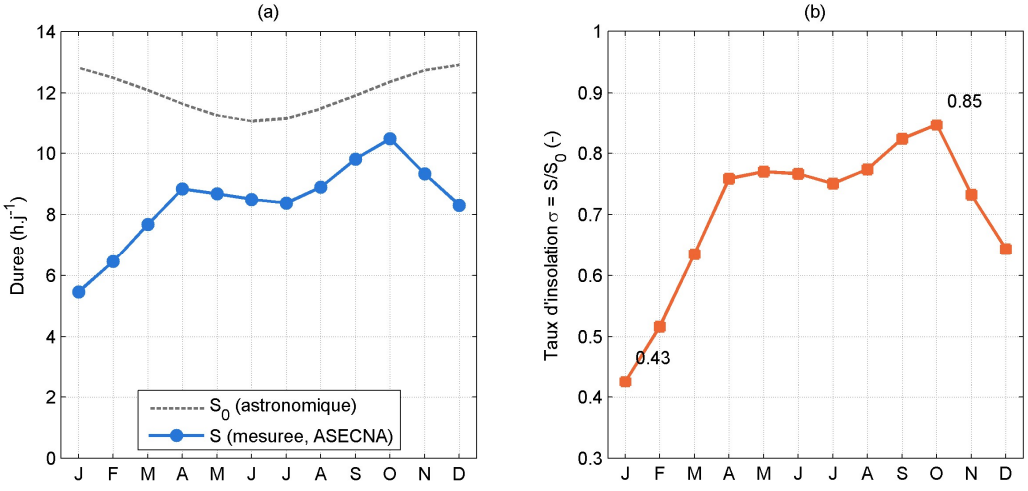


Figure 4 : (a) Insolation mesurée S et durée astronomique du jour S_0 ; (b) taux d'insolation $\sigma = S / S_0$ à Mahajanga (2010–2024).

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. 224-252

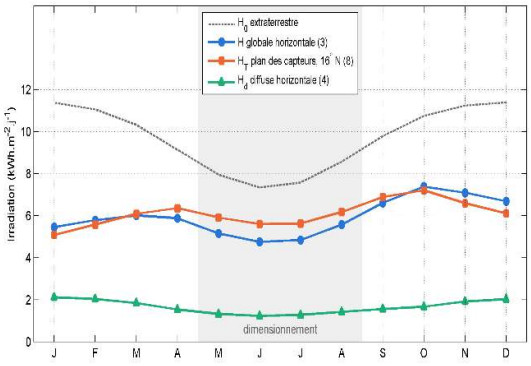


Figure 5 : Irradiations journalières moyennes mensuelles à Mahajanga ; bande grisée : mois retenus pour le dimensionnement du champ.

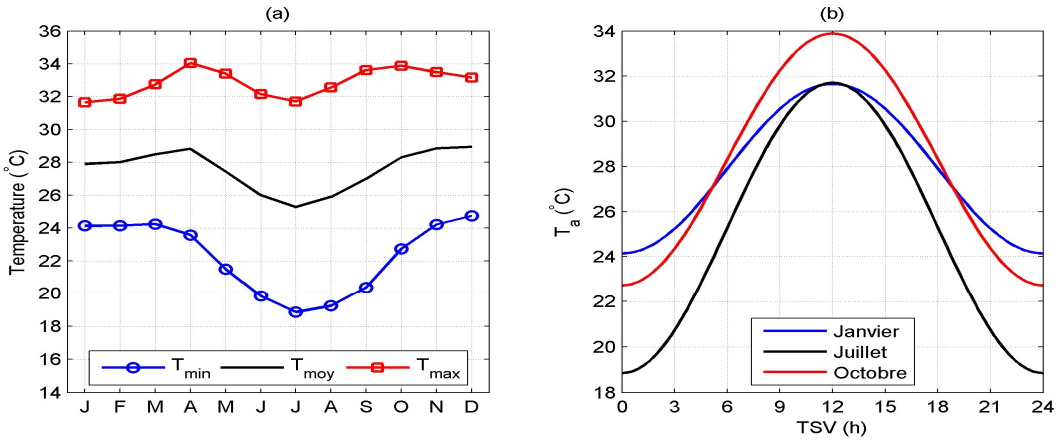


Figure 6 : Températures de l'air à Mahajanga : (a) températures minimale, moyenne et maximale mensuelles (2010–2024) ; (b) profil journalier de la température ambiante (Duffie et Beckman [23]) en janvier, juillet et octobre.

La Figure 7 montre l'effet de l'angle d'acceptance : le direct est concentré de 6,3 à 17,7 h TSV en septembre, mais seulement de 9,2 à 14,8 h aux solstices. La durée de concentration varie ainsi de 5,6 h (décembre) à 11,5 h (septembre), contrainte majeure du CPC fixe que l'hypothèse usuelle d'une concentration permanente ignore.

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. 224-252

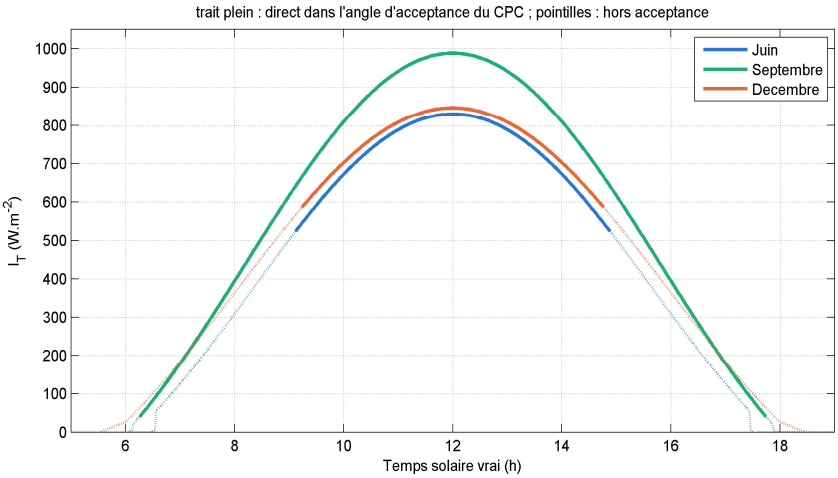


Figure 7 : Éclairement global dans le plan des capteurs I_T au jour moyen de juin, septembre et décembre ; trait plein : direct dans l'angle d'acceptance du CPC.

3.3. Dimensionnement retenu

Le besoin supposé V_j = 62 m³.j⁻¹ (10) correspond à une durée équivalente de pompage de 5,2 h.j⁻¹ au débit nominal (11), inférieure à la durée d'acceptance la plus courte de la saison d'irrigation (5,8 h en juin) ; pour une HMT de 18 m ($H_g \approx$ 15 m déduite d'une fréquence de seuil de 36,6 Hz), E_h = 3,04 kWh.j⁻¹. Au point nominal, P_h = 589 W et P_n = 1 117 W : une MAS de 1,5 kW (puissance utile, soit 58 % de marge sur les 949 W de l'arbre) est retenue. D'après (36), E_{dc} = 6,33 kWh.j⁻¹ ; un récepteur produisant 1,19 kWh.j⁻¹ ($\bar{H}_T$ = 5,83 kWh.m⁻².j⁻¹, η_{ap} = 8,1 %), N_{min} = 5,3, soit 7,1 après division par le facteur d'utilisation, d'où N_{rec} = 8 au départ, nombre que la simulation porte à 9 pour respecter la marge de 10 % (sections 3.5 et 3.8). D'après (25), α = 0,22–0,47 et $L \geq$ 2,53 mH. À midi, la boucle de 0,73 m³.h⁻¹ évacue 12,8 kW et l'eau s'échauffe de 15 K ; le réservoir de 70 m³ ne s'échauffe que de 0,6 à 1,1 K par jour. Le Tableau 5 résume la configuration ; la Figure 8 montre les caractéristiques de la pompe à 37, 40, 45 et 50 Hz, ainsi que celles du réseau, dont l'intersection donne un débit de 5,7 m³.h⁻¹ à 40 Hz, 9,2 m³.h⁻¹ à 45 Hz et 12 m³.h⁻¹ à 50 Hz.

Tableau 5 : Dimensionnement de la chaîne PVT-CPC – MAS – pompe centrifuge.

Élément	Valeur retenue
Besoin / HMT / énergie hydraulique	62 m³.j⁻¹ · 18 m ($H_g \approx$ 15 m) · 3,04 kWh.j⁻¹
Champ PVT-CPC	9 récepteurs, 22,7 m² d'ouverture, 1,35 kWc aux STC, 2,1 kW sous concentration
Câblage	branche unique 9S×1P ($V_{mpp} \approx$ 311 V), en direct comme en MPPT
Hacheur boost	311 → 400 V, α = 0,22–0,47, f_s = 20 kHz, L = 3 mH, C_{bus} = 470 µF/450 V
Onduleur / MAS	6 IGBT 600 V–10 A, MLI 10 kHz, K_{vf} = 4,6 V.Hz⁻¹ ; MAS 1,5 kW, 2 pôles, P_n = 1 117 W

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. 224-252

Élément	Valeur retenue
Pompe	12 m³.h⁻¹ à 18 m, H_0 = 28 m, η_{max} = 62 %, seuil 36,6 Hz
Refroidissement / réservoir	boucle 0,73 m³.h⁻¹ (+15 K à midi) ; réservoir 70 m³ à 5 m

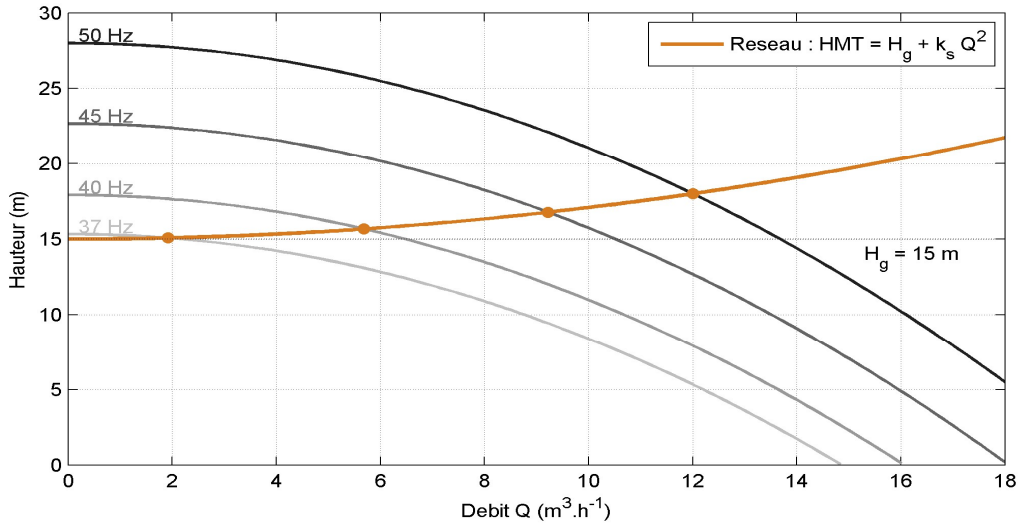


Figure 8 : Caractéristiques H(Q) de la pompe centrifuge à 37, 40, 45 et 50 Hz et caractéristique du réseau (HMT = Hg + ks.Q²) ; les points repèrent les points de fonctionnement (Hg = 15 m).

3.4. Points de fonctionnement instantanés

Aux conditions de référence de midi, le bilan (20) – (22) donne 48,8 °C pour le récepteur refroidi et 88,8 °C sans refroidissement (valeurs calculées avec le rendement au PPM ; avec le rendement du point de fonctionnement réel, le Tableau 6 donne 49,7 °C et 89,6 °C en MPPT). La puissance maximale du champ diminue de 0,46 %.K⁻¹ et la tension du PPM du champ 9S de 1,44 V.K⁻¹ ; à 88,8 °C, la fréquence accessible au PPM (32,4 Hz) reste inférieure au seuil de 36,6 Hz. En couplage direct, le point de fonctionnement se place donc à droite du PPM (Figure 9) : 326 V et 50 Hz à 48,8 °C, mais 279 V et 42,8 Hz à 88,8 °C, le champ ne délivrant que 64 % et 51 % de sa puissance maximale.

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. 224-252

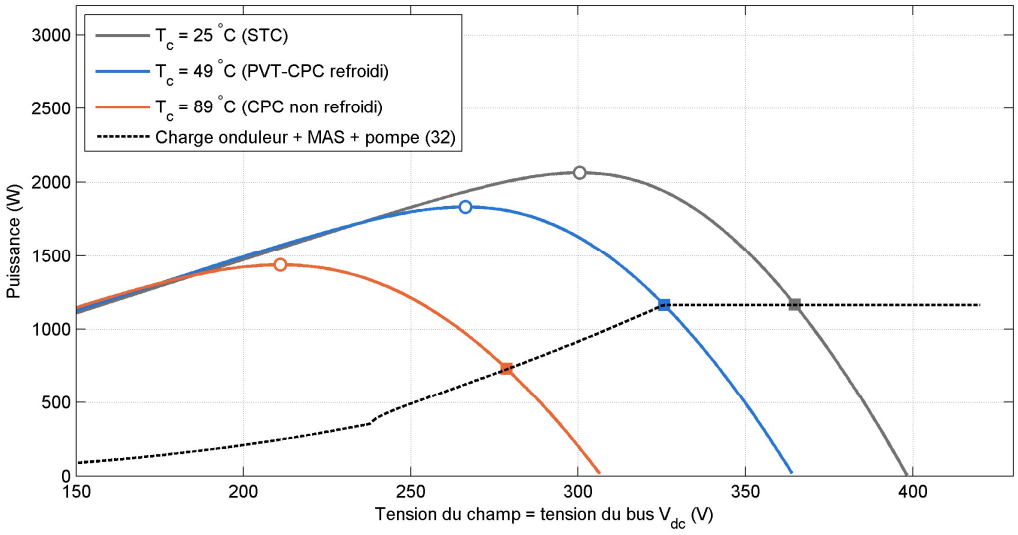


Figure 9 : Caractéristiques $P(V)$ du champ 9S×1P à 1572 W·m⁻² et puissance absorbée par la charge ; ○ : PPM ; ■ : point de fonctionnement en couplage direct.

Tableau 6 : Débits instantanés (m³.h⁻¹) et température des cellules T_c (°C, couplage MPPT) aux conditions de référence de midi.

G (W.m⁻²)	G_c (W.m⁻²)	T_c refroidi	**Direct refroidi**	**MPPT refroidi**	T_c non refroidi	**Direct non refroidi**	**MPPT non refroidi**
200	314	32,1	0,0	0,5	43,9	0,0	0,0
400	629	36,2	8,6	8,2	54,8	7,7	7,4
600	943	40,4	11,2	11,7	65,9	8,8	10,5
800	1258	45,0	11,8	12,0	77,4	8,4	12,0
1000	1572	49,7	11,9	12,0	89,6	7,5	12,0

Le Tableau 6 et la Figure 10 montrent trois régimes. En MPPT, le débit sature à 12 m³.h⁻¹ dès $G \approx$ 625 W.m⁻² (refroidi) ou 760 W.m⁻² (non refroidi). En couplage direct refroidi, il atteint 11,9 m³.h⁻¹ ; sans refroidissement, il décroît au-delà de 600 W.m⁻², l'échauffement faisant chuter la tension plus vite que l'éclairement n'augmente le courant. La pompe démarre vers 200 à 225 W.m⁻² ; juste au-dessus (400 W.m⁻²), le couplage direct refroidi devance légèrement le MPPT, qui supporte 5 % de pertes dans le boost.

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. 224-252

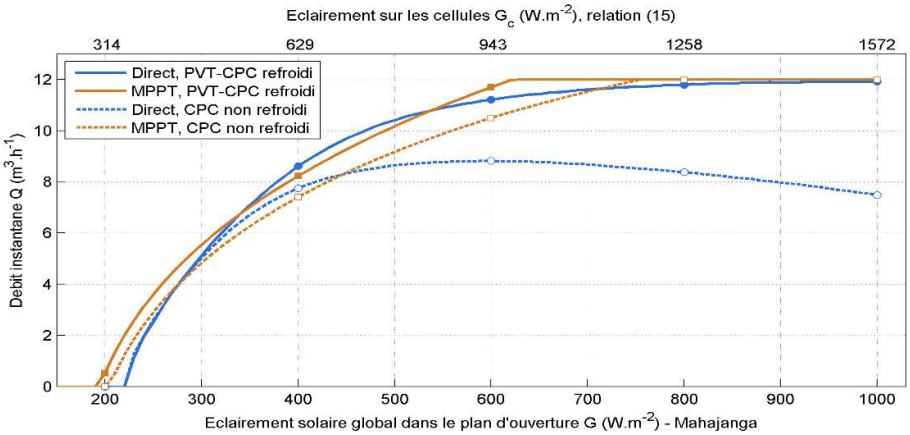


Figure 10 : Débit instantané en fonction de l'éclairement dans le plan d'ouverture (axe inférieur) et sur les cellules (axe supérieur), aux conditions de référence de midi, pour les quatre configurations (couplage direct ou MPPT, récepteur refroidi ou non).

3.5. Volumes pompés et couverture du besoin

Au jour moyen d'octobre (Figure 11), l'éclairement des cellules atteint 1 553 W.m^{-2} à midi mais retombe au niveau du diffus hors de la fenêtre d'acceptance ; les cellules plafonnent à 50,5 °C refroidies contre 89,6 °C sans refroidissement, et le volume journalier atteint 101,2 m³ en MPPT refroidi et 98,8 m³ en direct refroidi.

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. 224-252

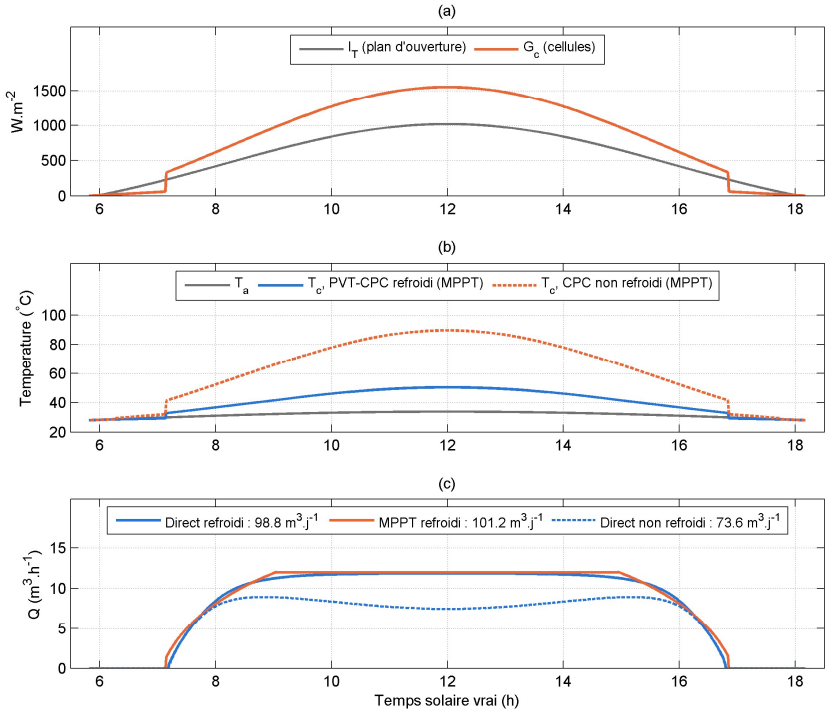


Figure 11 : Profils simulés au jour moyen d'octobre : (a) éclairements ; (b) températures ; (c) débits instantanés.

Tableau 7 : Volumes pompés simulés au jour moyen de chaque mois (m³.j⁻¹) ; NR : non refroidi ; R : refroidi ; – : hors saison d'irrigation.

Mois	V_j	**Direct NR**	**Direct R**	**MPPT NR**	**MPPT R**	**Couverture MPPT R**
Janvier	–	55,7	66,6	61,1	67,2	–
Février	–	69,0	83,2	79,4	85,7	–
Mars	–	71,1	89,0	87,1	91,9	–
Avril	62,0	71,0	92,0	90,6	94,8	153 %
Mai	62,0	61,5	80,7	78,6	82,0	132 %
Juin	62,0	50,8	67,3	65,9	68,4	110 %
Juillet	62,0	57,3	74,6	72,1	75,2	121 %
Août	62,0	71,4	92,1	89,1	93,1	150 %
Septembre	62,0	73,0	97,3	95,4	99,2	160 %
Octobre	62,0	73,6	98,8	97,6	101,2	163 %
Novembre	–	60,4	80,3	79,6	82,4	–

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. 224-252

Mois	V_j	Direct NR	Direct R	MPPT NR	MPPT R	Couverture MPPT R
Décembre	–	48,5	63,7	63,6	66,2	–
Année (m³.an⁻¹)	**–**	**23 214**	**29 988**	**29 210**	**30 646**	**–**
Saison d'irrigation (m³)	**13 268**	**14 020**	**18 431**	**18 013**	**18 769**	**141 %**

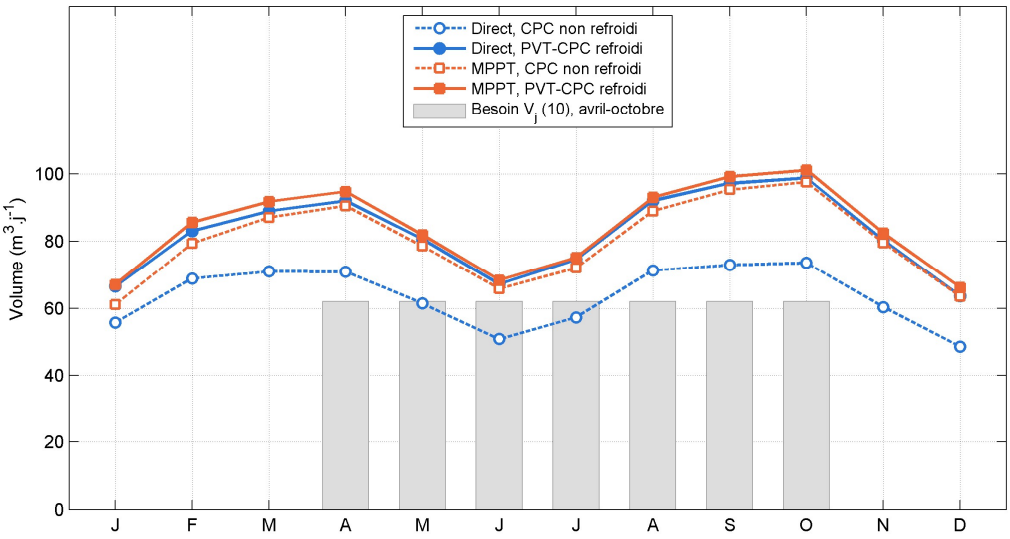


Figure 12 : Volume pompé au jour moyen de chaque mois, comparé au besoin supposé de 62 m³.j⁻¹ (d'avril à octobre).

Le MPPT refroidi couvre le besoin tous les mois de la saison d'irrigation, avec une marge de 10 % en juin à 63 % en octobre (Tableau 7, Figure 12) ; sur la saison, il peut pomper 18 769 m³ pour un besoin de 13 268 m³ (141 %). En pratique, l'arrêt au niveau haut du réservoir limite le pompage, et l'excédent mesure la marge disponible. Juin est le mois le plus contraint : sa durée d'acceptance (5,8 h) dépasse à peine la durée équivalente de pompage (5,2 h). Le direct refroidi couvre aussi le besoin (108 % en juin), de même que le MPPT non refroidi (106 %), alors que le direct non refroidi ne fournit que 82 à 119 %. Si le même besoin s'appliquait toute l'année, le MPPT refroidi le couvrirait encore chaque mois (107 % en décembre). Sur l'année, le refroidissement apporte +29,2 % en direct et +4,9 % en MPPT, et le MPPT refroidi ne pompe que 2,2 % de plus que le direct refroidi : avec neuf modules en série, la tension du champ refroidi suffit à faire tourner la pompe près de 50 Hz sans boost. La durée de pompage ne dépasse jamais la durée d'acceptance et lui est égale aux solstices.

3.6. Performances thermiques et fiabilité

En MPPT refroidi, la chaleur récupérée est de 67,5 kWh.j⁻¹ en moyenne (47,7 en janvier à 87,6 en octobre), soit un rendement thermique de 48,5 %, un rendement électrique de 6,3 % et un rendement global équivalent (24) de 0,65. Le Tableau 8 et la Figure 13 donnent les indicateurs de fiabilité (35) : le boost ajoute 8×10^{-6} h⁻¹ au taux de défaillance mais ne coûte que 0,06 point de disponibilité (temps moyen de réparation MTTR de 72 h), pour +2,1 % de volume annuel disponible. Les heures de fonctionnement sont celles de la simulation (2 840 à 2 870 h.an⁻¹). Ces taux sont génériques ; leur influence est étudiée en section 3.8.

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. 224-252

Tableau 8 : Indicateurs de fiabilité et de production annuelle (récepteurs refroidis, 2 840 à 2 870 h.an⁻¹ de pompage simulées, MTTR = 72 h).

Indicateur	Couplage direct	Couplage MPPT
Taux de défaillance $\sum \lambda_i$ (h⁻¹)	29,5×10⁻⁶	37,5×10⁻⁶
MTBF (h)	33 900	26 700
Fiabilité à 5 ans R (≈ 14 300 h)	0,66	0,58
Disponibilité A	99,79 %	99,73 %
Volume annuel disponible (m³.an⁻¹)	29 925	30 564

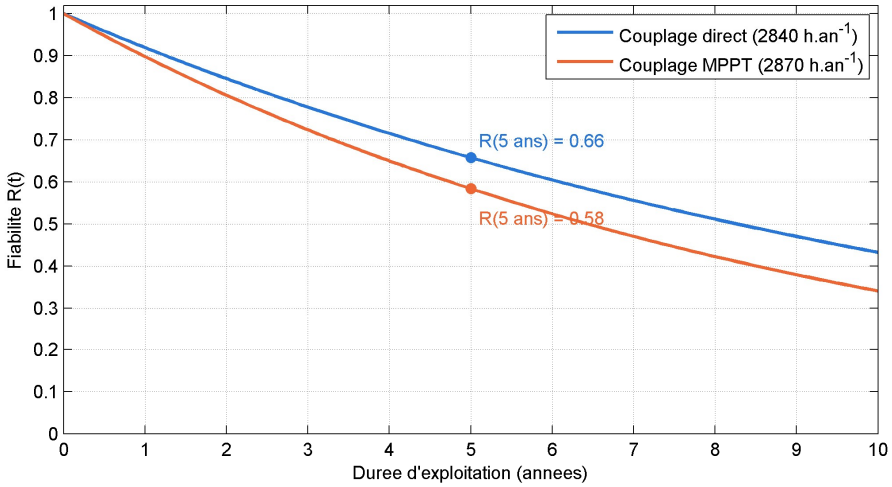


Figure 13 : Fiabilité R(t) des couplages direct et MPPT (récepteurs refroidis, 2 840 à 2 870 h.an⁻¹ de pompage simulées) ; les points repèrent la fiabilité à 5 ans (Tableau 8).

3.7. Validation des modèles

La relation d'Angström-Prescott est la méthode de référence lorsque seule l'insolation est mesurée [24], [25], mais ses coefficients n'ont pas pu être calés à Mahajanga, faute de mesures pyranométriques : l'irradiation reconstituée n'est donc pas validée localement. Le Tableau 9 et les Figures 14a et 14b mesurent l'influence de ce choix en remplaçant les coefficients de Rietveld [35] par des coefficients récents établis en Afrique australe : ceux de Mt Darwin (Zimbabwe, 16,78° S, latitude voisine de celle de Mahajanga), publiés par Iradukunda et Chiteka [37], et ceux de Durban (Afrique du Sud, zone tropicale côtière, basse altitude), publiés par Mabasa et al. [38]. L'irradiation annuelle varie de −4,9 à +4,7 % et celle de mai à août, qui fixe la taille du champ, de −4,1 à +4,3 %. Le volume de juin varie moins que l'irradiation, car le débit sature à 12 m³.h⁻¹ pendant la fenêtre d'acceptance : le MPPT refroidi couvre le besoin dans les trois cas (109 à 111 %), et la marge de 10 % n'est manquée que d'un point avec les coefficients les plus bas.

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. 224-252

Tableau 9 : Influence des coefficients d'Angström-Prescott publiés sur l'irradiation globale horizontale, le volume annuel pompé et la couverture minimale du besoin d'avril à octobre (9 récepteurs, couplage MPPT refroidi pour le volume et la couverture).

Coefficients	a	b	H annuel ($kWh.m^{-2}.j^{-1}$)	H mai–août ($kWh.m^{-2}.j^{-1}$)	Volume annuel ($m^3.an^{-1}$)	Couv. min.
Rietveld [35] (référence)	0,269	0,494	5,94	5,09	30 646	110 %
Iradukunda et Chiteka [37], Mt Darwin	0,307	0,481	6,22	5,30	31 306	111 %
Mabasa et al. [38], Durban	0,207	0,540	5,65	4,88	29 779	109 %

Le modèle à deux diodes redonne le PPM du constructeur aux STC (34,4 V ; 4,35 A ; 149,6 W), et ses coefficients de température ($-0,447$ %.K^{-1} pour P_{max}, -161 mV.K^{-1} pour V_{oc}, $+0,065$ %.K^{-1} pour I_{sc}) sont dans les tolérances de la fiche ; R_s et R_{sh} ayant été identifiées sur cette même fiche, il s'agit d'une vérification de cohérence et non d'une validation indépendante. La durée d'acceptance simulée au pas de 6 min coïncide avec la solution analytique de (13) – (14) à 0,06 h près pour les douze mois (Figure 14d).

En régime permanent, aux conditions de midi, le modèle à sept nœuds du récepteur refroidi donne 53,5 °C pour les cellules (50,9 °C si le vent atteint 3 m/s dans la cavité du CPC), contre 48,8 °C pour le bilan simplifié (Figure 14c). Les deux modèles diffèrent par trois paramètres : la conductance équivalente cellules-eau du modèle à sept nœuds, qui compte les résistances de l'EVA, du Tedlar, du contact avec l'absorbeur et de l'ailette, vaut 37 $W.m^{-2}.K^{-1}$ au lieu des 80 $W.m^{-2}.K^{-1}$ de la seule convection dans les tubes ; ses pertes valent 18,5 $W.m^{-2}.K^{-1}$ au lieu de 8, la face avant du module n'ayant pas de second vitrage ; enfin, il n'absorbe que 84 % de l'éclairement au lieu de 90 %. Muni de ces trois valeurs, le bilan simplifié redonne exactement 53,5 °C. Sur l'année, elles réduisent le volume de 0,4 % en MPPT refroidi (30 514 $m^3.an^{-1}$, couverture minimale de 110 %) et de 2,5 % en direct refroidi (29 252 $m^3.an^{-1}$, 105,5 % en juin), et ramènent le gain du refroidissement en direct de 29 à 26 % ; les cellules refroidies atteignent alors 55 à 56 °C en octobre au lieu de 50 à 51 °C. La conductance de l'article est donc optimiste : la conclusion qualitative ne change pas, mais l'ampleur du gain du refroidissement n'est connue qu'à quelques points près.

Le bilan thermique du réservoir de 70 m^3 (mélange parfait, appoint du puits à la température moyenne annuelle de l'air, 27,6 °C) élève la température de l'eau d'entrée d'au plus 2,0 K au-dessus de la moyenne journalière de l'air, de juin à septembre. Le volume annuel ne varie que de $-0,2$ % en direct et de $-0,03$ % en MPPT, et une eau plus chaude de 5 K ne le réduirait que de 3,1 % et 0,8 % : l'hypothèse de la section 2.3.2.3 est justifiée.

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. 224-252

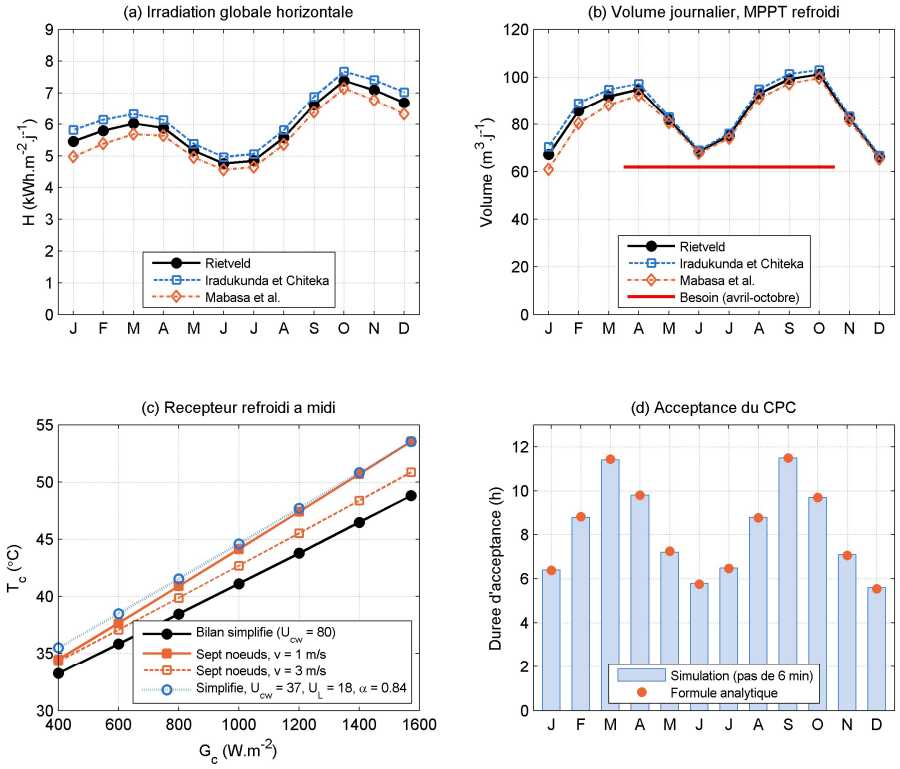


Figure 14 : Validation des modèles : (a) irradiation globale horizontale mensuelle selon les coefficients de Rietveld, d'Iradukunda et Chiteka et de Mabasa et al. ; (b) volume pompé correspondant en MPPT refroidi et besoin supposé ; (c) température des cellules du récepteur refroidi à midi selon le bilan simplifié et le modèle à sept nœuds ; (d) durée d'acceptance du direct : simulation et formule analytique.

3.8. Champ plan de référence et études de sensibilité

Le Tableau 10 et la Figure 15a comparent le CPC à un champ plan de référence formé des mêmes modules BP 3150B inclinés à 16°, refroidis ou non par la même boucle. À cellules égales (9 modules), le CPC pompe 22 % de plus en MPPT comme en direct refroidis, et le champ plan couvre tout juste le besoin (102 % au minimum). À ouverture égale (18 modules plans, 22,7 m²), le champ plan pompe en revanche 24 % de plus que le CPC en MPPT refroidi : la concentration ne remplace donc pas une surface de cellules équivalente. Il faut environ 11,4 modules plans pour égaler les 9 récepteurs en MPPT refroidi ; le CPC économise donc 2,4 modules, soit 360 Wc. Pour un module à 0,25–0,60 €.Wc⁻¹, cette économie vaut 90 à 216 € : la concentration n'est rentable que si un concentrateur complet (réflecteurs, structure, part de la boucle de refroidissement) coûte moins de 10 à 24 € par récepteur, soit 4 à 10 € par m² d'ouverture. Avec les prix actuels des modules, ce seuil est bas ; l'intérêt du CPC tient plutôt à la réduction de la surface de cellules, à la chaleur récupérée et aux sites où les modules sont rares ou coûteux.

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. 224-252

Tableau 10 : Champ plan de référence et études de sensibilité : volume annuel pompé ($m^3.an^{-1}$) et couverture minimale du besoin d'avril à octobre ; NR : non refroidi ; R : refroidi ; nS : n modules en série en couplage direct.

Configuration	Direct NR	Direct R	MPPT NR	MPPT R	Couv. min. direct R	Couv. min. MPPT R
CPC, 9 récepteurs (article)	23 214	29 988	29 210	30 646	108 %	110 %
Plan, 9 modules (mêmes cellules)	21 333	24 639	22 470	25 018	101 %	102 %
Plan, 12 modules (12S)	27 243	27 484	30 628	32 050	113 %	134 %
Plan, 18 modules (même ouverture)	34 340	37 910	37 538	38 034	160 %	161 %
CPC, 6 récepteurs (6S)	0	0	19 300	22 868	0 %	87 %
CPC, 7 récepteurs (7S)	2 306	15 733	23 224	26 582	58 %	99 %
CPC, 8 récepteurs (8S)	16 012	24 168	26 645	29 049	87 %	107 %
CPC, 10 récepteurs (10S)	28 361	31 370	30 790	31 713	112 %	112 %
CPC, 9 récepteurs, $\eta_{opt} = 0,80$	23 045	29 236	28 252	29 898	107 %	109 %
CPC, 9 récepteurs, $\eta_{opt} = 0,75$	22 752	28 344	27 069	28 989	105 %	107 %
CPC, 9 récepteurs, $\eta_{opt} = 0,70$	22 298	27 276	25 671	27 869	103 %	104 %
CPC, 8 récepteurs, $\eta_{opt} = 0,70$	15 998	22 282	22 687	25 454	83 %	96 %
CPC, 10 récepteurs, $\eta_{opt} = 0,70$	26 617	29 023	28 068	29 521	109 %	108 %

Le gain du refroidissement en couplage direct dépend du câblage (Figure 15b) : de 51 % avec 8 modules en série, il tombe à 29 % avec 9 et à 11 % avec 10, alors que celui du MPPT passe de 9 à 3 % ; avec plus de modules en série, la tension du champ reste au-dessus du seuil même à cellules chaudes, et la puissance accrue sature la pompe. Le gain de 29 % du câblage 9S retenu tient donc à la configuration ; ce n'est pas un gain général du refroidissement. Cette comparaison permet aussi de fixer le nombre de récepteurs. Avec 7 récepteurs, le MPPT refroidi ne couvre pas tout à fait le besoin (99 % en juin). Avec 8, il le couvre (107 %), mais sans la marge de 10 % ; il ne résiste pas à un rendement optique de 0,70 (96 %), et le direct refroidi ne donne que 87 %. Avec 9, la couverture atteint 110 %, le besoin reste couvert à 0,70 (104 %) et le direct refroidi le couvre aussi (108 %). Un dixième récepteur n'ajouterait que 1,5 point (112 %), car la durée d'acceptance de juin et le débit de 12 $m^3.h^{-1}$ plafonnent le volume ; à 18,9 °C sous concentration, il porterait en outre la tension à vide de 407 à 452 V, au-delà des 450 V du condensateur du bus. Neuf récepteurs sont donc le nombre le plus favorable.

Le rendement optique de 0,85 suppose un CPC idéal non tronqué ; avec des réflecteurs réels (réflectance, troncature, salissures, erreurs de profil), il est plutôt de 0,70 à 0,80. Avec 0,70, le volume annuel du MPPT refroidi baisse de 9 % (27 869 $m^3.an^{-1}$), mais la couverture reste de 104 % en juin, et de 103 % en direct refroidi. L'éclairement concentré n'est en outre pas uniforme sur le récepteur : les cellules en série les moins éclairées limitent le courant de toute la chaîne, effet que le modèle, qui suppose un éclairement uniforme, ne représente pas. Des diodes de dérivation par groupe de cellules et la mesure de la carte d'éclairement proposée en section 2.5 sont nécessaires pour chiffrer cette perte, qui rend les volumes simulés plutôt optimistes.

Les taux de défaillance sont génériques [59] et seul l'écart entre les deux couplages, dû au boost, est discriminant. Avec un taux du boost divisé ou multiplié par deux (4 à 16×10^{-6} h^{-1}) et un MTTR de 1 à 7 jours, le MTBF du couplage MPPT varie de 22 000 à 29 900 h et sa disponibilité de 99,24 à 99,92 %, mais son volume annuel disponible reste supérieur d'environ 2 % à celui du couplage direct. Le classement « direct plus fiable » découle mécaniquement du modèle série et n'a pas d'effet notable sur la

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. 224-252

production ; si le circuit de refroidissement (circulateur, capteurs) était compté, il réduirait les deux MTBF sans changer leur écart.

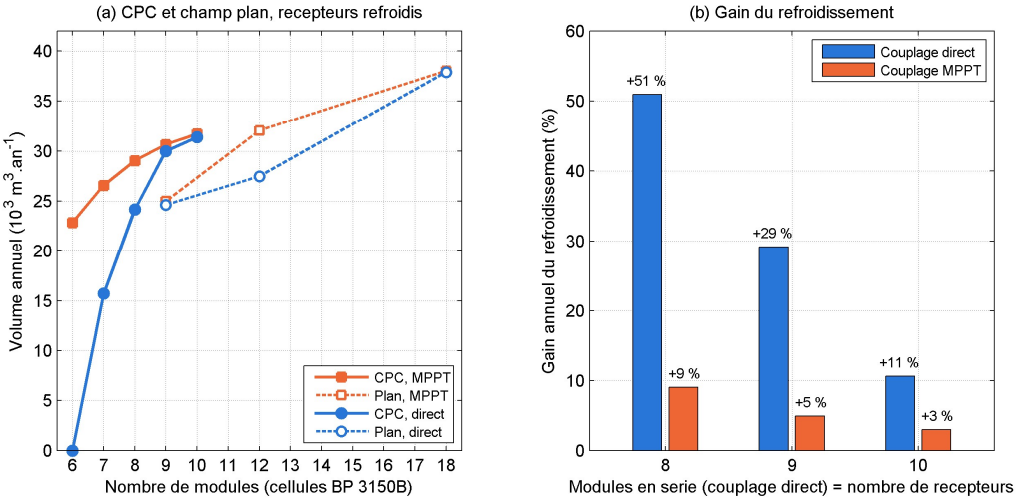


Figure 15 : (a) Volume annuel pompé en fonction du nombre de modules, pour le CPC et pour un champ plan de référence (récepteurs refroidis ; couplages MPPT et direct) ; (b) gain annuel du refroidissement selon le nombre de modules en série en couplage direct, et pour le couplage MPPT.

3.9. Discussion

En couplage direct, la commande V / f lie la fréquence à la tension du champ (27). Le refroidissement agit donc sur la vitesse de la pompe, et non seulement sur le rendement, d'où, pour le câblage 9S retenu, un gain de 29 % contre 5 % en MPPT. Ce gain tient à la configuration plus qu'au refroidissement lui-même, puisqu'il vaut 51 % en 8S et 11 % en 10S (section 3.8). L'effet, cohérent avec la sensibilité des modules à la température [6] et l'intérêt du refroidissement des capteurs hybrides [10], [12], est amplifié par la concentration [11] et par l'étroitesse de la plage utile de la pompe (37–50 Hz, la hauteur géométrique représentant 83 % de la HMT). Le couplage MPPT reste le plus productif, conformément à la littérature [15], [16], [19], mais son avantage n'est plus que de 2,2 % sur l'année, car le câblage 9S place la tension du champ refroidi près de celle qu'exige le bus. Le couplage direct, plus simple et plus fiable au sens du modèle série, couvre aussi le besoin (108 % en juin), mais il dépend entièrement du refroidissement : sans lui, il tombe à 82 %, contre 106 % en MPPT. Nous retenons donc le MPPT, seul à respecter la marge de 10 %, et le couplage direct constitue une solution de secours activable par K1. Le refroidissement réduit en outre la dégradation thermique des cellules [62].

La principale limite du CPC fixe est son angle d'acceptance. Modifier l'inclinaison deux fois par an, aux équinoxes (4° d'octobre à mars, 28° d'avril à septembre), limite la déclinaison résiduelle à ±12° et porte la durée de concentration aux solstices à 8,2 h (Tableau 11).

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. 224-252

Tableau 11 : Effet d'un réglage saisonnier de l'inclinaison sur le volume annuel ($m^3.an^{-1}$) et la couverture minimale du besoin d'avril à octobre.

Configuration	CPC fixe 16°	Réglage saisonnier	Gain	Couverture minimale
Direct, non refroidi	23 214	26 179	+12,8 %	112 %
Direct, PVT-CPC refroidi	29 988	33 517	+11,8 %	145 %
MPPT, non refroidi	29 210	32 598	+11,6 %	139 %
MPPT, PVT-CPC refroidi	30 646	34 234	+11,7 %	145 %

Avec ce réglage, le MPPT refroidi couvre le besoin tous les mois de la saison d'irrigation (marge minimale de 45 %), et le direct refroidi aussi (145 %). La chaleur récupérée, non valorisée ici, pourrait servir à des usages agro-alimentaires ; le rendement global obtenu est comparable à celui des systèmes PVT [51]. Ces résultats reposent sur plusieurs hypothèses : un besoin supposé constant, une irradiation dont les coefficients ne sont pas calés localement, un ciel isotrope, des jours moyens mensuels, un modèle thermique quasi stationnaire dont la conductance cellules-eau est optimiste (section 3.7), un CPC idéal non tronqué éclairant uniformément les cellules, un rendement du moteur constant et des taux de défaillance génériques [59]. Ils restent à valider sur un prototype selon le protocole de la section 2.5 [20].

4. Conclusion

Le modèle du gisement solaire de Mahajanga, établi à partir des mesures ASECNA de 2010 à 2024 corrigées par un contrôle de qualité, donne, avec les coefficients d'Angström-Prescott de Rietveld, une irradiation moyenne de 6,11 $kWh.m^{-2}.j^{-1}$ dans le plan des capteurs. Pour un besoin supposé de 62 $m^3.j^{-1}$ d'avril à octobre, soit un hectare, la chaîne dimensionnée comporte 9 récepteurs PVT-CPC en une seule branche (1,35 kWc), une MAS de 1,5 kW et une pompe de 12 $m^3.h^{-1}$ à 18 m.

La simulation des jours moyens mensuels montre que 9 récepteurs sont le nombre le plus favorable. Avec 8, la couverture ne dépasse pas 107 % en juin et tombe à 96 % pour un rendement optique de 0,70 ; avec 9, elle atteint 110 % et conserve 104 % avec ce rendement ; un dixième récepteur n'ajoute que 1,5 point et dépasse la tension admise par le bus. Le couplage MPPT refroidi est le plus productif (30 646 $m^3.an^{-1}$) et couvre le besoin tous les mois de la saison d'irrigation. Le couplage direct refroidi le couvre aussi (108 %), avec seulement 2,2 % de volume en moins. Le refroidissement, qui maintient les cellules vers 49 à 54 °C au lieu de 89 °C, est déterminant en couplage direct (+29 % pour le câblage 9S retenu, +51 % en 8S et +11 % en 10S), car il préserve la tension du champ et donc la fréquence de la MAS. Le modèle à sept nœuds indique toutefois une conductance cellules-eau plus faible que celle du bilan simplifié, ce qui ramène ce gain à 26 %. Le couplage direct reste plus fiable au sens du modèle série (MTBF de 33 900 h contre 26 700 h, avec des taux génériques), sans effet notable sur le volume disponible. L'angle d'acceptance du CPC fixe limite la concentration à 5,6–11,5 h par jour ; un réglage saisonnier de l'inclinaison apporte environ 12 % de volume et porte la couverture minimale à 145 %. À cellules égales, le CPC pompe 22 % de plus qu'un champ plan, mais un champ plan de même ouverture pompe 24 % de plus que lui. La concentration n'économise ainsi qu'environ deux modules et demi et ne se justifie que si le concentrateur coûte moins de 10 à 24 € par récepteur. Pour Mahajanga, nous recommandons le couplage MPPT avec récepteurs refroidis et réglage saisonnier, le couplage direct servant de secours ; la prochaine étape est une validation expérimentale selon le protocole proposé.

Références

[1] ROYER J., DJIAKO T., SCHILLER E., SADA SY B., « Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens », Manuel de cours, IEPF / Université d'Ottawa / EIER / CREPA, Québec, Canada, 1998.

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

[3] BAKELLI Y., HADJ ARAB A., AZOUI B., « Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept », *Solar Energy*, vol. 85, n° 2, pp. 288–294, 2011.

[4] BOSE B. K., « Modern Power Electronics and AC Drives », Ouvrage, Prentice Hall, Upper Saddle River, États-Unis, 2002.

[5] BEN Y. Y., GUEDDA H., « Contrôle vectoriel direct d'un moteur asynchrone triphasé intégré dans un système de pompage solaire », Mémoire de Master, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, Algérie, 2020.

[6] SKOPLAKI E., PALYVOS J. A., « 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.

[7] WINSTON R., MIÑANO J. C., BENÍTEZ P., « Nonimaging Optics », Ouvrage, Elsevier Academic Press, Burlington, États-Unis, 2005.

[8] RABL A., « Comparison of solar concentrators », *Solar Energy*, vol. 18, n° 2, pp. 93–111, 1976.

[9] RABL A., « Optical and thermal properties of compound parabolic concentrators », *Solar Energy*, vol. 18, n° 6, pp. 497–511, 1976.

[10] CHOW T. T., « A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology », *Applied Energy*, vol. 87, n° 2, pp. 365–379, 2010.

[11] HAFSA M., HADJA M., « Étude paramétrique d'un capteur hybride doté d'un concentrateur parabolique composé (PVT-CPC) », Mémoire de Master, Université Ahmed Draia d'Adrar, Algérie, 2022.

[12] ZONDAG H. A., DE VRIES D. W., VAN HELDEN W. G. J., VAN ZOLINGEN R. J. C., VAN STEENHOVEN A. A., « The thermal and electrical yield of a PV-thermal collector », *Solar Energy*, vol. 72, n° 2, pp. 113–128, 2002.

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

[14] MAMINIRINAHARIMISA A. P., « Étude des panneaux solaires hybrides photovoltaïques thermiques. Amélioration de leur efficacité énergétique », Mémoire, Université d'Antananarivo, Madagascar, 2023.

[15] KOU Q., KLEIN S. A., BECKMAN W. A., « 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.

[16] MOKEDDEM A., MIDOUN A., KADRI D., HIADSI S., RAJA I. A., « Performance of a directly-coupled PV water pumping system », *Energy Conversion and Management*, vol. 52, n° 10, pp. 3089–3095, 2011.

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

[18] ELGENDY M. A., ZAHAWI B., ATKINSON D. J., « 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.

[19] MOUSSI A., SAADI A., « Étude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque », *Larhyss Journal*, n° 1, Université Mohamed Khider de Biskra, Algérie, 2002.

[20] ABIDET N. E. H., HAOUAM A., « Étude et optimisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Mémoire de Master, Université Echahid Cheikh Larbi Tebessi de Tébessa, Algérie, 2023.

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

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

[23] DUFFIE J. A., BECKMAN W. A., « Solar Engineering of Thermal Processes », Ouvrage, 4e éd., John Wiley & Sons, Hoboken, États-Unis, 2013.

[24] YORUKOGLU M., CELIK A. N., « 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.

[25] BESHARAT F., DEHGHAN A. A., FAGHIH A. R., « Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 798–821, 2013.

[26] TIWARI A. K., SONTAKE V. C., KALAMKAR V. R., « Enhancing the performance of solar photovoltaic water pumping system by water cooling over and below the photovoltaic array », Journal of Solar Energy Engineering, vol. 142, n° 2, art. 021005, 2020.

[27] PROELL M., OSGYAN P., KARRER H., BRABEC C. J., « Experimental efficiency of a low concentrating CPC PVT flat plate collector », Solar Energy, vol. 147, pp. 463–469, 2017.

[28] ASECNA – DIRECTION GÉNÉRALE DE LA MÉTÉOROLOGIE DE MADAGASCAR, « Données climatologiques de la station de Mahajanga : insolation et températures extrêmes mensuelles, 2010–2024 », Base de données, Mahajanga, Madagascar, 2024.

[29] BP SOLAR, « BP 3150B – 150 W Multicrystalline Photovoltaic Module », Fiche technique du constructeur, BP Solar, s.d.

[30] WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION (WMO), « Guidelines on Surface Station Data Quality Control and Quality Assurance for Climate Applications », Rapport WMO-No. 1269, OMM, Genève, Suisse, 2021.

[31] TUKEY J. W., « Exploratory Data Analysis », Ouvrage, Addison-Wesley, Reading, États-Unis, 1977.

[32] COOPER P. I., « The absorption of radiation in solar stills », *Solar Energy*, vol. 12, n° 3, pp. 333–346, 1969.

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

[34] SPENCER J. W., « Fourier series representation of the position of the sun », *Search*, vol. 2, n° 5, p. 172, 1971.

[35] RIETVELD M. R., « 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.

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

[37] IRADUKUNDA C., CHITEKA K., « 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.

[38] MABASA B., LYSKO M. D., TAZVINGA H., MULAUDZI S. T., ZWANE N., MOLOI S. J., « The Ångström–Prescott regression coefficients for six climatic zones in South Africa », *Energies*, vol. 13, n° 20, art. 5418, 2020.

[39] COLLARES-PEREIRA M., RABL A., « 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.

[40] LOUAZENE M. L., KORICHI D., AZOUI B., « 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.

[41] ISHAQUE K., SALAM Z., TAHERI H., « Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, n° 2, pp. 586–594, 2011.

[42] GOW J. A., MANNING C. D., « 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.

[43] VILLALVA M. G., GAZOLI J. R., FILHO E. R., « Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, n° 5, pp. 1198–1208, 2009.

[44] TIWARI G. N., MISHRA R. K., SOLANKI S. C., « Photovoltaic modules and their applications: a review on thermal modelling », *Applied Energy*, vol. 88, n° 7, pp. 2287–2304, 2011.

[45] INCROPERA F. P., DEWITT D. P., BERGMAN T. L., LAVINE A. S., « Fundamentals of Heat and Mass Transfer », Ouvrage, 6e éd., John Wiley & Sons, Hoboken, États-Unis, 2007.

[46] McADAMS W. H., « Heat Transmission », Ouvrage, 3e éd., McGraw-Hill, New York, États-Unis, 1954.

[47] WATMUFF J. H., CHARTERS W. W. S., PROCTOR D., « Solar and wind induced external coefficients for solar collectors », *Revue Internationale d'Héliotechnique (COMPLES)*, n° 2, p. 56, 1977.

[48] SWINBANK W. C., « Long-wave radiation from clear skies », *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 89, n° 381, pp. 339–348, 1963.

[49] FLORSCHUETZ L. W., « Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors », *Solar Energy*, vol. 22, n° 4, pp. 361–366, 1979.

[50] EVANS D. L., FLORSCHUETZ L. W., « Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration », *Solar Energy*, vol. 19, n° 3, pp. 255–262, 1977.

[51] HUANG B. J., LIN T. H., HUNG W. C., SUN F. S., « Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems », *Solar Energy*, vol. 70, n° 5, pp. 443–448, 2001.

[52] HUSSEIN K. H., MUTA I., HOSHINO T., OSAKADA M., « 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.

[53] ERICKSON R. W., MAKSIMOVIĆ D., « Fundamentals of Power Electronics », Ouvrage, 2e éd., Kluwer Academic Publishers, Norwell, États-Unis, 2001.

[54] MOHAN N., UNDELAND T. M., ROBBINS W. P., « Power Electronics: Converters, Applications and Design », Ouvrage, 3e éd., John Wiley & Sons, Hoboken, États-Unis, 2003.

[55] KRAUSE P. C., WASYNCZUK O., SUDHOFF S. D., PEKAREK S., « Analysis of Electric Machinery and Drive Systems », Ouvrage, 3e éd., Wiley-IEEE Press, Hoboken, États-Unis, 2013.

[56] CARON J.-P., HAUTIER J.-P., « Modélisation et commande de la machine asynchrone », Ouvrage, Éditions Technip, Paris, France, 1995.

[57] HOLMES D. G., LIPO T. A., « Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and Practice », Ouvrage, IEEE Press / Wiley-Interscience, Piscataway, États-Unis, 2003.

[58] GÜLICH J. F., « Centrifugal Pumps », Ouvrage, 3e éd., Springer, Berlin, Allemagne, 2014.

[59] COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE (CEI), « IEC 61709 – Composants électriques – Fiabilité – Conditions de référence pour les taux de défaillance et modèles d'influence des contraintes pour la conversion », Norme internationale, CEI, Genève, Suisse, 2017.

[60] ORGANISATION INTERNATIONALE DE NORMALISATION (ISO), « ISO 9806 – Solar energy – Solar thermal collectors – Test methods », Norme internationale, ISO, Genève, Suisse, 2017.

[61] COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE (CEI), « IEC 62253 – Photovoltaic pumping systems – Design qualification and performance measurements », Norme internationale, CEI, Genève, Suisse, 2011.

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