International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

# *Validation Numérique De La Configuration Hybride PVT À Air–Batterie–Ccs–A-Caes–Tes Pour L'alimentation Du Lpader À Mahajanga, Madagascar*

[1]TOVONDRAINY Ramiandrisoa, [2]DONA Victorien Bruno

[1] Doctorant, École Doctorale Génie du Vivant et Modélisation (EDGVM), Université de Mahajanga, Madagascar
[2] Professeur, Laboratoire de Physique Appliquée et des Énergies Renouvelables (LPADER), Université de Mahajanga, Madagascar
tovondrainyramiandrisoa@gmail.com, bvdno2@gmail.com

Auteur Correspondant : TOVONDRAINY Ramiandrisoa. E-mail : tovondrainyramiandrisoa@gmail.com

(cc) BY

**Résumé—Cet article valide numériquement la configuration hybride retenue pour alimenter le LPADER à Mahajanga, dans laquelle le champ photovoltaïque est remplacé par un champ photovoltaïque-thermique (PVT) à air dont la chaleur est réinjectée dans le collecteur d'une centrale à cheminée solaire (CCS), à côté d'une batterie lithium–fer–phosphate et d'un stockage par air comprimé adiabatique (A-CAES–TES). Le champ est décrit par une forme fermée horaire du bilan de l'air et de la lame, avec un mode passif et quatre niveaux de ventilation ; une stratégie PT choisit chaque heure le débit qui maximise l'électricité nette, et la réinjection est représentée par un facteur étalonné sur le modèle transitoire de la CCS. Faute de mesure possible sur un champ de ce type, la validation comporte dix niveaux, qui séparent ce qui est vérifié, ce qui est recoupé avec les modèles de référence et ce qui reste une hypothèse. La forme fermée s'écarte de l'intégration numérique de 0,059 % au plus sur la chaleur ; les bilans de la centrale se ferment à moins de $10^{-6}$ kWh ; une réimplémentation indépendante concorde à $1{,}6 \times 10^{-7}$ près ; le champ PVT dégénéré retrouve le champ PV à 0,05 % près ; le pas d'une heure ne modifie l'électricité que de 0,05 % ; le facteur de réinjection suit la hauteur de la cheminée à 7 % près ; le modèle réduit de l'A-CAES reste valable avec le PVT (écart de couverture ≤ 0,3 point sur 27 fenêtres) ; enfin, le PVT ne dépasse le PV ni sur cinq séries météorologiques, ni pour un sur-échauffement passif de 0 à 28 K. La configuration validée produit 1 750 kWh/kWc/an d'électricité nette, 1,4 % de moins que le PV, et 1 462 kWh thermiques/kWc/an ; la couverture de la centrale baisse de 0,23 à 0,36 point quand le champ compte pour le service. Au pas de 180 s, la cheminée de 101 m ne rend que 0,11 à 0,12 % de la chaleur réinjectée, de jour comme de nuit (12 W au plus sur 3,6 kW), alors qu'une batterie de 10 kWh porte la couverture de janvier de 79,7 à 98,5 %. Dans la configuration de référence, les intérêts du couplage du champ PVT avec la CCS ne sont pas électriques : une interface sans échangeur, environ 58 kWh de chaleur par kilowattheure d'électricité cédé, un service presque inchangé et une panne de ventilateur qui ne coûte que 1,6 % si le canal reste ouvert ; la cheminée ne rend que 1,1 à 1,2 Wh par kilowattheure thermique. Le couplage devient électrique si la CCS ventile le champ par son tirage, avec un canal ouvert à l'arrêt, à 40 Pa et à échange renforcé : le champ dépasse alors le PV de 1,1 à 2,4 % sur les journées types de janvier et d'octobre, et la chaleur réinjectée paie les trois quarts du pompage. Un bilan énergétique et exergétique des journées types montre que la chaleur de l'air ne porte que 1,6 à 2,3 % de son énergie en exergie : en octobre, le rendement en énergie primaire passe de 39 % pour le PV à 54 % pour la configuration de référence et 83 % avec le tirage, mais le rendement exergétique ne gagne que 0,1 à 1,3 point. Les paramètres du canal restent des hypothèses ; un protocole de mesure est proposé pour les lever.**

**Mots clés : validation numérique ; vérification ; photovoltaïque-thermique à air ; centrale à cheminée solaire ; stockage d'air comprimé adiabatique ; réinjection de chaleur ; valorisation de la chaleur ; Madagascar**

**Abstract– This paper numerically validates the hybrid configuration selected to supply the LPADER laboratory in Mahajanga, in which the photovoltaic array is replaced by an air-based photovoltaic-thermal (PVT) array whose heat is fed back into the collector of a solar chimney power plant (SCPP), alongside a lithium iron phosphate battery and an adiabatic compressed-air energy store (A-CAES–**

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

**TES). The array is described by an hourly closed form of the air and absorber balances, with a passive mode and four ventilation levels; a PT strategy chooses each hour the flow that maximises net electricity, and re-injection is represented by a factor calibrated against the transient SCPP model. Since no measurement can be made on an array of this type, the validation has ten levels that separate what is verified, what is cross-checked against reference models and what remains an assumption. The closed form departs from numerical integration by at most 0.059% on heat; the plant energy balances close to within $10^{-6}$ kWh; an independent re-implementation agrees to within $1.6 \times 10^{-7}$; the degenerate PVT array recovers the PV array within 0.05%; the one-hour step changes electricity by only 0.05%; the re-injection factor follows the chimney height within 7%; the reduced A-CAES model remains valid with PVT (coverage difference ≤ 0.3 point over 27 windows); finally, PVT never outperforms PV, neither over five weather series nor for a passive overheating of 0 to 28 K. The validated configuration yields 1,750 kWh/kWp/yr of net electricity, 1.4% less than PV, and 1,462 kWh of heat/kWp/yr; plant coverage drops by 0.23 to 0.36 point where the array matters for service. At a 180 s step, the 101 m chimney returns only 0.11–0.12% of the re-injected heat, by day as by night (at most 12 W on 3.6 kW), whereas a 10 kWh battery raises the January coverage from 79.7% to 98.5%. In the reference configuration, the benefits of coupling the PVT array with the SCPP are not electrical: an interface without heat exchanger, about 58 kWh of heat per kWh of electricity given up, almost unchanged service, and a fan failure that costs only 1.6% if the channel stays open; the chimney returns only 1.1–1.2 Wh per kWh of heat. The coupling becomes electrical if the SCPP ventilates the array through its draught, with a channel that opens when idle, a 40 Pa pressure drop and enhanced heat transfer: the array then exceeds PV by 1.1–2.4% on the January and October typical days, and the re-injected heat pays for three quarters of the pumping. An energy and exergy balance of the typical days shows that the air heat carries only 1.6–2.3% of its energy as exergy: in October, the primary-energy efficiency rises from 39% for PV to 54% for the reference configuration and 83% with draught ventilation, but the exergy efficiency gains only 0.1–1.3 points. The channel parameters remain assumptions, and a measurement protocol is proposed to resolve them.**

**Keywords: numerical validation; verification; air PVT; solar chimney power plant; adiabatic compressed-air energy storage; heat re-injection; heat utilisation; Madagascar**

## I. Introduction

Le Laboratoire de Physique Appliquée et des Énergies Renouvelables (LPADER) de l'Université de Mahajanga envisage une alimentation autonome par une centrale hybride qui associe, sur un bus continu de 400 V, une centrale à cheminée solaire (CCS) [1],[2], un stockage par air comprimé adiabatique à lit de roches (A-CAES–TES) [3],[4],[5], un champ photovoltaïque (PV) et une batterie lithium–fer–phosphate (LFP). La CCS convertit en électricité le tirage de l'air chauffé sous un collecteur transparent ; l'A-CAES stocke de l'air comprimé et rend à l'air, avant la détente, la chaleur de compression conservée dans un lit de roches. L'air détendu par la turbine pourrait être réinjecté dans le collecteur de la CCS, mais il est rejeté pour l'essentiel la nuit, quand le tirage du collecteur est faible ; cette voie est vérifiée à la section 3.4.

La configuration validée ici reste dans la logique de la CCS : le champ PV devient un champ photovoltaïque-thermique (PVT) à air. L'air circule sous les modules, les refroidit, puis une gaine le conduit à la périphérie du collecteur de la CCS. Deux effets sont attendus, un gain d'électricité par refroidissement des cellules et un apport de chaleur à l'air de la CCS au moment où le collecteur a du tirage ; à l'inverse, un module isolé en face arrière est plus chaud qu'un module libre quand le ventilateur est arrêté, et le ventilateur consomme une partie de ce qu'il fait gagner. Le bilan net n'est pas évident et dépend de paramètres connus à un ordre de grandeur près. Les capteurs PVT à air sont étudiés depuis les années 1990 [6],[7],[8]. Leur modélisation repose sur le modèle de Hottel et Whillier des capteurs plans [9], étendu par Florschuetz au cas d'un absorbeur qui produit de l'électricité [10] ; les travaux expérimentaux et numériques portent surtout sur l'effet du canal, du débit et de la géométrie [11],[12],[13]. L'air, mauvais fluide caloporteur, y donne un gain électrique modeste et une chaleur qui vaut surtout par son usage [6, 7]. L'intégration de modules PV dans le collecteur d'une cheminée solaire a été étudiée [14], mais pas, à notre connaissance, un champ PVT autonome dont la chaleur est conduite vers un collecteur existant, avec une réinjection étalonnée sur un modèle transitoire de la cheminée, un ventilateur alimenté par le bus et un superviseur qui décide du débit à chaque heure. Aucune mesure n'existe pour un champ de ce type sur le site : l'article est donc centré sur la validation numérique de la configuration. Il apporte (i) le modèle horaire du champ PVT en forme fermée, intégré au superviseur de la centrale par un apport équivalent au bus et géré par une stratégie PT ; (ii) une

validation à dix niveaux qui sépare ce qui est vérifié, ce qui est recoupé avec les modèles de référence et ce qui reste une hypothèse ; (iii) l'étalonnage de la réinjection sur le modèle transitoire de la CCS, complété par une vérification au pas de 180 s de la réinjection diurne, avec et sans batterie ; (iv) les performances de la configuration de référence ainsi validée sur quinze années (2010–2024) de relevés de Mahajanga ; (v) une étude énergétique et exergétique du champ et de la centrale ; (vi) un bilan des intérêts et des limites du couplage du champ PVT avec la CCS, avec les conditions qui lui donnent un intérêt électrique, et un protocole expérimental pour lever les hypothèses restantes. L'optimisation de cette configuration et son comportement saisonnier ne sont pas traités ici.

La section II décrit la configuration étudiée, son modèle, la démarche de validation et la méthode d'évaluation des solutions qui donnent au couplage un intérêt électrique, ainsi que celle de l'étude énergétique et exergétique. La section III présente les résultats de la validation, le bilan de la configuration de référence, celui de ces solutions et l'étude énergétique. La section IV discute le statut des énoncés, les intérêts et les limites du couplage, ainsi que les limites de la validation, et propose un protocole expérimental ; la section V conclut.

## II. Matériels et méthodes

### 2.1. Configuration étudiée

#### 2.1.1. Architecture et bus continu à sept ports

La configuration (figure 1) reprend celle de la centrale hybride PV de référence (section 2.1.3) : la CCS, l'A-CAES–TES, la batterie LFP et la charge sont connectés à un bus continu de 400 V. Le champ PVT remplace le champ PV au port P5, et un septième port, P7, alimente le ventilateur du canal (tableau 1). L'air chauffé par les modules est aspiré par le ventilateur et conduit par une gaine, munie d'un volet à deux voies, jusqu'à la périphérie du collecteur de la CCS ; si la CCS n'existe pas, ou si l'air sort trop peu chaud, le volet l'évacue dans l'atmosphère. Le ventilateur est alimenté par le bus, jamais par les stockages : sa puissance est prélevée sur la production du PVT à l'instant même, et il est arrêté la nuit.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

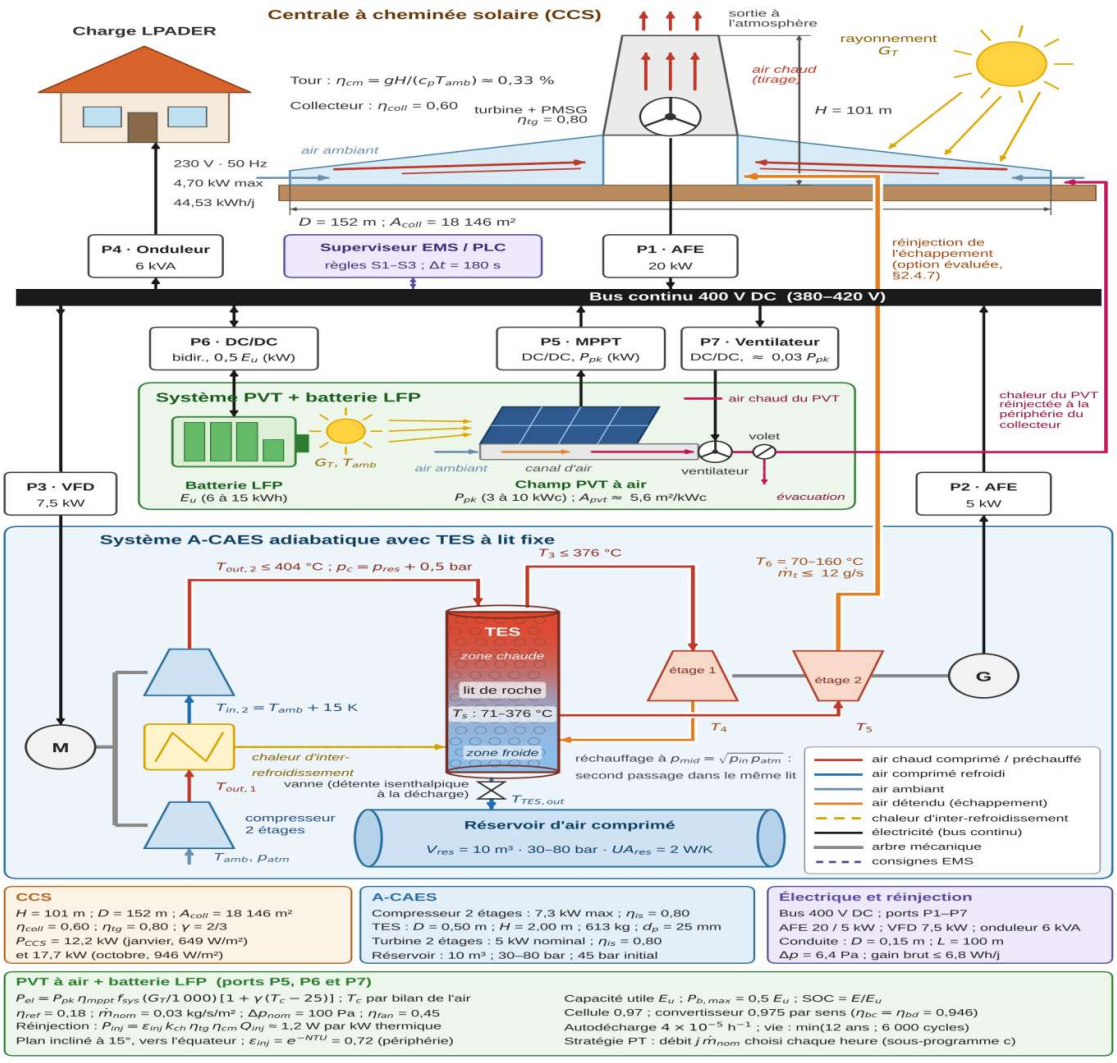



**Figure 1.** Configuration de la centrale hybride PVT–batterie–CCS–A-CAES–TES : bus continu de 400 V à sept ports (P1 à P7), champ PVT à air avec ventilateur (P7) et volet, gaine de réinjection de la chaleur vers la périphérie du collecteur de la CCS, batterie LFP, charge du LPADER et superviseur.

**Tableau 1.** Les sept ports du bus continu de 400 V.

| Port | Convertisseur | Raccordement | Sens du flux | Valeur |
|---|---|---|---|---|
| P1 | Redresseur actif | Génératrice de la turbine de la CCS | CCS → bus | 20 kW |
| P2 | Redresseur actif | Génératrice de la turbine de l'A-CAES | A-CAES → bus | 5 kW |
| P3 | Variateur | Moteur du compresseur à deux étages | bus → A-CAES | 7,5 kW |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

| Port | Convertisseur | Raccordement | Sens du flux | Valeur |
|---|---|---|---|---|
| P4 | Onduleur 230 V, 50 Hz | Charge du LPADER (voie directe) | bus → charge | 6 kVA |
| P5 | Convertisseur MPPT | Champ PVT (partie électrique) | PVT → bus | $P_{pk}$ |
| P6 | Continu–continu bidirectionnel | Batterie LFP | bus ↔ batterie | 0,5 $E_u$ |
| P7 | Continu–continu | Ventilateur du canal d'air | bus → ventilateur | 0,03 $P_{pk}$ |

La puissance disponible au bus, qui remplace $S = P_{pv} + P_{ccs}$ de la centrale PV de référence, devient

$$\boldsymbol{S = P_{el} - P_{fan} + P_{ccs} + P_{inj}} \quad \textbf{(1)}$$

où $P_{el}$ est l'électricité du champ PVT au point de puissance maximale, $P_{fan}$ la puissance du ventilateur, $P_{ccs}$ celle de la CCS sans réinjection et $P_{inj}$ l'électricité supplémentaire que la CCS doit à la chaleur réinjectée. Les bilans du bus sont ceux de la centrale de référence (section 2.1.3), dans lesquels $S$ remplace $P_{pv} + P_{ccs}$ : le reste du superviseur n'est pas modifié.

### 2.1.2. Hypothèses et configurations de référence

Le champ est un PVT à air non vitré : un module PV standard au-dessus d'un canal d'air isolé en face arrière. L'air étant le fluide du collecteur de la CCS, aucun échangeur n'est nécessaire. La chaleur est injectée à la périphérie du collecteur ; pour la configuration de référence, elle n'a de valeur que par l'électricité qu'elle fait produire à la CCS ($\lambda_{th}$ = 0, section 2.2.3). Le modèle travaille sur des moyennes horaires, sans inertie thermique du canal ni du module.

La ressource, la charge à trois classes de priorité (L1 critique, L2 service, L3 confort), la CCS, la batterie, l'A-CAES et les indicateurs sont ceux de la centrale hybride PV de référence (section 2.1.3) : série horaire de quinze ans (2010–2024) construite sur les relevés de Mahajanga, avec un productible PV de 1 775 kWh par kWc et par an, charge moyenne de 36,5 kWh par jour, couverture globale $C = 1 - ENS/E_L$ et couverture de la classe critique $C_1$. Trois configurations servent aux comparaisons, avec l'A-CAES de 20 m³, la stratégie P pour le champ PV et la stratégie PT pour le champ PVT : R1 (sans CCS, 10 kWc, batterie de 15 kWh), R2 (CCS de 10 kW, 5 kWc, 10 kWh) et R3 (CCS de 5 kW, 3 kWc, 6 kWh). Elles représentent un système où le champ est la seule source de jour, un système largement dimensionné et un système à la limite du service.

### 2.1.3. Centrale de référence : ressource, charge, stockages et gestion

**Série météorologique et charge.** La série de quinze ans est produite par un générateur stochastique qui tire les indices de clarté journaliers, avec une autocorrélation de 0,40, et les recale pour que leur moyenne mensuelle égale l'indice de clarté observé à Mahajanga pour chaque mois de 2010 à 2024. Il fournit l'irradiance dans le plan du champ et la température ambiante au pas de 10 minutes ; le champ PV libre est calculé à ce pas, puis moyenné à l'heure. En cas de déficit, la classe de confort L3 est délestée la première et la classe critique L1 la dernière ; l'énergie non servie ENS est rapportée à l'énergie demandée $E_L$, et le délestage est compté en heures.

**Centrale à cheminée solaire.** La CCS de référence a une cheminée de 101 m et un collecteur de 152 m de diamètre ($A_{coll}$ = 18 146 m²) ; son dimensionnement suppose un rendement de collecteur $\eta_{coll}$ = 0,60 et un débit d'air de 542 kg/s à l'irradiance de crête d'octobre (946 W/m²). Les CCS de 2 à 20 kW ont des cheminées de 65,9 à 137,8 m. Leur puissance $P_{ccs}$ est calculée par un modèle transitoire à paramètres localisés, qui représente six couches de sol, le toit, l'air du collecteur et l'inertie de la colonne d'air de la cheminée, et tient donc compte de l'inertie thermique du sol [15, 16]. Un seul paramètre, un facteur de dégradation optique et de fuites du collecteur, y est ajusté pour reproduire les 41 kW mesurés à Manzanares sous 1 000 W/m² et 303 K [1, 17]. La chaleur réinjectée entre dans le bilan de l'air du collecteur comme une puissance de chauffage supplémentaire.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

**Stockages.** La batterie LFP est représentée par son énergie utile, bornée par la capacité utile $E_u$, avec une puissance maximale de 0,5 $E_u$ (tableau 1), un rendement de 0,946 par sens (cellule 0,97, convertisseur 0,975) et une autodécharge de $4 \times 10^{-5}$ $h^{-1}$. L'A-CAES associe un compresseur à deux étages (port P3), un réservoir de 20 m³ et une turbine de 5 kW (port P2) ; un lit de roches stocke la chaleur de compression et la rend à l'air avant la détente. Son modèle détaillé comprend un réservoir à bilans 0D, des turbomachines à rendement de charge partielle et un lit de roches à deux températures de type Schumann [18]. Pour les simulations de quinze ans, un modèle réduit, 22 à 63 fois plus rapide, le remplace ; sa validité avec le champ PVT est contrôlée au niveau V9 (section 3.5).

**Gestion de l'énergie.** La stratégie P sert d'abord la charge par la production des sources, partage l'excédent entre la batterie et le compresseur de l'A-CAES, couvre les déficits par la batterie puis par la turbine et écrête ce que les stockages ne peuvent absorber. Quand l'énergie stockée devient insuffisante, elle déleste par anticipation la classe L3, puis la classe L2, pour préserver la classe critique. Le système sans batterie de la section 3.4 est géré par un superviseur à règles, noté G1 : l'excédent de la CCS entraîne le compresseur, la turbine complète un déficit partiel de jour et sert seule la charge la nuit.

### 2.2. Modèle de la configuration

#### 2.2.1. Champ PVT : mode passif et mode actif

Le modèle travaille sur les moyennes horaires de l'irradiance $G$ dans le plan du champ et de la température ambiante $T_a$ de la série météorologique de la centrale de référence (section 2.1.3) ; il est résolu en forme fermée, sans itération, et rapporté au kWc. Un module de puissance crête $P_{pk}$ et de rendement de référence $\eta_{ref}$ = 0,18 sous $G_{ref}$ = 1 kW/m² a pour surface

$$A = \frac{P_{pk}}{\eta_{ref}\, G_{ref}} \tag{2}$$

soit 5,56 m² par kWc. Quand le ventilateur est arrêté, l'air du canal est immobile et le module est plus chaud qu'un module libre. On retient la température de cellule du module libre [19], augmentée d'un écart $\Delta NOCT$ = 5 K, et la puissance au point de puissance maximale :

$$T_{c,0} = T_a + \frac{NOCT + \Delta NOCT - 20}{800}\, G \tag{3}$$

$$P_{el} = P_{pk}\, \eta_{mppt}\, f_{sys}\, \frac{G}{1\,000}\, [1 + \gamma\,(T_c - 25)] \tag{4}$$

avec $NOCT$ = 45 °C, $\eta_{mppt}$ = 0,98, $f_{sys}$ = 0,93 et $\gamma$ = −0,35 %/K [20]. Avec $\Delta NOCT$ = 0, le modèle passif est celui du champ PV libre de la centrale de référence.

Quand le ventilateur tourne au débit relatif $j$ (0,25 ; 0,5 ; 0,75 ou 1), on applique le modèle de Hottel et Whillier d'un capteur à air [9, 19], dont l'absorbeur convertit une part du flux en électricité [10]. Par m² de champ, la capacité thermique du débit, le coefficient d'échange, l'efficacité d'ailette et le facteur de récupération sont

$$C'' = j\, \dot{m}''_{nom}\, c_p, \qquad h_c = h_{c,nom}\, j^{n_h}, \qquad F' = \frac{h_c}{h_c + U_L} \tag{5}$$

$$F_R = \frac{C''}{U_L}\left[1 - \exp\left(-\frac{U_L\, F'}{C''}\right)\right] \tag{6}$$

Le flux absorbé non converti en électricité, $S_a$, dépend de la température de cellule, qui dépend elle-même de $S_a$ ; la dépendance se résout sous forme fermée :

$$S_a = \frac{G\,(\tau\alpha - \eta_{ref}) + \kappa\,(T_a - 25)}{1 - \kappa\,(1 - F_R)/U_L}, \qquad \kappa = -G\,\eta_{ref}\,\gamma \tag{7}$$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

où $\tau\alpha$ = 0,85 est le produit transmittance–absorptance. La chaleur transmise à l'air, la température de sortie, la puissance thermique utile par kWc et la température moyenne de cellule en découlent :

$$q = F_R\, S_a, \qquad T_{out} = T_a + \frac{q}{C''}, \qquad Q_u = q\, A, \qquad T_c = T_a + \frac{S_a\,(1 - F_R)}{U_L} \tag{8}$$

Cette forme suppose un coefficient d'échange et un coefficient de pertes constants le long du canal ; son écart à l'intégration numérique de l'équation de l'air est mesuré au niveau V1 (section 3.1).

### 2.2.2. Ventilateur et réinjection de la chaleur

La perte de charge croît comme $j^2$ et le débit comme j : la puissance du ventilateur croît comme $j^3$,

$$P_{fan,j} = j^3\, P_{fan,nom}, \qquad P_{fan,nom} = \frac{\dot{m}''_{nom}\, A\, \Delta p_{nom}}{\rho\, \eta_{fan}} \tag{9}$$

soit 32 W par kWc avec $\Delta p_{nom}$ = 100 Pa, $\eta_{fan}$ = 0,45 et $\rho$ = 1,15 kg/m³. Un niveau n'est candidat que si $P_{fan,j} \le P_{el,j}$. Le volet envoie l'air vers le collecteur si la CCS existe et si l'air sort au moins 3 K plus chaud que l'ambiante ; la chaleur injectée est la chaleur utile diminuée des pertes de la gaine ($\eta_{duct}$ = 0,95). Une cheminée de hauteur $H$ ne convertit en travail que la fraction $\eta_{cm}$ de la chaleur apportée à l'air [21], soit 0,33 % pour $H$ = 101 m ; le travail est recueilli par la turbine ($\eta_{tg}$ = 0,80, fraction $k_{ch}$ = 2/3 de la dépression), redressé ($\eta_{acdc}$ = 0,96) et acheminé sur le bus ($\eta_{bus}$ = 0,98) :

$$\mathrm{Q_{inj} = \eta_{duct}\, Q_u \text{ si } T_{out} - T_a \ge \Delta T_{inj,min}}, \quad \mathrm{Q_{inj} = 0 \text{ sinon}}, \qquad \mathrm{\eta_{cm} = \frac{g\, H}{c_p\,(T_a + 273,15)}} \tag{10}$$

$$\mathrm{P_{inj} = \eta_{acdc}\, \eta_{bus}\, \varepsilon_{inj}\, k_{ch}\, \eta_{tg}\, \eta_{cm}\, Q_{inj}} \tag{11}$$

Le facteur $\varepsilon_{inj}$ est la fraction de la chaleur injectée qui contribue au tirage. Une estimation par l'efficacité d'échange du collecteur de la CCS de référence (NTU = 0,33 au débit de dimensionnement) donne 0,72. Ce facteur est étalonné contre le modèle transitoire de la CCS (section 2.1.3) : pour chaque puissance nominale $P_n$ (2, 5, 10, 15 et 20 kW), on simule les quinze années avec et sans la chaleur $Q_{inj}(t)$ d'un champ de 0,5 $P_n$ kWc, et l'on définit le facteur effectif

$$\mathrm{\varepsilon_{eff}(P_n) = 0,72\, \frac{\Delta E_7}{\Delta E_{0,72}}} \tag{12}$$

où $\Delta E_7$ est l'énergie supplémentaire au bus du modèle transitoire et $\Delta E_{0,72}$ celle de l'équation (11) avec $\varepsilon_{inj}$ = 0,72. Ce facteur, interpolé linéairement entre les cinq puissances, est un étalonnage et non une grandeur mesurable (niveau V6).

### 2.2.3. Stratégie de gestion PT

La stratégie PT est la stratégie P (section 2.1.3) précédée d'un sous-programme (c) qui décide, au début de chaque pas, du débit d'air et de la voie du volet (figure 2) ; l'ordre de priorité des charges et des stockages, le délestage anticipé et l'écrêtage ne changent pas. Le sous-programme retient, parmi le mode passif et les quatre niveaux de débit, celui qui maximise

$$B_j = P_{el,j} - P_{fan,j} + P_{inj,j} + \lambda_{th}\, Q_{u,j} \tag{13}$$

sous la condition $P_{fan,j} \le P_{el,j}$ et $G > 0$. Pour la configuration de référence (PT0), $\lambda_{th}$ = 0 : le critère est l'électricité nette au bus, et la chaleur ne compte que par $P_{inj}$. Le critère ne dépend que de G et de $T_a$ ; c'est une maximisation instantanée, justifiée par le fait que le ventilateur n'est jamais alimenté par les stockages et que la chaleur n'est pas stockée. Le tableau 2 rassemble les paramètres. Parmi eux, $U_L$, $h_{c,nom}$, $\tau\alpha$, $\Delta p_{nom}$, $\eta_{fan}$ et $\Delta$NOCT sont des ordres de grandeur de la littérature sur les capteurs à air [6, 7, 11], non des mesures sur le champ envisagé.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

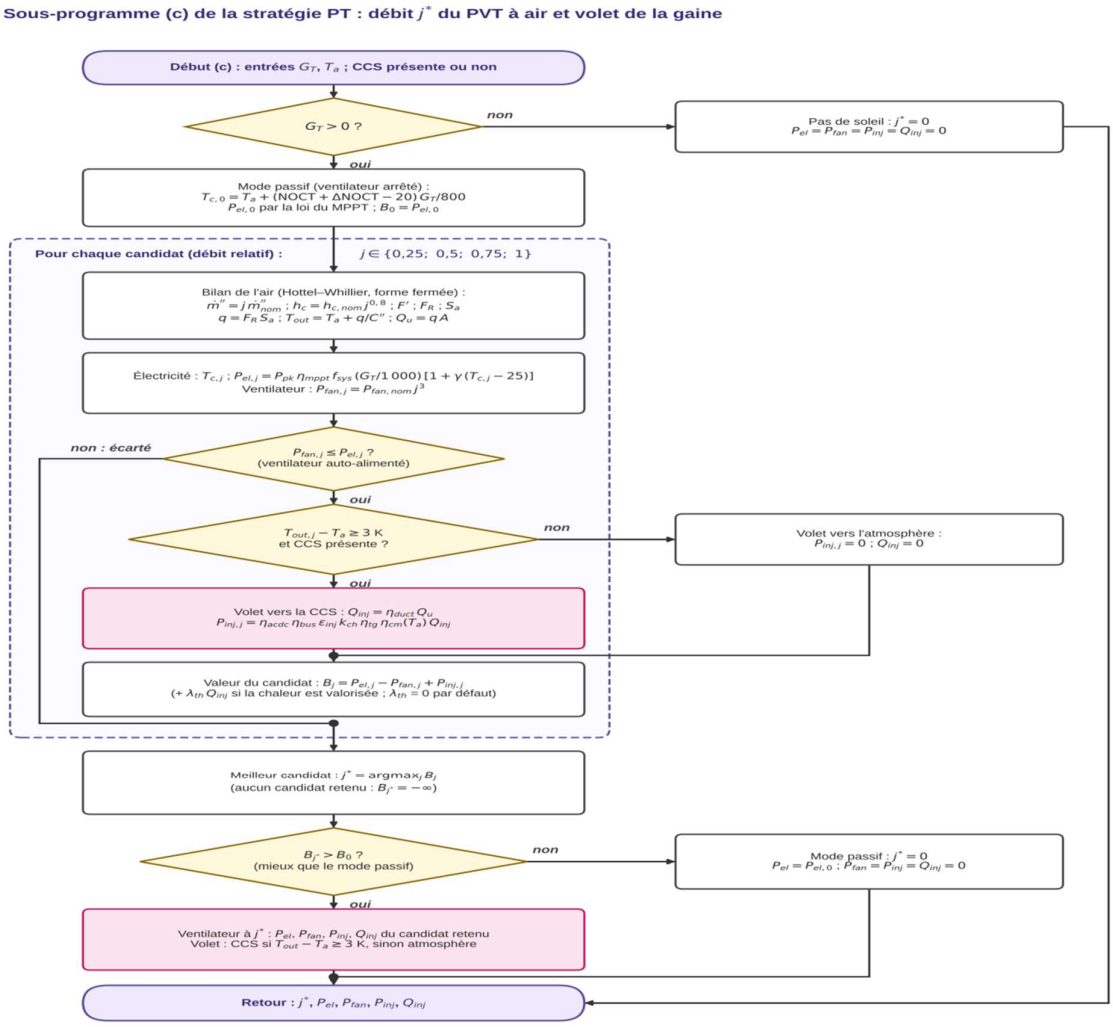



**Figure 2.** Algorigramme du sous-programme (c) de choix du débit d'air et de la voie du volet, exécuté au début de chaque pas du superviseur.

**Tableau 2.** Paramètres du modèle du champ PVT et de la réinjection (valeurs de référence).

| Symbole | Signification | Valeur |
|---|---|---|
| $\eta_{ref}$, $A$ | Rendement de référence de la cellule ; surface par kWc | 0,18 ; 5,56 m²/kWc |
| $\tau\alpha$ | Produit transmittance–absorptance | 0,85 |
| $U_L$ | Coefficient de pertes du module vers l'ambiance | 10 W/(m²·K) |
| $h_{c,nom}$, $n_h$ | Coefficient d'échange au débit nominal ; exposant du débit | 20 W/(m²·K) ; 0,8 |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

| Symbole | Signification | Valeur |
|---|---|---|
| $\dot{m}''_{nom}$ | Débit surfacique nominal de l'air | 0,03 kg/(s·m²) |
| $\Delta p_{nom}, \eta_{fan}, \rho$ | Perte de charge nominale ; rendement du ventilateur ; masse volumique de l'air | 100 Pa ; 0,45 ; 1,15 kg/m³ |
| $j$ | Niveaux de débit relatif | 0,25 ; 0,5 ; 0,75 ; 1 |
| $\Delta NOCT$ | Sur-échauffement du mode passif dû à l'isolation de la face arrière | 5 K |
| $\eta_{duct}, \Delta T_{inj,min}$ | Rendement de la gaine ; écart de température minimal pour injecter | 0,95 ; 3 K |
| $\varepsilon_{inj}, k_{ch}, \eta_{tg}$ | Facteur de réinjection (calibré, section 3.3) ; fraction de dépression ; rendement turbine–génératrice | 0,44 à 1,0 ; 2/3 ; 0,80 |
| $H$ | Hauteur de la cheminée de référence | 101 m |
| $\eta_{acdc}, \eta_{bus}$ | Rendements du convertisseur du port P1 et du bus | 0,96 ; 0,98 |
| $\eta_{mppt}, f_{sys}, \gamma, NOCT$ | Paramètres électriques du champ PV de référence | 0,98 ; 0,93 ; −0,35 %/K ; 45 °C |
| $\lambda_{th}$ | Poids de la chaleur utile dans le critère du superviseur | 0 (référence) |

Le modèle est programmé dans le fichier pvt_modele.m et intégré au simulateur de la centrale par le code 015, qui l'appelle à chaque pas avant le superviseur ; l'annexe B donne la correspondance entre les équations et le code.

### 2.3. Démarche de validation

Aucune mesure d'un champ PVT à air de ce type n'existe pour le site : la validation ne peut pas confronter le modèle à des relevés. Elle porte sur tout ce qui peut être contrôlé numériquement, selon la distinction usuelle entre vérification et validation [22, 23]. Les énoncés sont classés en trois sortes : ce qui est vérifié (le modèle résout correctement ses équations et le code les programme correctement) ; ce qui est recoupé (le modèle retrouve les modèles de la centrale de référence là où ils se recouvrent, et sa réinjection s'accorde au modèle transitoire de la CCS) ; ce qui reste une hypothèse (les paramètres physiques du canal). Le tableau 3 définit dix niveaux de contrôle des deux premières sortes, avec pour chacun une méthode et un critère d'acceptation ; ses deux dernières colonnes résument les résultats, détaillés à la section III.

**Tableau 3.** Niveaux de la validation numérique : méthode, critère d'acceptation, résultat obtenu et statut.

| Niveau | Contrôle et méthode | Critère | Résultat obtenu | Statut |
|---|---|---|---|---|
| V1 | Forme fermée contre intégration de Runge–Kutta d'ordre 4 (400 pas), 500 cas tirés sur $G, T_a, j$ | Chaleur ≤ 0,2 % ; températures ≤ 0,1 K ; électricité ≤ 0,05 % | 0,059 % ; 0,024 K (sortie) ; 0,013 K (cellule) ; 0,0055 % | **Vérifié** |
| V2 | Identités de l'air et de la lame ; bornes $P_{fan} \leq P_{el}$, $T_{out} \geq T_a$, $P_{inj} = 0$ sans CCS, sur quinze ans | Résidu < $10^{-9}$ ; bornes respectées | $6{,}5 \times 10^{-16}$ (air) ; $5{,}0 \times 10^{-16}$ (lame) ; aucune borne violée | **Vérifié** |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

| Niveau | Contrôle et méthode | Critère | Résultat obtenu | Statut |
|---|---|---|---|---|
| V3 | Choix du débit par le sous-programme (c) contre recherche exhaustive (une heure de jour sur 97) | Aucun écart | 0 écart sur 791 heures de jour | **Vérifié** |
| V4 | Champ PVT dégénéré contre champ PV de référence ; couverture des trois configurations | Écart annuel < 0,2 % | +0,05 % ; couverture identique à 0,012 point près | **Recoupé** |
| V5 | Bilans de la batterie, de la charge, du bus et de la turbine avec le PVT et le ventilateur | Résidu < $10^{-6}$ kWh | 2,8 × $10^{-7}$ kWh au plus | **Vérifié** |
| V6 | Réinjection contre modèle transitoire de la CCS : quinze ans, cinq puissances, linéarité et corrélation horaire | Réponse linéaire ; corrélation | Corrélation de 0,998 à 0,999 ; $\varepsilon_{eff}$ = 0,72 $H$/101 à 7 % près | **Recoupé** |
| V7 | Pas de 10 minutes contre moyennes horaires de la même série | Écart sur l'énergie < 0,1 % | +0,05 % (électricité) ; −0,3 % (chaleur) | **Vérifié** |
| V8 | Réimplémentation indépendante en Python à partir du seul texte | Écart < $10^{-6}$ | 1,6 × $10^{-7}$ ; débits identiques à chaque heure | **Vérifié** |
| V9 | Modèle réduit contre modèle détaillé de l'A-CAES en boucle fermée : 36 fenêtres de 21 jours (27 actives) | Couverture < 0,5 point ; classe critique < 1 point ; énergie turbinée ± 5 % ; pression < 1,5 bar | +0,29 point ; 0,38 point ; +1,7 % ; 1,22 bar | **Recoupé** |
| V10 | Cinq séries météorologiques de quinze ans, trois configurations | Signe et ordre de grandeur de l'écart PVT–PV | Même signe dans 15 cas sur 15 ; ordre de grandeur stable | **Robuste** |

### 2.4. Solutions pour donner au couplage un intérêt électrique

**Principe.** La réinjection ne peut pas, à elle seule, rendre le couplage électrique. Même si toute la chaleur du champ, ventilé au débit nominal toute la journée, était injectée au pied de la cheminée ($\varepsilon_{inj}$ = 1), la CCS de 101 m ne rendrait que 0,42 % de l'électricité du PV le jour type de janvier et 0,43 % le jour type d'octobre. Atteindre 1 % demanderait une cheminée d'environ 240 m. L'intérêt électrique doit donc venir du sens inverse : la CCS ventile le champ par son tirage, et le canal refroidit le module mieux qu'un module libre.

**Méthode.** Le modèle de la section 2.2 est appliqué aux journées types de janvier, mois le moins ensoleillé, et d'octobre, le plus ensoleillé, construites sur les moyennes mensuelles d'insolation et de température de Mahajanga. Dans le plan du champ, l'irradiation vaut 4,62 et 6,58 kWh/m² par jour et l'irradiance maximale 633 et 911 W/m² ; la température ambiante va de 24,0 à

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

31,5 °C et de 23,0 à 33,5 °C. Le profil d'irradiance, en $\sin^p$ sur la durée du jour, est ajusté sur l'irradiation journalière. Sur ces journées, le champ PV libre produit 3,91 et 5,40 kWh/kWc/j, et la température maximale de ses cellules (50,8 et 61,3 °C) s'accorde à 0,1 K près avec celle du modèle PV au pas de 180 s (50,8 et 61,4 °C). Le modèle redonne aussi les points de la section 3.8 : 62,5 et 52,6 °C, 31,5 et 32,2 W par kWc, et un gain net de 6,8 W par kWc au débit 0,75. La configuration de référence perd 1,14 % sur le PV en janvier et 1,58 % en octobre, ce qui encadre l'écart annuel de 1,4 % (section 3.7). Son ventilateur ne démarre pas en janvier, comme au pas de 180 s (section 3.4).

**Tirage disponible.** La gaine du champ débouche au pied de la cheminée, en aval de la turbine, où la dépression vaut la part $k_{ch}$ de la pression de tirage $\Delta p_s$. La puissance motrice de l'écoulement est la fraction $\eta_{cm}$ de la chaleur reçue par l'air du collecteur [2], et la

$$\Delta p_{tur} = k_{ch}\,\Delta p_s, \qquad \Delta p_s\,\dot{V}_{ch} = \eta_{cm}\,\eta_{coll}\,A_{coll}\,G_{coll} \quad \Rightarrow \quad \Delta p_s \propto G_{coll}^{2/3} \tag{14}$$

vitesse dans la cheminée croît comme $\sqrt{\Delta p_s}$ :

avec $\eta_{coll}$ = 0,60 et $A_{coll}$ = 18 146 m² (section 2.1.3). Avec le débit de dimensionnement de 542 kg/s, pris à l'irradiance de crête d'octobre (946 W/m²), $\Delta p_s$ vaut 66 Pa et $\Delta p_{tur}$ 44 Pa ; à la crête de janvier (649 W/m²), $\Delta p_{tur}$ vaut 34 Pa. Le tirage ne fait passer que le débit relatif dont la perte de charge ne dépasse pas cette dépression, et son pompage est payé par la turbine de la CCS :

$$j \le \min\left(1, \sqrt{\Delta p_{tur}/\Delta p_{nom}}\right), \qquad P_{tir} = \eta_{tg}\,\eta_{acdc}\,\eta_{bus}\,\Delta p_{tur}\,\frac{j\,\dot{m}''_{nom}\,A}{\rho} \tag{15}$$

Au débit maximal permis, $P_{tir}$ vaut 0,34 fois la puissance du ventilateur ($\eta_{fan}\,\eta_{tg}\,\eta_{acdc}\,\eta_{bus}$). La chaleur entre au pied de la cheminée ($\varepsilon_{inj}$ = 1). Le critère PT0 est inchangé, $P_{tir}$ remplaçant $P_{fan}$.

**Solutions.** Quatre solutions s'ajoutent l'une à l'autre (section 3.9) :

- S1 : la CCS ventile le champ par son tirage, avec le canal de référence ($\Delta p_{nom}$ = 100 Pa) ;
- S2 : le canal s'ouvre quand il n'est pas ventilé ($\Delta NOCT$ = 0) ;
- S3 : le canal et la gaine ne perdent que 40 Pa au débit nominal ;
- S4 : l'échange est renforcé, avec $h_{c,nom}$ = 30 W/(m²·K) (S4a) ou 40 W/(m²·K) (S4b).

La variante S4b′ garde le canal de S4b mais revient au ventilateur ; elle isole l'apport du tirage.

### 2.5. Méthode de l'étude énergétique et exergétique

L'étude énergétique suit l'énergie solaire reçue par le champ jusqu'au bus et jusqu'à l'air chaud, au pas de 3 min, sur les journées types de janvier et d'octobre de la section 2.4. Quatre cas sont comparés par kWc : le champ PV libre ; le champ PVT de référence géré par PT0 ; le même champ géré avec $\lambda_{th}$ = 0,01 (PTL), qui donne du poids à la chaleur ; la solution S4b, ventilée par le tirage de la CCS. Le bilan de la lame répartit le flux absorbé entre l'électricité de cellule $P_{el,s}$, la chaleur utile $Q_u$ et les pertes thermiques vers l'ambiance $\Phi_{th}$ ; les pertes du suivi et du système séparent l'électricité de cellule de celle livrée au bus :

$$G\,\tau\alpha\,A = P_{el,s} + Q_u + \Phi_{th}, \qquad P_{el} = \eta_{mppt}\,f_{sys}\,P_{el,s} \tag{16}$$

où $\Phi_{th}$ vaut $U_L\,(T_c - T_a)\,A$ en mode actif et se déduit du bilan en mode passif. Le rendement électrique net $\eta_{el}$ rapporte l'électricité nette, ventilation déduite et réinjection comprise, à l'énergie solaire incidente ; $P_{vent}$ est la puissance du ventilateur $P_{fan}$ ou le coût du pompage par le tirage $P_{tir}$ (équation (15)). Le rendement thermique $\eta_{th}$ rapporte de même la chaleur utile, et le rendement en énergie primaire $\eta_f$ pondère l'électricité par le rendement de production électrique $\eta_{pp}$ = 0,38 d'un parc thermique [24] :

$$\eta_{el} = \frac{\int (P_{el} - P_{vent} + P_{inj})\,dt}{\int G\,A\,dt}, \qquad \eta_{th} = \frac{\int Q_u\,dt}{\int G\,A\,dt}, \qquad \eta_f = \eta_{th} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{pp}} \tag{17}$$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

L'exergie du rayonnement solaire est celle de Petela [25], avec la température apparente du Soleil $T_s$ = 5 777 K et la température ambiante comme état mort ($T_0 = T_a$) ; ψ vaut 0,931 à 25 °C :

$$Ex_{sol} = \psi\, G\, A, \qquad \psi = 1 - \frac{4}{3}\frac{T_0}{T_s} + \frac{1}{3}\left(\frac{T_0}{T_s}\right)^4 \tag{18}$$

L'exergie de la chaleur utile est celle de l'air chauffé de $T_a$ à $T_{out}$ à pression constante, et le rendement exergétique $\eta_{ex}$ rapporte l'électricité nette et cette exergie à l'exergie solaire, comme pour les capteurs PVT à air [12] :

$$Ex_q = Q_u\left[1 - \frac{T_0 \ln(T_{out}/T_0)}{T_{out} - T_0}\right], \qquad \eta_{ex} = \frac{\int (P_{el} - P_{vent} + P_{inj} + Ex_q)\,dt}{\int Ex_{sol}\,dt} \tag{19}$$

Les bilans annuels du champ dans les configurations R1 à R3 sont ceux des simulations de quinze ans des sections 3.2 et 3.7, et les bilans journaliers de la centrale ceux des systèmes S1 et S2 au pas de 180 s (section 3.4). Le script etude_energetique.py calcule les bilans des journées types : il contrôle la fermeture du bilan de la lame à chaque pas et retrouve les écarts au PV de la section 3.9.

## III. Résultats

Tous les critères du tableau 3 sont satisfaits, avec des marges qui vont d'un facteur 3 environ à plusieurs ordres de grandeur pour les contrôles de vérification (V1, V2, V5, V8). Les sections 3.1 à 3.6 détaillent les dix niveaux de la validation, les sections 3.7 et 3.8 le bilan de la configuration de référence ainsi validée, la section 3.9 les solutions qui donnent au couplage un intérêt électrique et la section 3.10 l'étude énergétique et exergétique.

### 3.1. Vérification des équations et du code (V1, V2, V3, V5, V8)

**Forme fermée (V1).** La forme fermée des équations (5) à (8) suppose que le coefficient d'échange et la température de la plaque sont uniformes le long du canal. L'intégration de Runge–Kutta d'ordre 4 de l'équation de l'air le long du canal, dans laquelle la température locale de la plaque tient compte de la température locale de l'air et de l'électricité produite, sert de référence. Sur 500 cas tirés par une suite à discrépance faible ($G$ de 100 à 1 100 W/m², $T_a$ de 15 à 40 °C, $j$ de 0,1 à 1), la forme fermée s'écarte de l'intégration de 0,059 % au plus sur la chaleur (figure 3), de 0,024 K sur la température de sortie, de 0,013 K sur la température de cellule et de 0,0055 % sur la puissance électrique. L'écart croît avec l'irradiance, parce que la dépendance de l'électricité à la température le long du canal est alors plus forte ; il reste de 3 à 9 fois inférieur aux critères.

**Identités, bornes et choix du débit (V2, V3):** Sur les quinze années horaires, l'équation de l'air $Q_u = C''\,(T_{out} - T_a)\,A$ est respectée à 6,5 × 10⁻¹⁶ près et le bilan de la lame $G\,\tau\alpha = P_{el,s} + q + U_L\,(T_c - T_a)$ à 5,0 × 10⁻¹⁶ près. Le ventilateur ne consomme jamais plus que le champ ne produit au même instant, l'air sort toujours au moins aussi chaud que l'ambiante aux heures ventilées, et aucune électricité de réinjection n'est créditée sans CCS. Une recherche exhaustive sur 791 heures de jour (une sur 97) parmi les quatre niveaux et le mode passif ne trouve aucun écart avec le débit choisi par le sous-programme (c).

**Bilans de la centrale (V5):** Le raccordement du ventilateur et de la réinjection au bus ne doit ni créer ni détruire d'énergie. Pour les trois configurations, avec $\lambda_{th}$ = 0 et 0,01, les résidus maximaux sur quinze ans sont de 7,4 × 10⁻⁹ kWh pour la batterie, 2,7 × 10⁻⁷ kWh pour la charge et 2,8 × 10⁻⁷ kWh pour le bus, et celui de la turbine de l'A-CAES est nul, pour une production du champ de 79 à 265 MWh selon la configuration. La part de la chaleur utile non injectée (pertes de la gaine, air trop peu chaud) est de 5,0 à 6,1 % dans les configurations avec CCS.

**Réimplémentation indépendante (V8):** Le modèle et le choix du débit ont été réimplémentés en Python à partir des seules équations du texte, sans importer aucune ligne du code Octave. Sur 17 520 heures, une CCS de 10 kW et $\lambda_{th}$ = 0 puis 0,01, les séries de $P_{el}$, $P_{fan}$, $P_{inj}$ et $Q_u$ des deux codes diffèrent de 1,6 × 10⁻⁷ kW/kWc au plus, et les niveaux de débit choisis sont identiques à chaque heure. Ce contrôle prouve que le code calcule ce que le texte écrit, non que les équations soient les bonnes.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

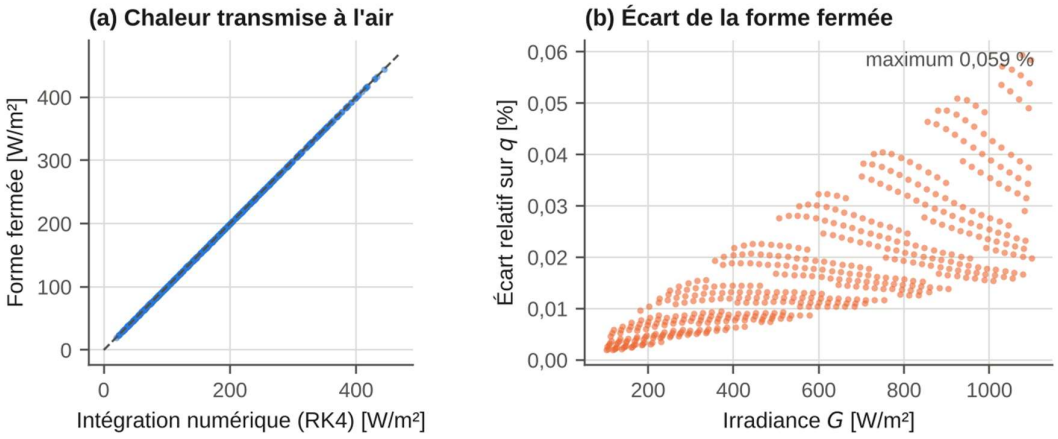



**Figure 3.** Forme fermée contre intégration numérique de l'équation de l'air (500 cas). (a) Chaleur transmise à l'air. (b) Écart relatif de la forme fermée en fonction de l'irradiance.

### 3.2. Recoupement avec le champ PV (V4)

Si l'on supprime tout ce qui est propre au PVT ($\Delta NOCT$ = 0, ventilateur à l'arrêt, sans réinjection), le modèle doit retrouver le champ PV de la centrale de référence. Sur quinze ans, ce champ PVT « dégénéré » produit 1 775,5 kWh/kWc/an contre 1 774,6 pour la série du champ PV de référence (+0,05 %), avec un écart horaire maximal de 0,68 W/kWc, dû à ce que le champ PV de référence est calculé au pas de 10 minutes avant d'être moyenné à l'heure. Dans la centrale complète (tableau 4), la couverture globale diffère de 0,000 à +0,012 point, celle de la classe critique de 0,000 à +0,008 point et l'énergie non servie de −0,4 % à 0,0 % : le champ PVT dégénéré reproduit le champ PV dans les trois régimes de fonctionnement. Le même tableau donne la configuration de référence PT0, discutée à la section 3.7.

**Tableau 4.** Centrale complète sur quinze ans avec le champ PV de référence, le champ PVT dégénéré (recoupement V4 : modèle passif sans $\Delta NOCT$, sans ventilateur) et le champ PVT de référence (PT0) : couverture globale $C$, des classes critique ($C_1$) et de confort ($C_3$), énergie non servie (ENS) et heures de délestage.

| Configuration | Champ | $C$ [%] | $C_1$ [%] | $C_3$ [%] | ENS [kWh/an] | Délestage [h/an] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| R1 (sans CCS, 10 kWc, 15 kWh) | PV (référence) | 96,83 | 99,754 | 90,1 | 423,3 | 535 |
| | PVT dégénéré | 96,84 | 99,762 | 90,2 | 421,7 | 533 |
| | PVT (PT0) | 96,46 | 99,735 | 88,9 | 471,9 | 596 |
| R2 (CCS 10 kW, 5 kWc, 10 kWh) | PV (référence) | 99,98 | 100,000 | 99,9 | 3,2 | 7 |
| | PVT dégénéré | 99,98 | 100,000 | 99,9 | 3,2 | 7 |
| | PVT (PT0) | 99,98 | 100,000 | 99,9 | 3,3 | 7 |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

| Configuration | Champ | $C$ [%] | $C_1$ [%] | $C_3$ [%] | ENS [kWh/an] | Délestage [h/an] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| R3 (CCS 5 kW, 3 kWc, 6 kWh) | PV (référence) | 92,35 | 100,000 | 71,2 | 1 021,1 | 962 |
| | PVT dégénéré | 92,36 | 100,000 | 71,2 | 1 019,8 | 962 |
| | PVT (PT0) | 92,12 | 100,000 | 70,3 | 1 051,7 | 986 |

### 3.3. Réinjection : étalonnage sur le modèle transitoire de la CCS (V6)

Le modèle transitoire de la CCS (section 2.1.3) accepte, comme entrée, une puissance de chauffage supplémentaire de l'air du collecteur. Le tableau 5 compare, pour les cinq puissances, l'énergie supplémentaire au bus qu'il donne à celle de l'équation (11) avec $\varepsilon_{inj}$ = 0,72. La corrélation entre les puissances horaires est de 0,998 à 0,999 (figure 4a) : la formule restitue le profil temporel de l'apport, dont l'inertie du sol et du toit du collecteur explique l'essentiel de l'écart horaire. Le facteur effectif croît de 0,44 à 2 kW à 1,00 à 20 kW (figure 4b). Cette croissance n'est pas arbitraire : la formule utilise la hauteur de référence de 101 m, alors que la hauteur de la cheminée croît avec la puissance, de 65,9 m à 137,8 m. Le produit $0{,}72\,H/101$ s'écarte de $\varepsilon_{eff}$ de 7 % au plus (3 % au plus à partir de 5 kW) : avec la hauteur propre de chaque cheminée et $\varepsilon_{inj}$ = 0,72, la formule reproduit le modèle transitoire à 7 % près, et le facteur effectif exprime pour l'essentiel la hauteur de la cheminée.

La réponse du modèle transitoire est linéaire en chaleur injectée, ce qui justifie un facteur unique : le rapport entre l'énergie du modèle transitoire et celle de la formule reste de 0,847 pour la CCS de 5 kW et de 1,084 pour celle de 10 kW lorsque la chaleur injectée est multipliée par quatre, et passe de 0,610 à 0,611 pour la CCS de 2 kW lorsqu'elle est multipliée par 20. L'apport total est faible : 8,5 kWh/an pour la CCS de 10 kW et un champ de 5 kWc, soit 0,04 % des 21 394 kWh/an que la CCS fournit au bus.

**Tableau 5.** Étalonnage de la réinjection (V6) : énergie électrique supplémentaire au bus pour un champ PVT de 0,5 $P_n$ kWc (PT0, quinze ans), modèle transitoire de la CCS et formule (11) avec $\varepsilon_{inj}$ = 0,72.

| $P_n$ [kW] | Champ [kWc] | Chaleur injectée [kWh$_{th}$/an] | Modèle transitoire [kWh/an] | Formule (11) [kWh/an] | $\varepsilon_{eff}$ | $H$ [m] | $0{,}72\,H/101$ | Corrélation horaire |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 1,0 | 1 354 | 0,96 | 1,58 | 0,44 | 65,9 | 0,47 | 0,998 |
| 5 | 2,5 | 3 384 | 3,34 | 3,94 | 0,61 | 88,3 | 0,63 | 0,998 |
| 10 | 5,0 | 6 768 | 8,54 | 7,88 | 0,78 | 110,3 | 0,79 | 0,998 |
| 15 | 7,5 | 10 152 | 14,79 | 11,82 | 0,90 | 125,7 | 0,90 | 0,998 |
| 20 | 10,0 | 13 536 | 21,84 | 15,75 | 1,00 | 137,8 | 0,98 | 0,999 |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

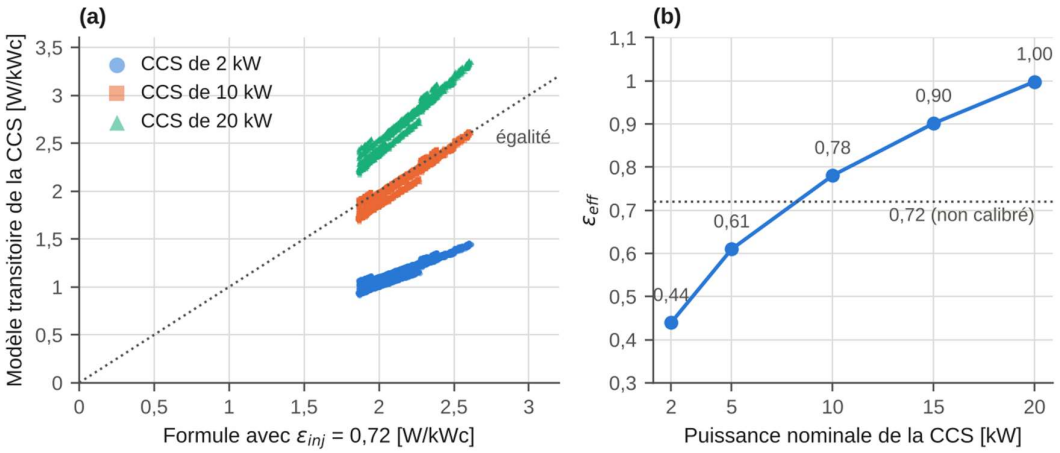



**Figure 4.** Étalonnage de la réinjection avec le modèle transitoire de la CCS. (a) Puissance supplémentaire horaire au bus, par kWc de PVT, du modèle transitoire en fonction de celle de la formule (11) avec $\varepsilon_{inj}$ = 0,72, pour les heures où le volet envoie la chaleur à la CCS (CCS de 2, 10 et 20 kW). (b) Facteur effectif $\varepsilon_{eff}$ en fonction de la puissance nominale de la CCS.

### 3.4. Réinjection diurne au pas de 180 s, avec et sans batterie

La réinjection de l'air détendu par la turbine de l'A-CAES paraît sans intérêt, parce que cet air est rejeté surtout la nuit, quand le collecteur a peu de tirage. Sans batterie, l'A-CAES couvre aussi les déficits de jour, et l'argument doit être vérifié dans ce cas. Le modèle transitoire de la CCS de référence (collecteur de 152 m de diamètre, cheminée de 101 m) est donc couplé, au pas de 180 s et dans un code couplé (PVT_CCS_ACAES_TES_fusion.m), au champ PVT de 5 kWc et à la charge du LPADER (44,53 kWh/j). La chaleur réinjectée entre dans le bilan de l'air du collecteur et y subit les mêmes pertes que la chaleur solaire ; pour l'air détendu, c'est la chaleur rejetée par la turbine au pas précédent. Deux systèmes sont comparés sur les jours moyens de janvier (649 W/m² au plus) et d'octobre (946 W/m²), répétés jusqu'au régime périodique : S1, sans batterie, géré par le superviseur G1 (section 2.1.3), et S2, avec une batterie de 10 kWh et la stratégie PT0. Une variante où le débit nominal est imposé donne la borne haute de la chaleur que le PVT peut envoyer. Les 28 simulations convergent.

Le tableau 6 montre que la réinjection ne change pas la puissance de la CCS : les courbes de puissance avec et sans réinjection se confondent, à 0,08 % près en janvier et 0,32 % près en octobre. Sans batterie, la turbine tourne bien de jour (31 % de l'énergie turbinée en janvier, 15 % en octobre), mais l'air détendu ne rejette que 2,1 à 2,4 $kWh_{th}$ par jour, et la CCS en tire 2,4 à 2,9 Wh/j. Avec le critère PT0, le ventilateur ne démarre jamais en janvier ; en octobre, les 33,2 $kWh_{th}$ injectés donnent 40,5 Wh/j, avec un gain maximal de 10,3 W pour une CCS qui culmine à 3,6 kW. La ventilation imposée porte le gain à 57 et 91 Wh/j, mais coûte au champ 1,6 et 1,3 kWh/j d'électricité nette, soit 14 à 28 fois ce qu'elle rapporte. La CCS rend en électricité 0,112 à 0,122 % de la chaleur injectée, quelle qu'en soit l'origine et de jour comme de nuit ; rapporté à la valeur de 0,164 % de la formule (11) avec $\varepsilon_{inj}$ = 1, cela donne un facteur effectif de 0,68 à 0,74, qui recoupe la valeur de 0,72 du niveau V6. Les deux gains s'additionnent (2,88 + 40,53 = 43,41 Wh/j contre 43,40 Wh/j pour les deux réinjections ensemble), et un champ de 20 kWc multiplie le gain par 3,8 à 4,0 pour quatre fois plus de chaleur.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

**Tableau 6.** Réinjection diurne au pas de 180 s (système S1 sans batterie, jour moyen, modèle transitoire de la CCS de référence) : chaleur injectée, gain d'énergie et de puissance de la CCS et part de la chaleur convertie en électricité. Pour la ventilation imposée, l'écart est pris entre les cas « les deux » et « air détendu » de cette variante.

| Réinjection | Mois | Chaleur injectée [$kWh_{th}/j$] ; part de jour | Gain de la CCS [Wh/j] ; dont de jour | Gain maximal [W] | Part de la production de la CCS [%] | Conversion [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Air détendu de la turbine | janvier | 2,11 ; 35 % | 2,44 ; 0,90 | 0,9 | 0,008 | 0,116 |
| | octobre | 2,39 ; 17 % | 2,88 ; 0,56 | 0,7 | 0,006 | 0,121 |
| Air du PVT, PT0 | janvier | 0 | 0 | 0 | 0 | – |
| | octobre | 33,2 ; 100 % | 40,5 ; 38,8 | 10,3 | 0,084 | 0,122 |
| Les deux, PT0 | octobre | 35,6 ; 94 % | 43,4 ; 39,3 | 10,3 | 0,090 | 0,122 |
| Air du PVT, $j = 1$ imposé, 5 kWc | janvier | 48,6 ; 100 % | 57,4 ; 54,5 | 7,8 | 0,18 | 0,118 |
| | octobre | 75,2 ; 100 % | 91,1 ; 86,7 | 11,8 | 0,19 | 0,121 |
| Air du PVT, $j = 1$ imposé, 20 kWc | janvier | 194,2 ; 100 % | 217,9 ; 211,6 | 30,5 | 0,69 | 0,112 |
| | octobre | 300,9 ; 100 % | 364,4 ; 347,1 | 47,1 | 0,75 | 0,121 |

La batterie change le service, non la CCS. La CCS et le PVT produisent la même énergie dans S1 et dans S2, à 0,05 % près. Sans batterie, l'A-CAES est le seul stockage (rendement aller-retour de 48 %) et la charge de janvier n'est couverte qu'à 79,7 % (9,0 kWh/j non servis, surtout dans la classe de confort). Avec la batterie, les déficits de jour passent par elle, la turbine ne tourne plus que 0,7 h la nuit en janvier, la couverture atteint 98,5 % et l'air détendu de jour disparaît : son gain tombe de 2,4 à 0,5 Wh/j en janvier et de 2,9 à 0 Wh/j en octobre. Le gain dû au PVT ne dépend pas de la batterie (40,5 Wh/j en octobre dans S1 comme dans S2), et les deux réinjections ne modifient pas l'énergie non servie (9,030 et 9,029 kWh/j dans S1 en janvier). Pour gagner 1 kWh/j, il faudrait injecter environ 830 $kWh_{th}/j$, soit 350 à 400 fois l'air détendu de S1, ou un champ d'environ 55 kWc ventilé en continu en octobre.

### 3.5. Modèle réduit de l'A-CAES en boucle fermée (V9)

Le modèle réduit de l'A-CAES (section 2.1.3) a été mis au point avec la production du champ PV ; avec le PVT, le superviseur sollicite l'A-CAES à d'autres heures. Pour chacune des trois configurations et chaque mois de 2015, une fenêtre de 21 jours (dont 10 de mise en régime) est simulée avec le modèle réduit puis avec le modèle détaillé, tous deux alimentés par la même série PVT, soit 36 fenêtres, dont 9 sans aucun turbinage (R2) sont exclues des statistiques. Les tolérances, fixées avant cette étude lors de la

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

mise au point du modèle réduit, sont un écart de couverture inférieur à 0,5 point, un écart sur la classe critique inférieur à 1 point, une énergie turbinée cumulée à 5 % près et un écart quadratique de la pression inférieur à 1,5 bar.

Sur les 27 fenêtres actives, le modèle réduit surestime la couverture dans 15 cas, ne la sous-estime dans aucun et la laisse inchangée (à 0,005 point près) dans 12 cas, avec un biais moyen de +0,088 point et un écart maximal de +0,291 point (R1, décembre) ; l'écart maximal sur la classe critique est de 0,38 point. L'énergie turbinée cumulée est surestimée de 1,7 % (967 kWh contre 951 kWh), de 1,4 % dans R1, 0,3 % dans R2 et 2,3 % dans R3, et l'écart quadratique de la pression est de 1,22 bar au plus (figure 5). Les deux fenêtres où l'écart relatif sur l'énergie turbinée dépasse 10 % sont celles où cette énergie est inférieure à 16 kWh, avec un écart absolu de 2,7 kWh au plus. Le modèle réduit, 22 à 63 fois plus rapide, reste donc valable avec le PVT, dans les limites constatées avec le champ PV.

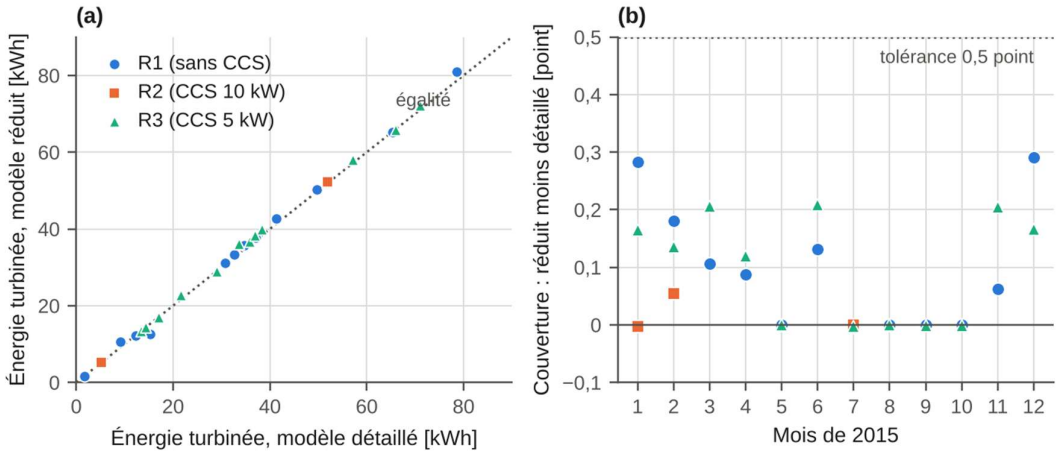



**Figure 5.** Boucle fermée avec le champ PVT (36 fenêtres de 21 jours, 2015). (a) Énergie turbinée du modèle réduit en fonction de celle du modèle détaillé (fenêtres avec turbinage). (b) Écart de couverture de la fenêtre, modèle réduit moins modèle détaillé.

1. **3.6. Robustesse : pas de temps, météorologie et mode passif (V7, V10)**

**Pas de temps (V7):**Calculé avec le pas de 10 minutes de la série météorologique plutôt qu'avec ses moyennes horaires, le modèle donne une électricité nette annuelle supérieure de 0,05 % ($\lambda_{th}$ = 0) et 0,06 % ($\lambda_{th}$ = 0,01), une chaleur utile inférieure de 0,3 % et 0,5 %, et 2,9 % d'heures de ventilation en moins pour $\lambda_{th}$ = 0,01. Le pas d'une heure suffit pour les bilans d'électricité ; il sous-estime légèrement la chaleur, de moins de 1 %.

**Série météorologique (V10):** La série de base est une réalisation du générateur stochastique de la section 2.1.3, qui tire les indices de clarté journaliers (autocorrélation de 0,40) et les recale sur l'indice mensuel observé de 2010 à 2024. Les trois configurations ont été simulées avec le champ PV et avec le champ PVT de référence sur cinq réalisations de quinze ans (tableau 7). L'écart de couverture est négatif dans les 15 cas, et son ordre de grandeur est stable ; l'énergie non servie augmente de 11 à 13 % dans R1, de 1,2 à 10,6 % dans R2 (où elle reste inférieure à 5 kWh/an) et de 2,7 à 3,1 % dans R3. L'écart sur la classe critique (−0,0237 à 0,0000 point) est de l'ordre de sa fluctuation d'une série à l'autre et ne permet de conclure dans aucun sens.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

**Tableau 7.** Robustesse à la série météorologique (V10) : écart de couverture globale entre le champ PVT de référence (PT0) et le champ PV de même puissance crête (point de pourcentage, PVT moins PV), cinq réalisations de quinze ans.

| Configuration | Série 1 (base) | Série 2 | Série 3 | Série 4 | Série 5 |
|---|---|---|---|---|---|
| R1 (sans CCS) | −0,364 | −0,400 | −0,367 | −0,385 | −0,404 |
| R2 (CCS 10 kW) | −0,0008 | −0,0005 | −0,0006 | −0,0001 | −0,0012 |
| R3 (CCS 5 kW) | −0,229 | −0,231 | −0,225 | −0,206 | −0,239 |

**Hypothèse du mode passif:** Le sur-échauffement $\Delta NOCT$ = 5 K suppose que l'air du canal circule naturellement quand le ventilateur est arrêté ; un canal fermé à l'arrêt donnerait 28 K. Avec la stratégie PT, l'électricité nette reste de 0,8 à 1,9 % sous celle du PV pour $\Delta NOCT$ de 2,5 à 28 K (tableau 8), parce que le ventilateur démarre d'autant plus tôt que le mode passif est chaud : le signe de la conclusion ne dépend pas de cette hypothèse. Elle pèse en revanche sur la panne du ventilateur, le mode passif seul perdant 1,6 % de l'électricité du PV à 5 K et 8,9 % à 28 K, d'où le conseil de conception d'un volet qui ouvre le canal quand le ventilateur s'arrête.

**Tableau 8.** Robustesse à l'hypothèse du mode passif : écart de l'électricité annuelle du champ PVT à celle du PV (kWh/kWc/an et %) en fonction du sur-échauffement $\Delta NOCT$ (CCS de 10 kW) : mode passif seul (ventilateur en panne), stratégie PT0 ($\lambda_{th}$ = 0) et stratégie PTL ($\lambda_{th}$ = 0,01).

| $\Delta NOCT$ [K] | Mode passif seul | PT0 | PTL |
|---|---|---|---|
| 0,0 (module libre) | 0,0 (0,0 %) | 0,0 (0,0 %) | −31,0 (−1,7 %) |
| 2,5 (canal très ventilé à l'arrêt) | −14,2 (−0,8 %) | −14,2 (−0,8 %) | −34,2 (−1,9 %) |
| 5,0 (référence : canal ouvert) | −28,3 (−1,6 %) | −25,4 (−1,4 %) | −34,2 (−1,9 %) |
| 10,0 | −56,7 (−3,2 %) | −32,3 (−1,8 %) | −34,2 (−1,9 %) |
| 15,0 | −85,0 (−4,8 %) | −33,3 (−1,9 %) | −34,2 (−1,9 %) |
| 28,0 (canal fermé à l'arrêt) | −158,7 (−8,9 %) | −33,6 (−1,9 %) | −34,2 (−1,9 %) |

### 3.7. Bilan du champ PVT de référence

La configuration de référence est le champ PVT de paramètres du tableau 2, géré par la stratégie PT0, avec la CCS de 10 kW. Par kWc et par an, le champ produit 1 750 kWh d'électricité nette, 25,4 kWh de moins que le champ PV de même puissance crête (−1,4 %), et 1 462 $kWh_{th}$ de chaleur utile, avec 755 heures de ventilation sur 5 114 heures de jour. Le ventilateur ne démarre qu'aux heures de forte irradiance (935 W/m² en moyenne, contre 332 W/m² aux autres heures de jour). Le tableau 9 décompose l'écart au PV : il a deux causes d'importance voisine, le mode passif aux heures non ventilées (−15,1 kWh/kWc/an) et le ventilateur (−10,3 kWh/kWc/an) ; aux heures ventilées, le refroidissement ne fait que rattraper le sur-échauffement du mode passif, et la réinjection n'ajoute que 1,8 kWh/kWc/an. Avec $\lambda_{th}$ = 0,01, le ventilateur tourne presque toute la journée et la chaleur est multipliée par 2,8, pour une électricité nette inférieure de 1,9 % à celle du PV.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

**Tableau 9.** Décomposition de l'écart de l'électricité nette du champ PVT de référence à celle du PV (kWh/kWc/an, moyennes sur quinze ans, CCS de 10 kW).

| Terme | PT0 ($\lambda_{th}$ = 0) | PTL ($\lambda_{th}$ = 0,01) |
|---|---|---|
| Électricité du PV de même puissance crête | 1 775,5 | 1 775,5 |
| Mode passif aux heures non ventilées (sur-échauffement de 5 K) | −15,1 | 0,0 |
| Heures ventilées : refroidissement moins sur-échauffement du mode passif | −1,8 | −9,6 |
| Consommation du ventilateur | −10,3 | −29,4 |
| Électricité due à la chaleur réinjectée | +1,8 | +4,8 |
| **Électricité nette du champ PVT** | **1 750,1** | **1 741,2** |
| Écart au PV | −25,4 (−1,4 %) | −34,2 (−1,9 %) |
| Chaleur utile [$kWh_{th}$/kWc/an] | 1 462 | 4 054 |
| Heures de ventilation [h/an] | 755 | 4 369 |

Dans la centrale complète (tableau 4), le champ PVT ne fait mieux que le champ PV dans aucune configuration : la couverture globale baisse de 0,36 point dans R1, de 0,001 point dans R2 et de 0,23 point dans R3. La classe critique est presque préservée (−0,019 à 0,000 point) et la perte se reporte sur la classe de confort, délestée en premier. Pour la centrale, le PVT de référence se comporte donc comme un champ PV un peu moins productif, qui fournit en contrepartie 10,3 $MWh_{th}$/an dans R1, 7,3 dans R2 et 4,1 dans R3, à basse température (48 °C en moyenne aux heures ventilées).

### 3.8. Canal de référence et condition de service du ventilateur

Le ventilateur ne sert que si le gain de refroidissement et l'électricité réinjectée dépassent sa consommation. À 1 000 W/m² et 25 °C, la cellule passive est à 62,5 °C ; au débit nominal, elle descend à 52,6 °C, ce qui rapporte 31,5 W par kWc, que le ventilateur (32,2 W) annule presque ; au débit 0,75, le gain net est maximal mais ne vaut que 6,8 W par kWc. Pour une perte de charge de 100 Pa, le ventilateur ne démarre jamais si $h_{c,nom}$ est inférieur à 16,55 W/(m²·K) ; le PVT perd alors 28,3 kWh/kWc/an sur le PV (1,6 %). Le coefficient d'échange et la perte de charge sont liés par la géométrie : avec les corrélations de Dittus–Boelter et de Blasius pour un canal plan de 1,7 m [26], un canal de 13 mm de profondeur parcouru par 0,03 kg/(s·m²) donne 19,7 W/(m²·K) et 83 Pa, à 20 % près le couple de référence (20 W/(m²·K), 100 Pa), qui est donc réaliste. Sur une carte de cinq profondeurs (10 à 30 mm) et cinq débits, aucun canal ne donne une électricité nette supérieure à celle du PV (le meilleur reste 7,5 kWh/kWc/an en dessous, au prix de 500 Pa), alors que la chaleur utile va de 1 232 à 3 592 $kWh_{th}$/kWc/an : l'intérêt du champ PVT à air est la chaleur, non l'électricité.

### 3.9. Solutions pour un intérêt électrique du couplage

**Gains par solution (tableau 10).** S1 seul échoue : le canal de référence demande 100 Pa au débit nominal, et le tirage n'en offre que 34 à 44 Pa à midi. Aux débits accessibles, le module ventilé est plus chaud qu'un module libre ; le champ reste en mode passif et perd 1,14 et 1,69 %. S2 supprime la perte du mode passif : le champ égale le PV, mais ne produit plus de chaleur. S3 n'apporte rien en janvier et 0,49 % en octobre. Avec l'échange renforcé, le champ dépasse le PV de 0,61 et 1,63 % pour S4a, et de 1,12 et 2,39 % pour S4b, soit 43,6 et 129,0 Wh/kWc/j (figure 6a). Il fournit en même temps 8,9 à 15,8 $kWh_{th}$/kWc/j de chaleur, contre 0 et 5,7 pour la référence.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

**Tableau 10.** Solutions pour un intérêt électrique du couplage : écart d'électricité nette au champ PV libre de même puissance crête et chaleur utile, par kWc, journées types de janvier et d'octobre (stratégie PT0 ; CCS de référence de 101 m).

| Solution | Ventilation ; injection | Δ*NOCT* à l'arrêt [K] | $\Delta p_{nom}$ [Pa] | $h_{c,nom}$ [W/(m²·K)] | Écart au PV, janvier [Wh/kWc/j ; %] | Écart au PV, octobre [Wh/kWc/j ; %] | Chaleur utile, janv. ; oct. [kWh$_{th}$/kWc/j] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| R | Ventilateur ; périphérie | 5 | 100 | 20 | −44,7 ; −1,14 | −85,4 ; −1,58 | 0 ; 5,7 |
| S1 | Tirage ; pied de cheminée | 5 | 100 | 20 | −44,7 ; −1,14 | −91,4 ; −1,69 | 0 ; 0 |
| S2 | Tirage ; pied de cheminée | 0 | 100 | 20 | 0 ; 0 | 0 ; 0 | 0 ; 0 |
| S3 | Tirage ; pied de cheminée | 0 | 40 | 20 | 0 ; 0 | +26,3 ; +0,49 | 0 ; 7,7 |
| S4a | Tirage ; pied de cheminée | 0 | 40 | 30 | +23,9 ; +0,61 | +88,2 ; +1,63 | 8,9 ; 14,9 |
| S4b | Tirage ; pied de cheminée | 0 | 40 | 40 | **+43,6 ; +1,12** | **+129,0 ; +2,39** | 10,1 ; 15,8 |
| S4b′ | Ventilateur ; périphérie | 0 | 40 | 40 | +19,3 ; +0,49 | +78,0 ; +1,45 | 8,2 ; 14,6 |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

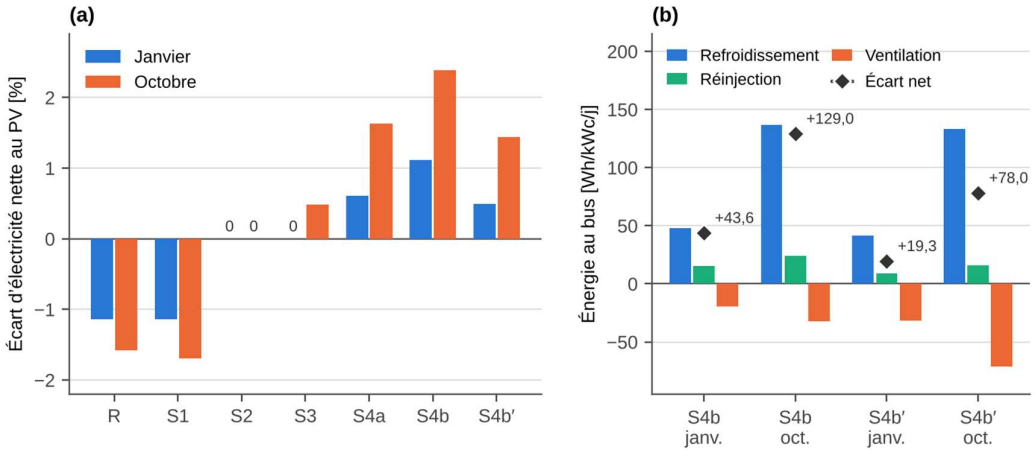



**Figure 6.** Solutions pour un intérêt électrique du couplage, journées types de janvier et d'octobre. (a) Écart d'électricité nette au champ PV libre. (b) Décomposition de l'écart pour le canal S4b ventilé par le tirage de la CCS (S4b) ou par un ventilateur (S4b′) : refroidissement du module, électricité due à la chaleur réinjectée, coût de la ventilation et écart net.

**Apport propre de la CCS.** À canal égal, le ventilateur (S4b′) ne donne que 0,49 et 1,45 % : le tirage ajoute 0,63 et 0,94 point. La figure 6b en donne la raison. Le refroidissement du module est presque le même dans les deux cas : 47,7 et 41,7 Wh/kWc/j en janvier, 136,6 et 133,0 en octobre. Le tirage coûte en revanche 19,7 et 32,0 Wh/kWc/j, contre 31,5 et 71,3 pour le ventilateur. La chaleur injectée au pied de la cheminée en rend 15,6 et 24,4 Wh/kWc/j. La chaleur du champ paie ainsi 79 et 76 % du pompage qui la produit : le couplage devient presque autoventilé.

### 3.10. Étude énergétique et exergétique

**Bilan du champ.** Le bilan de la lame se ferme à chaque pas, à $10^{-9}$ près en mode actif, et les écarts au PV du tableau 10 sont retrouvés à 0,1 Wh/kWc/j près. Sur 25,7 et 36,6 kWh d'énergie solaire incidente par kWc les jours types de janvier et d'octobre, 15 % sont perdus par l'optique, et le champ PV libre en perd encore 68 et 69 % par échange thermique avec l'ambiance : il livre 3,91 et 5,40 kWh/kWc au bus, soit 15,2 et 14,8 % (tableau 11, figure 7a). Le champ PVT ne modifie presque pas cette part électrique (14,5 à 15,4 %) ; il convertit une partie des pertes thermiques en chaleur utile. Avec PT0, le ventilateur ne démarre pas le jour type de janvier, et la chaleur représente 15,7 % de l'énergie incidente en octobre (5,72 kWh/kWc) ; avec PTL, 31 et 35 % ; avec S4b, 39 et 43 %, soit 10,06 et 15,83 kWh/kWc.

**Tableau 11.** Bilans énergétique et exergétique journaliers du champ, par kWc, journées types de janvier et d'octobre : champ PV libre, champ PVT de référence (PT0), champ PVT géré avec $\lambda_{th} = 0{,}01$ (PTL) et solution S4b ventilée par le tirage de la CCS (équations (16) à (19)).

| | Janvier | | | | Octobre | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Grandeur** | **PV** | **PT0** | **PTL** | **S4b** | **PV** | **PT0** | **PTL** | **S4b** |
| Énergie solaire incidente [kWh/kWc/j] | 25,67 | 25,67 | 25,67 | 25,67 | 36,56 | 36,56 | 36,56 | 36,56 |
| Pertes optiques [kWh/kWc/j] | 3,85 | 3,85 | 3,85 | 3,85 | 5,48 | 5,48 | 5,48 | 5,48 |
| Pertes thermiques vers l'ambiance [kWh/kWc/j] | 17,53 | 17,58 | 9,59 | 7,42 | 25,15 | 19,48 | 12,51 | 9,17 |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

| | Janvier | | | | Octobre | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Grandeur** | **PV** | **PT0** | **PTL** | **S4b** | **PV** | **PT0** | **PTL** | **S4b** |
| Pertes du suivi et du système [kWh/kWc/j] | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,54 |
| Électricité au bus avant ventilation [kWh/kWc/j] | 3,91 | 3,86 | 3,87 | 3,96 | 5,40 | 5,35 | 5,37 | 5,53 |
| Ventilation ; réinjection [Wh/kWc/j] | – | – | 51,8 ; 8,8 | 19,7 ; 15,6 | – | 42,8 ; 6,3 | 94,1 ; 14,0 | 32,0 ; 24,4 |
| Électricité nette [kWh/kWc/j] | 3,91 | 3,86 | 3,83 | 3,95 | 5,40 | 5,31 | 5,29 | 5,53 |
| Chaleur utile [$kWh_{th}$/kWc/j] | – | – | 7,98 | 10,06 | – | 5,72 | 12,67 | 15,83 |
| Échauffement moyen de l'air [K] | – | – | 9,7 | 10,3 | – | 14,5 | 12,3 | 12,7 |
| Exergie de la chaleur [Wh/kWc/j] | – | – | 124 | 167 | – | 131 | 249 | 320 |
| Heures de ventilation [h/j] | – | – | 11,5 | 8,4 | – | 3,2 | 11,7 | 9,1 |
| Rendement électrique net $\eta_{el}$ [%] | 15,23 | 15,06 | 14,92 | 15,40 | 14,76 | 14,53 | 14,47 | 15,11 |
| Rendement thermique $\eta_{th}$ [%] | – | – | 31,1 | 39,2 | – | 15,7 | 34,7 | 43,3 |
| Rendement exergétique $\eta_{ex}$ [%] | 16,38 | 16,19 | 16,57 | 17,26 | 15,88 | 16,01 | 16,30 | 17,20 |
| Rendement en énergie primaire $\eta_f$ [%] | 40,1 | 39,6 | 70,4 | 79,7 | 38,8 | 53,9 | 72,8 | 83,1 |

**Ventilation et réinjection.** Avec PT0, le ventilateur consomme 42,8 Wh/kWc le jour type d'octobre ; avec PTL, 51,8 et 94,1 Wh/kWc. La chaleur injectée n'en rend que 6,3 à 14,0 Wh/kWc : la CCS convertit en électricité 0,116 à 0,117 % de la chaleur injectée en périphérie, et 0,162 à 0,163 % au pied de la cheminée (S4b), comme au pas de 180 s (section 3.4). Avec S4b, le pompage payé par la turbine de la CCS (19,7 et 32,0 Wh/kWc) dépasse encore l'électricité réinjectée (15,6 et 24,4 Wh/kWc), mais la ventilation nette ne prend que 0,02 % de l'énergie incidente.

**Énergie et exergie.** En énergie primaire, le champ passe, le jour type d'octobre, de 38,8 % (PV) à 53,9 % (PT0), 72,8 % (PTL) et 83,1 % (S4b) (figure 7b). L'exergie corrige fortement cette lecture. L'air ne sort en moyenne que 9,7 à 14,5 K au-dessus de l'ambiante, et l'exergie de la chaleur ne vaut que 1,6 à 2,3 % de son énergie (124 à 320 Wh/kWc par jour). Le rendement exergétique du PV, 16,4 et 15,9 %, n'est dépassé que de 0,1 à 1,3 point, et celui du champ de référence lui est même inférieur de 0,2 point en janvier. Pour S4b en octobre, le gain de 1,3 point vient pour 0,4 point de l'électricité et pour 0,9 point de l'exergie de la chaleur.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

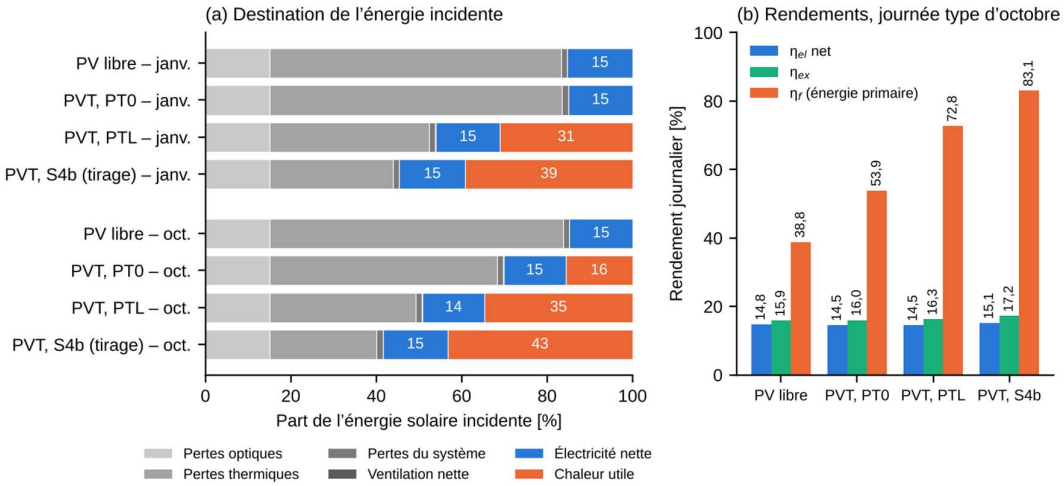



**Figure 7.** Étude énergétique du champ, par kWc et par journée type. (a) Destination de l'énergie solaire incidente : pertes optiques, thermiques et du système, ventilation nette (ventilation moins électricité réinjectée), électricité nette et chaleur utile. (b) Rendement électrique net $\eta_{el}$, rendement exergétique $\eta_{ex}$ et rendement en énergie primaire $\eta_f$, journée type d'octobre.

**Champ dans la centrale.** Sur quinze ans (tableau 12), le ventilateur prend 0,39 à 0,58 % de l'électricité du champ avec PT0 et 1,63 à 1,66 % avec PTL. La chaleur utile vaut 0,59 à 0,84 fois l'électricité nette avec PT0 et 2,33 fois avec PTL. Dans les configurations avec CCS, 93,9 à 95,0 % de cette chaleur est injectée, et la CCS en rend 0,127 % au bus avec la cheminée de 110,3 m (CCS de 10 kW) et 0,098 à 0,099 % avec celle de 88,3 m (CCS de 5 kW). Sans CCS (R1), la chaleur n'est ni injectée ni utilisée.

**Tableau 12.** Bilans énergétiques annuels du champ PVT dans la centrale complète (moyennes sur quinze ans, champ entier, kWh/an) : électricité au bus avant ventilation $E_{el}$, ventilation $E_{fan}$, électricité due à la réinjection $E_{inj}$, chaleur utile $Q_u$, chaleur injectée $Q_{inj}$ et rapports dérivés.

| Configuration | Gestion | $E_{el}$ | $E_{fan}$ | $E_{inj}$ | $Q_u$ | $Q_{inj}$ | $E_{fan}/E_{el}$ [%] | $Q_u/E_{net}$ | $E_{inj}/Q_{inj}$ [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| R1 (sans CCS, 10 kWc) | PT0 | 17 554 | 68 | 0 | 10 255 | 0 | 0,39 | 0,59 | – |
| | PTL | 17 654 | 288 | 0 | 40 393 | 0 | 1,63 | 2,33 | – |
| R2 (CCS 10 kW, 5 kWc) | PT0 | 8 793 | 51 | 8,8 | 7 310 | 6 945 | 0,58 | 0,84 | 0,127 |
| | PTL | 8 829 | 147 | 24,1 | 20 268 | 19 032 | 1,66 | 2,33 | 0,127 |
| R3 (CCS 5 kW, 3 kWc) | PT0 | 5 274 | 28 | 3,8 | 4 085 | 3 881 | 0,53 | 0,78 | 0,098 |
| | PTL | 5 297 | 88 | 11,3 | 12 153 | 11 412 | 1,66 | 2,33 | 0,099 |

**Centrale.** Au pas de 180 s (tableau 13), le champ PVT fournit 37,5 à 39,2 % de l'électricité produite au bus le jour moyen, et la CCS le reste. Sans batterie (S1), le compresseur absorbe 29,2 et 23,9 % de la production en janvier et en octobre, l'A-CAES en rend 47,7 et 48,0 %, 11,5 et 25,6 % de la production sont écrêtés, et 9,03 kWh/j restent non servis en janvier. Avec la batterie (S2), qui rend 81,5 à 81,6 % de l'énergie qu'elle reçoit, le compresseur ne prend plus que 8,8 % de la production en janvier et

rien en octobre, l'énergie non servie tombe à 0,65 kWh/j, et l'écrêtage atteint 35,5 % en octobre. Le levier énergétique de la centrale est donc le stockage, non la réinjection, qui ne déplace que quelques wattheures par jour (tableau 6).

**Tableau 13.** Bilans énergétiques de la centrale au pas de 180 s, jour moyen en régime périodique, avec les deux réinjections : système S1 sans batterie (superviseur G1) et système S2 avec une batterie de 10 kWh (stratégie PT0).

| Grandeur | S1, janvier | S2, janvier | S1, octobre | S2, octobre |
|---|---|---|---|---|
| Production de la CCS au bus [kWh/j] | 31,73 | 31,74 | 48,39 | 48,40 |
| Électricité nette du PVT [kWh/j] ; part de la production [%] | 20,50 ; 39,2 | 20,50 ; 39,2 | 29,09 ; 37,5 | 29,09 ; 37,5 |
| Énergie absorbée par le compresseur [kWh/j] ; part [%] | 15,24 ; 29,2 | 4,61 ; 8,8 | 18,51 ; 23,9 | 0 |
| Énergie turbinée [kWh/j] ; dont de jour | 7,26 ; 2,28 | 2,05 ; 0 | 8,87 ; 1,35 | 0 |
| Rendement aller-retour de l'A-CAES [%] | 47,7 | 44,6 | 48,0 | – |
| Batterie : charge ; décharge vers la charge [kWh/j] | – | 16,66 ; 13,59 | – | 10,89 ; 8,87 |
| Rendement de la batterie vu de la charge [%] | – | 81,6 | – | 81,5 |
| Énergie écrêtée [kWh/j] ; part de la production [%] | 6,03 ; 11,5 | 0 | 19,86 ; 25,6 | 27,50 ; 35,5 |
| Énergie non servie [kWh/j] | 9,03 | 0,65 | 0 | 0 |
| Couverture de la charge [%] | 79,7 | 98,5 | 100 | 100 |
| Couverture des classes L1 / L2 / L3 [%] | 100 / 80,0 / 55,9 | 100 / 100 / 89,4 | 100 / 100 / 100 | 100 / 100 / 100 |

## IV. Discussion

### 4.1. Statut des énoncés

Le tableau 14 classe les énoncés de l'article selon ce qui les soutient : les énoncés vérifiés tiennent aux équations et au code, les énoncés recoupés à l'accord avec d'autres modèles, et les hypothèses sont ce que seule une mesure peut trancher.

**Tableau 14.** Statut des principaux énoncés de l'article.

| Énoncé | Statut | Appui |
|---|---|---|
| Le code calcule ce que les équations écrivent | Vérifié | V1, V2, V3, V8 |
| Les bilans de la centrale restent fermés avec le PVT et le ventilateur | Vérifié | V5 |
| Le champ PVT dégénéré retrouve le champ PV de référence | Recoupé avec le modèle de référence | V4 |

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

| Énoncé | Statut | Appui |
|---|---|---|
| Le pas d'une heure suffit pour l'électricité ; il sous-estime légèrement la chaleur | Vérifié | V7 |
| La réinjection est linéaire en chaleur injectée et ajoute très peu d'électricité | Recoupé avec le modèle transitoire de la CCS | V6 |
| La réinjection diurne de l'air détendu et de l'air du PVT ne modifie pas la puissance de la CCS (0,11 à 0,12 % de la chaleur convertie) | Recoupé avec le modèle transitoire de la CCS | Section 3.4 |
| Le modèle réduit de l'A-CAES reste valable avec le champ PVT | Recoupé avec le modèle détaillé | V9 |
| Le PVT ne dépasse le PV ni sur cinq séries météorologiques, ni pour $\Delta NOCT$ de 0 à 28 K | Robuste | V10, section 3.6 |
| Le PVT produit un peu moins d'électricité nette que le PV ; son intérêt est la chaleur | Conditionnel aux hypothèses de canal | Sections 3.7, 3.8 et 4.2 |
| Valeurs de $\Delta NOCT$, $h_{c,nom}$, $\Delta p_{nom}$, $\tau\alpha$, $U_L$ | Hypothèses (ordres de grandeur de la littérature) | Section 4.3 |
| Facteur $\varepsilon_{eff}$ de la réinjection | Calibré, non mesurable | Section 3.3 |
| Ventilé par le tirage de la CCS, un canal ouvert à l'arrêt, à 40 Pa et à échange renforcé dépasse le PV de 1,1 à 2,4 % | Conditionnel (cibles de conception, journées types) | Sections 2.4 et 3.9 |
| Le champ PVT convertit une part des pertes thermiques en chaleur de faible exergie (1,6 à 2,3 % de son énergie) ; son rendement exergétique dépasse celui du PV d'au plus 1,3 point | Vérifié (bilan fermé à chaque pas) ; conditionnel (journées types) | Section 3.10 |

### 4.2. Intérêts et limites du couplage PVT–CCS

Les résultats de la section III permettent de dresser le bilan du couplage entre le champ PVT et la CCS. Ses intérêts ne tiennent pas à l'électricité que la chaleur fait produire à la CCS, mais à la chaleur elle-même et à la souplesse de la configuration. Ses limites tiennent à la cheminée, au ventilateur et aux hypothèses du canal. La section 4.2.4 discute les conditions des solutions qui lui donnent un intérêt électrique (sections 2.4 et 3.9).

#### 4.2.1. Intérêts

**Une interface sans échangeur.** L'air du canal est le fluide du collecteur de la CCS : une gaine et un volet à deux voies suffisent (section 2.1.2). Le ventilateur est alimenté par le bus, jamais par les stockages, et ne consomme que 32 W par kWc au débit nominal. Les pertes de la gaine et l'air trop peu chaud n'écartent que 5,0 à 6,1 % de la chaleur utile (section 3.1).

**Beaucoup de chaleur pour peu d'électricité.** Par kWc et par an, le champ de référence fournit 1 462 $kWh_{th}$ de chaleur utile pour 25,4 kWh d'électricité de moins que le PV (−1,4 %), soit environ 58 $kWh_{th}$ par kilowattheure électrique cédé. Avec $\lambda_{th}$ = 0,01, la chaleur atteint 4 054 $kWh_{th}$/kWc/an pour 8,9 kWh/kWc/an d'électricité nette perdus en plus (tableau 9). Selon la géométrie du canal, la chaleur utile va de 1 232 à 3 592 $kWh_{th}$/kWc/an (section 3.8). La chaleur est le premier produit d'un capteur PVT à air [6, 7].

**Un service presque inchangé.** La classe critique est presque préservée (−0,019 à 0,000 point) ; la perte de couverture se reporte

sur la classe de confort (section 3.7). Dans la configuration R2, où la CCS de 10 kW assure l'essentiel de la production, passer du PV au PVT ne change la couverture que de 0,001 point et l'énergie non servie que de 3,2 à 3,3 kWh/an. Le champ fournit en contrepartie 7,3 $MWh_{th}$/an (tableau 4).

**Un mode dégradé sûr.** Si le ventilateur tombe en panne et que le canal reste ouvert, le champ se comporte presque comme un champ PV : il ne perd que 1,6 % de l'électricité du PV ($\Delta NOCT$ = 5 K). Un canal fermé à l'arrêt en perdrait 8,9 % (tableau 8). Un volet qui ouvre le canal à l'arrêt du ventilateur suffit donc à rendre la panne bénigne.

**Un couplage que l'on peut éprouver à faible coût.** Le modèle du couplage est vérifié et recoupé à dix niveaux (tableau 3). Les trois hypothèses dont les conclusions dépendent le plus se testent avec un module de 1 m² et un ventilateur de quelques watts (essais E1 à E3, section 4.3).

#### 4.2.2. Limites

**La cheminée convertit très peu de chaleur.** Une cheminée de hauteur $H$ ne convertit en travail que la fraction $\eta_{cm} = gH/(c_pT)$ de la chaleur reçue par l'air [2, 21], soit 0,33 % pour 101 m. Après la turbine et les convertisseurs, la CCS rend 0,112 à 0,122 % de la chaleur injectée, soit 1,1 à 1,2 Wh par kilowattheure thermique (section 3.4). La réinjection n'ajoute que 1,8 kWh/kWc/an à l'électricité du champ (0,1 %) et 8,5 kWh/an à une CCS qui en fournit 21 394 (0,04 %). Gagner 1 kWh/j demanderait d'injecter environ 830 $kWh_{th}$/j.

**Le moment de l'injection n'y change rien.** L'air du PVT arrive de jour, quand le collecteur a du tirage : en octobre, 100 % des 33,2 $kWh_{th}$ injectés le sont de jour. La CCS en tire pourtant la même fraction que de l'air détendu, rejeté surtout la nuit (section 3.4) : 0,122 % contre 0,116 à 0,121 % (tableau 6). La conversion est fixée par la hauteur de la cheminée, non par l'heure de l'injection.

**Le ventilateur absorbe le gain de refroidissement.** À 1 000 W/m² et 25 °C, le débit nominal abaisse la cellule de 62,5 à 52,6 °C et rapporte 31,5 W par kWc ; le ventilateur en consomme 32,2 (section 3.8). Le gain net maximal, au débit 0,75, ne vaut que 6,8 W par kWc. Le ventilateur ne tourne que 755 heures sur 5 114 heures de jour, et jamais le jour moyen de janvier avec le critère PT0. Aucun des 25 canaux de la carte de conception ne produit plus d'électricité nette que le PV.

**Un léger recul du service.** Le champ PVT ne fait mieux que le PV dans aucune configuration. La couverture baisse de 0,36 point dans R1 et de 0,23 point dans R3 (tableau 4). L'énergie non servie de R1 augmente de 11 à 13 % selon la série météorologique (section 3.6).

**Une chaleur à basse température, ni stockée ni utilisée.** L'air sort à 48 °C en moyenne aux heures ventilées. Dans la configuration de référence ($\lambda_{th}$ = 0), cette chaleur n'a de valeur que par la CCS. Elle n'est pas stockée et n'existe pas la nuit. Sans usage direct, elle est en pratique perdue.

**Des hypothèses non mesurées et des organes en plus.** Le sur-échauffement passif, le coefficient d'échange, la perte de charge, le produit transmittance–absorptance et le coefficient de pertes sont des ordres de grandeur de la littérature (section 4.3). Le facteur $\varepsilon_{eff}$ dépend de la cheminée et ne se transpose pas à une autre CCS. Le ventilateur, le volet et la gaine ajoutent des organes à entretenir. L'encrassement du canal et la salissure des modules, qui réduisent la production des installations solaires [27], ne sont pas représentés ; ils restent à étudier.

**Le service vient de la batterie, non de la réinjection.** Sans batterie, la couverture de janvier n'est que de 79,7 %. Une batterie de 10 kWh la porte à 98,5 %, alors que les deux réinjections ne modifient pas l'énergie non servie (9,030 et 9,029 kWh/j, section 3.4).

#### 4.2.3. Où le couplage prend tout son sens

Avec $\lambda_{th}$ = 0,01, chaque kilowattheure thermique supplémentaire coûte 3,4 Wh d'électricité nette, réinjection comprise. La réinjection, qui rend 1,1 à 1,2 Wh par kilowattheure thermique, ne compense donc pas la ventilation qui produit cette chaleur ; la

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 394-424

ventilation imposée coûte même 14 à 28 fois ce qu'elle rapporte (section 3.4). Dans la configuration de référence, le couplage ne se justifie donc pas par l'électricité ; les sections 3.9 et 4.2.4 montrent à quelles conditions il le devient.

La chaleur prend en revanche de la valeur dès qu'elle est utilisée directement. À 48 °C en moyenne, elle convient au préchauffage d'air et au séchage des produits agricoles et halieutiques, usages classiques des capteurs solaires à air [7, 28, 29]. Il suffit qu'un kilowattheure thermique utilisé évite plus de 3,4 Wh d'électricité ou de combustible pour que la ventilation supplémentaire soit rentable. Le volet à deux voies permet déjà d'envoyer l'air ailleurs que vers le collecteur.

**Lecture énergétique et exergétique.** En énergie primaire, le champ PVT paraît très supérieur au PV : 54 à 83 % contre 39 % le jour type d'octobre (section 3.10). En exergie, il ne gagne que 0,1 à 1,3 point, et le champ de référence perd même 0,2 point en janvier, parce que l'air, chauffé de 10 à 14 K environ, ne porte que 2 % environ de son énergie en exergie. La chaleur du PVT ne vaut donc que si elle remplace une chaleur de même qualité, pour le séchage ou le préchauffage d'air ; convertie en travail par la cheminée, elle ne peut rendre que très peu, ce que confirme la réinjection.

Le champ PVT est donc un champ PV qui produit aussi de la chaleur. Il se choisit pour cette chaleur, là où la CCS assure l'essentiel de la production (R2), et non pour l'électricité qu'il ferait produire à la CCS. Le seuil de valeur de la chaleur et le compromis électricité–chaleur restent à établir par une optimisation dédiée. Les essais E1 à E3 doivent précéder tout investissement dans le canal.

#### 4.2.4. Conditions d'un intérêt électrique du couplage

**Conditions et limites.** Ces gains reposent sur trois cibles de conception :

- un canal ouvert à l'arrêt, par des volets ;
- un canal et une gaine à 40 Pa au plus, ce qui suppose un champ proche de la cheminée, par exemple sur le toit du collecteur [14], et une gaine courte ;
- un coefficient d'échange de 30 à 40 W/(m²·K), soit 1,5 à 2 fois celui du canal plan de référence, que des ailettes ou une tôle mince placée dans le canal peuvent apporter [11], sans dépasser cette perte de charge.

L'essai E2 du protocole doit vérifier ces valeurs (tableau 15). La dépression disponible suppose que le débit de dimensionnement correspond à la crête d'octobre. Les journées types encadrent l'année sans la remplacer. Enfin, le gain n'a de valeur que s'il sert la demande : une électricité supplémentaire aux heures d'écrêtage n'en a aucune. Il compte quand le champ conditionne le service, comme dans R3 ou avec une CCS moins productive que la CCS de référence.

**Deux leviers voisins.** Utiliser directement la chaleur reste le levier le plus fort : un kilowattheure thermique qui remplace un chauffage électrique économise jusqu'à 1 000 Wh, contre 1,1 Wh réinjecté en périphérie et 1,6 Wh au pied de la cheminée. Un PVT à eau à feuille et tubes ($F' = 0{,}85$, 0,02 kg/(s·m²)) gagnerait 1,4 à 3,4 % sur le PV si l'eau revenait à la température ambiante, mais 0,25 à 2,0 % seulement si elle revenait 5 K plus chaude. Ce gain ne doit rien à la CCS, dont le collecteur, plus chaud que l'ambiance, ne peut servir de source froide.

### 4.3. Limites de la validation et protocole expérimental

Outre le mode passif (section 3.6), trois limites encadrent la validation. La première tient à la forme du modèle : pas horaire sans inertie du canal ni du module, coefficient de pertes constant sans effet du vent, propriétés de l'air constantes le long du canal, écoulement supposé turbulent alors qu'il est de transition aux plus faibles débits. La deuxième tient à l'interface avec la CCS : la réinjection y est une puissance thermique ajoutée au collecteur, non un débit d'air qui modifierait l'écoulement, et le facteur $\varepsilon_{eff}$ absorbe la hauteur de la cheminée et la taille du collecteur, de sorte que son extrapolation à une autre CCS n'est pas justifiée. La troisième tient au matériel : panne du ventilateur, encrassement du canal, poussière et corrosion en climat humide et salin ne sont pas représentés ; ils restent à étudier par simulation, de même que la sensibilité globale aux paramètres du canal.

Un banc de quelques modules PVT et d'un module PV témoin, installés côte à côte à Mahajanga, permettrait de lever les

hypothèses (tableau 15). Les essais E1 à E3, qui portent sur les trois hypothèses dont les conclusions dépendent le plus, se font avec un module de 1 m² et un ventilateur de quelques watts.

**Tableau 15.** Protocole expérimental pour lever les hypothèses du modèle.

| Essai | Grandeur mesurée | Instrument | Durée | Critère |
|---|---|---|---|---|
| E1 : mode passif | Température de cellule du PVT à l'arrêt et du PV témoin ; $\Delta NOCT$ | Thermocouples sous la cellule, pyranomètre dans le plan | Un mois sec et un mois de pluies | Écart du modèle < 2 K sur $T_c$ |
| E2 : échange et perte de charge | $T_{out}$, $\dot{m}''$, $\Delta p$ du canal à quatre débits | Thermocouples en entrée et en sortie, anémomètre, manomètre différentiel | Deux journées claires par débit | $h_{c,nom}$ et $\Delta p_{nom}$ à 15 % ; variante à ailettes : $h_{c,nom} \geq 30$ W/(m²·K) sous 40 Pa |
| E3 : rendements | Rendements thermique et électrique à $G > 600$ W/m² | Wattmètre en courant continu, débitmètre | Une semaine | $T_{out}$ à 1,5 K ; $P_{el}$ à 2 % |
| E4 : ventilateur | Courbe pression–débit, puissance absorbée, rendement | Banc d'essai du ventilateur | Une journée | $\eta_{fan}$ à 0,05 |
| E5 : réinjection | Température et débit de l'air du collecteur, puissance de la turbine, avec et sans chaleur injectée | Sondes au pied de la cheminée, compteur d'énergie de la turbine | Un mois | Écart sur l'électricité supplémentaire < 30 % |
| E6 : fiabilité | Encrassement du canal, salissure des modules | Mesure de $\Delta p$ et de $P_{el}$ dans le temps | Un an | Dérive de $h_c$, $\Delta p$ et $P_{el}$ |

## V. Conclusion

L'article a validé numériquement la configuration hybride PVT à air–batterie–CCS–A-CAES–TES du LPADER, dans laquelle la chaleur du champ est réinjectée dans le collecteur de la CCS. Sur quinze années de données de Mahajanga, les résultats sont les suivants.

- **Vérification.** Le code calcule ce que les équations écrivent : la forme fermée s'écarte de l'intégration numérique de 0,059 % au plus sur la chaleur et de 0,0055 % sur l'électricité, les bilans de la centrale se ferment à $2{,}8 \times 10^{-7}$ kWh près, le sous-programme de choix du débit atteint le maximum de son critère à chaque heure contrôlée, et une réimplémentation indépendante donne les mêmes séries à $1{,}6 \times 10^{-7}$ près.
- **Recoupements.** Le modèle retrouve le champ PV de référence à 0,05 % près ; la réinjection est linéaire en chaleur injectée et son facteur effectif suit la hauteur de la cheminée à 7 % près ; au pas de 180 s, la cheminée de 101 m rend 0,11 à 0,12 % de la chaleur injectée, de jour comme de nuit, ce qui recoupe ce facteur ; le modèle réduit de l'A-CAES reste valable avec le PVT (écart de couverture de 0,29 point au plus, énergie turbinée surestimée de 1,7 %).

- **Robustesse.** Le pas d'une heure ne modifie l'électricité annuelle que de 0,05 %, et le champ PVT ne dépasse le PV ni sur cinq réalisations de la série météorologique, ni pour un sur-échauffement passif de 0 à 28 K.
- **Configuration de référence.** Le champ produit 1 750 kWh/kWc/an d'électricité nette, 1,4 % de moins que le PV, et 1 462 $kWh_{th}$/kWc/an de chaleur ; la couverture de la centrale baisse de 0,23 à 0,36 point quand le champ compte pour le service et la classe critique est presque préservée. La réinjection n'ajoute que 0,1 % à l'électricité du champ, et c'est la batterie, non la réinjection, qui améliore le service (couverture de janvier portée de 79,7 à 98,5 %).
- **Étude énergétique.** Le champ PVT garde la part électrique du PV (14,5 à 15,4 % de l'énergie incidente, contre 14,8 à 15,2 %) et convertit une partie des pertes thermiques en chaleur utile, jusqu'à 43 % de l'énergie incidente avec le tirage. Cette chaleur ne porte que 1,6 à 2,3 % de son énergie en exergie : le rendement exergétique ne dépasse celui du PV que de 1,3 point au plus. Dans la centrale, le stockage reste le levier énergétique : avec la batterie, le compresseur ne prend plus que 8,8 % de la production en janvier, contre 29,2 % sans elle.
- **Intérêts et limites du couplage.** Le couplage n'exige pas d'échangeur, fournit environ 58 $kWh_{th}$ par kilowattheure d'électricité cédé et préserve presque le service ; avec un canal ouvert à l'arrêt, une panne du ventilateur ne coûte que 1,6 % de l'électricité. Sa limite est la cheminée, qui rend 1,1 à 1,2 Wh par kilowattheure thermique. La chaleur doit donc être utilisée directement, pour le séchage ou le préchauffage d'air, plutôt que réinjectée. Le couplage devient électrique si la CCS ventile le champ par son tirage, avec un canal ouvert à l'arrêt, à 40 Pa et à échange renforcé : le champ dépasse alors le PV de 1,1 à 2,4 % les jours types, et la chaleur réinjectée paie les trois quarts du pompage.

Ce que la validation n'établit pas doit être dit aussi nettement. Le sur-échauffement du mode passif, le coefficient d'échange, la perte de charge, le produit transmittance–absorptance et le coefficient de pertes sont des hypothèses issues de la littérature, et le facteur de réinjection est un étalonnage sur un autre modèle. La validation montre que le modèle de la configuration est cohérent, correctement programmé et robuste au pas de temps, à la série météorologique et au mode passif ; elle ne montre pas que le champ réel se comportera comme lui, ce que les essais E1 à E3 du protocole permettront d'établir. Ce modèle validé permet maintenant de rechercher le meilleur compromis entre électricité, chaleur et fiabilité, et d'examiner le comportement de la configuration selon les saisons et en cas de panne.

**Références**

[1] Haaf W., Friedrich K., Mayr G., Schlaich J., Solar chimneys, Part I: principle and construction of the pilot plant in Manzanares, *International Journal of Solar Energy* 2 (1983) 3–20.

[2] Schlaich J., *The Solar Chimney: Electricity from the Sun*, Edition Axel Menges, Stuttgart, 1995.

[3] Budt M., Wolf D., Span R., Yan J., A review on compressed air energy storage: basic principles, past milestones and recent developments, *Applied Energy* 170 (2016) 250–268.

[4] Barbour E., Pottie D.L., Adiabatic compressed air energy storage technology, *Joule* 5 (8) (2021) 1914–1920.

[5] Geissbühler L., Becattini V., Zanganeh G., Zavattoni S., Barbato M., Haselbacher A., Steinfeld A., Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, Part 1: plant description and tests with sensible thermal-energy storage, *Journal of Energy Storage* 17 (2018) 129–139.

[6] Zondag H.A., Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: a review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 12 (4) (2008) 891–959.

[7] Kumar R., Rosen M.A., A critical review of photovoltaic–thermal solar collectors for air heating, Applied Energy 88 (11) (2011) 3603–3614.

[8] Chow T.T., A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology, Applied Energy 87 (2) (2010) 365–379.

[9] Hottel H.C., Whillier A., Evaluation of flat-plate collector performance, in : Transactions of the Conference on the Use of Solar Energy, vol. 2, part 1, University of Arizona Press, Tucson, 1958, pp. 74–104.

[10] Florschuetz L.W., Extension of the Hottel–Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors, Solar Energy 22 (4) (1979) 361–366.

[11] Tonui J.K., Tripanagnostopoulos Y., Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation, Renewable Energy 32 (4) (2007) 623–637.

[12] Joshi A.S., Tiwari A., Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic–thermal (PV/T) air collector, Renewable Energy 32 (13) (2007) 2223–2241.

[13] 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 72 (2) (2002) 113–128.

[14] Singh A.P., Kumar A., Akshayveer, Singh O.P., Performance enhancement strategies of a hybrid solar chimney power plant integrated with photovoltaic panel, Energy Conversion and Management 218 (2020).

[15] Pretorius J.P., Kröger D.G., Solar chimney power plant performance, *Journal of Solar Energy Engineering* 128 (3) (2006) 302–311.

[16] Hurtado F.J., Kaiser A.S., Zamora B., Evaluation of the influence of soil thermal inertia on the performance of a solar chimney power plant, *Energy* 47 (1) (2012) 213–224.

[17] Haaf W., Solar chimneys, Part II: preliminary test results from the Manzanares pilot plant, *International Journal of Solar Energy* 2 (2) (1984) 141–161.

[18] Schumann T.E.W., Heat transfer: a liquid flowing through a porous prism, *Journal of the Franklin Institute* 208 (3) (1929) 405–416.

[19] Duffie J.A., Beckman W.A., *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4e éd., Wiley, Hoboken, 2013.

[20] Skoplaki E., Palyvos J.A., On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations, Solar Energy 83 (5) (2009) 614–624.

[21] Bernardes M.A. dos S., Voß A., Weinrebe G., Thermal and technical analyses of solar chimneys, *Solar Energy* 75 (6) (2003) 511–524.

[22] Oberkampf W.L., Roy C.J., *Verification and Validation in Scientific Computing*, Cambridge University Press, Cambridge, 2010.

[23] Roache P.J., *Verification and Validation in Computational Science and Engineering*, Hermosa Publishers, Albuquerque, 1998.

[24] Huang B.J., Lin T.H., Hung W.C., Sun F.S., Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems, *Solar Energy* 70 (5) (2001) 443–448.

[25] Petela R., Exergy of heat radiation, *Journal of Heat Transfer* 86 (2) (1964) 187–192.

[26] Incropera F.P., DeWitt D.P., Bergman T.L., Lavine A.S., Fundamentals of Heat and Mass Transfer, 7e éd., Wiley, Hoboken, 2011.

[27] Sarver T., Al-Qaraghuli A., Kazmerski L.L., A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: history, investigations, results, literature, and mitigation approaches, Renewable and Sustainable Energy Reviews 22 (2013) 698–733.

[28] Kalogirou S.A., Solar thermal collectors and applications, Progress in Energy and Combustion Science 30 (3) (2004) 231–295.

[29] Fudholi A., Sopian K., Ruslan M.H., Alghoul M.A., Sulaiman M.Y., Review of solar dryers for agricultural and marine products, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (1) (2010) 1–30.