Développement, modélisation et optimisation d'un système réfléchissant à lames orientables

Brice Lecoeuvre

▶ **To cite this version:**

Brice Lecoeuvre. Développement, modélisation et optimisation d'un système réfléchissant à lames orientables. Génie des procédés. Université Pascal Paoli, 2018. Français. NNT : 2018CORT0008 . tel-03448846

HAL Id: tel-03448846
https://theses.hal.science/tel-03448846

Submitted on 25 Nov 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITE DE CORSE - PASCAL PAOLI
ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET SOCIETE
UMR CNRS 6134 (SPE)

Thèse présentée pour l'obtention du grade de

DOCTEUR EN ENERGETIQUE
Mention : Energétique et génie des procédés

Soutenue publiquement par

BRICE LECOEUVRE

le 18 juillet 2018

Développement, modélisation et optimisation d'un système réfléchissant à lames orientables

---

Directeurs :
M. Christian CRISTOFARI, Professeur, CNRS-SPE, Université de Corse Pascal Paoli

Co-encadrant :
M. Jean-Louis CANALETTI, Maître de Conférence, Université de Corse Pascal Paoli

Rapporteurs :
M. Xavier PY, Professeur, CNRS-PROMES, Université de Perpignan
Mme Lingai LUO, Directeur de recherche CNRS-LTEN, Université de Nantes

Jury

Mme Lingai LUO, Directeur de recherche CNRS-LTEN, Université de Nantes
M. Xavier PY, Professeur, CNRS-PROMES, Université de Perpignan
M. Yilin FAN, Chargé de recherche CNRS-LTEN, Université de Nantes
M. Marc MUSELLI, Professeur, CNRS-SPE, Université de Corse Pascal Paoli
M. Abdelilah SLAOUI, DR CNRS, Directeur Adjoint Scientifique en charge de l'ENERGIE, CNRS-INSIS, Paris
M. Jean-Louis CANALETTI, Maître de Conférence, Université de Corse Pascal Paoli
M. Christian CRISTOFARI, Professeur, CNRS-SPE, Université de Corse Pascal Paoli

Remerciements

Ce travail de doctorat a été réalisé à l'Université de Corse, au sein du laboratoire scientifique Georges PERI SPE-UMR 6134 (CNRS) dans l'équipe énergies renouvelables.

Je tiens tout d'abord à remercier mon directeur de thèse, M. Christian CRISTOFARI et mon encadrant M. Jean-Louis CANALETTI de m'avoir confié ce travail et donné les moyens de le mener à bien. Je les remercie également d'avoir partagé avec moi de leurs compétences et de leurs idées qui m'ont vraiment beaucoup apporté.

Un grand merci à M. Gilles NOTTON pour ses conseils, sa disponibilité et toute l'aide apportée lors de la rédaction d'articles scientifiques.

Merci à M. Alain LOUCHE, toujours présent pour répondre à bon nombre de mes interrogations.

Merci à M. Jean PANIGHI pour son aide technique apportée tout au long des expérimentations, je lui suis très reconnaissant.

Un grand merci aux membres du jury : M. Marc MUSELLI, M. Abdelilah SLAOUI et Mme Yilin FAN. Je remercie aussi M. Xavier PY et Mme Lingai LUO de me faire l'honneur d'avoir accepté d'être rapporteurs de ces travaux.

Je remercie également M. Félix TOMI, directeur du laboratoire, pour son accueil sur le site de Vignola.

Je remercie également toute l'équipe de chimie pour les bons moments passés ensemble.

Ensuite, dans un registre plus personnel, j'adresse mes remerciements à ma famille, mes parents Régine et Jean-Baptiste ainsi que ma sœur Cyrielle et son mari Olivier. Je remercie Marielle, ma compagne, pour avoir supporté ma vie de doctorant ces dernières années et pour m'avoir autant soutenu. Je remercie également ma belle famille : Gisèle, Pauline, Flo et Maurice. Je remercie également tous mes amis pour leur présence et leur soutien : Julien, Romain, Kevin, Paul, Lisa, Mika, Renald, Strix, Jonas, Charlotte et bien sûr tous les autres...

Enfin, une pensée à mes collègues et amis : Manu, Guillaume, Anto, David, Sylvain, Fabrice, Xavier, Manuel, Dalia, Hélène, Jennifer, Tina, Jean-Laurent, Alexis et tous les autres...

Résumé

Cette thèse s'inscrit dans une volonté de conceptualiser et de finaliser un système énergétique hybride solaire afin de répondre à une demande permanente des organisateurs et acteurs du secours international pour assurer des actions d'urgences de grandes ampleurs. Les travaux de recherche menés à l'université de Corse proposent d'investir une solution innovante répondant à cette problématique par l'utilisation de l'énergie solaire à travers un système à concentration hybride PV/TH autonome, appelé Système Réfléchissant à Lames Orientables (SRLO). Par extension, ce système autonome hybride peut s'implanter aisément dans toutes les situations où l'utilisateur a un besoin d'électricité et de chaleur. A partir d'une première étude prometteuse, nous proposons d'améliorer et d'optimiser son efficacité en lui adaptant un certain nombre de fonctions supplémentaires liées aux progrès technologiques et ce dans l'ingénierie de l'énergie solaire et électrique. Ce système permet de satisfaire ce besoin spécifique de chaleur supérieure à $100°C$ et ce besoin d'énergie électrique. Ce programme de recherche scientifique approfondie portera sur la conceptualisation d'un système solaire hybride à concentration intégrant un diagnostic et une préconisation de pilotage intelligent ; ce système est composé de miroirs permettant la concentration du rayonnement solaire, de chaudières linéaires, de modules photovoltaïques, de stockages électrique et thermique pour une utilisation optimisée. Ce système fera l'objet de modélisations physiques et de validations expérimentales afin d'optimiser les transferts énergétiques du système et pour faciliter un transfert de technologie de qualité vers l'industrie. Les simulations reposant sur des modèles physiques ont permis de connaître l'importance et la sensibilité des différents paramètres du système et différentes préconisations pour l'optimisation du système sont proposées. L'étude du potentiel énergétique du système permet de définir une gestion optimisée des différents modes (électrique et/ou thermique). Enfin, la réalisation d'une étude sur l'analyse du cycle de vie permet de réaliser un bilan environnemental du système selon plusieurs critères. Cette étude nous permet de disposer d'un argumentaire de poids afin de concevoir un système le plus écologique possible, pour faciliter son transfert technologique.

Mots clés : systèmes à concentration solaire, modélisation thermique et électrique, optimisation énergétique.

Abstract

This doctoral thesis can be induced by the conceptualization and finalization of a solar hybrid energy system in order to respond to a permanent request from the International Humanitarian Aid System to take the necessary coordinating emergency actions. To deal with this problem, the research work carried out at the University of Corsica proposes to invest an innovative solution by using an autonomous PV / TH hybrid concentrating solar system, called the Orientable Blades Reflective System (SRLO). By extension, this hybrid autonomous system can be easily installed in differents situations where heat and power are required. Based on an initial promising first study, we propose to improve and optimize its efficiency by adapting a number of additional functions related to technological progress in the field of solar and electrical energy engineering. This unique capability gives greater flexibility to address broad field-distribution requirements of energy secure systems with this specific need for heat greater than $100°C$ electrical energy. This scientific research program will focus on the conceptualization of a concentrated hybrid solar system integrating a diagnosis and an intelligent energy-management services recommendation. This system adopts mirrors which allow the concentration of solar radiation, linear boilers, photovoltaic modules and electrical and thermal storages for optimal utilization. A physical model and experimental validations have been undertaken in order to optimize the energy transfers of the system allowing easier large scale technological transfer and increased use of solar systems. The simulations based on physical models allow to know the importance and the sensitivity of the different parameters and various recommendations for optimal utilization. The study of the energy potential of the system improves system's energy performance with different modes (electrical and / or thermal). Finally, a life cycle analysis study is developed. Thanks to this method, it is possible to calculate the environmental impacts of a product at each stage of production. This research is important because it allows us to develop an argument based on credible argument in order to design a system as ecological as possible and to facilitate its technology transfer.

keywords : solar concentrating systems, thermal and electrical modeling, energy optimization.

Résumé vulgarisé

La concentration solaire consiste à concentrer le rayonnement solaire, à l'aide de miroirs, afin de chauffer un fluide caloporteur pour produire de l'énergie thermique. A partir d'une première étude prometteuse sur un système à concentration solaire à lames orientables, nous proposons d'améliorer et d'optimiser sa conception en fournissant un certain nombre de fonctions supplémentaires liées aux progrès technologiques dans l'ingénierie de l'énergie solaire et électrique. Afin de satisfaire un besoin pour une production spécifique de chaleur supérieure à $100°C$, le système d'origine est équipé d'un contrôle des lames de miroir plus efficace, afin d'améliorer et de réguler la production de chaleur. Profitant de ces améliorations techniques, des cellules photovoltaïques sont ajoutées derrière chaque lame de miroir pour une autonomie de fonctionnement du système et une connexion possible au réseau électrique. Cette nouvelle approche de la concentration solaire hybride PV/TH est étudiée sur un prototype expérimental dans le laboratoire d'énergie renouvelable de l'université de Corse. Grâce à ses possibilités de contrôle, ce système est capable de produire de l'énergie à une température constante pour alimenter des charges diverses. La température atteinte permet de produire de l'eau chaude sanitaire à $60°C$, et de la chaleur supérieure à $100°C$ nécessaire à la stérilisation et à la production de froid pour le stockage de médicaments ou de denrées périssables. L'interface de contrôle multiple permet de finement optimiser l'énergie recueillie et produire suffisamment d'énergie électrique pour son fonctionnement, l'excédent pouvant être utilisé pour alimenter d'autres charges électriques. Ce système autonome devient portable et peut être déployé rapidement dans les zones d'urgences. Un travail de modélisation est essentiel pour optimiser le dimensionnement des différentes parties de ce nouveau système. La mise en place d'un contrôle-commande est indispensable à l'optimisation énergétique du système. Une gestion intelligente du mode thermique et électrique permet d'augmenter considérablement la production énergétique du système.

Sommaire

1 Contexte énergétique et systèmes à concentration solaire 5
1.1 Problématique énergétique . . . 9
1.2 Systèmes à concentration solaire . . . 13
1.2.1 Historique . . . 13
1.2.2 Conversion d'énergie . . . 13
1.2.3 Différentes technologies . . . 15
1.3 Système Réfléchissant à Lames Orientables . . . 21
1.3.1 Premier prototype . . . 21
1.3.2 Deuxième prototype . . . 25
1.3.3 Troisième prototype . . . 25
1.4 Prototype actuel . . . 27
1.4.1 Description générale du nouveau prototype . . . 27
1.4.2 Les lames : deux utilisations possibles . . . 29
1.4.3 Les récepteurs . . . 29
1.4.4 Le circuit hydraulique . . . 29

2 Développement et conception du prototype 33
2.1 Étude solaire . . . 37
2.1.1 Description des paramètres solaires . . . 37
2.1.2 Description des paramètres solaires relatifs au SRLO . . . 40
2.2 Paramètres géométriques du SRLO . . . 43
2.2.1 Angles d'inclinaison des miroirs . . . 43
2.2.2 Vitesse de déplacement vertical de la « tâche » . . . 46
2.3 Optimisation de la hauteur du récepteur . . . 51
2.3.1 Étude 1 : sans déviation solaire . . . 51
2.3.2 Étude 2 : avec déviation solaire . . . 53
2.3.3 Étude 3 : avec déviation solaire et ombre . . . 53
2.3.4 Conclusion . . . 55
2.4 Réalisation du prototype . . . 57
2.4.1 Introduction . . . 57
2.4.2 Choix des différents organes électriques . . . 57
2.4.3 Consommation du contrôle-commande . . . 76
2.5 Interfaçage et programmation . . . 79
2.5.1 Introduction . . . 79
2.5.2 Paramètres solaires . . . 80
2.5.3 Paramètres géométriques propres au SRLO . . . 81
2.5.4 Calcul des angles d'inclinaison des moteurs . . . 81
2.5.5 Conditions de fonctionnement . . . 81
2.5.6 Modes de fonctionnement . . . 83
2.6 Interface graphique de supervision . . . 93
2.6.1 Données astronomiques . . . 93

2.6.2 Données d'acquisition météo . . . 93
2.6.3 Données de positionnement des lames . . . 94
2.6.4 Partie thermique . . . 96
2.6.5 Partie photovoltaïque . . . 96

3 Modélisation du SRLO 99
3.1 Production d'énergie électrique . . . 103
3.1.1 Première approche . . . 103
3.1.2 Estimation de la puissance électrique du système . . . 106
3.1.3 Modèle simple diode (méthode 1) . . . 112
3.1.4 Modèle simple diode (méthode 2) . . . 118
3.2 Production d'énergie thermique . . . 125
3.2.1 Description . . . 125
3.2.2 Méthode . . . 130
3.2.3 Calcul des paramètres du circuit hydraulique . . . 135
3.2.4 Méthode de résolution . . . 149
3.2.5 Expérimentation . . . 150
3.2.6 Modélisation en une dimension . . . 150
3.2.7 Modélisation en deux dimensions . . . 162
3.2.8 Résultats et discussions . . . 174
3.3 Conclusion . . . 182

4 Préconisations pour l'optimisation PhotoVoltaïque/Thermique (PV/TH) et potentiel énergétique 185
4.1 Préconisations pour l'optimisation de la partie électrique . . . 189
4.1.1 Méthode de suivi . . . 189
4.1.2 Gestion prédiction charge . . . 192
4.2 Préconisations pour l'optimisation technique . . . 195
4.2.1 Préconisations pour l'optimisation de la structure . . . 195
4.2.2 Préconisations pour l'optimisation du circuit hydraulique . . . 198
4.3 Préconisations pour l'optimisation de la puissance thermique . . . 201
4.3.1 Perte aux extrémités . . . 201
4.3.2 Perte aux interstices . . . 201
4.4 Préconisations pour l'optimisation de l'utilisation du système . . . 203
4.5 Modularité des récepteurs . . . 203
4.5.1 Asservissement de la température . . . 205
4.6 Potentiel énergétique du système PV/TH . . . 211
4.6.1 Mode photovoltaïque . . . 211
4.6.2 Mode thermique . . . 212
4.6.3 Mode thermique et photovoltaïque . . . 215

5 Analyse du cycle de vie 219
5.1 Introduction . . . 223
5.2 Matériaux et méthodes . . . 225
5.2.1 Paramètres . . . 225
5.2.2 Production d'énergie . . . 225
5.2.3 Hypothèses . . . 225
5.2.4 Inventaire du cycle de vie . . . 226
5.2.5 Scénarios . . . 228
5.2.6 Méthodes d'évaluation de l'impact du cycle de vie . . . 228
5.3 Résultats et discussions . . . 229
5.3.1 Fabrication de matériaux . . . 229

5.3.2 Potentiel de réchauffement climatique . . . 229
5.3.3 Demande d'énergie cumulée . . . 229
5.3.4 ReCiPe endpoint (single-score) . . . 230
5.3.5 ReCiPe endpoint avec caractérisation . . . 231
5.3.6 ReCiPe midpoint avec caractérisation . . . 233
5.3.7 Empreinte écologique . . . 233
5.3.8 USEtox . . . 233
5.3.9 Structure en aluminium . . . 233
5.3.10 Résultat du cycle de vie . . . 236
5.4 Comparaisons supplémentaires avec la littérature . . . 239
5.4.1 Comparaisons des systèmes PV/T sans batterie . . . 239
5.4.2 Comparaisons des systèmes PV/T avec batteries . . . 239
5.4.3 Comparaisons au niveau des réservoirs de stockage . . . 240
5.5 Conclusion . . . 241

A **251**
A.1 Documentations techniques . . . 253

Introduction générale

Dans le contexte énergétique actuel, le développement des énergies renouvelables est essentiel pour assurer la réponse à une demande énergétique de plus en plus grandissante. En effet, notre consommation d'énergie ne cesse d'augmenter. Les raisons de cette augmentation sont diverses, mais les principaux facteurs sont l'augmentation de la population, la croissance économique, l'émergence des pays en voie de développement et les avancées technologiques. Notre société utilise l'énergie pour l'alimentation, l'hygiène, le transport, l'industrie, etc. L'énergie mondiale est essentiellement produite par des énergies fossiles et les réserves ne cessent de diminuer. De plus, l'utilisation de ces énergies n'est pas sans conséquences puisqu'elles participent de façon importante au réchauffement climatique. C'est pourquoi, plusieurs pays se sont engagés à réduire leurs émissions de CO_2, en visant comme objectif une limitation du réchauffement mondial entre $1.5°C$ et $2°C$ d'ici 2100. À ce jour, la part des énergies renouvelables dans le mix de production d'énergie mondiale est faible : elle est de l'ordre de 1,4 %. En France, elle représente 15 %. Selon plusieurs études, cette part d'énergie renouvelable devrait nettement augmenter. C'est pourquoi, il est important de développer des systèmes performants utilisant les énergies renouvelables telles que l'énergie solaire.

Les capteurs plans fixes, même équipés de dispositifs anti-pertes élaborés, ne peuvent plus être en concurrence avec les systèmes à concentration solaire. Plusieurs types de systèmes à concentration existent, les plus utilisés sont les collecteurs semi-paraboliques et les tours solaires. D'autres systèmes tels que les systèmes à concentration parabolique et ceux équipés de collecteurs linéaire de Fresnel deviennent de plus en plus répandus. Ces derniers ont un facteur de concentration moins important que les autres, mais cette technologie a plusieurs avantages : elle est la plus abordable, la moins complexe d'un point de vue matériel et celle dont le bilan énergétique est le plus rentable. C'est ce type de système à concentration solaire qui est étudié au Centre de recherche scientifique de George PERI de l'université de Corse.

Ce projet de recherche s'inscrit dans une volonté de répondre à une demande permanente de la part des organisateurs et acteurs du secours international, en particulier pour des actions d'urgences de grandes ampleurs. En effet, toutes les catastrophes de types tremblement de terre, Tsunami, incendies, etc., isolent brutalement les zones sinistrées des ressources énergétiques de base. L'utilisation de groupes électrogènes est souvent la seule solution possible, mais qui apporte avec elle son lot de contraintes incontournables : besoin de carburant spécifique, consommation, pollution, bruit, pannes, adaptation des charges uniquement électriques et souvent difficiles. Les besoins sanitaires de base des urgentistes d'un hôpital de campagne sont indispensables. Tout d'abord, la production d'eau chaude à $60°C$ pour le sanitaire (douche, linge, ustensiles de cuisine, etc.) et au-delà de $100°C$ pour la stérilisation (eau, aliments, matériel de chirurgie, ustensiles de stockage, etc.), afin d'éviter la propagation des maladies et éviter les épidémies. Puis, la production de froid entre $-5°C$ et $15°C$ (fabrication de glace, conservation des médicaments et des aliments) pour prodiguer les soins et apporter les besoins nutritionnels indispensables. Enfin, la production d'électricité pour alimenter les appareils d'urgences tels que les outils chirurgicaux, les téléphones, radio, TV, GPS, et autres moyens de communications, puis la recharge d'outils de bases de faibles puissances (perceuses, visseuses, scies, etc.). Ces travaux de recherche proposent d'investir une solution innovante répondant à

cette problématique par l'utilisation de l'énergie solaire à travers un système à concentration hybride PV/TH autonome, appelé SRLO, pouvant être héliporté sur zone et rapidement déployé. Par extension, ce système autonome hybride peut s'implanter aisément dans toutes les situations où l'utilisateur a un besoin d'électricité et de chaleur. En ajustant la géométrie du système et le nombre de lames, il est possible d'alimenter une forte demande en énergie.

A partir d'une première étude prometteuse sur un SRLO de base, nous proposons d'améliorer et d'optimiser son efficacité en lui adaptant un certain nombre de fonctions supplémentaires liées aux progrès technologiques, dans l'ingénierie de l'énergie solaire et électrique. À l'origine, le concept était destiné aux pays en voie développement uniquement pour satisfaire un besoin de chaleur à température moyenne ($100°C$). La structure du système devait être simple, robuste, portable et bon marché. Ce collecteur spécifique utilisait plusieurs lames de miroir orientées est/ouest qui suivaient partiellement le soleil par une rotation autour de leur axe. Le système produisait de la chaleur par concentration sur un récepteur constitué de capteurs solaires linéaires classiques à effet de serre. L'objectif est de fournir une source de chaleur la plus constante possible d'un niveau qualité supérieure à $100°C$. Pour ce faire, un contrôle automatique de la rotation des lames est nécessaire pour concentrer le rayonnement solaire réfléchi sur le récepteur toute la journée. Une première expérimentation a été lancée par le centre de recherche sur l'énergie renouvelable de l'Université de Corse. Un prototype a été construit avec quatre unités couplées de concentration et quatre récepteurs connectés en série. Dans cette configuration et grâce au taux de concentration voisin de 10, le système était capable d'atteindre rapidement une température de consigne supérieure à $100°C$ dans des conditions météorologiques normales.

Cependant, ce système dispose d'éléments qui nécessitent une source d'énergie électrique pour fonctionner (le vérin (230V, 60W), la pompe (230V, 100W), la vanne trois voies (230V, 6W)). Il n'est pas portable et ne peut donc pas être utilisé dans des situations d'urgence et hors réseau. L'asservissement des miroirs fonctionne en "tout ou rien". Lorsque le point de température de consigne est dépassé, l'action du vérin défocalise tous les miroirs. Le réglage de l'hystérésis est difficile à contrôler parce que tous les miroirs se déplacent en même temps et entraînent de grandes variations de puissance. La boucle primaire fournit très peu de souplesse. Même si le montage en série des récepteurs améliore le niveau de température, il n'y a aucun moyen de l'asservir correctement. Si le rayonnement direct ne suffit pas, il n'est pas possible d'agir sur le fonctionnement de la pompe à débit constant. En outre, les pertes de charges sont les plus importantes dans ce type de configuration.

Pour surmonter ces inconvénients, nous avons décidé d'améliorer certaines fonctions de ce système à concentration solaire. Le but étant de fournir de la chaleur à température constante en toutes circonstances, nous avons équipé l'arrière des miroirs avec des modules photovoltaïques et asservi tous les miroirs de manière indépendante grâce à des moto-réducteurs placés en bout de chaque lame. Les modules photovoltaïques en silicium polycristallin ont été installés en face arrière. Il est alors possible de défocaliser chacun des miroirs individuellement afin de moduler la concentration et donc d'asservir le niveau de température. Dans le même temps, le miroir défocalisé peut être orienté vers le rayonnement direct ou diffus en fonction de la météo pour produire de l'énergie électrique avec la possibilité de la stocker dans des batteries. L'énergie produite par les modules photovoltaïques étant suffisante, la boucle primaire est équipée de six vannes trois voies supplémentaires pour utiliser les quatre récepteurs en cinq modes différents. Du mode série au mode parallèle, le contrôle-commande peut, en temps réel, adapter le fonctionnement de la boucle primaire en fonction du rayonnement incident, de la chaleur stockée et de la puissance de la charge. Pour améliorer le niveau de température, la pompe conventionnelle a été remplacée par deux pompes solaires qui fonctionnent en courant continu et disposent d'un Maximum Power Point Tracking (MPPT) capable de fonctionner dans une large plage de tension. L'asservissement de la température de sortie peut être ainsi réalisé de trois manières différentes. Une première en faisant varier le débit de la boucle hydraulique, une

deuxième en agissant sur le taux de concentration, une troisième en modulant les différentes configurations série/parallèle des récepteurs thermiques.

Le premier chapitre intègre l'étude du système en amont de sa réalisation. L'étude des caractéristiques représentant la course solaire est déterminante. Elle représente une part importante des données d'entrée du contrôle-commande. Grâce à celle-ci, il est possible de connaître à chaque instant la position du rayonnement solaire, avec ou sans réflexion, sur tous les éléments du système. Les équations astronomiques représentant la course du soleil sont connues, mais les calculs trigonométriques des réflexions et des ombres portées propres aux systèmes sont incontournables. Ils permettront de calculer l'optimum énergétique, d'alimenter le contrôle-commande et d'affiner les profils de fonctionnement. Ces paramètres permettent également d'obtenir la position optimale du récepteur par rapport à la structure réfléchissante afin d'obtenir un maximum optique.

Le deuxième chapitre décrit la conception d'un contrôle-commande et d'un outil de supervision, essentiels pour assurer le contrôle et la surveillance du système. En effet, le contrôle-commande doit pouvoir à chaque instant agir sur la structure du système en fonction du jour, de l'heure, du rayonnement, du vent, des niveaux de tension, etc. Pour ce faire, nous avons déterminer les technologies les plus adaptées permettant d'assurer le contrôle des différents organes de puissance et la récupération de l'ensemble des données. Ce système doit pouvoir être implanté sur un site isolé, il faut donc des éléments qui consomment peu d'énergie. Le choix de l'intelligence du contrôle-commande se porte donc vers un automate électronique. Cette carte dispose de différentes entrées supportant plusieurs protocoles de communication. Elle est composée d'une mémoire et d'un micro-contrôleur pouvant être programmé pour analyser et produire des signaux électriques. Le contrôle-commande peut ainsi calculer les paramètres permettant de choisir le profil de fonctionnement optimal et ainsi, contrôler le système en conséquence. Dans un but de recherche, nous avons connecté la carte électronique à un ordinateur et grâce à un logiciel de programmation graphique, nous avons reprogrammé la carte afin de pouvoir communiquer avec ce logiciel. L'utilisation de ce logiciel a permis de réaliser une interface de contrôle-commande et de supervision. La première version de cette interface permet de contrôler le système grâce à des profils de fonctionnement et de voir de façon exhaustive toutes les données du système. Une deuxième version plus légère est utilisée pour affiner les profils de fonctionnement et agir sur des paramètres déterminants.

Le troisième chapitre présente les modèles physiques permettant de réaliser des simulations photovoltaïques et thermiques. En effet, après le développement et la conception du système, il est essentiel de connaître le poids et la sensibilité des différents paramètres pouvant avoir un impact sur le comportement et la production énergétique du système.

La modélisation de la production d'énergie électrique permet de connaître l'influence des paramètres caractérisant le système. Plusieurs modèles permettant de connaître la production des panneaux polycristallins sont élaborés pour optimiser la production d'énergie électrique. Une première estimation permet d'appréhender la production d'énergie électrique grâce au rendement des modules. Ensuite, un premier modèle s'appuyant sur un circuit équivalent *simple diode* est réalisé en utilisant les paramètres constructeurs, ce qui permet de réduire les erreurs. Enfin, un deuxième modèle est réalisé avec ce même circuit équivalent, en utilisant cette fois-ci des paramètres mesurés. Ce dernier permet de réduire une deuxième fois les erreurs. Ce modèle sera utilisé pour obtenir un optimal énergétique.

De la même façon, la modélisation thermique permet d'identifier les paramètres influant le plus sur la production d'énergie thermique et ainsi d'optimiser la température de sortie du système. Pour la réalisation du modèle thermique, nous avons utilisé l'analogie électrique grâce à la méthode *Nodale*, puis résolu le système d'équation grâce à la méthode d'*Euler* ou la méthode de *Runge Kutta* d'ordre un. Un premier modèle de dimension 1 permet de valider les choix des paramètres caractérisant les éléments de la boucle thermique. Une fois ce modèle validé, la réalisation d'un modèle plus complexe en deux dimensions, assurera

une caractérisation plus précise des échanges thermiques des éléments. Ce modèle servira à dimensionner la géométrie du système en fonction de la température de sortie et de l'énergie thermique produite.

Le quatrième chapitre présente les préconisations pour l'optimisation du système et de son utilisation, afin d'améliorer sa production énergétique. Dans un premier temps, les simulations reposant sur les modèles photovoltaïques permettent d'optimiser le suivi solaire « un axe » et d'obtenir les valeurs des paramètres, à chaque instant, assurant le maximum de production d'énergie électrique sur l'ensemble de l'année. Dans un deuxième temps, les simulations reposant sur les modèles thermiques permettent d'étudier plusieurs types d'asservissements de la température de sortie du système. Enfin, les simulations de la boucle thermique ont également permis d'identifier plusieurs paramètres sur lesquels agir pour améliorer la production d'énergie thermique. Afin de respecter les objectifs fixés au préalable, plusieurs préconisations pour l'optimisation du système sont présentées. Le but final étant de proposer un système viable pour la phase de maturation pré-industrielle, accompagnée de solutions technologiques validées et ainsi donner les principaux éléments de réponses quant à son possible transfert technologique et son application.

Enfin, le cinquième chapitre présente l'analyse du cycle de vie du système. L'analyse du cycle de vie est une méthode d'évaluation normalisée (ISO 14040 et ISO 14044) permettant de réaliser un bilan environnemental d'un système selon plusieurs critères. Elle permet de quantifier les impacts environnementaux de la fabrication, du transport, de l'utilisation, de la maintenance et du traitement en fin de vie des différents éléments du système et selon plusieurs critères. Elle permet également de comparer différents systèmes entre eux grâce à la notion d'unité fonctionnelle. Elle utilise un modèle mathématique permettant de transformer des flux en impacts environnementaux potentiels. Les matériaux composant le système sont étudiés selon plusieurs paramètres : les temps de récupération de l'énergie, le potentiel de réchauffement global, l'empreinte écologique, etc. Cette étude nous permet de disposer d'un argumentaire de poids afin de concevoir le système le plus écologique possible, pour assurer un transfert technologique.

Chapitre 1

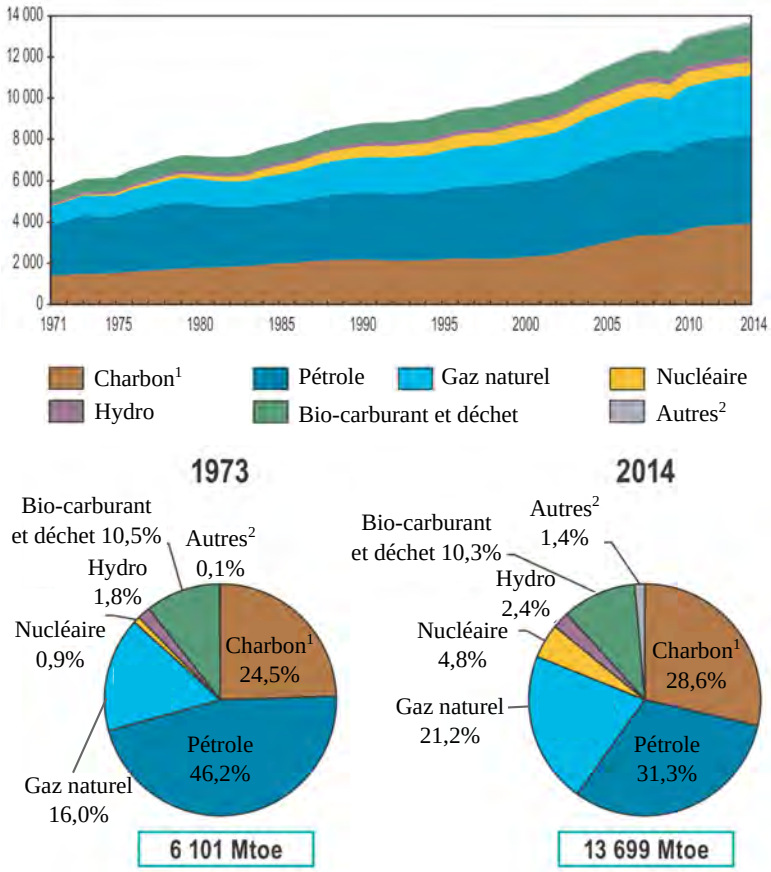
Contexte énergétique et systèmes à concentration solaire

Sommaire

1.1 Problématique énergétique 9
1.2 Systèmes à concentration solaire 13
1.2.1 Historique 13
1.2.2 Conversion d'énergie 13
1.2.3 Différentes technologies 15
1.3 Système Réfléchissant à Lames Orientables 21
1.3.1 Premier prototype 21
1.3.2 Deuxième prototype 25
1.3.3 Troisième prototype 25
1.4 Prototype actuel 27
1.4.1 Description générale du nouveau prototype 27
1.4.2 Les lames : deux utilisations possibles 29
1.4.3 Les récepteurs 29
1.4.4 Le circuit hydraulique 29

1.1 Problématique énergétique

Depuis un certain nombre d'années, l'énergie est devenue essentielle aux besoins de notre société (alimentation, hygiène, transport, industrie, etc.). On peut même dire qu'elle est vitale au même titre que l'eau et la nourriture. Pour satisfaire la demande d'énergie mondiale, l'approvisionnement d'énergie primaire a nettement augmenté : +125 % de 1973 à 2014. La figure 1.1 montre la répartition des ressources utilisées entre 1971 et 2014 [key].



1. Gaz de schiste intégré dans le charbon
2. Comprend la géothermie, l'énergie solaire, le vent, la chaleur, etc.

Figure 1.1 – Énergie mondiale primaire entre 1971 et 2014 en million de tonnes équivalent pétrole (Million tonnes of oil equivalent (Mtoe))

Cette augmentation est surtout due à l'augmentation de la population, à une croissance économique et des progrès technologiques notables. Il est évident que plus un pays est développé et sophistiqué (développement accru des nouvelles technologies), plus sa dépendance énergétique est importante. Cette demande en énergie devrait augmenter. Pour rappel, la population mondiale évaluée à 7,35 milliards d'habitants en 2015 pourrait augmenter de plus de 15 % d'ici à 2030 et d'environ 32 % d'ici à 2050 (atteignant alors 9,7 milliards d'habitants) selon l'Organisation des Nations Unies (ONU). L'augmentation de cette demande est due également à l'industrialisation de plus en plus importante des pays en voie de développement.

L'énergie mondiale est essentiellement produite par des énergies fossiles. Il faut savoir que selon plusieurs études [ADE15] [CHC+17] [scec] [scea] [sceb] et selon les différents scénarios, les réserves sont estimées à : 40-70 ans pour le pétrole, 140-200 ans pour le charbon, environ 60 ans pour le gaz naturel et 100 ans pour l'uranium. Ces chiffres s'appuient sur des estimations. Plusieurs paramètres peuvent influencer les valeurs de ces chiffres. D'autant plus que d'autres réserves peuvent encore être découvertes.

En 1988, un Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) a été créé pour étudier l'évolution du climat, en s'appuyant sur des connaissances scientifiques, techniques et socio-économiques. Depuis lors, le GIEC a produit cinq évaluations dans le domaine du changement climatique. La dernière évaluation [GIE13] prouve avec une certitude de 95 %, par des éléments scientifiques clairs et solides, que l'activité humaine, depuis 1850, est la cause principale du réchauffement observé (figure 1.2).

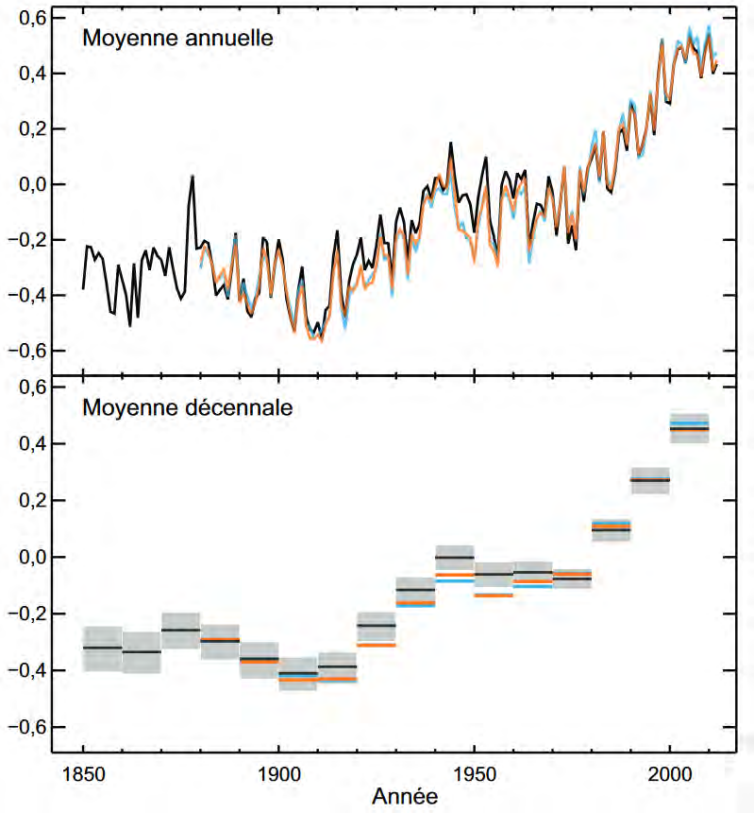


Figure 1.2 – Anomalies observées de températures moyennes en surface, combinant les terres émergées et les océans, de 1850 à 2012

Les gaz à effet de serre sont la cause des changements observés, comme le réchauffement de l'atmosphère et des océans, la diminution de la couverture de neige et de glace ou l'augmentation du niveau de la mer. Plusieurs gaz sont responsables de l'effet de serre comme le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), la vapeur d'eau (H_2O), l'ozone (O_3), et le dioxyde de carbone (CO_2). Le réchauffement climatique est essentiellement dû à l'augmentation de la teneur de l'atmosphère en CO_2 (figure 1.3) ; en effet, c'est celui qui apporte la plus grande contribution au Forçage Radiatif (FR). Le FR quantifie le changement des flux énergétiques dû à l'évolution de ces facteurs en 2011 relativement à 1750. La quantité de CO_2 due à la combustion d'énergies fossiles a nettement augmentée durant ces 60 dernières années, comme le montre la figure 1.4. C'est pourquoi depuis le protocole de Kyoto (COP3), une politique de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été engagée. La $21^{ème}$ COnférence des Parties (COP21), à laquelle 195 pays ont participé, vise comme objectif une limitation du réchauffement mondial entre $1{,}5°C$ et $2°C$ d'ici 2100. Avec la loi relative à la transition énergétique, la France s'est fixée deux objectifs principaux :

— 40 % de réduction de ses émissions d'ici 2030, par rapport au niveau de 1990.

— 75 % de réduction de ses émissions d'ici 2050, par rapport au niveau de 1990.

Pour ce faire, elle s'est engagée sur l'évolution du mix énergétique :

— Porter à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en 2030 ;

— Réduire de 50 % la consommation énergétique à l'horizon 2050.

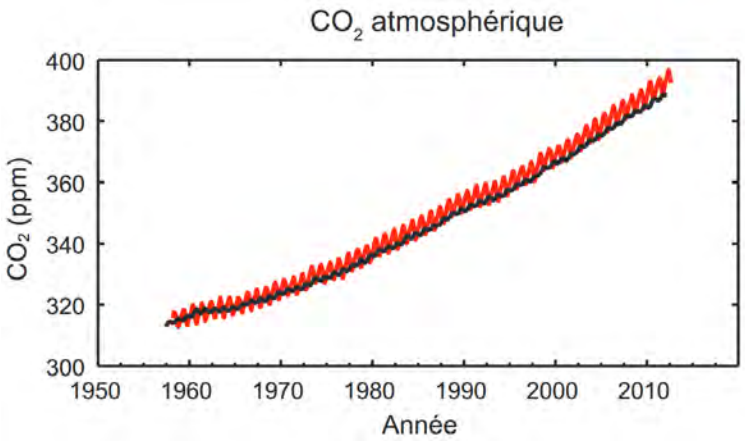


Figure 1.3 – Augmentation de la quantité de CO_2 dans l'atmosphère, de 1950 à 2012

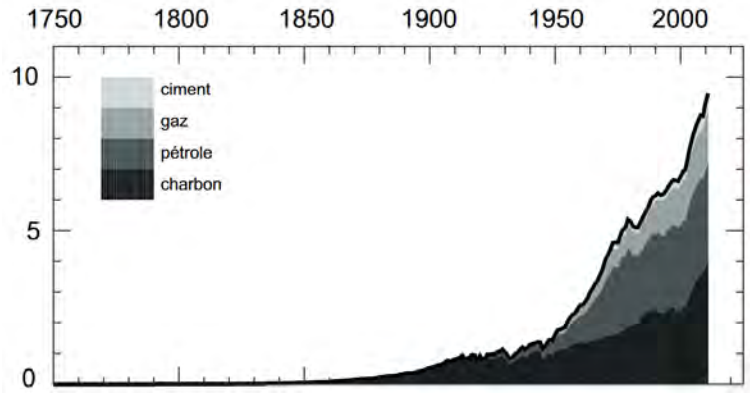


Figure 1.4 – Émissions de CO_2 liées aux combustibles fossiles et au ciment en milliard de tonnes de CO_2 par an

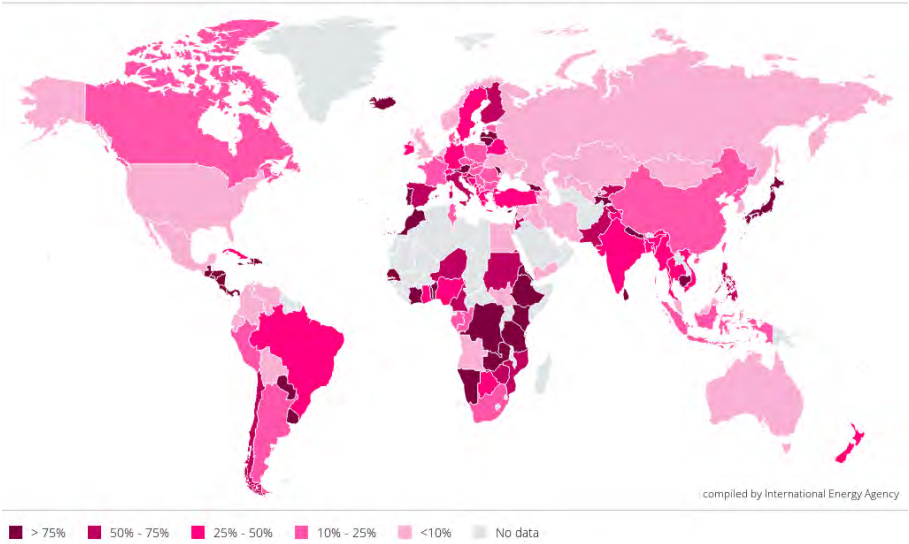


Figure 1.5 – Part des énergies renouvelables dans la production totale d'énergie

En 2014, la part d'énergies renouvelables dans la production mondiale représentait 1,4 %. En France, cette part dans la production totale d'énergie en 2014 représentait 15 % comme le montre la figure 1.5. La France a produit 137,3 Million de tonnes équivalent pétrole (Mtep) d'énergie en 2015, la plus grande partie est produite grâce au nucléaire (83%) et le restant est produit grâce aux biocarburants et aux déchets (10,8 %), à l'hydroélectricité (3,4 %), au vent (1,3 %), au pétrole (0,7 %), au solaire (0,6 %) et enfin, à la géothermie qui représente une partie négligeable [IEA16].

Dans plusieurs scénarios de prédiction de production d'énergie pour 2050, comme le scénario de l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) [ADE15], de Negatep [scec], de Negawatt [sceb], de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE) [CHC$^+$17] et de Greenpeace [scea], la part d'énergie renouvelable varie, mais elle augmente considérablement et représenterait 60 % de l'énergie produite. L'International Energy Agency (IEA) indique que la production d'énergie grâce à la concentration solaire pourrait représenter 11 % de l'énergie produite dans le monde en 2050. La figure 1.6 représente le développement prévisionnel des systèmes à concentration solaire par région du monde [IEA11]. Le réchauffement climatique, ainsi que l'épuisement des réserves d'énergies fossiles, nous obligent à réviser notre mode de vie. En effet, l'énergie étant essentielle à notre confort, il est impératif de la préserver et de réfléchir à d'autres moyens d'approvisionnements. C'est dans ce contexte que le développement de systèmes performants utilisant l'énergie solaire devient indispensable.

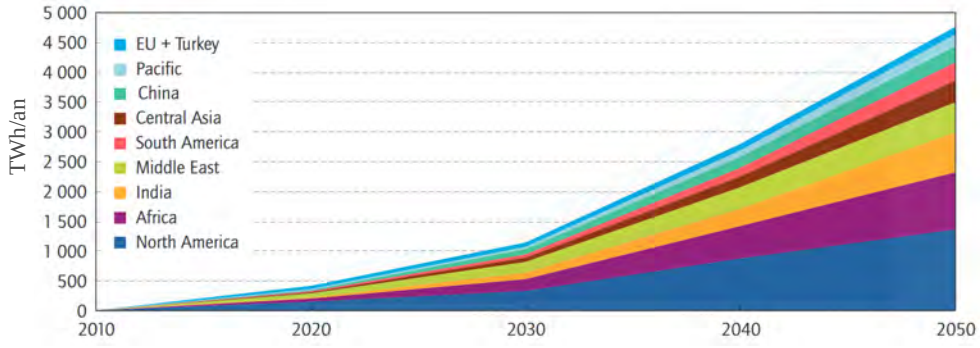


Figure 1.6 – Croissance de la production de CSP par région (TWh/an)

1.2 Systèmes à concentration solaire

1.2.1 Historique

La concentration du rayonnement solaire est une idée ancienne. Elle est utilisée depuis la Chine antique. Une légende raconte qu'en 212 av. J.C, Archimède a utilisé des miroirs géants pour concentrer le rayonnement solaire dans les voiles des navires romains, pour les enflammer et les repousser de Syracuse.

Au cours du XIX^{ème} siècle, Augustin MOUCHOT met au point de nombreuses inventions : pasteurisation solaire, distillation solaire, cuisson solaire, pompage solaire et système à concentration solaire parabolique alimentant des machines thermiques. En 1878, il a inventé un réflecteur de cinq mètres de diamètre, associé à une machine à vapeur qui actionne une presse d'imprimerie (figure 1.7).

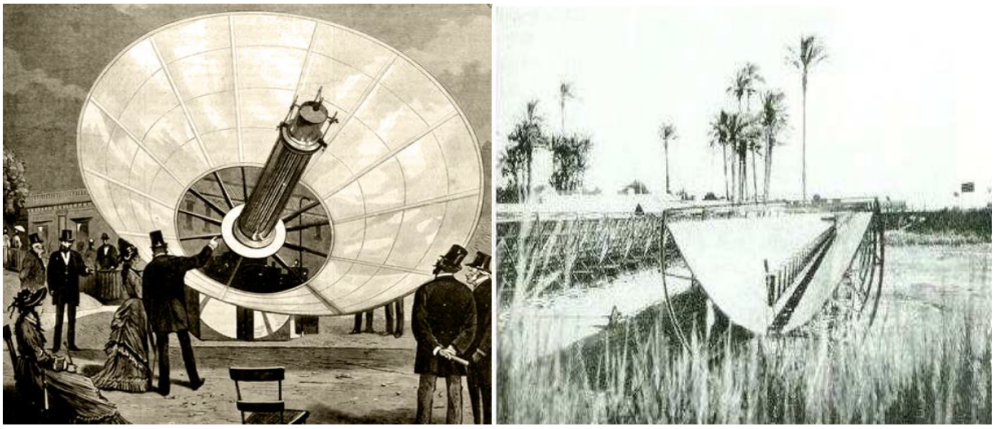


Figure 1.7 – Imprimerie solaire, 1878 et centrale solaire - Egypte, pour l'irrigation, 1913

En 1886, le premier brevet pour un capteur solaire a été obtenu par l'italien Alessandro BATTAGLIA à Gênes, en Italie. Au cours des années qui ont suivi, des inventeurs tels que John ERICSSPN et Frank SHUMAN ont mis au point des dispositifs à énergie solaire à concentration pour l'irrigation, la réfrigération et la locomotion. [MM76]

En 1913, l'américain Franck SHUMAN construit une centrale thermo-solaire de 55 chevaux-vapeur à taille industrielle à Meadi, en Egypte, pour l'irrigation. En 1968, le Professeur Giovanni FRANCIA a conçu et construit la première centrale solaire à concentration, mise en service à Sant'Ilario, près de Gênes en Italie [Sil05]. En 1973, un scientifique grec, le Dr. Ioannis SAKKAS, curieux de savoir si Archimède avait vraiment pu anéantir la flotte romaine, a aligné près de 60 marins grecs portant chacun un miroir rectangulaire incliné pour capter le rayonnement solaire et les a dirigés vers une silhouette en contre-plaqué recouverte de goudron, situé à environ 49 mètres. Le navire a pris feu au bout de quelques minutes [Afr75].

1.2.2 Conversion d'énergie

Il existe principalement trois modes de conversion de l'énergie solaire : la conversion thermodynamique, la conversion thermique et la conversion photovoltaïque.

1.2.2.1 L'énergie solaire thermique

Le solaire thermique consiste à transformer le rayonnement solaire en chaleur. Son utilisation se fait principalement pour produire l'Eau Chaude Sanitaire (ECS), cependant il peut être utilisée comme complément pour le chauffage de l'habitat. Il existe différents types de capteurs solaires à basse température utiles pour ce type de conversion de l'énergie solaire.

1.2.2.2 L'énergie solaire thermodynamique

L'énergie solaire thermodynamique désigne l'énergie solaire récupérée par des capteurs cylindro-parabolique, des centrales à tour ou capteurs paraboliques pour produire de l'énergie électrique. Le flux solaire concentré réchauffe un fluide caloporteur (l'huile thermique, des sels fondus, etc.) dans une gamme de température allant de $250°C$ à $800°C$ selon les techniques utilisées. Ces fluides viennent ensuite chauffer de l'eau dont la vapeur entraîne un turboalternateur à l'instar d'une centrale thermique classique [noaa] (figure 1.8).

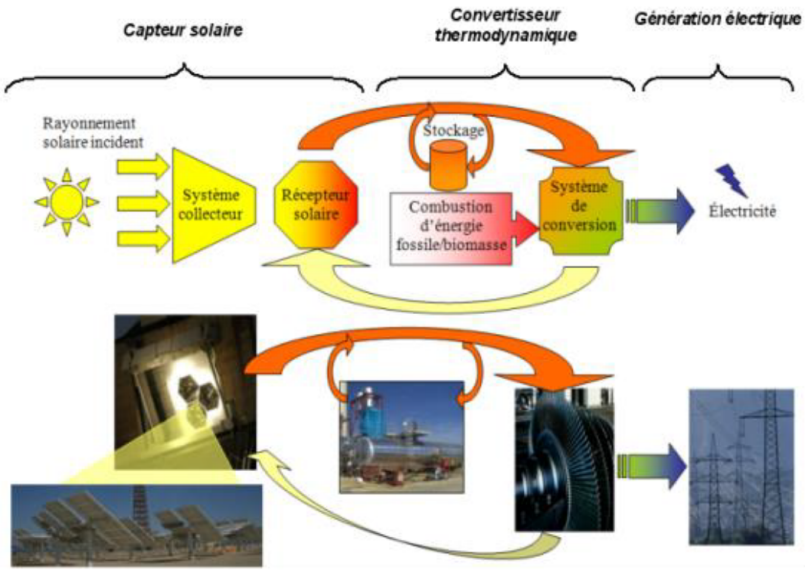


Figure 1.8 – Schéma de principe de la conversion solaire thermodynamique

1.2.2.3 L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion du rayonnement solaire en électricité par l'intermédiaire des matériaux semi-conducteurs comme le silicium ou des matériaux recouverts d'une mince couche métallique. Ces matériaux photosensibles libèrent leurs électrons sous l'influence d'une énergie extérieure : c'est l'effet photovoltaïque. L'énergie est apportée par les photons qui heurtent les électrons et les libèrent, ce qui induit un courant électrique.

Deux principales technologies existent pour la conversion du rayonnement solaire. Une première est constituée de plaquettes de silicium monocristallin, élaborées à partir d'un bloc de silicium très pur, formé d'un seul cristal. Le procédé industriel pour l'obtenir est lourd et coûteux. Une seconde est constituée de cellules de silicium multicristallin. C'est un matériau moins pur et avec un rendement plus faible. Cependant, cette technologie est moins coûteuse.

Une autre voie pour augmenter la puissance des cellules photovoltaïques est de concentrer sur elles, le rayonnement solaire à partir d'un miroir parabolique ou d'une lentille de Fresnel (photovoltaïque à concentration). On peut atteindre de très hautes concentrations, jusqu'à 1 024 fois la lumière du soleil. La technique permet d'envisager des rendements photovoltaïques de 30 % mais le dispositif est complexe. D'une part, il faut évacuer la chaleur résiduelle pour ne pas altérer les cellules. D'autre part, les modules qui rassemblent les cellules doivent être équipés d'un système de pointage pour rester en position optimale par rapport au soleil, ce qui implique des mécanismes délicats et coûteux, qui ne peuvent être installés que sur des grands parcs solaires.

1.2.3 Différentes technologies

L'intérêt pour les centrales solaires à concentration (Concentrated Solar Power (CSP)) est croissant. Les principales technologies utilisées sont les collecteurs semi-paraboliques (Parabolic Trough Collectors (PTC)) ou collecteurs à tours solaires (Solar Tower Collectors (STC)) [ZBDC13]. Malgré les avantages des CSP, ces systèmes ne fonctionnent qu'avec du rayonnement direct et ne peuvent pas fournir de l'énergie de façon continue s'ils ne sont pas couplés à des systèmes de stockage d'énergie. D'autres technologies de système à concentration solaire, comme les systèmes à concentration parabolique (Parabolic Dish Collector (PDC)), les systèmes de concentration linéaire de Fresnel (Linear Fresnel Reflector (LFR)) ou les systèmes de concentration linéaire de Fresnel compactes (Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR)) [SKNK16] existent et se développent fortement. La production des systèmes à concentration solaire dépend de la latitude. En effet, on peut observer sur la figure 1.9 le potentiel solaire en fonction du lieu.

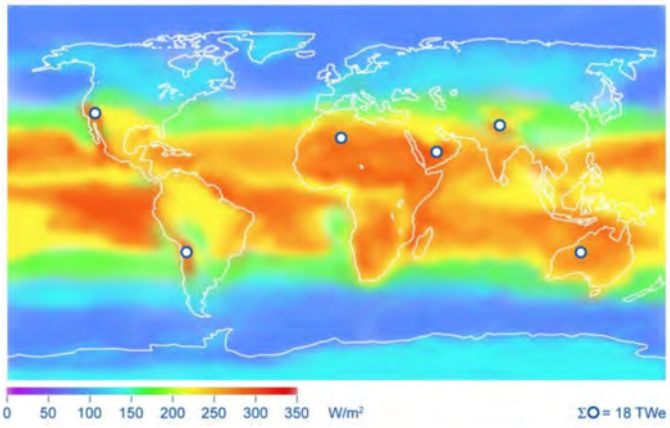


Figure 1.9 – Ressource solaire ($W \cdot m^{-}2$)

Les systèmes à concentration solaire les plus répandus sont illustrés sur la figure 1.10.

1.2.3.1 Système à concentration solaire cylindro-parabolique

Un capteur cylindro-parabolique est un capteur à concentration à foyer linéaire utilisant un réflecteur cylindrique de section parabolique. Le récepteur est un tube positionné juste au-dessus du milieu du miroir parabolique et rempli d'un fluide caloporteur. Le réflecteur suit le soleil pendant la journée sur un axe unique. Un fluide actif (par exemple, du sel fondu) est chauffé entre $150°C$ et $350°C$ au cours de son écoulement à travers le récepteur puis utilisé comme source de chaleur pour un système de conversion d'énergie.

Une centrale électro-solaire à capteurs cylindro-parabolique (figure 1.11) se compose de trois éléments principaux : le champ de capteurs solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique. L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide qui circule à l'intérieur du tuyau est chauffé à une température de l'ordre de $420°C$. Ce fluide est ensuite transporté à travers des échangeurs conventionnels, afin de produire de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique. La puissance électrique de ce type de centrale solaire est comprise entre 30 MW et 300 MW. Le système à concentration cylindro-parabolique est utilisé pour diverses applications comme la production de la vapeur et le dessalement d'eau.

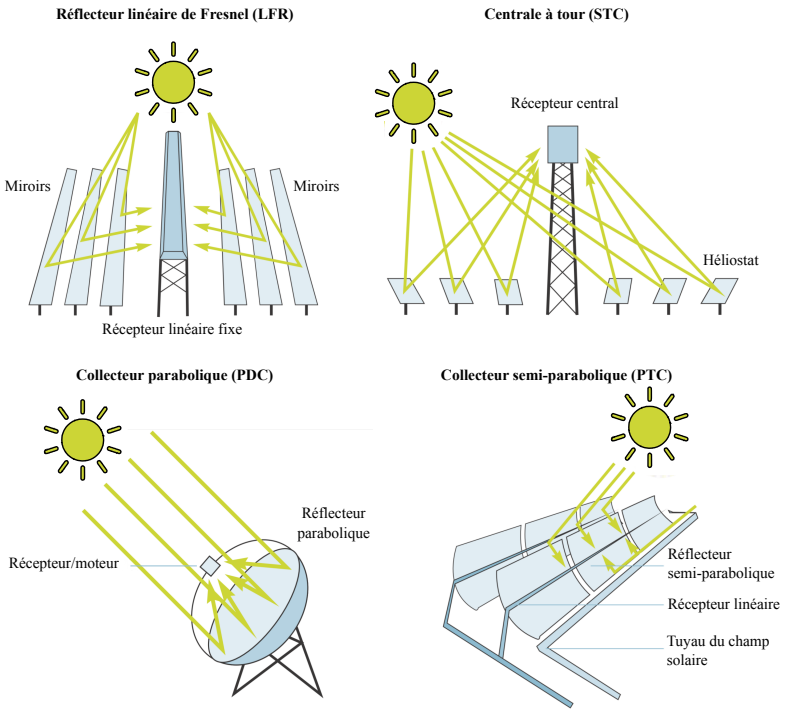


Figure 1.10 – Différentes technologies de systèmes à concentration solaire

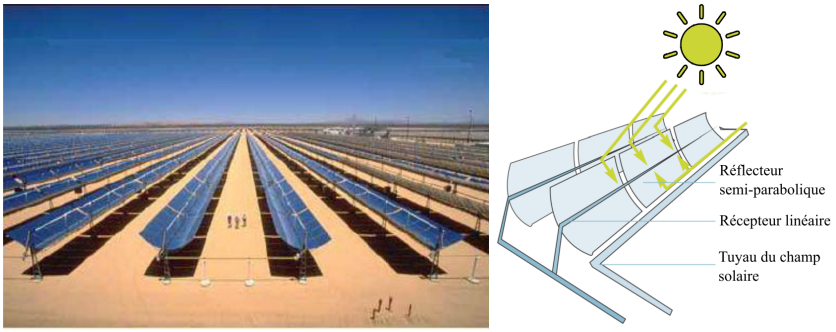


Figure 1.11 – Centrale solaire cylindro-parabolique

1.2.3.2 Système à concentration solaire linéaire de Fresnel

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques repose sur la mise en forme du verre pour obtenir sa forme parabolique. Une alternative possible consiste à obtenir la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans. C'est le principe du système à concentration solaire linéaire de Fresnel (figure 1.12). Chaque miroir peut pivoter en suivant la trajectoire du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes.

En circulant dans ce récepteur horizontal, le fluide thermodynamique peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à $500°C$. La vapeur produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Le cycle thermodynamique est généralement direct, ce qui permet d'éviter les pertes de chaleur. Ce système de concentration est constitué de deux étages de réflecteurs.

Le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole par un premier étage de miroirs positionné au sol. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur. Ce second étage de réflecteurs assure la réflexion du rayonnement et joue le rôle d'isolant pour le tube récepteur. En effet, la partie supérieure de ce second étage est recouverte

par une couche d'isolation et sa partie inférieure est isolée par une vitre.

Les principaux avantages de cette technologie par rapport aux autres systèmes à concentration solaire sont : le coût inférieur des miroirs, la facilité de la conception et la durabilité des tubes récepteurs. La disposition plane des miroirs minimise les contraintes mécaniques dues à la poussée du vent de cette technologie.

[CCP10] ont réalisé une nouvelle géométrie du champ solaire des miroirs de Fresnel afin de minimiser les pertes thermiques et d'augmenter sa concentration. [SSB10] ont fait une étude comparative des performances d'un système de concentration solaire linéaire de Fresnel linéaire équipé par quatre types d'absorbeurs afin d'optimiser le meilleur absorbeur.

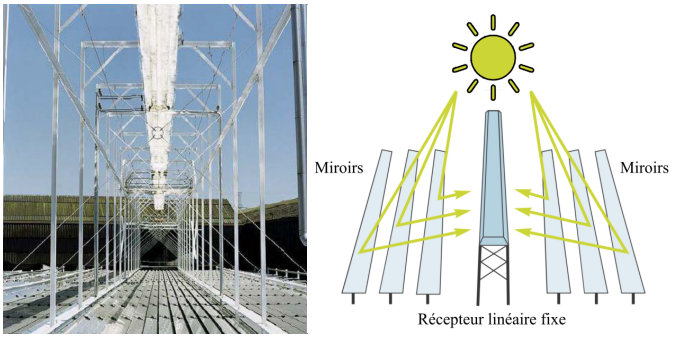


Figure 1.12 – Centrale solaire à concentration linéaire de Fresnel

1.2.3.3 Système à concentration solaire à tour

Les centrales solaires à tour (figure 1.13) sont constituées d'un champ de miroirs uniformément répartis (héliostats), concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Chaque héliostat suit la trajectoire du soleil et le réfléchit vers le récepteur placé au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration de cette technologie peut dépasser 1 000, ce qui permet d'atteindre des températures importantes (entre des variations importantes $600°C$ à $1000°C$). L'énergie concentrée au niveau du récepteur est ensuite transférée au fluide thermodynamique ou utilisée pour chauffer un fluide caloporteur intermédiaire. Ce fluide caloporteur est ensuite envoyé dans une chaudière pour produire de la vapeur et actionner des turbines. Ces derniers entraînent des alternateurs produisant de l'électricité. Les centrales à tour sont moins répandues que les systèmes cylindro-paraboliques, mais elles offrent un meilleur rendement.

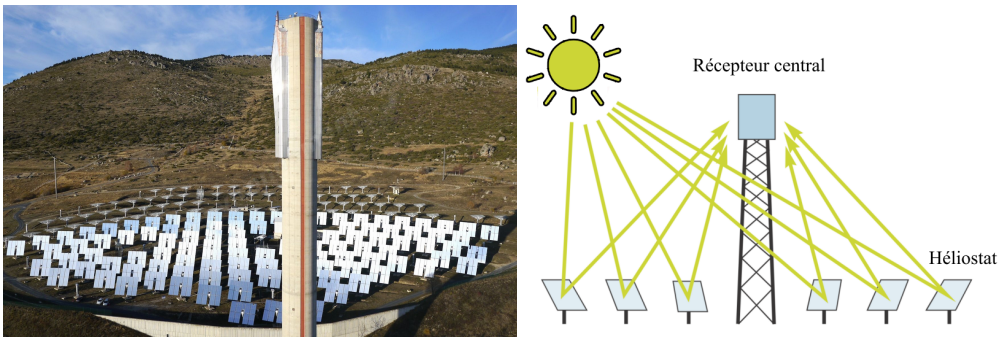


Figure 1.13 – Centrale solaire à tour

Sur la figure 1.13 on retrouve la centrale solaire PEGASE (Production of Electricity from Gas and Solar Energy) qui a pour but la mise en place et l'expérimentation d'un prototype de centrale solaire à haut rendement basé sur un cycle hybride à gaz haute température constitué d'un récepteur solaire à air pressurisé et d'une turbine à gaz de 1,6 MWel.

1.2.3.4 Système à concentration solaire parabolique

Les systèmes à capteurs paraboliques (figure 1.14) offrent le meilleur rendement de transformation d'énergie solaire en électricité de toutes les technologies des CSP. Leur nature modulaire permet de les installer dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Pour ce type de système, le stockage n'est pas possible. Dans certaines conceptions des centrales électriques, un moteur Stirling couplé à une dynamo est placé au niveau du point focal du capteur qui absorbe la chaleur du rayonnement solaire incident et la transforme en électricité.

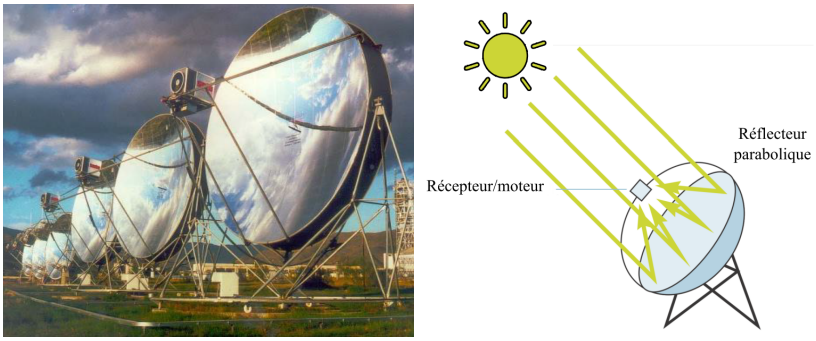


Figure 1.14 – Centrale solaire parabolique

D'autres technologies existent à des fins de recherche comme les installations solaires de PROMES-CNRS à Odeillo (figure 1.15) qui offrent une gamme de fours solaires à haut et très haut flux, capables de produire de très hautes températures (plus de $3000°C$). Ils sont équipés d'une grande variété de réacteurs et d'équipements modulaires, conçus et développés au laboratoire, pour réaliser, dans les meilleures conditions, des recherches de haut niveau dans un très vaste domaine scientifique.

Figure 1.15 – Four solaire d'Odeillo

1.2.3.5 Conclusion

Avantages

L'énergie solaire est une source inépuisable et permet de sécuriser notre approvisionnement en énergie contrairement aux énergies fossiles dont les réserves sont limitées. Le capteur à concentration présente plusieurs avantages :

— il préserve les ressources fossiles ;

— il ne produit aucun type de polluant qui peut causer une dégradation environnementale, à la différence des énergies fossiles qui sont responsables d'une grande partie de l'effet de serre, des pluies acides et de la pollution des sols, de l'air et des eaux ;

— des rendements énergétiques actuels élevés et de nombreuses perspectives d'accroissement ;

— la possibilité de stocker l'énergie solaire, intermittente par nature, sous forme de chaleur sensible pour une utilisation à court terme et locale, ou sous forme de stockage chimique (hydrogène par exemple) pour une utilisation différée en saison ou éloignée du lieu de captation ;

— la partie strictement solaire des centrales de production d'électricité ne représente que 50 % du coût pour les installations à tour et 60 % pour les cylindro-paraboliques. Les cycles aval de conversion chaleur-électricité sont des technologies commercialisées et mises en œuvre dans des centrales conventionnelles ;

— la possibilité d'hybridation avec l'utilisation de ressources fossiles permet de bâtir une stratégie de transition et donc d'envisager dès maintenant un recours progressif à davantage d'énergie renouvelable dans le mix énergétique ;

— le cycle de vie des installations solaires à concentration est très favorable par rapport aux technologies conventionnelles ou utilisant d'autres énergies renouvelables ;

— pour une température donnée de l'absorbeur, celui-ci étant plus petit, les pertes thermiques sont moindres que pour un capteur plan de même ouverture ;

— les températures sont plus élevées, avec de tels systèmes. Il est possible d'atteindre des températures de $4\,000°C$ (ce qui n'est pas le cas pour les capteurs plans) ;

— le coût d'un système peut être réduit en remplaçant un absorbeur plan par un système à concentration et un absorbeur plus petit.

Inconvénients

Il faut noter plusieurs inconvénients :

— les systèmes à concentration solaires ne concentrent que le rayonnement direct, le rayonnement diffus n'est pas utilisé ;

— les pertes optiques peuvent être très importantes à cause des formes géométriques des systèmes à concentration et à cause des multiples réflexions et réfractions ;

— les technologies à concentration doivent être pointées pour capter le rayonnement direct par des systèmes de suivi du soleil ;

— les systèmes à forte concentration nécessitent des montages optiques précis et donc coûteux ;

— il faut maintenir les qualités optiques du système (contre l'oxydation, les poussières, etc.) ;

— l'absorbeur est soumis à de grandes variations de la température lors de passages nuageux.

Ces problèmes peuvent être réduits soit par le choix des matériaux utilisés lors de la construction du capteur, soit par la gestion. Dans la plupart des cas, le flux n'est pas distribué d'une façon uniforme sur l'absorbeur. Le choix d'un capteur à concentration ne peut donc résulter que d'un compromis qui doit tenir compte non seulement des propriétés du capteur, mais aussi de celles du système dans lequel il s'intègre.

Conclusion

L'énergie solaire représente la solution adéquate pour plusieurs problèmes (économiques, sociaux et environnementaux). Elle peut être utilisée dans plusieurs applications parmi lesquelles nous pouvons citer la production d'électricité, la cuisson, la désintoxification, le chauffage sanitaire et le dessalement. En exploitant le rayonnement solaire direct, les systèmes solaires à

concentration offrent la possibilité d'atteindre des niveaux de température pouvant aisément dépasser les $500°C$. Avec des rendements généralement élevés et utiles pour la conversion de l'énergie solaire en énergie mécanique et électrique.

1.2.3.6 Particularités du système étudié

Le SRLO est classé dans les LFR, la plupart des LFR sont positionnés face au ciel. En effet, la structure supportant les miroirs est parallèle au sol. L'axe de rotation des miroirs est nord- sud, afin d'assurer le suivi de l'azimut. Ainsi, le taux de concentration géométrique reste le même tout au long de la journée (pour un système implanté au niveau de l'équateur). Seul le récepteur situé au-dessus des miroirs (dans la plupart des cas) peut impacter le taux de concentration. Le taux de concentration est le rapport entre la surface de l'absorbeur et la surface réfléchie par les miroirs arrivant sur la surface de l'absorbeur. Le SRLO ne suit pas exactement ce schéma. Sa structure est inclinée à 60° face au sud, et l'axe des miroirs est est/ouest, avec les récepteurs positionnés à un mètre de la structure et à une hauteur de 67 cm. C'est ce système qui a été imaginé dans les années quatre-vingt par le Pr George Peri et qui devait répondre à une demande spécifique.

1.3 Système Réfléchissant à Lames Orientables

Le SRLO actuel, installé sur le site du centre de recherches scientifiques George Peri situé à Ajaccio, n'est pas le premier prototype. En effet, une première demande de brevet a été déposée par le Groupe d'Exploitation Rationnelle de l'Énergie Solaire (GERES) en avril 1981. Ce prototype inventé par le Pr. Georges Peri sous le nom de *capteur solaire à concentration linéaire*, a été au préalable installé au département d'héliophysique de l'université de Provence à Marseille. L'élaboration de ce brevet repose donc sur une première expérimentation. Une publication [PMT80] est réalisée en novembre 1980 pour décrire le système, son principe, son fonctionnement et les perspectives envisagées. Cette publication reste assez générale pour ne pas entraver les clauses de confidentialités imposées par leur partenaire *Total*.

Puis, un deuxième prototype est conçu sur le site de Vignola dans les années 1985, grâce au Pr. Georges Peri et le responsable du domaine des énergies renouvelables, le Pr. Alain Louche. Plusieurs travaux sont effectués par l'ingénieur-docteur Richard Pasquetti sous la direction des concepteurs de ce deuxième prototype et permettront la validation d'une première modélisation numérique, réalisée grâce à des cartes perforées programmables. Suite à ce travail, deux articles sont publiés [PPL87] [Pas84].

Quelques années plus tard, en 1990, le système est remis en fonctionnement par Jean-Louis Canaletti, qui réalise son stage de Diplôme d'Études Approfondies (DEA) au sein de l'Université de Corse, sous la direction du Pr. Alain Louche. Durant ce stage, il réalise le contrôle-commande ainsi que la partie puissance pour que le système puisse focaliser le rayonnement solaire automatiquement sur le récepteur.

Enfin, grâce aux avancées technologiques, et une forte demande du marché du traitement énergétique des grandes situations d'urgences, le système est repris et amélioré par l'enseignant-chercheur Jean-Louis Canaletti. Suite à l'élaboration du cahier des charges, auquel je participe également en tant que stagiaire, le nouveau prototype est installé sur le centre de recherche scientifique Georges Peri en 2011. C'est ce nouveau prototype qui fera l'objet de mon travail de thèse.

1.3.1 Premier prototype

1.3.1.1 Introduction

Dans les années quatre-vingt, l'invention du *capteur solaire à concentration linéaire* répond à une demande spécifique. En effet, le premier problème qui se pose pour la conversion du rayonnement solaire est le choix du convertisseur héliothermique. Plusieurs solutions sont envisageables selon le type d'utilisation ; le simple capteur plan fixe, à simple effet de serre, jusqu'au système à concentration parabolique équipé d'une structure permettant de suivre la course du soleil. Le choix du capteur dépend du niveau de température recherché. Si par exemple, la température voulue est autour de $140°C$ ou $150°C$ pour répondre à cette exigence en régime permanent, les capteurs plans fixes, même équipés de dispositifs anti-pertes élaborés, ne peuvent plus être en concurrence avec les systèmes à concentration solaire.

Inversement, les capteurs à haut rendement perdent leurs intérêts lorsque le niveau de température demandé est peu élevé ; ces installations sont trop complexes et onéreuses pour une utilisation à basses températures. De plus, la commercialisation des capteurs sous vide commence seulement à émerger, puisque le premier prototype est conçu et étudié qu'à partir de l'année 1975 en Californie [BM75] [BHH$^+$75], avec pour principal objectif l'augmentation du rendement.

C'est précisément à ce stade que l'on ressent les avantages de la concentration du rayonnement solaire, préalablement à sa conversion thermique. La solution proposée fait appel à l'utilisation combinée :

— de dispositifs limitant les pertes avant d'un convertisseur (surfaces sélectives, structure anti-rayonnante et anti-convective, enceintes sous vides, etc.) ;

— d'un renforcement préalable du rayonnement reçu (faible concentration) avec une concentration géométrique avoisinant la valeur de dix.

Contrairement aux systèmes à concentration parabolique et cylindro-parabolique classiques, les deux éléments principaux de ce système, à savoir le convertisseur et la structure réfléchissante, sont totalement indépendants d'un point de vue mécanique. Le convertisseur est de forme très allongée, placé de telle sorte que son axe principal soit orienté est/ouest, sa face absorbante orientée vers le nord et faisant un angle β_2 avec le plan horizontal. L'ensemble du convertisseur est fixe et légèrement surélevé par des supports. La structure réfléchissante, représentée sur la figure 1.16, est constituée d'un chevalet fixe, permettant de recevoir un nombre N de miroirs plans. Chaque miroir constitue une bande très allongée, dont l'axe principal est orienté est/ouest et il est lié au chevalet-support par deux paliers ; ces paliers permettent donc au miroir d'être mobile autour de l'axe est/ouest. Les miroirs sont évidemment placés sur le versant sud du chevalet, lequel est disposé avec un angle β par rapport au plan horizontal.

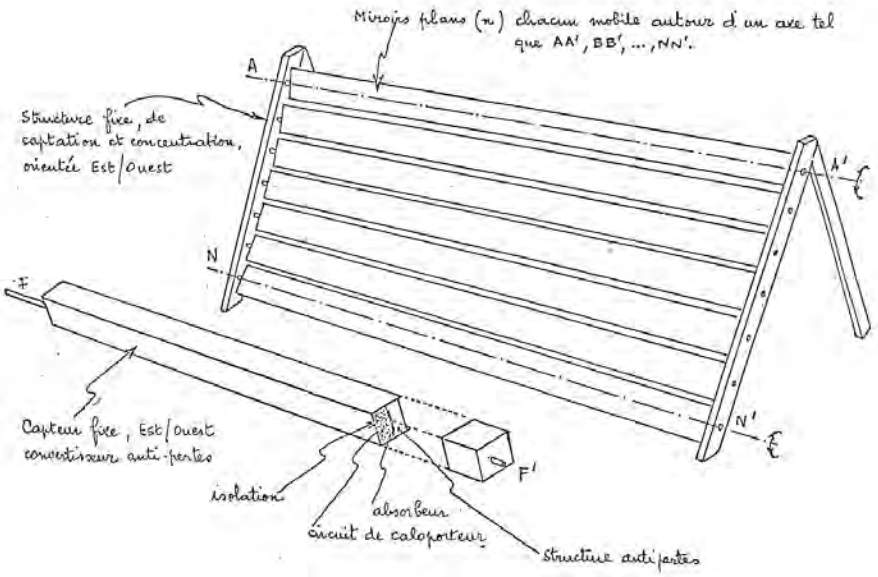


Figure 1.16 – Schéma du SRLO lors du dépôt de brevet

Voici quelques dimensions des éléments constituant le montage expérimental réalisé au département d'héliophysique de l'université de Provence :

— un convertisseur dont la section carrée était de 25 × 25 cm environ ;

— l'absorbeur avait une largeur de 15 cm ;

— les miroirs étaient constitués de bandes de 15 cm de large et étaient au nombre de 12 ;

— la hauteur du chevalet était de 2 m.

La longueur du système reste encore à l'étude, mais devra mesurer au minimum 10 m de long pour assurer un niveau de température correct. Une première boucle thermique est dimensionnée et permet d'effectuer des essais. Elle est composée d'un récepteur, d'un appoint au gaz, d'un ballon de stockage et d'un ballon de décharge. La figure 1.17 représente tous les éléments composant la boucle thermique.

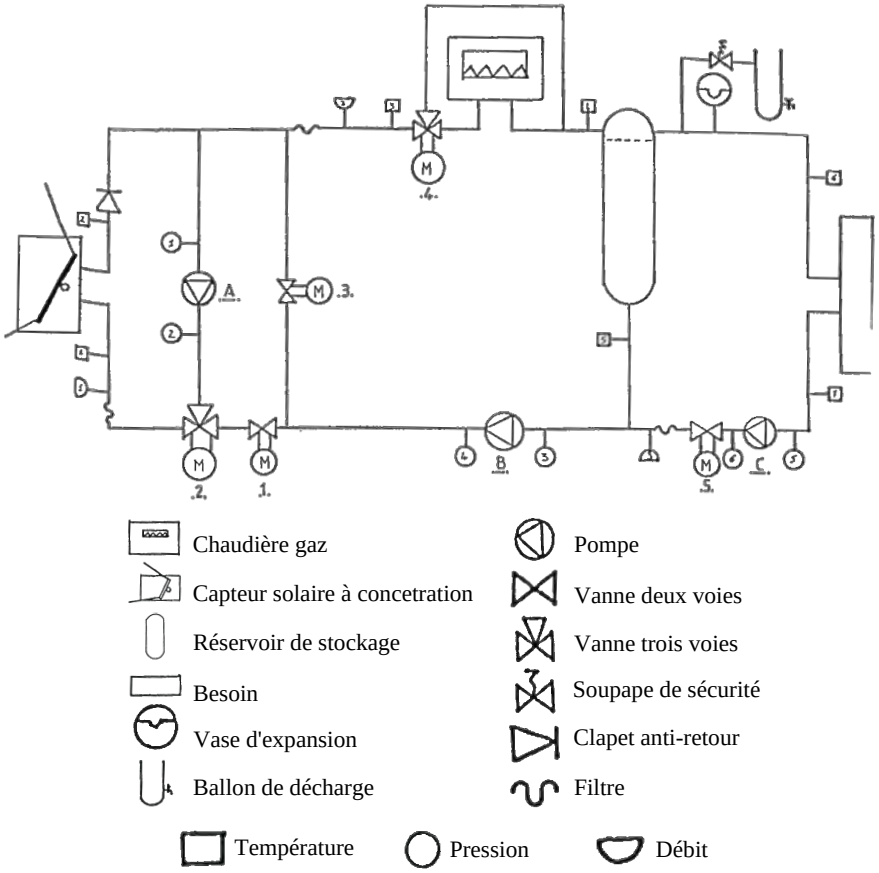


Figure 1.17 – Schéma de la boucle d'essai du SRLO

1.3.1.2 Fonctionnement

Le rayonnement direct provenant du soleil est reçu par les miroirs et ceux-ci peuvent, par rotation autour de leur axe principal, être réglés et calés afin que ce rayonnement soit réfléchi en direction de la surface absorbante du convertisseur. On obtiendra sur la surface absorbante du convertisseur l'image de chacun des miroirs, selon les conditions de la réflexion plane [GPP80]. La superposition de ces images est quantifiable et on peut alors calculer le facteur de concentration géométrique.

Supposons maintenant que l'on réalise une structure de liaison entre les miroirs, telle que l'on puisse les orienter manuellement d'un seul mouvement. On montre que dans des conditions déterminées, il est possible de maintenir une concentration sur la face absorbante, quelle que soit la hauteur angulaire du soleil, entre des valeurs extrêmes correspondantes à la situation géographique donnée. On parvient ainsi à réaliser un mouvement simple de poursuite du soleil.

La poursuite des déplacements du soleil en azimut n'est pas assurée : on se place délibérément dans le cas de capteurs est/ouest, prenant en compte un déplacement de la zone de concentration d'ouest en est, lors de la course apparente diurne du soleil [GPP80]. Une telle disposition permet un fonctionnement correct du convertisseur pendant un certain temps, variable avec les saisons, évalué pour Marseille entre cinq et six heures par jour.

1.3.1.3 Bilan de production

L'image des miroirs sur la face absorbante du convertisseur étant constamment variable, il en résulte un bilan variable avec le temps (journée/saison). Une étude sur modèle numérique a été effectuée pour vérifier l'ordre de grandeur de ces variations et donner une première idée de

la production d'un tel dispositif [PPL87].

Pour une latitude correspondante à la situation de Marseille et dans les conditions retenues pour la première réalisation expérimentale avec une température de fonctionnemnent de $150°C$, l'ordre de grandeur des paramètres de ce bilan est le suivant :

— la concentration géométrique moyenne, au cours d'une journée d'équinoxe, est de 8, avec un nombre n de dix miroirs ;

— la valeur moyenne du facteur optique, sur une journée de six heures de travail effectif, y compris le facteur cosinus (relation de Descartes) et la transmission de la couverture sélective est de 0,65 ;

— l'énergie rayonnante E sur la face avant du convertisseur, pour un rayonnement nominal I_0 est, en conséquence :

$$E \;=\; I_0\,(8 \;\times\; 0,65) \;=\; 5,2\,.\,I_0 \tag{1.1}$$

soit, par mètre carré de convertisseur, en rayonnement nominal de 800 $W.m^{-2}$:

$$E \;=\; 4\,160\;(W.m^{-2}) \tag{1.2}$$

— le coefficient de transfert de chaleur (3 $W.m^{-2}.°C^{-1}$), pour une température moyenne de l'absorbeur de $150°C$ et avec une température ambiante de $12°C$, est évalué :

$$P_G \;=\; 3\,(150 \;-\; 12) = 414\;(W.m^{-2}) \tag{1.3}$$

— soit une puissance utile nette :

$$P_U \;=\; 4\,160 \;-\; 414 = 3\,746\;(W.m^{-2}) \tag{1.4}$$

ceci pour une puissance arrivant au niveau du convertisseur :

$$P_O \;=\; 800 \;*\; 8 = 6\,400\;(W.m^{-2}) \tag{1.5}$$

— soit enfin, un rendement moyen du convertisseur de :

$$\eta_{\,conv} \;=\; \frac{3\,746}{6\,400} = 0,58 \tag{1.6}$$

Certes, cette valeur du rendement est discutable, mais à l'époque, celle-ci a été donnée en première approche pour fixer les quelques ordres de grandeur. Il est certain qu'un tel dispositif comporte un certain nombre de paramètres dont les valeurs ont été déterminées de façon arbitraire. La démarche consistait, après avoir estimé les valeurs numériques du fonctionnement d'un tel système, à réaliser un certain nombre de déterminations expérimentales. Les résultats de ces dernières permettront d'affiner le modèle, de procéder à une optimisation combinée des différents paramètres et de disposer d'une évaluation plus précise de la production de ce système.

1.3.1.4 Perspectives

Il y a trente ans, les résultats des travaux poursuivis laissaient prétendre qu'un tel dispositif était susceptible de constituer une solution intéressante à bon nombre d'utilisateurs potentiels de la production d'énergie thermique, notamment dans les pays en voie de développement. En effet, même si la production d'énergie thermique reste "modeste" (basse température) par rapport à un capteur de type parabolique (haute température), et en considérant qu'il n'utilise que la fraction directe du rayonnement solaire, de nombreux avantages viennent en compensation :

— une mise en œuvre facile, grâce à la simplicité du système ;

— un entretien aisé, grâce à cette même simplicité (par exemple, l'intervention sur le SRLO est accessible et ne nécessite pas d'outillage spécial) ;

— un prix de revient faible, grâce à l'emploi d'une structure de concentration rustique et à poursuite simplifiée ;

— un niveau de température intéressant pour la chaleur produite (entre $120°C$ et $160°C$) ;

— un récepteur fixe près du niveau du sol et donc facilement accessible ;

— une bonne protection des miroirs contre l'encrassement, grâce à la possibilité de les orienter face réfléchissante, vers le sol dans les périodes de non utilisation et vers le ciel lors des périodes de pluie ;

— une très bonne résistance au vent de la structure réfléchissante ;

— une sécurité de fonctionnement facilitée, par la possibilité de défocalisation des miroirs. Ce procédé prévient les accidents causés par une montée en température de stagnation à vide, en cas de défaut du circuit caloporteur.

La confirmation d'une partie de ces perspectives a été présentée à posteriori lors de la XXI ème rencontre *Comples*.

1.3.2 Deuxième prototype

Le deuxième prototype du SRLO n'est pas très différent du premier. En effet, celui-ci est composé également d'un support longitudinal orienté est/ouest, qui supporte les axes mobiles de quatre rangées de seize lames en aluminium et composées d'une surface réfléchissante. Les axes de chaque ligne sont accouplés, en bout de structure, par l'intermédiaire de poulies reliées entre elles par un câble d'acier. Ce montage permet, d'un simple mouvement, d'obtenir une variation angulaire égale pour tous les miroirs et de la transformer en une variation linéaire. Chaque miroir est bien entendu réglable sur son axe, pour pouvoir focaliser chaque « tâche » au même endroit.

Cette deuxième version est, elle aussi, un système qui se positionne de façon manuelle, grâce à une « poignée » qui permet un mouvement linéaire du câble. Le récepteur de ce prototype n'a pas été installé. En réalité les travaux effectués étaient plus orientés sur la focalisation du rayonnement solaire.

En outre, les dimensions de la structure du système ont été modifiées. La structure porteuse est inclinée à 60 degrés par rapport à l'horizontale, avec une hauteur de 2 m et une longueur de 10 m. Les lames de ce nouveau prototype sont au nombre de 64, mesurent 10 cm de largeur et 242 cm de longueur.

1.3.3 Troisième prototype

La principale innovation du troisième prototype est l'automatisation du positionnement des lames, pour que la focalisation du rayonnement solaire soit assurée tout au long de l'année. Pour ce faire, la conception d'un asservissement de la position des lames est indispensable. Celui-ci consiste donc à corriger, tout au long de la journée, la position des miroirs afin de maintenir en permanence le faisceau du rayonnement réfléchi sur le récepteur. Dans l'étude effectuée par Jean-Louis Canaletti lors de son stage de DEA [Can90], deux types de techniques sont mises en œuvre : une première de type optoélectronique à partir de cellules sensibles au rayonnement solaire et d'une commande électronique ; une deuxième de type informatique qui, à l'aide de données sur la trajectoire du soleil, corrige la position angulaire des miroirs.

1.3.3.1 Cahier des charges

A l'époque, les choix technologiques reposent sur la rusticité de fabrication à base de matériaux disponibles sur le marché et peu onéreux. La structure doit être facilement montable dans des lieux isolés sans l'aide d'engins spéciaux (installation dans des pays en voie de développement). De plus, sa maintenance doit être simple.

L'asservissement du système doit suivre autant que possible les contraintes précédemment citées et répondre à quelques impératifs :

— la mise en œuvre du capteur doit obéir aux exigences des cycles de l'installation, elle doit intervenir dès que le rayonnement dépasse un seuil prédéfini ;

— la commande de la boucle thermique doit pouvoir, à tout moment, ordonner la défocalisation des miroirs sur le récepteur ;

— toute panne d'alimentation qui entraînerait un arrêt de débit du fluide doit commander la défocalisation immédiate des miroirs.

Le choix d'un vérin pour assurer le positionnement des miroirs a été motivé pour sa fiabilité de fonctionnement et également pour assurer la défocalisation des miroirs en cas de panne d'alimentation.

1.3.3.2 Résultats

La commande optique est performante pour le positionnement optimal de la « tâche ». En effet, cette commande fonctionne directement sur des données réelles de rayonnement réfléchi. Les cellules photo-électriques étant fixées, une au milieu et deux autres aux extrémités de la mire (miroir supplémentaire non focalisé), la probabilité de trouver la « tâche » mal positionnée, après stabilisation du système, est nulle.

Dans le cas de la Commande Assisté par Ordinateur (CAO), le calcul de l'angle d'inclinaison du miroir est purement théorique et l'échange de données réelles s'effectue à travers plusieurs systèmes de conversion dont la précision n'est pas absolue. On peut donc prévoir, même si la marge d'erreur est faible, une moins bonne performance de cette commande.

Un des moyens de rendre l'asservissement du SRLO plus performant et plus sûr, est de réunir les avantages des deux commandes. Cette solution est envisageable par l'intermédiaire de la carte d'acquisition et le jeu des échanges de données. On peut répartir les « tâches » de la façon suivante :

— le CAO s'occupe d'une première focalisation « grossière », lors de la mise en fonction du système ou après un long passage nuageux, avec l'avantage d'un temps de réponse optimum ;

— la commande otique ajuste la « tâche » avec précision au milieu du récepteur, grâce aux deux cellules fixées aux extrémités de la mire ;

Sa fonction n'étant plus utile, la cellule centrale est supprimée, entraînant une plus grande stabilité du système. En effet, au cas où cette cellule est déficiente, elle peut provoquer la mise en recherche permanente et intempestive de la commande optique.

1.3.3.3 Conclusion

Le SRLO n'est pas une installation qui demande un asservissement rapide et précis. Dans le cas de la commande optoélectronique, on s'aperçoit que le système est parfaitement positionné pour un investissement à moindre coût et un montage relativement simple. Seul le temps de réponse n'est pas toujours optimisé.

En ce qui concerne la commande assistée par ordinateur, son temps de réponse est optimum, mais la position du système est moins précise et demande un investissement financier et technique plus important.

Les pertes d'énergies dues au temps de réponse de la première commande et à la précision de la focalisation du rayonnement solaire sur le récepteur de la deuxième commande sont négligeables devant l'énergie produite par le système.

Les conditions du cahier des charges étant largement remplies, il n'est donc pas nécessaire d'apporter des perfectionnements qui n'auraient pour effet que d'augmenter le prix de revient de l'installation. Pour le type d'asservissement que nous avons étudié, il s'avère que la commande optoélectronique est le choix plus rationnel.

Toutefois, le coût de l'installation se chiffrant au mètre carré, si l'exploitation du système s'avère intéressante, la fabrication à grande échelle pourrait rendre compétitive la miniaturisation de la CAO.

Ce dernier prototype était fonctionnel, mais il ne pouvait pas être implanté sur site isolé. En effet, ce système a besoin d'être raccordé au réseau électrique pour fonctionner. Enfin, ce système n'est pas capable d'assurer une consigne de température ; il est contraint par la focalisation et la défocalisation de l'ensemble des miroirs. De plus, le débit de la pompe n'est pas ajustable. Ce système manque donc de souplesse et c'est dans ce contexte que nous avons développé un autre prototype plus fonctionnel.

1.4 Prototype actuel

Comme décrit précédemment, ce dispositif installé depuis trente ans sur le site du laboratoire est composé d'une structure fixe supportant une série de seize lames de miroirs mobiles, qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur fixe. Ce système de concentration solaire sert à produire de l'énergie thermique à moyenne température. Une première approche avait déterminé un asservissement unique de l'ensemble des miroirs et un récepteur linéaire muni d'un simple absorbeur. Cependant, ce système a des éléments qui nécessitent une source d'énergie électrique pour fonctionner :

— le vérin (230 V, 60 W),

— la pompe (230 V, 100 W),

— la vanne trois voies (230 V, 6 W).

Il n'est donc pas portable et par conséquent ne peut être utilisé hors réseau. L'asservissement des miroirs fonctionne en mode *tout ou rien*. Lorsque le point de température de consigne est dépassé, l'action du vérin défocalise tous les miroirs. Le réglage du comparateur hystérésis est difficile à contrôler. En effet, les déplacements des miroirs s'effectuent en même temps et entraînent de grandes variations de puissance. La boucle primaire fournit très peu de souplesse. Même si le montage en série des récepteurs améliore le niveau de température, il n'y a donc aucun moyen d'asservir la température du fluide correctement. Si le rayonnement direct ne suffit pas, il n'est pas possible d'agir sur le fonctionnement de la pompe, qui est à débit constant. En outre, les pertes de charges sont plus importantes dans ce type de montage.

1.4.1 Description générale du nouveau prototype

Pour surmonter ces inconvénients, l'amélioration de certaines fonctions est indispensable. Le but étant de fournir de l'énergie thermique à température constante le plus souvent possible. L'asservissement des lames s'effectue maintenant de façon indépendante, grâce à des moteurs de type motoréducteur placés à l'extrémité de chaque lame. Chaque lame est équipée de quatre modules photovoltaïques placés à l'arrière des miroirs. Le contrôle indépendant des miroirs permet de moduler la concentration et donc d'asservir le niveau de température. Si un miroir est défocalisé, le module PhotoVoltaïque (PV) peut être orienté vers le rayonnement incident pour produire de l'énergie électrique et stocker cette énergie dans des accumulateurs. Auparavant, ce système avait seulement pour fonction de produire de l'énergie thermique. Le

nouveau prototype peut également produire de l'énergie thermique grâce à la concentration du rayonnement solaire (figure 1.18), mais il peut aussi produire de l'énergie électrique grâce aux modules positionnés en face arrière (figure 1.19).

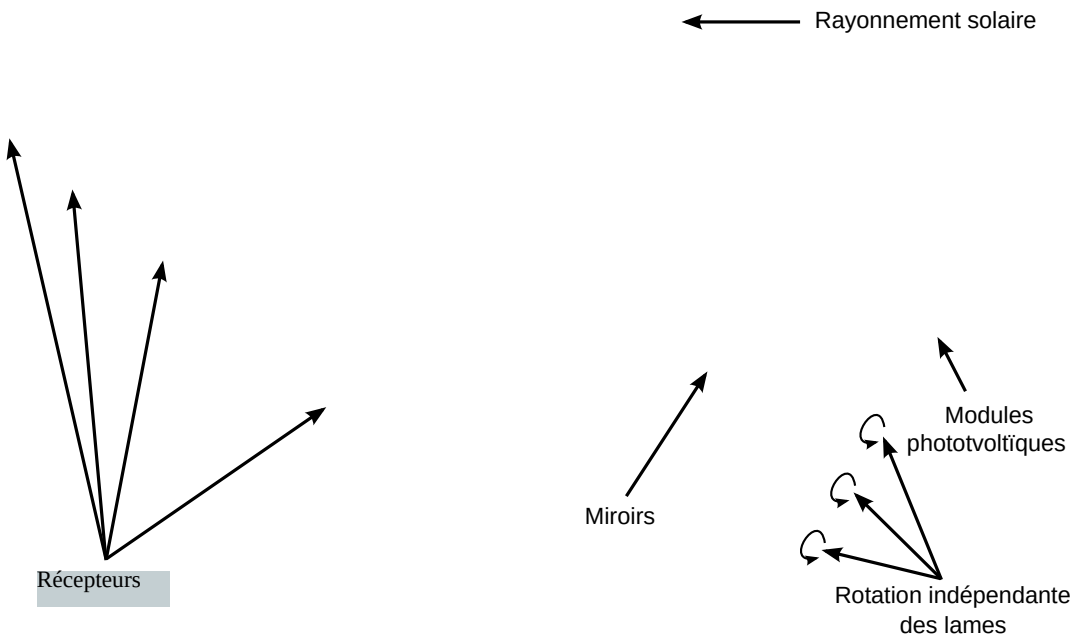


Figure 1.18 – Représentation en trois dimensions du nouveau prototype (partie thermique)

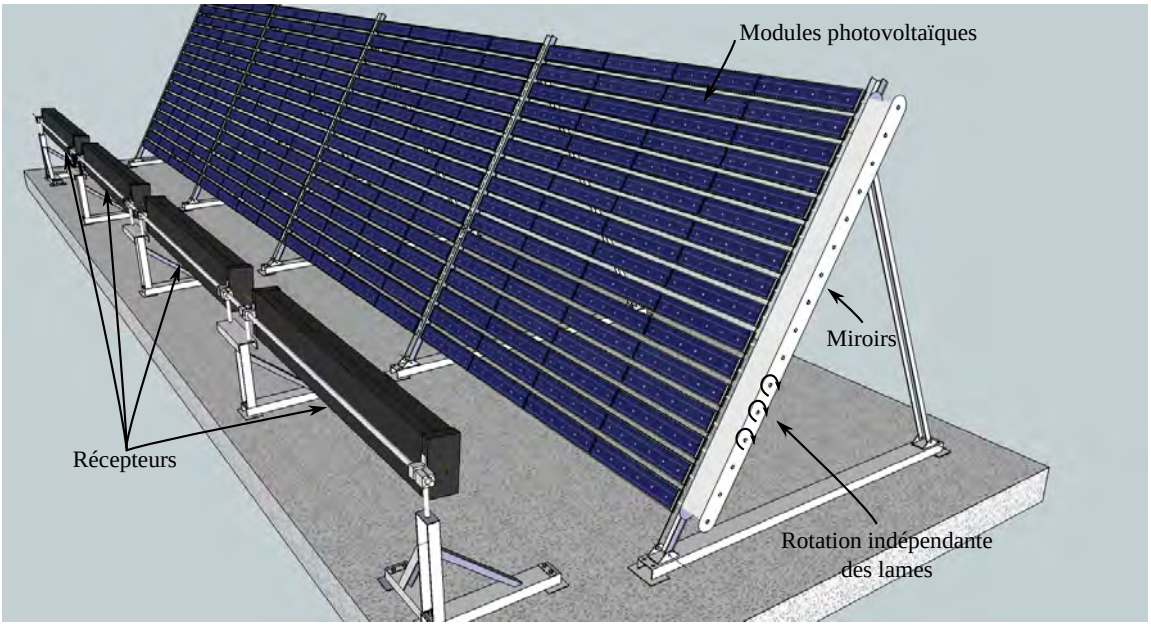


Figure 1.19 – Représentation en trois dimensions du nouveau prototype (partie électrique)

La boucle hydraulique a également subi des améliorations. Elle est tout d'abord équipée de six vannes trois voies pour utiliser les quatre récepteurs en cinq modes différents. Du mode série au mode parallèle, le contrôle-commande peut en temps réel, adapter le fonctionnement de la boucle primaire en fonction du rayonnement incident et de la température de consigne. Pour améliorer le niveau de température, la pompe conventionnelle a été remplacée par deux pompes solaires à débit variable. Elles fonctionnent en courant continu et disposent d'une

technologie avancée de recherche du point de puissance maximum (maximum power point tracking : MPPT) capable de travailler dans une large plage de tension.

Auparavant, le récepteur à effet de serre classique n'était pas adapté à ce type de système, car le verre est chauffé rapidement lorsqu'il est soumis à la focalisation de tous les miroirs. Cela conduit à un ratio de perte très important. Mais actuellement, la technologie du verre a largement évolué et certains types de verre sont moins sujets à l'échauffement.

Grâce à toutes ces améliorations, trois voies d'asservissement de la température de consigne sont possibles :

— modulation de la concentration par asservissement de chaque ligne de miroir ;

— modulation du débit par asservissement des pompes solaires à débit variable ;

— modulation de la concentration couplée à la modulation du débit.

Le système, représenté sur la figure 1.18, est maintenant capable de produire de l'énergie thermique en respectant une température de consigne, mais aussi de produire de l'énergie électrique pour son autonomie et des usages externes.

1.4.2 Les lames : deux utilisations possibles

Le SRLO comporte 64 lames d'une longueur de 2,42 m et d'une largeur de 10 cm. Elles sont composées d'un côté d'une surface réfléchissante et de l'autre côté, d'une surface intégrant des modules photovoltaïques. En ce qui concerne la surface permettant de produire de l'énergie électrique : quatre modules polycristallins sont installés par lame, d'une longueur de 600 mm et d'une largeur de 100 mm. Les dimensions réelles de la surface du module sont de 538 mm de longueur et 77 mm de largeur, avec une puissance crête de 5 W par module. La surface totale du module est de $10,74\ m^2$, il en résulte une puissance crête totale de $1\,280\ W$. Pour la partie concentration du rayonnement solaire, les lames sont recouvertes par des miroirs composés d'une feuille d'aluminium, qui est placée sous une vitre en verre pour assurer sa protection. La surface totale réfléchissante est de $15,3\ m^2$.

1.4.3 Les récepteurs

Le rayonnement solaire réfléchi par les miroirs est focalisé sur quatre récepteurs linéaires, munis d'absorbeurs de couleur noire pour limiter l'émissivité et donc augmenter son efficacité. Les absorbeurs sont composés de deux plaques d'aluminium qui sont collées entre elles. Entre ces deux plaques, un tube en cuivre d'un diamètre intérieur de 10 mm est positionné au centre. Tous ces éléments sont soudés entre eux par ultrason pour assurer un bon contact thermique. L'absorbeur est positionné en face avant de chaque récepteur. Une isolation de 5 cm entoure l'absorbeur. Voici les valeurs caractérisant la géométrie du récepteur :

— les dimensions de chaque récepteur sont $L_{recept} = 205\ cm$ et $l_{recept} = 25\ cm$;

— les dimensions de chaque absorbeur sont $L_{abs} = 195\ cm$ et $L_{abs} = 15\ cm$;

— la surface totale des absorbeurs est $S_{abs_{tot}} = 1,17\ m^2$;

— il en résulte une concentration géométrique correspondante à 13,1, en établissant le rapport entre la surface totale des miroirs et la surface totale des absorbeurs ;

— la hauteur du récepteur (entre le sol et le milieu de l'absorbeur) est de 74 cm, la justification de cette valeur pour ce paramètre est décrite dans le chapitre 2.3.

Une représentation en trois dimensions d'un des récepteurs, est illustrée sur la figure 1.20.

1.4.4 Le circuit hydraulique

Le circuit hydraulique, représenté figure 1.21, permet la circulation du fluide caloporteur (eau). Il est composé essentiellement de tubes en cuivre de diamètre 8 mm et 10 mm. L'isolation

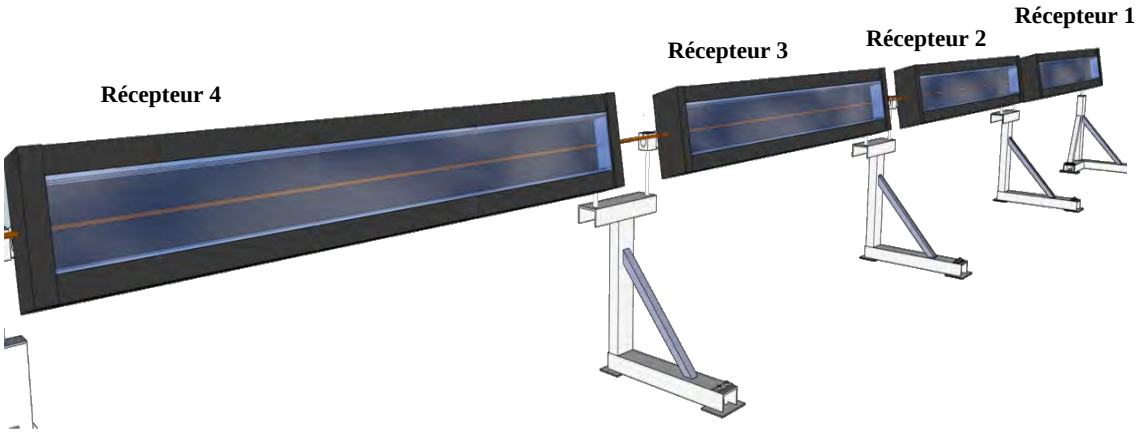


Figure 1.20 – Modélisation en trois dimensions des récepteurs

thermique de ces tubes est assurée par une gaine calorifugée d'une épaisseur de 10 mm, composée de mousse à base de caoutchouc synthétique (élastomère). Ce circuit hydraulique comporte également :

— un réservoir appelé *réservoir de décharge*, de couleur noire, en acier (d'une épaisseur de 2 mm), avec une capacité de stockage de 300 litres ; il permet de simuler une charge thermique ;

— un ballon d'ECS isolé de 300 litres, permettant de stocker de l'eau à une température de 60°C à 70°C ;

— sept électrovannes trois voies, dont une permet de « shunter » le ballon d'ECS et six permettent des configurations différentes des récepteurs (figure 1.22) ;

— deux pompes à vitesse variable, permettant donc de moduler le débit du fluide.

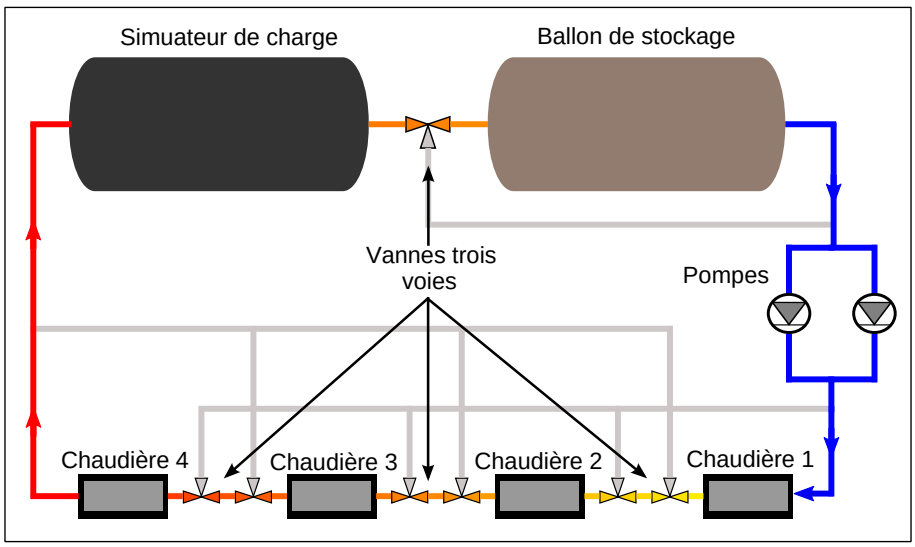


Figure 1.21 – Schéma du circuit hydraulique

Le profil envisagé avant l'étude expérimentale est d'assurer un asservissement d'une température de consigne, en amont du réservoir de décharge. En effet, le but du système est de répondre à une charge thermique. Si l'alimentation de cette charge est garantie, alors

seulement l'utilisateur peut stocker l'énergie thermique dans le ballon d'ECS.

Un traitement thermique est indispensable pour limiter le développement de la *légionellose*. Les traitements thermiques sont souvent utilisés pour limiter la prolifération de *legionella pneumophila* dans les réseaux ECS (immeubles d'habitation, établissements de santé et autres Établissements Recevant du Public (ERP), etc...). En France, le Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France (CSHPF), dans son rapport sur la maîtrise du risque de développement des légionelles dans les réseaux d'eau chaude sanitaire [BEG14], recommande que la température du circuit soit portée à $60°C$ pendant 30 minutes. Cette procédure de choc thermique est reprise par la circulaire du 22 avril 2002. Le tableau 1.1 représente les correspondances entre la résistance thermique des légionelles et le risque de brûlure de la peau.

Température de l'eau	Temps d'exposition	
	Brûlure profonde de la peau*	Destruction des légionelles
70 °C	1 seconde	1 minute
60 °C	7 secondes	30 minutes
50 °C	8 minutes	Croissance stoppée

* Pour une personne, adulte en bonne santé (valeurs publiées en 1992 par la Société française d'étude et de traitement des brûlures ; le risque est encore plus important pour les personnes fragiles et les jeunes enfants).

Tableau 1.1 – Tableau des résistances thermiques légionelles [BEG14]

Comme indiqué précédemment, le nouveau circuit hydraulique dispose de trois types d'asservissements en température : en faisant varier le débit des pompes, en modulant le taux de concentration et en combinant la variation du débit et la modulation du taux de concentration. De plus, le circuit hydraulique de cette installation est modulaire. Les récepteurs peuvent être connectés en parallèle, ce qui permet de transmettre des calories à une grande quantité de fluide : cette approche est quantitative. Ils peuvent être également configurés en série. Le système favorise cette fois-ci l'arrivée rapide à une certaine consigne de température : cette démarche est plus qualitative. Il est possible de configurer des états intermédiaires (voir Figure 1.22).

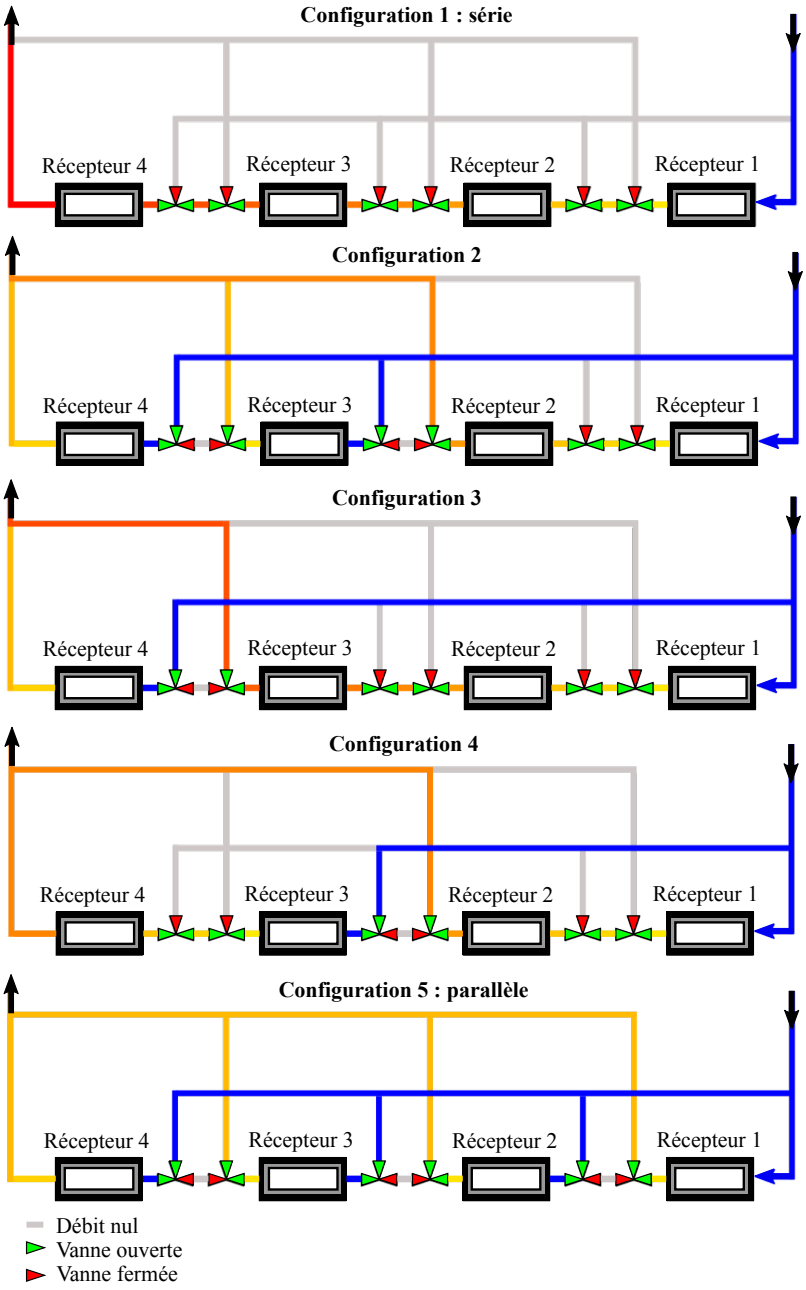


Figure 1.22 – Récepteurs modulaires : différentes configurations possibles

Chapitre 2

Développement et conception du prototype

Sommaire

2.1 Étude solaire 37
2.1.1 Description des paramètres solaires 37
2.1.2 Description des paramètres solaires relatifs au SRLO 40
2.2 Paramètres géométriques du SRLO 43
2.2.1 Angles d'inclinaison des miroirs 43
2.2.2 Vitesse de déplacement vertical de la « tâche » 46
2.3 Optimisation de la hauteur du récepteur 51
2.3.1 Étude 1 : sans déviation solaire 51
2.3.2 Étude 2 : avec déviation solaire 53
2.3.3 Étude 3 : avec déviation solaire et ombre 53
2.3.4 Conclusion 55
2.4 Réalisation du prototype 57
2.4.1 Introduction 57
2.4.2 Choix des différents organes électriques 57
2.4.3 Consommation du contrôle-commande 76
2.5 Interfaçage et programmation 79
2.5.1 Introduction 79
2.5.2 Paramètres solaires 80
2.5.3 Paramètres géométriques propres au SRLO 81
2.5.4 Calcul des angles d'inclinaison des moteurs 81
2.5.5 Conditions de fonctionnement 81
2.5.6 Modes de fonctionnement 83
2.6 Interface graphique de supervision 93
2.6.1 Données astronomiques 93
2.6.2 Données d'acquisition météo 93
2.6.3 Données de positionnement des lames 94
2.6.4 Partie thermique 96
2.6.5 Partie photovoltaïque 96

2.1 Étude solaire

C'est dans cette nouvelle approche que doit être menée l'étude des paramètres caractérisant ce nouveau prototype. L'étude solaire, l'étude géométrique du nouveau système ainsi que l'optimisation de ces paramètres, est une étape incontournable pour un fonctionnement optimal du système.

2.1.1 Description des paramètres solaires

Les équations solaires décrivant la trajectoire apparente du soleil sont connues, mais il semble essentiel de les présenter. En effet, ces équations vont permettre l'asservissement de la position des miroirs et des modules photovoltaïques pour une focalisation et une captation optimale. De plus, aucun autre paramètre ne sera utilisé pour asservir la position des lames.

Angle journalier

La terre décrit une révolution autour du soleil en une année. On peut calculer, pour chaque jour, l'angle journalier Γ qu'elle a balayé depuis le début de l'année :

$$\Gamma = \frac{2\pi \,.\, (d_n \,-\, 1)}{365} \quad (rad) \tag{2.1}$$

Le numéro du jour d_n varie entre 1 et 365 (366 pour les années bissextiles).

Déclinaison solaire

La déclinaison solaire δ est l'angle formé par la droite reliant la terre au soleil et le plan équatorial. La déclinaison est nulle aux équinoxes, en effet, à cette période le soleil traverse le plan équatorial et varie de +23,45 degrés au solstice d'été à -23,45 degrés au solstice d'hiver. Durant une journée, la variation maximale de la déclinaison au moment de l'équinoxe est -0,5 degré, ainsi on peut la considérer comme constante pendant 24 heures. Elle peut être estimée par l'équation :

$$\begin{aligned} \delta_1 \;=& 0,006918 \;-\; 0,399912 \,.\, \cos(\Gamma) \;+\; 0,070257 \,.\, \sin(\Gamma) \;-\; 0,006758 \,.\, \cos(2\,.\,\Gamma) \\ &+\; 0,000907 \,.\, \sin(2\,.\,\Gamma) \;-\; 0,002697 \,.\, \cos(3\,.\,\Gamma) \;+\; 0,00148 \,.\, \sin(3\,.\,\Gamma) \quad (rad) \end{aligned} \tag{2.2}$$

Mais cette équation comporte une erreur supérieure à 1 degré. Nous utiliserons donc celle déterminée par l'Institut de Mécanique Céleste et de Calcul des Éphémérides (IMCCE) [dMCedcdé14] présentant une erreur inférieure à 0,2 degré, dont l'équation est :

$$\delta_2 \;= 0,38 \;+\; 23,26 \,.\, \sin\left(\frac{2\pi \,.\, J}{365,24 \;-\; 1,365}\right) \;+\; 0,375 \,.\, \sin\left(\frac{4\pi \,.\, J}{365,24 \;-\; 1,47}\right) \quad (deg) \tag{2.3}$$

Avec J le rang du jour compté à partir du premier janvier 2013 .

Équation du temps

La terre effectue une rotation qui peut être définie, en première approximation, comme la rotation sur elle-même autour de l'axe des pôles géographiques qui relie le pôle Nord et le pôle Sud. Une rotation complète de 360 degrés est réalisée en approximativement 24 h (23 h 56 min 4,1 s) soit environ 15 degrés par heure. Le soleil passe au méridien de tous les lieux de même longitude λ à l'heure t_0 telle que :

$$t_0 = 12 \;-\; \frac{\lambda}{15} \quad (h) \tag{2.4}$$

En France, le Temps Universel (TU) représente le temps civil de Greenwich, auquel il faut ajouter une heure en plus en hiver et deux heures en plus l'été pour obtenir le Temps Local (TL). Ainsi le Temps Solaire Moyen (TSM) est :

$$TSM = TU + \frac{\lambda}{15} \quad (h) \tag{2.5}$$

L'équation du temps E_t permet de corriger, à tout instant, l'heure donnée par un cadran solaire pour obtenir le temps local. Elle résulte de deux phénomènes : la terre ne parcourt pas son orbite à vitesse constante (loi de Kepler) et l'axe de rotation de la terre est inclinée sur son orbite. L'équation du temps peut être estimée par :

$$\begin{aligned} E_{t\,rad} &= 7,5.10^{-5} + 1,868.10^{-3} . \cos(\Gamma) - 3,2077.10^{-2} . \sin(\Gamma) \\ &\quad - 1,415.10^{-2} . \cos(2 . \Gamma) - 4,089.10^{-2} . \sin(2 . \Gamma) \quad (rad) \end{aligned} \tag{2.6}$$

$$E_{t\,min\,1} = 229,1 . E_{t\,rad} \quad (min) \tag{2.7}$$

Nous déterminerons l'équation du temps avec une formule simplifiée [Bou14], valable pour la période 2013-2023. Elle est obtenue par ajustement numérique de l'équation du temps calculée par la formule complète de l'IMCCE :

$$\begin{aligned} E_{t\,min\,2} &= 7,36 . \sin\left(\frac{2\pi . J}{365,242} - 0,071\right) + 9,92 . \sin\left(\frac{4\pi . J}{365,242} + 0,357\right) \\ &\quad + 0,305 . \sin\left(\frac{6\pi . J}{365,242} + 0,256\right) \quad (min) \end{aligned} \tag{2.8}$$

Avec J le rang du jour compté à partir du premier janvier 2013. Cette formule, beaucoup plus simple que l'équation complète de l'IMCCE, permet de déterminer l'équation du temps avec une erreur absolue moyenne de 8,4 s et maximum de 16 s.

Temps solaire vrai

La position exacte du soleil est calculée en fonction du Temps Solaire Vrai (TSV), que l'on obtient avec :

$$TSV = TSM + E_{t\,min} \quad (min) \tag{2.9}$$

Tous les méridiens standards internationaux sont décalés d'un multiple de 15 degrés à l'est ou à l'ouest par rapport au méridien de référence (Greenwich-Angleterre). Entre tous ces méridiens standards est affecté le temps local. Pour l'obtenir, on corrige le Temps Moyen de Greenwich (GMT) d'une heure tous les 15 degrés (fuseaux horaires), positivement à l'est, négativement à l'ouest. Enfin, pour obtenir le temps universel, on corrige le temps local par la différence de longitude entre le méridien standard et le méridien local (4 minutes par degré).

Angle horaire

À la notion de temps solaire vrai, on associe celle de l'angle horaire du soleil ω, représenté figure 2.1. Cet angle représente l'arc de trajectoire solaire, compris entre le soleil et le plan méridien du lieu. En effet, cette trajectoire est de 360 degrés en 24 h donc de 15 degrés par heure. Lorsque la valeur de l'angle est nulle, il correspond au midi solaire. L'équation de cet angle horaire est :

$$\begin{aligned}\omega_{\,rad} &= 15\,.\,(12\,-\,TSV)\\ \omega_{\,rad} &= 15\,.\,(12\,-\,TSM\,-\,E_t)\\ \omega_{\,rad} &= 15\,.\,\left(12\,-\,TU\,-\,\frac{\lambda}{15}\,-\,E_t\right)\quad (rad)\end{aligned} \tag{2.10}$$

$$\omega_{\,min} = 0,2618\,.\,(12\,-\,TSV)\quad (min) \tag{2.11}$$

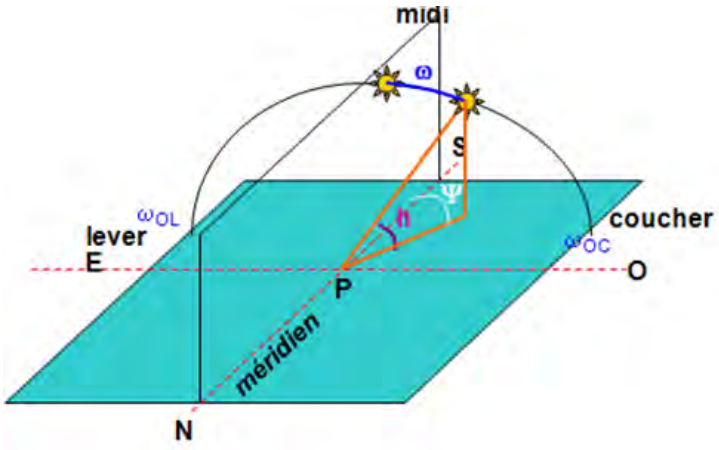


Figure 2.1 – Schéma de la course apparente du soleil

Angle zénithal et hauteur angulaire du soleil

L'angle zénithal θ_z est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie entre 0 et 90 degrés. La hauteur angulaire du soleil h au-dessus de l'horizon céleste de l'observateur est le complément de l'angle zénithal. Ces angles, représentés figure 2.1, se calculent en utilisant les équations suivantes :

$$h\;=\;\left(\frac{\pi}{2}\right)\;-\;\theta_z\quad\Rightarrow\quad\cos\left(\theta_z\right)\;=\;\sin\left(h\right)\quad(rad) \tag{2.12}$$

L'angle zénithal et la hauteur angulaire du soleil, sont obtenus à partir de :

$$\cos\left(\theta_z\right)\;=\;\sin\left(\delta\right)\,.\,\sin\left(\phi\right)\;+\;\cos\left(\delta\right)\,.\,\cos\left(\phi\right)\,.\,\cos\left(\omega\right)\;=\;\sin\left(h\right) \tag{2.13}$$

Le terme ϕ représente la latitude du lieu.

Angle azimutal

L'angle azimutal Ψ est l'angle formé par le plan vertical passant par le soleil et le lieu d'une part, et le plan méridien du lieu d'autre part. L'azimut est nul au sud, positif à l'est et négatif à l'ouest. L'angle azimutal peut se calculer de deux manières différentes :

$$\cos\left(\Psi\right)\;=\;\frac{\sin\left(h\right)\,.\,\sin\left(\phi\right)\;-\;\sin\left(\delta\right)}{\cos\left(h\right)\,.\,\cos\left(\phi\right)} \tag{2.14}$$

$$sin\left(\Psi\right)\;=\;\frac{\cos\left(\delta\right)\,.\,\sin\left(\omega\right)}{\cos\left(h\right)} \tag{2.15}$$

Position du soleil relative à une surface inclinée

Les paramètres utiles pour calculer la position du soleil relative à une surface inclinée (Figure 2.2) sont :

- β_0, l'angle d'inclinaison de la surface par rapport à l'horizontale ;
- γ, l'angle azimutal de la surface ou angle de déviation de la normale à la surface par rapport au méridien local ;
- Θ_0, l'angle d'incidence d'une surface orientée arbitrairement, angle entre la normale à la surface et le vecteur *terre-soleil* (appelé angle zénithal Θ_z quand la surface est horizontale).

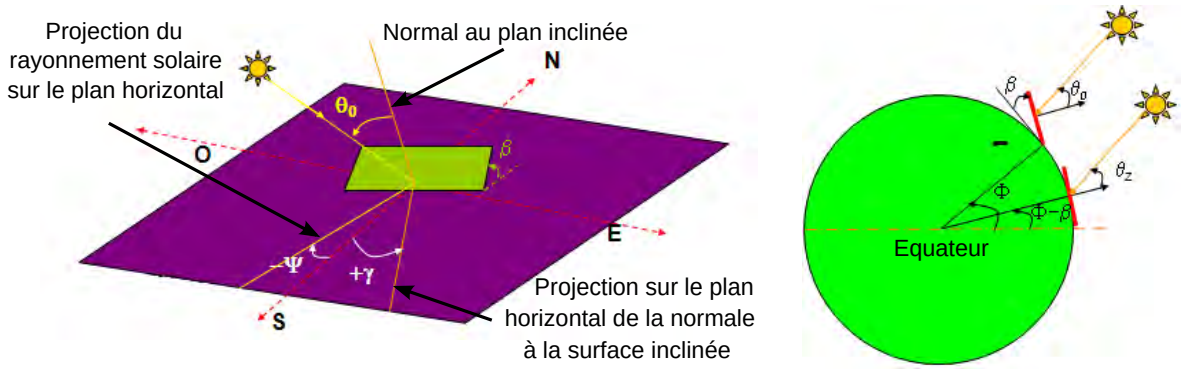


Figure 2.2 – Position du soleil par rapport à une surface inclinée

Considérons deux surfaces localisées à la latitude ϕ et $(\phi - \beta_0)$. La surface à la latitude ϕ est inclinée de β_0 alors que la surface à la latitude $(\phi - \beta_0)$ est horizontale. Ces deux surfaces, si elles sont tournées vers l'équateur, sont parallèles. Ainsi Θ_0 à la latitude ϕ est égal à Θ_z à la latitude $(\phi - \beta_0)$. Pour calculer l'angle d'incidence Θ_0, on reprendra l'équation de l'angle zénithal Θ_z (équation 2.13) en remplaçant ϕ par $(\phi - \beta_0)$. En reprenant l'équation de l'angle zénithal on obtient :

$$\cos(\Theta_0) = \cos(\beta_0) \cdot \cos(\Theta_z) + \sin(\beta_0) \cdot \sin(\Theta_z) \cdot \cos(\Psi - \gamma) \tag{2.16}$$

Et avec l'équation de la hauteur du soleil, on obtient :

$$\cos(\Theta_0) = \cos(\beta_0) \cdot \sin(h) + \sin(\beta_0) \cdot \cos(h) \cdot \cos(\Psi - \gamma) \tag{2.17}$$

Dans notre cas d'étude, l'angle de déviation à la normale γ est normalement nul, puisque notre système est orienté vers le sud. Le système étant orienté vers le sud magnétique, il faut donc connaître la différence entre le sud magnétique et géographique.

2.1.2 Description des paramètres solaires relatifs au SRLO

Connaissant toutes les équations qui régissent la trajectoire du soleil, par rapport à la date, à l'heure et au lieu, passons à l'étude proprement dite du système qui consiste dans un premier temps à établir les équations solaires propres à la géométrie du système (figure 2.3).

L'installation de la structure n'a pas été effectuée correctement. En effet, la structure du SRLO suit le sud magnétique, il faut donc connaître son orientation par rapport au sud géographique. Pour cela, il suffit de connaître l'heure (TSV) à laquelle l'ombre de la structure est dans le même prolongement que la structure elle-même ; c'est-à-dire quand le rayonnement incident est perpendiculaire à la structure. Une fois cette heure obtenue, il suffit de calculer l'azimut correspondant. Ainsi, on obtient l'orientation de la structure par rapport au sud. De cette manière nous avons déterminé un angle de +2,89 degrés vers l'est. Les axes des miroirs

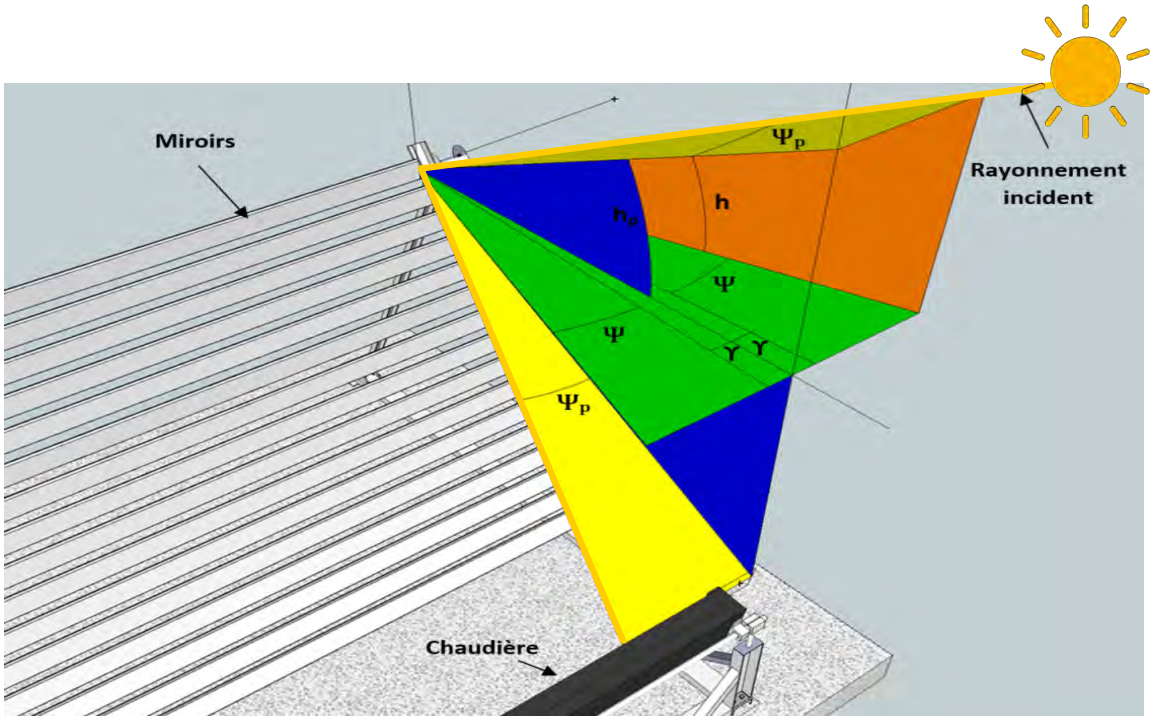


Figure 2.3 – Paramètres solaires relatifs au plan du système

sont orientés est-ouest, les normales à leurs surfaces se déplacent donc dans un plan vertical orienté nord/sud.

Hauteur angulaire du soleil dans le plan nord/sud

Pour connaitre l'élévation angulaire du soleil vue de ce plan, il faut réaliser sa projection orthogonale. Soit *hp* la projection de la hauteur angulaire du soleil dans le plan de la structure que nous appelons *hauteur angulaire projetée* :

$$\tan(h_p) = \frac{\tan(h)}{\cos(\Psi - \gamma)} \tag{2.18}$$

En raison des conditions aux limites ($\Psi = 90°$), on utilise l'équation :

$$\tan\left(\frac{\pi}{2} - h_p\right) = \frac{\cos(\Psi - \gamma)}{\tan(h)} \tag{2.19}$$

Déviation solaire

Pour connaître la déviation solaire par rapport au plan, comme indiqué à la figure 2.3, il faut calculer la déviation angulaire solaire projetée Ψp formée par le rayonnement incident et sa projection dans le plan. On obtient la relation :

$$\cos(\Psi_p) = \cos(h) \,.\, \sin(\Psi - \gamma) \tag{2.20}$$

2.2 Paramètres géométriques du SRLO

2.2.1 Angles d'inclinaison des miroirs

L'asservissement du positionnement des miroirs pour assurer une focalisation du rayonnement solaire repose sur le calcul des angles d'inclinaison des miroirs. Les paramètres permettant d'obtenir ces valeurs sont la date, l'heure, ainsi que les coordonnées du lieu. L'utilisation de ces paramètres nécessite la connaissance de la géométrie du système. Dans cette sous-section, sont présentées toutes les variables caractérisant la géométrie du SRLO.

La hauteur angulaire projetée du soleil h_p représente l'élévation angulaire du soleil vu du plan contenant la normale au miroir, par rapport à l'horizontale vu de ce même plan. Il représente également l'angle d'incidence du rayonnement solaire par rapport à la normale du miroir. Pour calculer les angles d'inclinaison des miroirs, des équations ont déjà été établies [Can90], mais ces équations sont vraies que si la structure est orientée strictement face au Sud. De nouvelles équations sont donc établies. La figure 2.4 représente de manière non exhaustive les paramètres utiles au positionnement des miroirs.

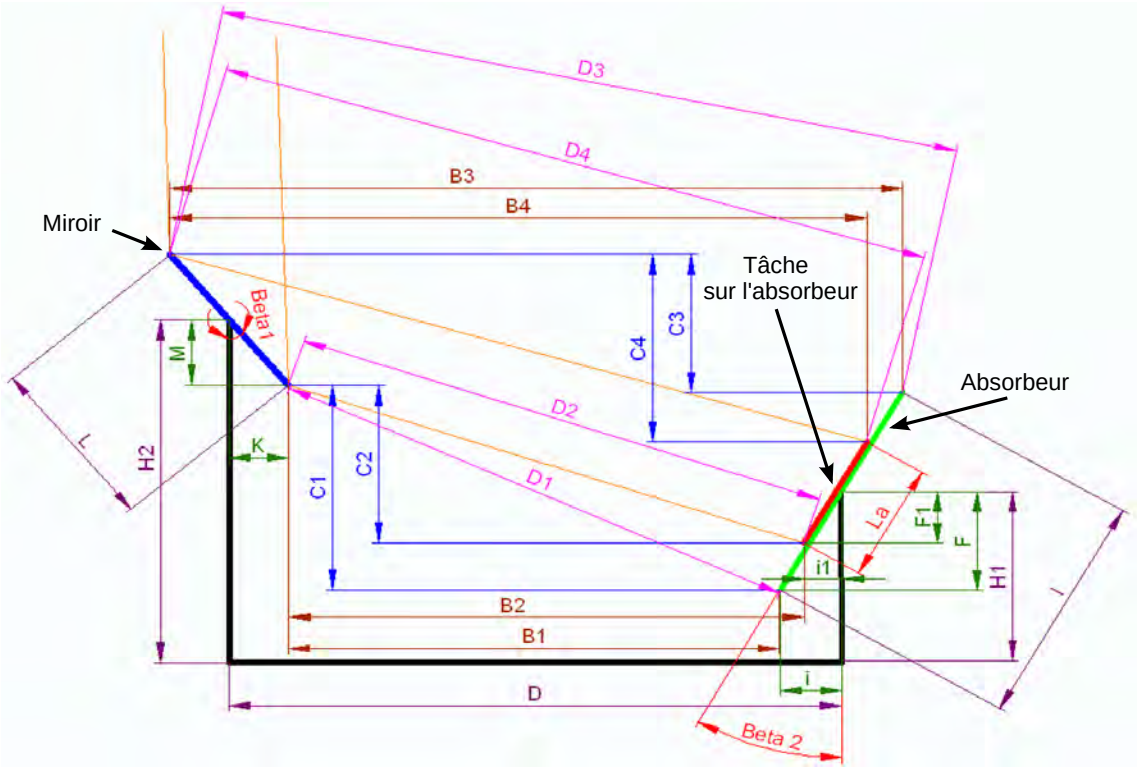


Figure 2.4 – Paramètres géométriques du SRLO

Voici les nouveaux paramètres :

— H_1 : la hauteur du récepteur (cm) ;
— β : l'angle d'inclinaison de la structure (rad) ;
— X : le pas entre chaque miroir (cm) ;
— D : la distance projetée sur le plan horizontal entre le bâti et le récepteur (cm) ;
— N : le « numéro » du miroir (le miroir le plus bas correspond au numéro 1 et celui le plus haut au numéro 16) ;

Toute les valeurs qui vont suivre dépendent du numéro du miroir :

— D_n : la distance projetée sur le plan horizontal entre le miroir et le récepteur :

$$D_n = D + \cos(\beta) \,.\, n \,.\, X \quad (cm) \tag{2.21}$$

— H_{2_n} : la hauteur du miroir :

$$H_{2_n} \;=\; \sin\left(\beta\right) . \, n \, . \, X \quad (cm) \tag{2.22}$$

— $\Delta \, H_{b_n}$: la différence de hauteur entre le récepteur et le miroir :

$$\Delta H_{b_n} \;=\; H_{2_n} \;-\; H_1 \quad (cm) \tag{2.23}$$

— h_{m_n} : la différence de hauteur angulaire entre le miroir et le récepteur :

$$h_{m_n} \;=\; \arctan\left(\frac{H_1 \;-\; H_{2_n}}{D_n}\right) \quad (rad) \tag{2.24}$$

— D_{h_n} : la longueur située entre les plans orange et vert :

$$D_{h_n} \;=\; D_n \, . \, \cos\left(\Psi \;-\; \gamma\right) \quad (cm) \tag{2.25}$$

— H_{1h_n} : la hauteur du plan orange :

$$H_{1h_n} \;=\; D_{h_n} \, . \, \tan\left(h\right) \quad (cm) \tag{2.26}$$

— H_{2h_n} : la hauteur totale du plan bleu :

$$H_{2h_n} \;=\; H_{1h_n} \;-\; \Delta H_{b_n} \quad (cm) \tag{2.27}$$

— L_{c1_n} : la longueur de la droite située entre le plan vert et le plan horizontal traversant le milieu de la face avant du récepteur :

$$L_{c1_n} \;=\; D_n \, . \, \tan\left(\Psi \;-\; \gamma\right) \quad (cm) \tag{2.28}$$

— D_{1h_n} : la longueur située entre les plans bleu et jaune :

$$D_{1h_n} \;=\; \frac{D_{h_n}}{\cos\left(h\right)} \quad (cm) \tag{2.29}$$

— Psi_p : l'angle azimutal projeté :

$$\Psi_p \;=\; \arcsin\left(\frac{L_{c1_n}}{D_{1h_n}}\right) \;=\; \arctan\left(\frac{L_{c2_n}}{D_{2_n}}\right) \quad (rad) \tag{2.30}$$

— la longueur D_{2_n} :

$$D_{2_n} \;=\; D_n \, . \, \cos\left(h_{m_n}\right) \quad (cm) \tag{2.31}$$

— la longueur L_{c2_n} :

$$L_{c2_n} \;=\; D_{2_n} \,.\, \tan\left(\Psi \;-\; \gamma\right) \quad (cm) \tag{2.32}$$

— L_{c_n} : la somme de L_{c2_n} et de L_{c1_n} :

$$L_{c_n} \;=\; L_{c1_n} \;+\; L_{c2_n} \quad (cm) \tag{2.33}$$

— la longueur C_n :

$$C_n \;=\; {H_{2h_n}}^2 \;+\; {L_{cn}}^2 \quad (cm) \tag{2.34}$$

— la longueur D_{2r_n} :

$$D_{2r_n} \;=\; \sqrt{{D_{2_n}}^2 \;+\; {L_{c2_n}}^2} \quad (cm) \tag{2.35}$$

— $2\,\Theta_n$: l'angle d'incidence :

$$2\,\Theta_n \;=\; \arccos\left(\frac{{D_{1h_n}}^2 \;+\; {D_{2r_n}}^2 \;-\; {C_n}^2}{2\,.\,D_{1h_n}\,.\,D_{2r_n}}\right) \quad (rad) \tag{2.36}$$

— D_{1h_n} la longueur située entre le plan bleu clair et transparent :

$$D_{1_n} \;=\; D_{1h_n} \,.\, \cos\left(\Psi_p\right) \quad (cm) \tag{2.37}$$

— $2\,\Theta_{p_n}$: l'angle d'incidence projetée :

$$2\,\Theta_{p_n} \;=\; \arccos\left(\frac{{D_{2_n}}^2 \;+\; {D_{1_n}}^2 \;-\; {H_{2h_n}}^2}{2\,.\,D_{2_n}\,.\,D_{1_n}}\right) \quad (rad) \tag{2.38}$$

— h_p : la hauteur angulaire projetée du soleil :

$$h_p \;=\; \arccos\left(\frac{D_n}{D_{1_n}}\right) \quad (rad) \tag{2.39}$$

— β_{1_n} : l'angle d'inclinaison du miroir :

$$\beta_{1_n} \;=\; h_p \;-\; \Theta_{p_n} \quad (rad) \tag{2.40}$$

Si h_p est l'élévation angulaire projetée du soleil et h_{m_N} la différence de hauteur angulaire de chaque miroir N, alors par la relation de Descartes, on obtient l'angle d'incidence projeté sur le plan nord/sud pour chaque miroir Θ_{p_N} :

$$\Theta_{p_N} \;=\; \frac{h_p \;-\; h_{m_N}}{2} \quad (rad) \tag{2.41}$$

Donc l'inclinaison β_{1_N} de chaque miroir N, par rapport à la verticale, s'exprime :

$$\begin{aligned} \beta_{1_N} &= \Theta_{p_N} \;+\; h_{m_N} \quad (rad) \\ \beta_{1_N} &= \frac{h_p \;+\; h_{m_N}}{2} \quad (rad) \end{aligned} \tag{2.42}$$

L'utilisation de ces angles d'inclinaison pour chaque miroir permet la focalisation du rayonnement solaire sur le récepteur.

2.2.2 Vitesse de déplacement vertical de la « tâche »

La vitesse de déplacement vertical de la « tâche » sur le récepteur n'est pas constante : elle varie dans le temps et selon les miroirs.

Angle de déplacement

L'angle nommé « angle de déplacement » représente l'angle balayé par un rayon réfléchi pour parcourir la distance restante entre le bord de la « tâche » et le bord du récepteur. Le calcul de ce paramètre permet d'optimiser la consommation du système. En effet, on connaîtra le délai réel avant lequel la « tâche » doit sortir du récepteur et donc l'intervalle de temps entre deux recalages. Les paramètres utiles pour l'obtention de cet intervalle de temps sont :

— hc_{1_N} : l'angle balayé par un rayon réfléchi par l'extrémité supérieure de chaque miroir N pour parcourir la distance entre le bord supérieur de la « tâche » et du récepteur ;

— hc_{2_N} : l'angle balayé par un rayon réfléchi par l'extrémité inférieure de chaque miroir N pour parcourir la distance entre le bord inférieur de la « tâche » et du récepteur ;

— l : la largeur de l'absorbeur (cm) ;

— L : la longueur de l'absorbeur (cm) ;

— K_N : la projection de la demi-largeur de chaque miroir N sur l'horizontale :

$$K_N = \frac{L \,.\, \sin(\beta_{1_N})}{2} \quad (cm) \tag{2.43}$$

— M_N : la projection de la demi-largeur de chaque miroir N sur la verticale :

$$M_N = \frac{L \,.\, \cos(\beta_{1_N})}{2} \quad (cm) \tag{2.44}$$

— I : la projection de la demi-largeur du récepteur sur l'horizontale :

$$I = \frac{l \,.\, \sin(\beta_2)}{2} \quad (cm) \tag{2.45}$$

— F : la projection de la demi-largeur du récepteur sur la verticale :

$$F = \frac{l \,.\, \cos(\beta_2)}{2} \quad (cm) \tag{2.46}$$

— I_{1_N} : la projection de la demi-largeur de la « tâche » sur l'horizontale en fonction de chaque miroir N :

$$I_{1_N} = \frac{L_{A_N} \,.\, \sin(\beta_2)}{2} \quad (cm) \tag{2.47}$$

— F_{1_N} : la projection de la demi-largeur de la « tâche » sur la verticale en fonction de chaque miroir N :

$$F_{1_N} = \frac{L_{A_N} \,.\, \cos(\beta_2)}{2} \quad (cm) \tag{2.48}$$

— B_{1_N} : la distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité inférieure de chaque miroir N à l'extrémité inférieure du récepteur :

$$B_{1_N} = D_N - I - M_N \quad (cm) \tag{2.49}$$

— B_{2_N} : la distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité inférieure de chaque miroir N à l'extrémité inférieure de la « tâche » :

$$B_{2_N} = D_N - I_{1_N} - M_N \quad (cm) \tag{2.50}$$

— B_{3_N} : la distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité supérieure de chaque miroir N à l'extrémité supérieure du récepteur :

$$B_{3_N} = D_N + I + M_N \quad (cm) \tag{2.51}$$

— B_{4_N} : la distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité supérieure de chaque miroir N à l'extrémité supérieure de la « tâche » :

$$B_{4_N} = D_N + I_{1_N} + M_N \quad (cm) \tag{2.52}$$

— C_{1_N} : la différence de hauteur entre l'extrémité inférieure de chaque miroir N et l'extrémité inférieure du récepteur :

$$C_{1_N} = (H_1 - F) - (H_{2_N} - K_N) \quad (cm) \tag{2.53}$$

— C_{2_N} : la différence de hauteur entre l'extrémité inférieure de chaque miroir N et l'extrémité inférieure de la « tâche » :

$$C_{2_N} = (H_1 - F_{1_N}) - (H_{2_N} - K_N) \quad (cm) \tag{2.54}$$

— C_{3_N} : la différence de hauteur entre l'extrémité supérieure de chaque miroir N et l'extrémité supérieure du récepteur :

$$C_{3_N} = (H_1 + F) - (H_{2_N} + K_N) \quad (cm) \tag{2.55}$$

— C_{4_N} : la différence de hauteur entre l'extrémité supérieure de chaque miroir N et l'extrémité supérieure de la « tâche » :

$$C_{4_N} = (H_1 + F_{1_N}) - (H_{2_N} + K_N) \quad (cm) \tag{2.56}$$

— D_{1_N} : la distance entre l'extrémité inférieure de chaque miroir N et l'extrémité inférieure du récepteur :

$$D_{1_N} = \sqrt{(B_{1_N}{}^2 + C_{1_N}{}^2)} \quad (cm) \tag{2.57}$$

— D_{2_N} : la distance entre l'extrémité inférieure de chaque miroir N et l'extrémité inférieure de la « tâche » :

$$D_{2_N} = \sqrt{(B_{2_N}{}^2 + C_{2_N}{}^2)} \quad (cm) \tag{2.58}$$

— D_{3_N} : la distance entre l'extrémité supérieure de chaque miroir N et l'extrémité supérieure du récepteur :

$$D_{3_N} = \sqrt{(B_{3_N}{}^2 + C_{3_N}{}^2)} \quad (cm) \tag{2.59}$$

— D_{4_N} : la distance entre l'extrémité supérieure de chaque miroir N et l'extrémité supérieure de la « tâche » :

$$D_{4_N} = \sqrt{(B_{4_N}{}^2 + C_{4_N}{}^2)} \quad (cm) \tag{2.60}$$

Tous les paramètres utiles au calcul de cet intervalle ont été déterminés. Voici donc l'équation des angles hc_{1_N} et hc_{2_N} :

$$\cos(hc_{1_N}) = \frac{D_{1_N}{}^2 + D_{2_N}{}^2 - \left(\frac{1}{2} - \frac{L_{A_N}}{2}\right)^2}{2 \,.\, D_{1_N} \,.\, D_{2_N}} \quad (rad) \tag{2.61}$$

$$\cos(hc_{2_N}) = \frac{D_{3_N}{}^2 + D_{4_N}{}^2 - \left(\frac{1}{2} - \frac{L_{A_N}}{2}\right)^2}{2 \,.\, D_{3_N} \,.\, D_{4_N}} \quad (rad) \tag{2.62}$$

Temps de sortie du bord de la « tâche »

L'angle que doit balayer un rayon réfléchi pour parcourir le récepteur est maintenant connu. Déterminons :

— h_p et $\omega_{\,rad}$: respectivement la hauteur angulaire projetée du soleil et l'angle horaire à l'instant t_1

— $\omega_{S\,rad}$: le nouvel angle horaire, pour h_p corrigé de hc_{1_N} ou hc_{2_N} suivant le cas, sachant que :

$$\cos(\Psi) = \frac{\sin(h) \,.\, \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\cos(h) \,.\, \cos(\phi)} \quad et \quad \tan(h_p) = \frac{\tan(h)}{\cos(\Psi)} \tag{2.63}$$

on obtient h en fonction de h_p donc :

$$\sin(h) = \frac{\sin(\delta) \,.\, \tan(h_p)}{\sin(\phi) \,.\, \tan(h_p) - \cos(\phi)} = \frac{\sin(\delta)}{\sin(\phi) - \cos(\phi) \,.\, \tan\left(\frac{\pi}{2} - h_p\right)} \tag{2.64}$$

sachant aussi que :

$$\sin(h) = \sin(\delta) \,.\, \sin(\phi) + \cos(\delta) \,.\, \cos(\phi) \,.\, \cos(\omega) \tag{2.65}$$

On obtient ω suivant h :

$$\cos(\omega) = \frac{\sin(h) - \sin(\delta) \,.\, \sin(\phi)}{\cos(\delta) \,.\, \cos(\phi)} \tag{2.66}$$

Suivant la période de l'année, cet intervalle de temps de recalage s'obtient différemment.

Premier cas

Entre l'équinoxe du printemps et de l'automne, l'après-midi h_p augmente, on corrige donc h_p en lui ajoutant hc_{1_N}. On calcule l'angle horaire correspondant ω_{S_N}, puis on en déduit le temps correspondant T :

$$T_N = \frac{|\,\omega - \omega_{S_N}\,|}{0,2618} \quad (s) \tag{2.67}$$

Deuxième cas

Entre l'équinoxe de l'automne et du printemps, l'après-midi h_p diminue, on corrige donc h_p en lui retranchant hc_{1_N}. On calcule l'angle horaire correspondant ω_{S_N}, puis on en déduit le temps correspondant T_N, comme dans le premier cas.

Troisième cas

Pour obtenir le temps de sortie de la « tâche » le matin entre l'équinoxe du printemps et de l'automne, il est nécessaire de calculer l'angle des miroirs au midi solaire, car à cet instant leur mouvement s'inverse :

— si h_p corrigé de hc_{2_N} est plus petit que l'angle au midi solaire, on calcule comme précédemment ω_{S_N} et T_N ;

— si h_p corrigé de hc_{2_N} est plus grand que l'angle au midi solaire, on calcule le temps écoulé jusqu'au midi solaire :

$$T_{1_N} = \frac{|\,\omega\,|}{0,2618} \quad (s) \tag{2.68}$$

Puis on calcule ω_{S_N} correspondant à h_p corrigé, cette fois, de hc_{1_N} (puisque le mouvement s'est inversé) et de l'angle parcouru jusqu'à midi solaire. On déduit donc le temps T_{2_N} :

$$T_{2_N} = \frac{|\,\omega_{S_N}\,|}{0,2618} \quad (s) \tag{2.69}$$

Le temps de sortie est donc :

$$T_N = T_{1_N} + T_{2_N} \quad (s) \tag{2.70}$$

Quatrième cas

Le matin, entre l'équinoxe de l'automne et du printemps, on applique le même raisonnement qu'au troisième cas en permutant hc_{1_N} et hc_{2_N}.

2.3 Optimisation de la hauteur du récepteur

Au préalable de la réalisation du prototype, l'optimisation de la hauteur des récepteurs est une étape incontournable (figure 2.5). Pour ce faire, une étude énergétique permettant de connaître la puissance arrivant sur les récepteurs, intégrée sur toute l'année, a été réalisée. Ce travail comporte trois étapes. Tout d'abord, une première étape permet de calculer l'énergie reçue par l'absorbeur du récepteur sans prendre en compte la déviation solaire. Une deuxième étape est réalisée, avec le même calcul, mais en considérant, cette fois-ci, la déviation solaire. Enfin, l'ombre portée par les récepteurs sur la structure réfléchissante est modélisée. Ce qui permet de quantifier l'énergie réelle arrivant sur l'absorbeur. Cette approche permet de connaître : l'énergie perdue par la déviation et l'impact de l'ombre produit par les récepteurs. Pour l'ensemble des études, le système étant orienté vers le sud (+2,89 degrés vers l'est), nous considérons que le système peut recevoir de l'énergie uniquement lorsque le soleil rayonne sur les miroirs.

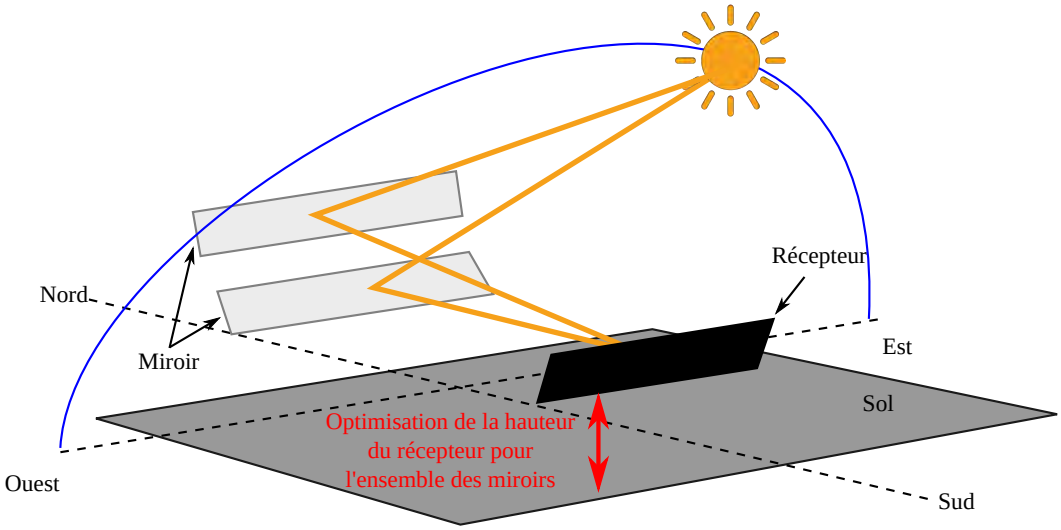


Figure 2.5 – Optimisation de la hauteur du récepteur

2.3.1 Étude 1 : sans déviation solaire

Hypothèse

La hauteur optimale du récepteur est obtenue lorsque l'angle d'incidence Θ_{p_n} est le plus faible pour tous les miroirs, pour l'ensemble des jours de l'année. Les hypothèses posées au préalable sont :

- pas de pertes d'énergies dues à la déviation solaire ;
- considération purement géométrique ;
- utilisation de la valeur théorique de rayonnement extraterrestre (on ne considère pas les pertes dues à la nébulosité, pluie, pollution, etc.) ;
- toute l'énergie reçue par les miroirs est concentrée sur les absorbeurs des récepteurs.

Le calcul est donc la somme des puissances résultantes des seize miroirs intégrés à la minute sur toute l'année. On sait que :

- la puissance à un instant donné pour chaque miroir n, correspond à l'équation :

$$P_{1_n} = S_{mir} \,.\, I_0 \,.\, \cos(\Theta_{p_n}) \quad (W) \tag{2.71}$$

avec $S_{mir_{rang}}$ correspondant à la surface d'une rangée de miroirs et $I_0 = 1\,367$ W :

— pour obtenir l'énergie annuelle, on a besoin d'intégrer la puissance sur chaque jour de l'année ; nous choisissons la minute comme pas de temps. Elle s'exprime :

$$E_n = \frac{\sum_{t=1}^{1440} P_{1_N}}{60} . 365,5 \quad (Wh) \tag{2.72}$$

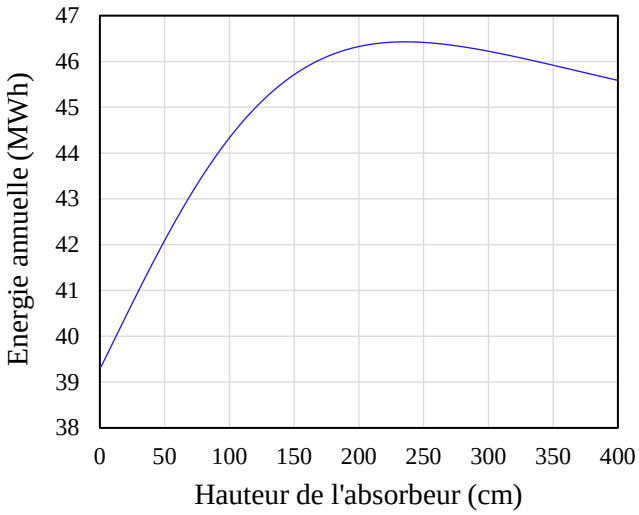


Figure 2.6 – Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 1)

Résultats

Comme illustré sur la figure 2.6, la hauteur optimale du récepteur est donc de 234 cm, avec une distance récepteur-bâti de 1 m. L'énergie totale reçue par l'absorbeur durant une année est de 46,4 MWh.

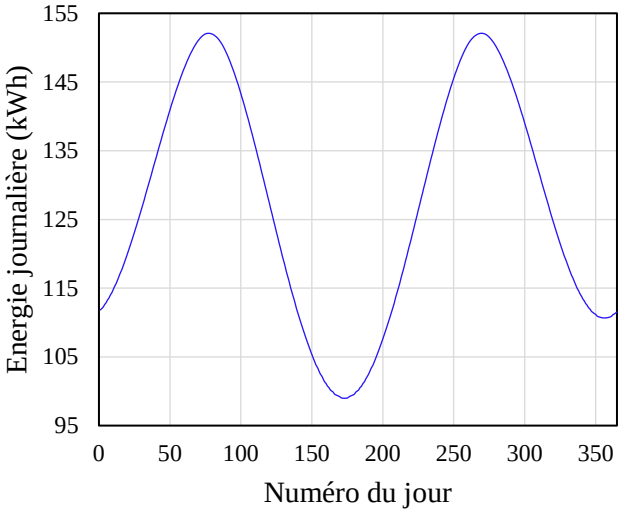


Figure 2.7 – Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 234$) durant une année

La figure 2.7 représente l'énergie journalière produite durant une année avec un absorbeur positionné à une hauteur de 234 cm, en ne prenant pas compte de l'effet de la déviation solaire. La production d'énergie est importante aux équinoxes et faible en été. Cependant, ce graphe n'est pas représentatif de la réalité puisque l'effet de la déviation solaire n'est pas pris en considération. En effet, cette étude préalable est intéressante pour connaitre le pourcentage

d'énergie perdu dû à la déviation solaire. Cette valeur sera indispensable pour optimiser le système et plus précisément, pour augmenter la concentration du rayonnement solaire sur l'absorbeur.

2.3.2 Étude 2 : avec déviation solaire

Hypothèse

Une nouvelle étude, avec les mêmes hypothèses que précédemment, est effectuée en intégrant la perte d'énergie due à la déviation solaire. La déviation étant connue, il est nécessaire de calculer les nouvelles longueurs de chaque miroir : L_{c1_n} (voir l'équation 2.28). Cette valeur L_{c1_n} est ensuite évaluée pour connaître l'énergie réelle qui arrive sur les absorbeurs des récepteurs. En effet, le système est équipé de quatre modules de concentration qui sont assemblés ensemble ; le système comporte donc des espaces entre les modules. Ces espaces sont pris en considération ainsi que la position exacte de la focalisation de chaque miroir.

Résultat

La figure 2.8 montre que la hauteur du récepteur est de 1,68 m pour obtenir un maximum énergétique de 36,7 MWh. La figure 2.9 montre, quant à elle, que l'énergie produite l'été et l'hiver est moindre comparée à la production aux équinoxes. De plus, l'été, l'effet azimutal est important. La perte d'énergie due à la déviation solaire est de 20,90 %. La hauteur optimum du récepteur est maintenant de 1,68 m. La déviation solaire a une influence significative sur l'énergie et la hauteur optimale du récepteur. Or, positionner un récepteur à une hauteur de 1,68 m peut être compliqué. De plus, la prise au vent peut être importante. Le soleil, au solstice d'hiver, à plus ou moins deux heures du midi solaire, a une hauteur angulaire de 19,14 degrés. La première lame se trouve à une hauteur de 23,5 cm et à une distance du récepteur de 93,1 cm. La hauteur maximum du récepteur permettant d'éviter une ombre (à plus ou moins deux heures du midi solaire au solstice d'hiver) sur ce miroir est donc de 59,5 cm. Une dernière étude est réalisée en retirant l'énergie perdue issue de l'ombre du récepteur portée sur la structure.

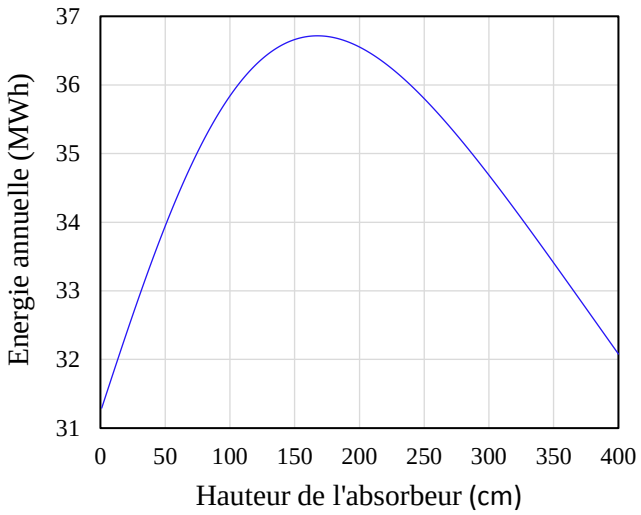


Figure 2.8 – Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 2)

2.3.3 Étude 3 : avec déviation solaire et ombre

Hypothèse

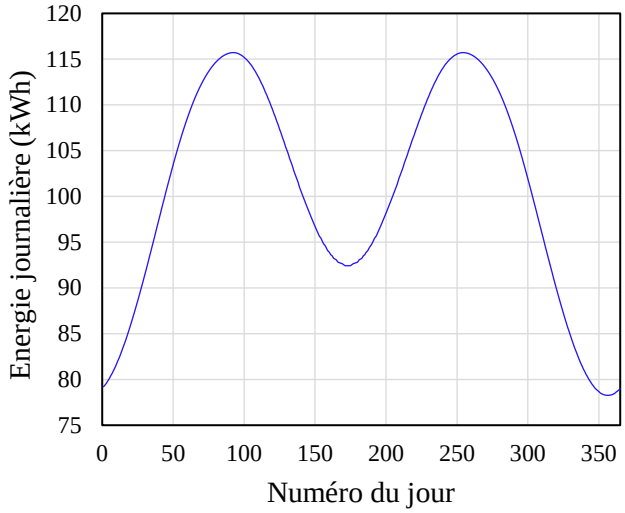


Figure 2.9 – Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 168$) durant une année

Dans la précédente étude, la perte d'énergie due à la déviation solaire est quantifiée. Il est maintenant indispensable de déterminer de façon exacte l'effet de l'ombre du récepteur, sur la structure, afin de connaître la hauteur optimale du récepteur, ainsi que les moments de l'année où elle a le plus d'influence. Pour connaître la position de l'ombre produite par le récepteur, sur la structure, il faut connaître :

— la surface de l'ombre produite par le récepteur sur le bâti ;

— la position de l'ombre sur la structure ;

— la perte d'énergie due à l'ombre.

Les différents calculs sont exprimés dans l'annexe de mon rapport d'activité [LEC13].

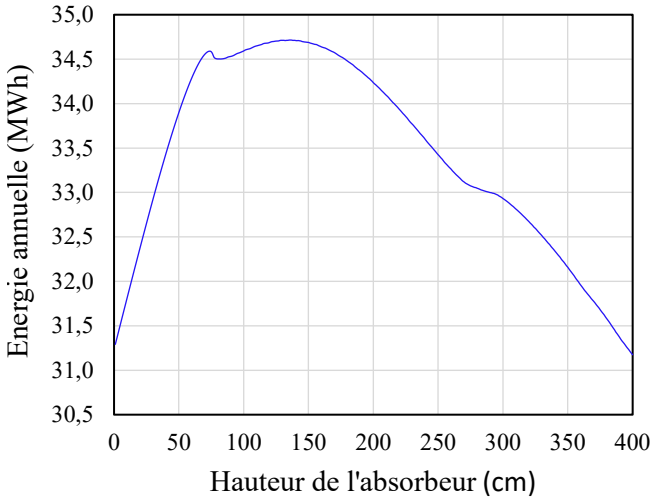


Figure 2.10 – Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 3)

La hauteur optimale en prenant en compte l'ombre du récepteur portée sur la structure est de 143 cm (figure 2.10) avec un maximum énergétique de plus de 34,7 MWh. La hauteur retenue dans notre cas est 74 cm avec un maximum énergétique de 34,6 MWh. Ce choix est justifié ci-après. re

La figure 2.11 indique qu'une hauteur de récepteur moins importante induit une production plus importante l'hiver et moins importante l'été, sachant que le maximum est obtenu au niveau des équinoxes. La perte d'énergie par rapport à la deuxième étude est de 6,01 %. Pour

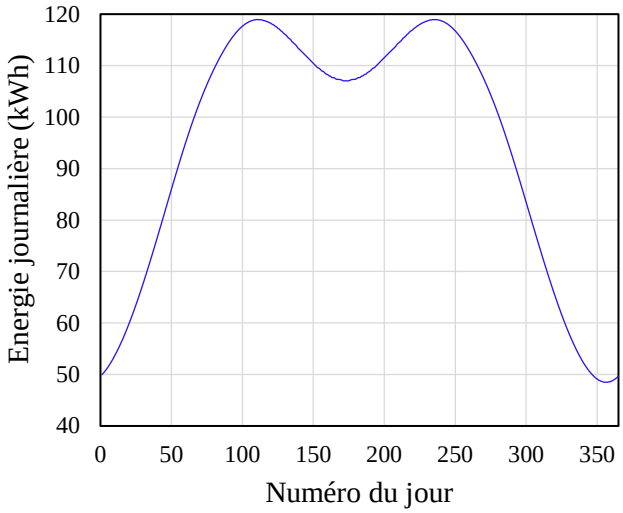


Figure 2.11 – Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 74$) durant une année

que l'ombre du récepteur n'ait aucune influence sur le récepteur, il faudrait positionner le récepteur à une hauteur de 27 cm. Mais à cette hauteur, le récepteur produit moins d'énergie (32,8 MWh) et la perte d'énergie est alors de 12,06 %.

2.3.4 Conclusion

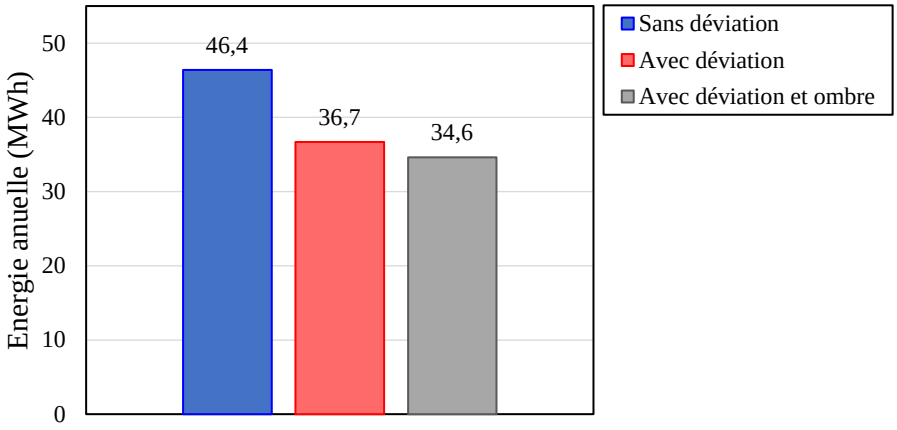


Figure 2.12 – Énergie annuelle reçue par l'absorbeur durant une année

La figure 2.12 montre que l'énergie produite, sans prise en compte de la déviation solaire est importante (46,4 MWh par an). L'effet de la déviation solaire induit une perte d'énergie de 20,9 %. L'énergie produite est alors de 36,7 MWh. La troisième étude induit une perte d'énergie de 29,4 % par rapport à l'étude sans déviation, avec une production d'énergie de 34,6 MWh. Les hauteurs du récepteur optimales sans déviation solaire, avec déviation solaire et avec déviation solaire et ombre portée sur le récepteur, sont respectivement de 234 cm, 168 cm et 143 cm (figure 2.13).

Dans les trois cas (figure 2.14), la production d'énergie la plus importante est produite autour des équinoxes, la hauteur du récepteur a beaucoup d'influence sur la production en hiver et en été. Pour la troisième étude (avec déviation et ombre), si la hauteur du récepteur est inférieure à 143 cm, la production d'énergie est plus importante l'été. À l'inverse si la hauteur du récepteur est supérieure à 240 cm, la production est plus importante l'hiver.

Pour conclure, nous préconisons afin d'obtenir un maximum énergétique annuel, une

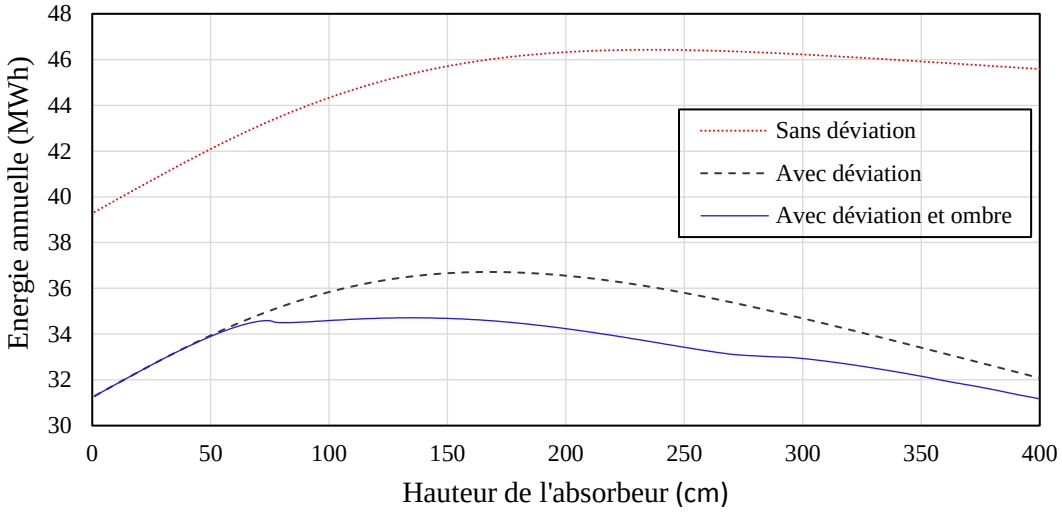


Figure 2.13 – Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 1, 2 et 3)

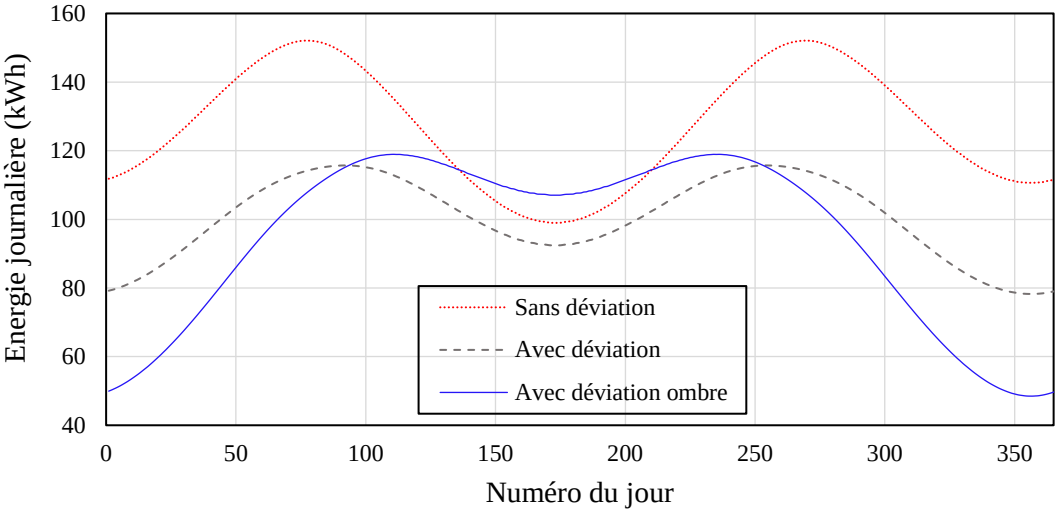


Figure 2.14 – Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 74$) durant une année

hauteur de récepteur de 74 cm avec une distance récepteur-bâti de 1 m. Le choix ne se porte pas sur la hauteur optimale de 143 cm pour plusieurs raisons :

— une prise au vent importante,
— un coût des matériaux plus élevée (longueur plus importante),
— une installation plus compliquée à réaliser,
— une maintenance plus difficile à effectuer.

Finalement, l'énergie issue de la surface réfléchissante est bien supérieure par rapport à l'énergie reçue par les absorbeurs. Les pertes sont dues essentiellement à la déviation solaire et au fait que les absorbeurs soient espacés. Pour récupérer cette énergie perdue, il faudrait, tout d'abord, supprimer l'espace entre les absorbeurs et ensuite, supprimer l'effet d'azimut. Pour cela, deux manières de procéder. Une première consiste à augmenter la longueur des miroirs sachant que l'énergie issue de la surface réfléchissante sera encore augmentée par rapport à l'énergie reçue par les absorbeurs (concentration géométrique plus élevée). La deuxième méthode consisterait à rendre les absorbeurs mobiles et de les positionner en fonction de la déviation solaire. On pourrait également positionner des réflecteurs pour récupérer l'énergie perdue. Plusieurs solutions sont présentées dans le chapitre 4.2 et 4.2.2.

2.4 Réalisation du prototype

2.4.1 Introduction

Les équipements installés lors de la réalisation du prototype sont

— les récepteurs,
— le circuit hydraulique avec sept électrovannes et deux pompes,
— le ballon de décharge (simulateur de charge),
— le ballon de stockage,
— les différentes structures,
— les lames avec une surface réfléchissante et une surface composée de modules photovoltaïques,
— le local technique,
— le câblage des modules,
— deux batteries 12 V - 150 Ah,
— le régulateur *Tracer-4210RN Epsolar*,
— un onduleur de 1 500 W.

Cependant, à la fin de la réalisation des travaux, le système ne pouvait pas fonctionner en l'état. Il restait la partie contrôle-commande et l'instrumentation à réaliser. Le SRLO est un système qui peut être implanté sur site isolé, le choix des organes du système doit répondre à deux contraintes : une faible consommation d'énergie et l'utilisation d'organes de systèmes embarqués. Le système doit être capable de récupérer des informations et de les gérer pour ensuite contrôler le mode de fonctionnement (figure 2.15).

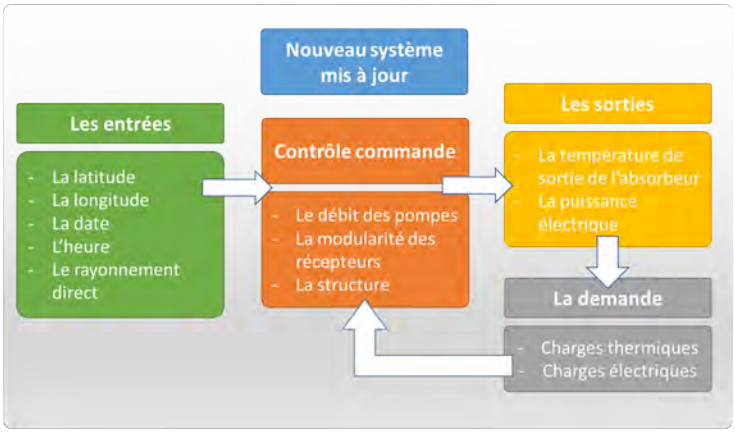


Figure 2.15 – Gestion du système

2.4.2 Choix des différents organes électriques

2.4.2.1 Contrôle général du système

L'un des organes à choisir prioritairement est le contrôleur du système. Il permet d'envoyer les ordres et de récolter toutes les informations du système. Plusieurs choix sont possibles : une carte électronique composée d'un microcontrôleur, un automate de type industriel, un ordinateur associé à une carte électronique d'entrée/sortie, etc. Nous choisissons une carte électronique composée d'un microcontrôleur de la marque *Arduino* (figure 2.16), dont les caractéristiques techniques sont indiquées dans le tableau 2.1. Le diagramme des entrées/sorties est représenté à l'annexe A.1. Le système doit consommer peu d'énergie, c'est pourquoi notre choix se porte sur une carte électronique.

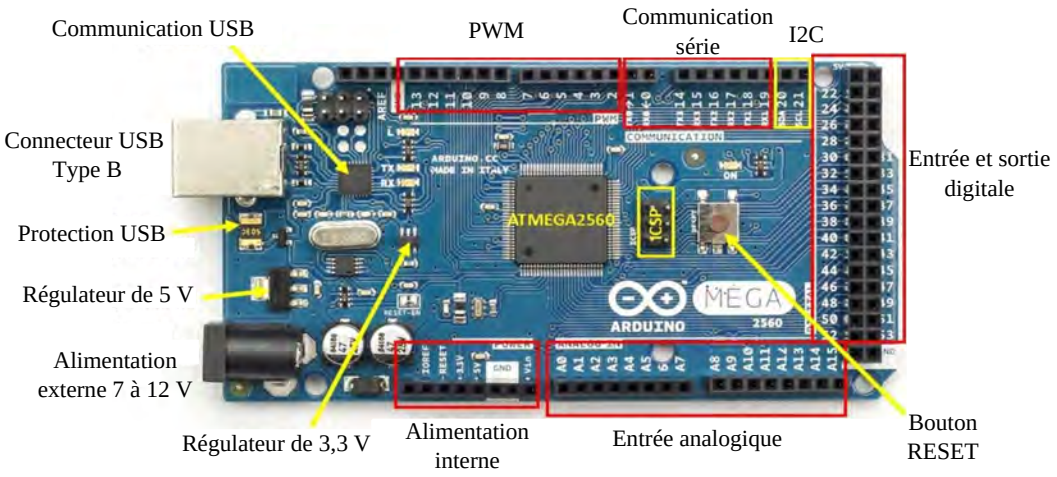


Figure 2.16 – Carte *Arduino Mega 2560*

Paramètres	**Valeurs**
Microcontrôleur	ATmega2560
Tension de fonctionnement	5 V
Tension d'alimentation	7 - 12 V
Tension d'alimentation (limites)	6 - 20 V
Nombre d'entrée/sortie	54 (dont 14 entrée PWM)
Nombre de ports *Analog/Digital*	16
Courant maximum entrée/sortie	40 mA
Courant pour broches 3.3 V	50 mA
Mémoire Flash	256 KB (ATmega328)
Static Random Access Memory (SRAM)	8 KB (ATmega328)
Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory (EEPROM)	4 KB (ATmega328)
Vitesse horloge	16 MHz

Tableau 2.1 – Caractéristiques techniques de la carte *Arduino Mega 2560*

Chacune des 54 broches numériques sur la carte *Arduino Mega* peut être utilisée comme une entrée ou une sortie. Elles fonctionnent avec une tension de 5 volts. Chaque broche peut fournir ou recevoir un courant de 40 mA, et intègre une résistance de pull-up interne (déconnectée par défaut) de 20-50 kΩ. De plus, certaines broches ont des fonctions spécialisées permettant :

— de recevoir et de transmettre des données du port série Transistor-Transistor logic (TTL) ;

— de déclencher une interruption sur une faible valeur de tension, sur un front montant ou descendant, ou sur un changement d'état ;

— de fournir 8 bits grâce aux sorties Pulse Width Modulation (PWM) ;

— de communiquer avec le protocole de communication Serial Peripheral Interface (SPI) et Inter-Integrated Circuit (I2C).

Enfin, la *Mega 256*0 dispose de 16 entrées analogiques avec 10 bits de résolution.

Le logiciel de programmation du module *Arduino* est une application *Java*, libre et multi-plateforme, servant d'éditeur de code et de compilateur, qui peut transférer le firmware et le programme au travers de la liaison série (USB). Il est également possible de se passer de l'interface *Arduino*, et de compiler les programmes via l'interface en ligne. Le logiciel *Arduino* a pour fonctions principales :

— de pouvoir écrire et compiler des programmes pour la carte *Arduino*,

— de se connecter avec la carte *Arduino* pour y transférer les programmes,

— de communiquer avec la carte *Arduino*.

Les seules informations que doivent renseigner l'utilisateur sont la latitude et la longitude du lieu. Avec ces deux informations le système doit être capable de connaître l'heure. Pour ce faire, l'utilisation d'une horloge Real Time Control (RTC) *Groove* (figure 2.17) est une bonne solution. Cet organe est indispensable puisque le système fonctionne en boucle ouverte pour assurer le positionnement des miroirs (aucun capteur de position n'est utilisé pour placer correctement les « tâches » sur les récepteurs). Seuls des détecteurs sont sollicités pour remettre les lames physiquement à leur position initiale. L'heure et la date permettent de calculer à chaque instant les données solaires. Lors d'une coupure de courant, le système lorsqu'il est remis sous tension, doit être capable de connaître la date et le temps pour se repositionner au plus vite. Cet organe doit donc être auto-alimenté et indépendant des batteries du SRLO.

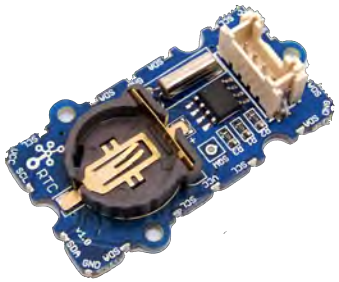


Figure 2.17 – Horloge RTC *Groove*

2.4.2.2 Le circuit hydraulique

Les pompes

Le SRLO permet de produire de l'énergie électrique continue grâce aux panneaux photovoltaïques et de stocker cette énergie dans des batteries ; c'est pourquoi, l'utilisation d'une pompe fonctionnant avec un moteur à courant continu est essentielle (figure 2.18). Cette pompe doit assurer la circulation du fluide et doit être à débit variable pour permettre un asservissement en température (voir tableau 2.2 pour les caractéristiques techniques des pompes *D5solar Laing*). La tension de fonctionnement utilisée est de 12 V. Un régulateur de tension permet la régulation du débit des pompes.

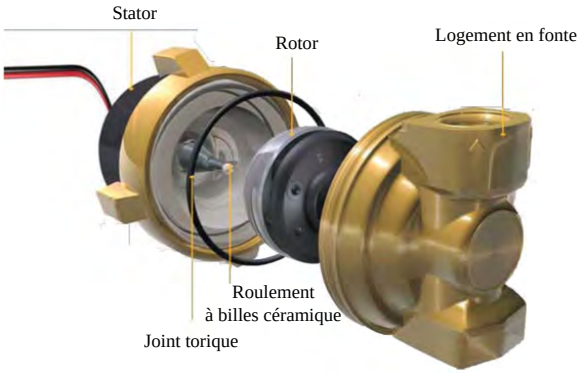


Figure 2.18 – Pompe *D5solar Laing*

Paramètres	**Valeurs**
Démarrage	Progressif
Tension de fonctionnement	8 - 24 V
Consommation de courant	0.25...1.46 A
Puissance maximum	25 W
Système de pression	1.5 - 10 bars
Température du fluide	10 - 95 $°C$

Tableau 2.2 – Caractéristiques techniques des pompes

Le régulateur de tension

Le régulateur *DC Motor Driver 2x15A Lite* (figure 2.19) assure la commande en tension des deux pompes, permettant ainsi d'asservir la température du fluide, grâce à la variation de débit. Les caractéristiques techniques du régulateur sont représentées dans le tableau 2.3.

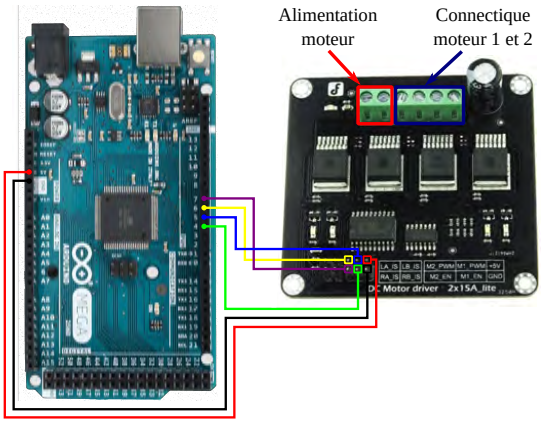


Figure 2.19 – Régulateur de tension des pompes

La régulation de tension est réalisée grâce à une variation d'impulsions, il est donc important de contrôler la fréquence de fonctionnement de l'alimentation de la pompe. Si elle est trop faible, il peut y avoir des à-coups, ainsi que des bruits associés ; si elle est trop élevée, il y a une possibilité de sifflements. Pour éviter ce genre de désagréments, il faut mettre un condensateur

Paramètres	Valeurs
Tension d'entrée	4.8 - 35 V
Courant maximum de sortie	15 A à 13.8 V par sortie
Capacité PWM	25 kHz

Tableau 2.3 – Caractéristiques techniques du régulateur de tension

de lissage entre les bornes d'alimentation des pompes en sortie du régulateur de tension. Le détail des débits résultant dans le circuit hydraulique est détaillé ci-après.

Les électrovannes

Les six électrovannes (Figure 2.20) permettent de commuter les quatre récepteurs en série ou en parallèle ; si le ballon de décharge (ballon qui permet de simuler une charge) arrive à la température de consigne, une autre électrovanne permet de relier le ballon de stockage afin de stocker l'énergie thermique supplémentaire. Des électrovannes trois voies (caractéristiques techniques présentées dans le tableau 2.4) permettent d'assurer la modularité des récepteurs. Elles doivent supporter une température de fonctionnement supérieure à $95°C$.

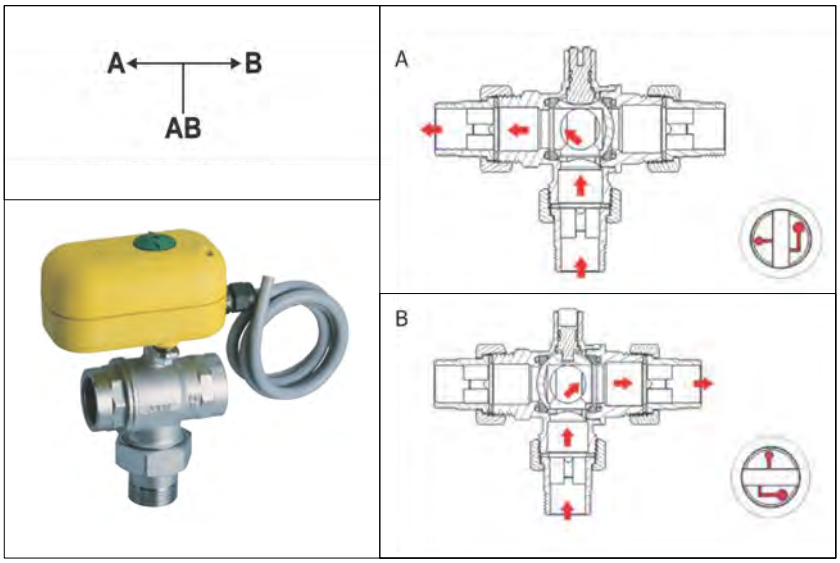


Figure 2.20 – Électrovanne trois voies

Paramètres	Valeurs
Tension d'alimentation	24 V - 50 Hz
Angle de rotation	90 degrés
Temps de rotation	45 secondes

Tableau 2.4 – Caractéristiques techniques des électrovannes

L'installation des électrovannes a été réalisée par la même société qui a réalisé le prototype.

Pour un système autonome, des électrovannes alimentées en continu auraient été un choix plus judicieux que celles utilisées en 24 V AC. L'utilisation d'un transformateur de tension alternative 230/24 V est donc obligatoire. De plus, l'installation de la vanne motorisée qui permet d'alimenter le ballon de stockage a mal été effectuée. Dans la première configuration, le fluide transite dans les récepteurs et charge le ballon de décharge ; dans la deuxième configuration, le fluide passe dans les récepteurs, puis, celui-ci boucle entre la sortie et l'entrée de l'échangeur du ballon de stockage. Une intervention a donc été nécessaire pour remettre l'électrovanne dans la configuration idéale, décrite dans le schéma figure 1.21.

Débits et configurations

L'alimentation des pompes et des électrovannes s'effectue grâce à des cartes relais. Les différentes configurations du circuit hydraulique, ainsi que les réglages des relais associés sont présentés (figure 2.21). Les détails de cette carte relais sont présentés ci-après dans le paragraphe 2.4.2.5.

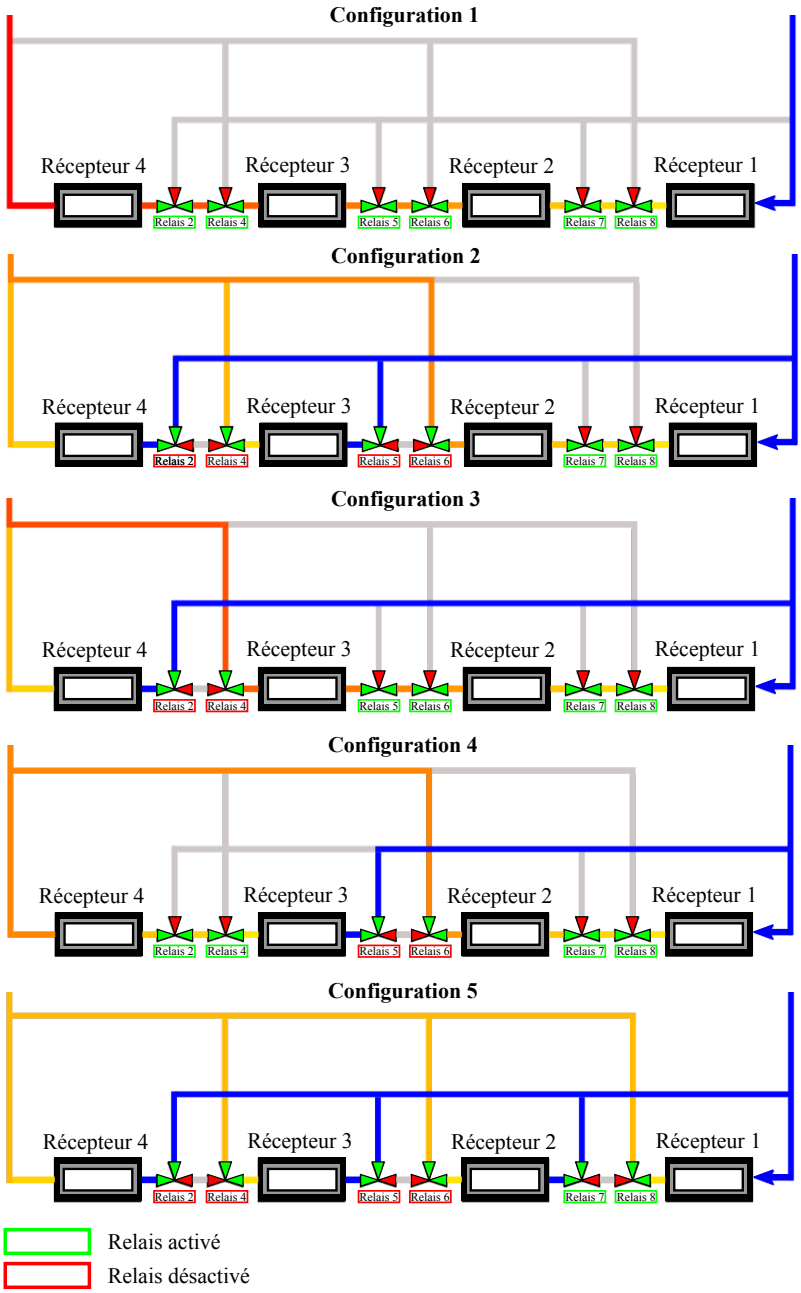


Figure 2.21 – Configurations des récepteurs détaillés

2.4.2.3 L'asservissement de la positon des lames

Moteurs à engrenage avec encodeurs

La focalisation du rayonnement solaire sur le récepteur est réalisée grâce aux miroirs ; la rotation de ceux-ci doit avoir une précision de moins de 0,2 degré, correspondant à un déplacement de « tâche » de deux centimètres (pour la lame la plus éloignée). Nous avons donc choisi un moteur qui permet de se positionner à un pas de 0.05 degré. Ce moteur (figure 2.22) à engrenage planétaire est réputé pour ses caractéristiques de moindre jeu et de rendement élevé qui lui permettent de répondre aux contraintes exigées. Il dispose d'un encodeur qui envoie quatre impulsions par rotation d'encodeur et de 1 848 rotations d'encodeur pour un tour d'arbre moteur, soit un total de 7 392 impulsions par tour d'arbre moteur. Cet encodeur fournit donc une information en temps réel sur la position angulaire.

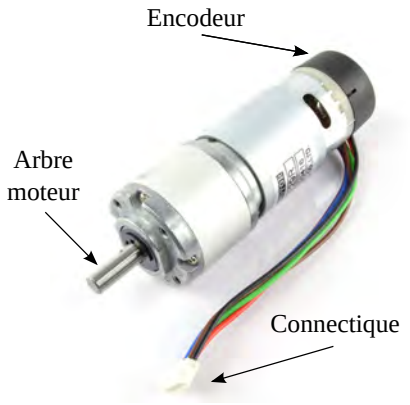


Figure 2.22 – Moteur avec encodeur

Paramètres	**Valeurs**
Tension d'alimentation	12 V DC
Couple	1 200 mN.m
Vitesse	24 $tr.min_{-1}$
Courant maximum	900 mA
Sortie de l'encodeur	7 392 impulsions par rotation

Tableau 2.5 – Caractéristiques techniques des moteurs

Les détails des connectiques sont présentés dans le tableau 2.6.

Connecteurs	**Fonctions**
Noir	Borne + du moteur
Rouge	Borne - du moteur
Maron	V_{cc} du capteur à effet Hall
Vert	GND du capteur à effet Hall
Bleu	V_{out} du capteur à effet Hall A
Violet	V_{out} du capteur à effet Hall B

Tableau 2.6 – Connectiques des moteurs

Plusieurs problèmes sont apparus durant le contrôle des moteurs :

— la présence de bruit due à une longueur trop importante des câbles ; un nouveau cablâge est donc réalisé en utilisant des câbles blindés ;

— une perte de communication aléatoire ; un remplacement des résistances de tirage est donc réalisé (valeur moins élevée de 1 $k\Omega$).

Accouplement des lames sur une rangée

De nombreux problèmes mécaniques sont également survenus lors de la transmission de la

rotation des moteurs aux lames. Chaque série de quatre lames est commandée par un seul moteur. Toutes les lames doivent être parfaitement alignées. Des accouplements semi-rigides entre les lames, avec une liaison réalisée par une clavette et des vis de chaque côté (figure 2.23) assurent le transfert de rotation, créant un défaut de parallélisme. De plus, les clavettes font apparaître un jeu significatif entre l'accouplement semi-rigide et les lames, ainsi qu'entre l'accouplement semi-rigide et la première lame. Ces liaisons auraient dû être sans jeu. Enfin, entre l'axe moteur et l'accouplement rigide, une vis vient s'appuyer contre le chanfrein de l'axe moteur, celle-ci crée également un décalage.

Figure 2.23 – Accouplement semi-rigide

Nous avons testé plusieurs solutions pour parer à ces défauts :

— nous avons déposé les moteurs une première fois pour resserrer toutes les vis assurant l'accouplement, sans résultat ;

— nous avons alors déposé une deuxième fois les moteurs pour défaire l'accouplement rigide qui se trouve sur l'axe moteur. Lors de cette manipulation, nous nous sommes rendu compte, qu'entre l'axe moteur et l'accouplement, il y avait beaucoup de graisse ; un réel problème pour assurer une transmission de force sans jeu. Nous avons alors nettoyé tous les axes et accouplements, ainsi que resserré les vis grâce à du frein filet. Cette solution fonctionne, malgré un jeu toujours présent lequel est dû à la clavette ;

— nous avons essayé de recaler les miroirs entre eux, en resserrant les vis (entre l'axe miroir et accouplement semi-rigide) pour réduire le jeu des clavettes, mais celui-ci est toujours présent ;

— certains accouplements semi-rigides disposent d'un jeu qui peut être éliminé grâce à une cale. Cette solution permet même d'éliminer le défaut de parallélisme entre les lames. Cette manipulation est assez longue à mettre en place sachant qu'il y a 64 accouplements semi-rigides ;

— le dernier problème posé est la demande de couple de rotation des lames. Celle-ci est accrue par les rondelles placées entre les miroirs et la structure. Ces rondelles permettaient de centrer les miroirs entre deux structures. Cependant, certaines rondelles créent un frottement, empêchant une rotation libre. Nous avons donc enlevé ces rondelles. Cette solution a permis de réduire considérablement le couple de rotation des moteurs.

Malgré toutes ces manipulations, un jeu significatif est toujours présent. Les solutions sont détaillées dans le paragraphe 4.2.1.1.

Module de commande des moteurs

La carte de commande *MD25* (Figure 2.24) des moteurs doit être capable de garder une commande en mémoire et de l'appliquer en continu pour maintenir le couple, même lorsque la

carte *Arduino* n'envoie plus d'ordre. De plus, si la carte de contrôle envoie une vitesse motrice au module *MD25*, celui-ci doit être capable de réguler le couple en fonction de la résistance mécanique des lames. De plus, les lames sont composées, d'un côté, de miroirs et de l'autre, de modules photovoltaïques, qui devaient être de même épaisseur pour éviter une différence de poids. Ce n'est cependant pas le cas et il en résulte un certain ballant qui accentue la difficulté à placer les miroirs à la bonne position. Les caractéristiques techniques sont détaillées dans le tableau 2.7.

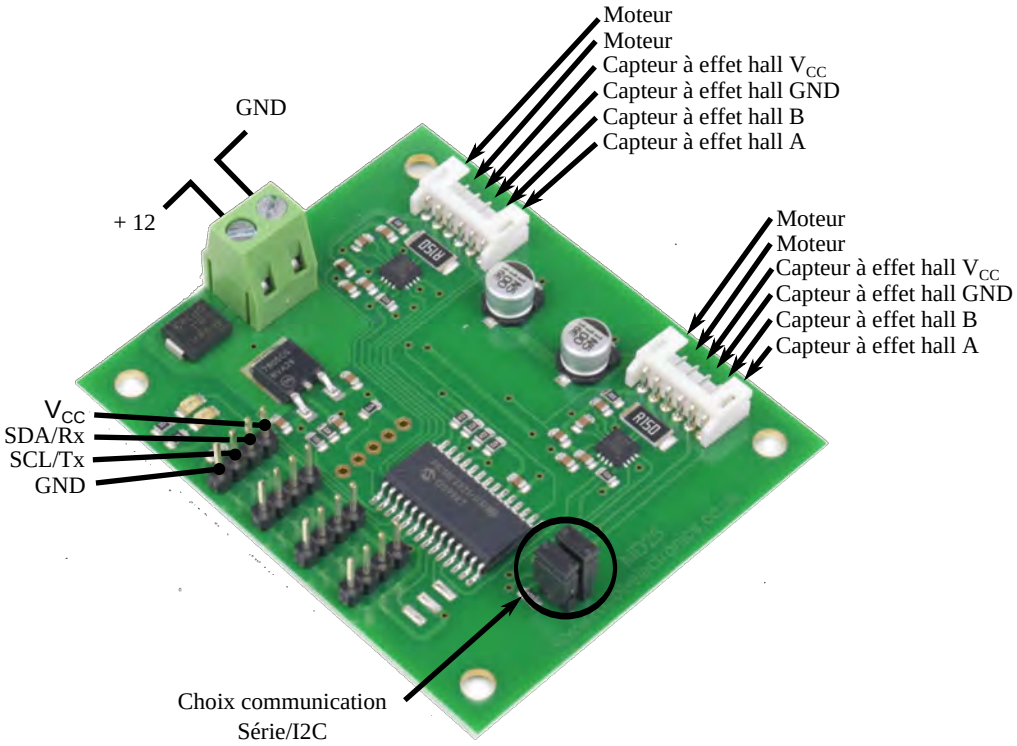


Figure 2.24 – Module de commande moteur *MD25*

Paramètres	**Valeurs**
Protocole de communication	I2C - Série
Nombre de moteur	2
Courant de fonctionnement	Temps réel
Tension d'alimentation	12 V
Courant du régulateur 5 V	1 A (pic) - 300 mA (continu)
Accélération	Variable

Tableau 2.7 – Caractéristiques techniques des moteurs

Conseils d'utilisation :

— pour utiliser la communication I2C, une résistance de tirage de 1,5 $k\Omega$ est indispensable entre Serial DAta line (SDA) et V_{cc}, ainsi qu'entre Serial Clock Line (SCL) et V_{cc} ;

— si les moteurs sont utilisés pour le déplacement d'un robot, ils sont positionnés dans le sens opposé et les valeurs d'encodeur s'incrémentent de la même façon. L'inversion

des fils électriques des capteurs à effet hall A et B pour le deuxième moteur permet de rectifier le sens d'incrémentation. En effet, de cette façon la même commande est transmise au *MD25* pour le contrôle des deux moteurs ;

— les cavaliers, pour la configuration de la communication I2C, doivent être retirés ;

— le changement d'adresse s'effectue en envoyant l'adresse de la carte multipliée par deux. En effet les adresses possibles sont en hexadécimal : 0x58, 0x59, 0x5A, 0x5B, 0x5C, 0x5D, 0x5E, 0x5F. Pour écrire cette adresse dans le *MD25*, il faut envoyer respectivement l'adresse : 0xB0, 0xB2, 0xB4, 0xB6, 0xB8, 0xBA, 0xBC et 0xBE. Cette méthode n'est pas stipulée dans la documentation et les techniciens de la société *Gotronic* n'ont pas su m'éclairer sur ce sujet. J'ai réalisé différents tests afin de trouver la solution.

Détecteur de position *TCST2103*

L'asservissement de la position des lames fonctionne en boucle ouverte. Quelques données d'entrées comme la longitude, la latitude, la date et l'heure permettent de positionner les miroirs et les modules photovoltaïques de manière absolue. Un rétro-contrôle est nécessaire. Une position physique pour étalonner les encodeurs à la valeur initiale doit être obtenue. Les caractéristiques techniques des détecteurs de position 2.25 sont indiquées dans le tableau 2.8.

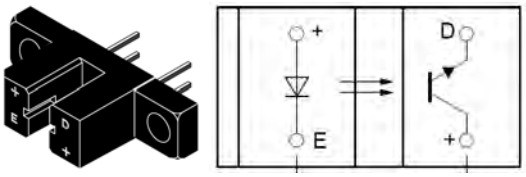


Figure 2.25 – Détecteur de position *TCST2103*

Paramètres	**Valeurs**
Type de détecteur	Photo-diode
Tension d'alimentation	5 V
Courant de fonctionnement	60 mA

Tableau 2.8 – Caractéristiques techniques des détecteurs de position

L'utilisation d'un multiplexeur est essentielle pour économiser les broches de la carte *Arduino* et permet de sélectionner un des seize détecteurs. Pour assurer un fonctionnement correct des détecteurs de position, il faut connecter des résistances de tirage sur D et E. Le jeu et le déséquilibre des lames obligent à réétalonner à chaque fois qu'on passe d'une inclinaison positive à une inclinaison négative et inversement. En effet, lorsque le système est en mode concentration, le jeu reste du même côté, alors qu'en mode photovoltaïque le jeu se positionne de l'autre côté.

Un disque transparent avec un trait dessus, positionné en bout d'axe de chaque lame, permet de connaître la position de repos. La précision de l'encodeur de chaque moteur (7 392 impulsions par tour d'arbre moteur) oblige à venir positionner le moteur dans le même sens lors de la réinitialisation des encodeurs à zéro. En effet, l'épaisseur du trait sur le disque n'est pas négligeable. Cette solution permet d'éliminer la plus grande partie du jeu. Malgré ces précautions, une déviation de positionnement des lames est encore présente.

De plus, le positionnement des disques ne peut pas être à la position de repos parfait. Il faut ensuite corriger la valeur de l'encodeur pour assurer une focalisation correcte du rayonnement

solaire. Cette procédure est très longue et n'est pas robuste, puisque lors d'un réétalonnage, la position peut être faiblement différente. Malgré cette faible différence, la focalisation dévie de façon significative, surtout pour le miroir le plus éloigné. C'est pourquoi, l'étalonnage de la position des miroirs s'effectue maintenant sans les détecteurs de position. Le détail de cette procédure est présenté dans le paragraphe 4.2.1.7.

2.4.2.4 Les différents capteurs du système

Mesure des données météo

Une station météo (figure 2.26) est indispensable pour le fonctionnement d'un système solaire à concentration comme celui-ci. En effet, plusieurs données sont utiles au contrôle du système. Le vent est un paramètre important. La mise en sécurité du système, c'est-à-dire le placement des lames en position horizontale, doit être opérationnelle à partir du moment où les rafales de vent sont trop violentes pour éviter une détérioration de la structure. Le rayonnement solaire global horizontal doit être également connu. Pour la modélisation mathématique, il est indispensable de mesurer la température ambiante. D'autres paramètres sont mesurés et sont énumérés dans le tableau 2.9.

Figure 2.26 – Station météo *Davis Vantage Pro 2 (6162CFR)*

Paramètres mesurés	Précisions
Pression barométrique	1,7 hPa, 1,3 mm Hg
Humidité	5 %
Point de rosée	1,5°C
Précipitation	5 %
Rayonnement solaire	5 %
Température	0,5°C
Température apparente	2 °C
Radiation UV	8 %
Vitesse du vent	5 $km.h^{-1}$; 1.5 $m.s^{-1}$ ou 5 %
Direction du vent	7 degrés

Tableau 2.9 – Caractéristiques techniques de la station météo *Vantage*

Mesure de rayonnement

Le pyranomètre *CMP11* de chez *Kipp & Zonen* permet de mesurer le rayonnement global horizontal avec une précision de 10 $W.m^{-2}$ pour un rayonnement incident de 80 degrés avec 1 000 $W.m^{-2}$. Cette lecture de rayonnement est réalisée en cinq secondes.

Figure 2.27 – Pyranomètre *CMP11 Kipp & Zonen*

Un autre pyranomètre *CMP11* mesure le rayonnement solaire diffus grâce à une structure appelée *arceau d'ombrage* qui empêche le rayonnement direct de rayonner sur le capteur (figure 2.28).

Figure 2.28 – Pyranomètre *CMP11* avec arceau d'ombrage *Kipp & Zonen*

Il est ainsi possible d'obtenir la valeur approchée du rayonnement solaire direct :

$$G_{direct} = \frac{G_{global} - G_{diffus}}{\sin(h)} \quad (W.m^{-2}) \tag{2.73}$$

Avec h qui correspond à la hauteur angulaire du soleil.

Mesure de température

La mesure de température est une étape importante dans un système à concentration. En effet, les différentes mesures effectuées permettent de conditionner le mode de fonctionnement du système. Plus précisément, ces mesures permettent de commander la focalisation/défocalisation des miroirs, la régulation en débit et/ou la mise en série/parallèle des récepteurs. Vingt points de mesures, dans le circuit hydraulique du système sont nécessaires. Suivant la technologie de capteur choisie, un nombre important d'entrées (au niveau de la carte commande) peut être nécessaire pour assurer la lecture de ces températures. Les capteurs *DS18B20* (figure 2.29) permettent de réduire le nombre de câbles. Les capteurs *DS18B20* fonctionnent avec une adresse. Il est donc possible de relier les broches de données entre elles et de lire toutes les valeurs grâce à un seul câble. Deux câbles supplémentaires sont nécessaires pour assurer leurs

alimentations. Ce qui donne un total de trois câbles pour lire vingt températures. Voici les différentes caractéristiques techniques des capteurs de température :

— une vitesse de communication fixe suivant le fonctionnement utilisé,
— une communication est réalisée par un seul fil électrique,
— une adresse en 64 bits pour chaque capteur,
— une plage de tension d'alimentation entre 3 V et 5.5 V,
— une gamme de températures de 55°C à 125°C,
— une précisions de ±0.5°C de -10°C à 85°C,
— une résolution de la donnée en 9 bits,
— une vitesse de conversion 750 ms (max),
— une consommation en fonctionnement de 1.5 mA.

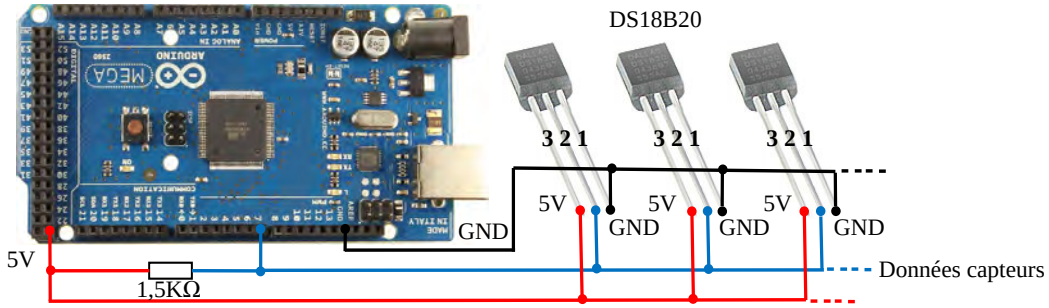


Figure 2.29 – Capteur de température *DS18B20*

2.4.2.5 Alimentation des organes électriques du système

Production d'énergie électrique

Le champ photovoltaïque est d'une surface de 16 m^2, composé de modules polycristallins d'une puissance de 5 W. La puissance totale du champ est de 1 280 Wc. Un régulateur MPPT (figure 2.30) est positionné en aval pour rechercher le point maximum de fonctionnement et charger les batteries à une tension optimisée. Suivant l'utilisation du système, une gestion de la charge des batteries est indispensable. La procédure de cette gestion est abordée au paragraphe 2.5.5.1. Les caractéristiques de ce régulateur sont illustrées dans le tableau 2.10.

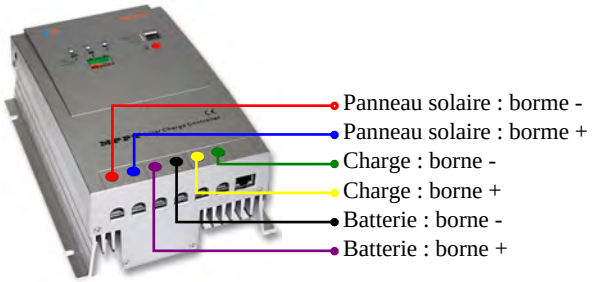


Figure 2.30 – Régulateur MPPT : *Tracer 4210rn*

Le dimensionnement du régulateur effectué, par l'entreprise qui à réalisé les travaux, n'est pas pertinent. En effet, la puissance totale des modules photovoltaïques est de 1 280 Wc. Or, la puissance maximum d'entrée du régulateur est de 1 040 W, avec une limite du régulateur

Paramètres	Valeurs
Tension du système	12-24 V
Courant de charge nominale	40 A
Courant de décharge nominale	20 A
Tension max d'entrée	100 VDC
Puissance max d'entrée (12V)	520 W
Puissance max d'entrée (24V)	1 040 W

Tableau 2.10 – Caractéristiques techniques du régulateur M.P.P.T *Tracer 4210rn*

régie par le courant d'entrée de 40 A. On sait que la puissance crête des modules est de 1280 Wc, avec une tension de fonctionnement autour de 34 V. Le courant peut donc atteindre 38 A dans des conditions de fonctionnement normal. La figure 2.31 illustre le rendement du régulateur avec une tension de 34 V au niveau du MPPT et une tension de fonctionnement du système de 24 V. Le courant de fonctionnement, dans des conditions normales, est très proche du courant maximum. Les paramètres d'entrées du régulateur sont respectés, mais si les conditions climatiques sont très favorables (rayonnement solaire important, température peu élevée, angle d'incidence faible, etc.), le fonctionnement du système avoisine les valeurs maximums du MPPT.

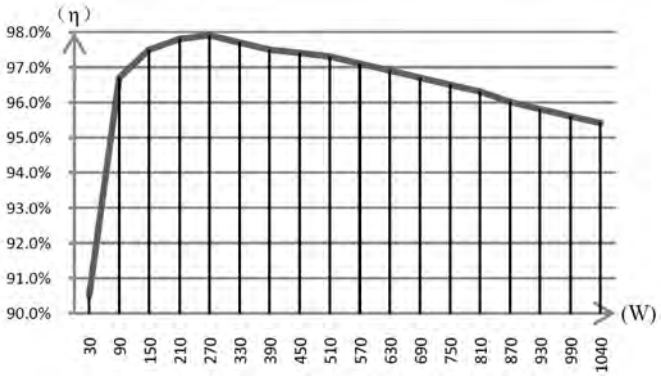


Figure 2.31 – Rendement du régulateur

Lors de la conception, deux batteries au plomb montées en série dont les caractéristiques techniques sont présentées dans le tableau 2.11, sont installées. Le courant constant de décharge, en fonction du temps et du niveau de la tension de décharge de la batterie (figure 2.12), est également représenté.

Ces deux batteries, montées en série, permettent par exemple, d'alimenter une charge sous une tension de 24 V pendant vingt heures, avec un courant constant de 7,31 A. La tension des batteries après l'alimentation de cette charge présentera une tension de 21,6 V. La puissance correspondante est indiquée dans le tableau 2.13. Elle représente la puissance dont dispose la batterie pendant un certain temps. Pour correspondre à notre exemple, il suffit de doubler la valeur correspondant à notre cas. La batterie peut donc alimenter une charge d'une puissance de 171,4 W pendant vingt heures. Les besoins à respecter sont présentés dans le paragraphe 2.5.5.1.

Les batteries peuvent fournir un courant constant de 24 A, pendant une durée de cinq heures. Cependant, le courant maximum en sortie du régulateur est de 20 A. Il est donc possible d'alimenter au maximum une charge d'une puissance à peu près égale à 480 W. Il

Paramètres	**Valeurs**
Tension nominale	12 V
Capacité nominale	150 Ah
Tension de charge (float)	13,50 - 13,80 V
Tension de charge (boost)	14,40 - 15,00 V
Courant maximum de charge	37.5 A
Résistance interne	1 $k\Omega$

Tableau 2.11 – Caractéristiques techniques des batteries (FG2F009)

Tensions finales	9,60 V	9,90 V	10,02 V	10,20 V	10,50 V	10,80 V
5 min	484	464	449	434	405	371
10 min	351	339	333	326	307	284
15 min	284	278	272	265	251	237
20 min	234	228	225	222	211	202
30 min	174	170	168	166	161	156
45 min	125	123	122	121	118	114
1 h	98,4	97,0	96,2	95,4	93,7	91,1
2 h	54,5	53,8	53,5	53,1	52,4	51,4
3 h	38,7	38,3	38,0	37,7	37,2	36,4
5 h	25,3	25,1	24,9	24,8	24,6	24,0
10 h	14,3	14,2	14,2	14,1	13,9	13,7
20 h	7,65	7,63	7,62	7,61	7,58	7,31

Tableau 2.12 – Courant constant de décharge en fonction du temps

faudra donc remplacer ce régulateur. Le choix d'un autre régulateur dépendra des besoins et est déterminé dans la section 4.1.2. La consommation générale du système est listée dans le tableau 2.18. Pour assurer l'alimentation de la supervision, nous avons rajouté six batteries. Ce qui nous donne un total de huit batteries d'une capacité de 150 Ah avec une tension de 12 V. Quatre batteries sont reliées en série pour assurer une tension de fonctionnent de 24 V. Celle-ci sont ensuite connectées en parallèle. Il en résulte une capacité totale de 600 Ah.

Tensions finales	9,60 V	9,90 V	10,02 V	10,20 V	10,50 V	10,80 V
5 min	4990	4866	4758	4649	4420	4135
10 min	3703	3634	3594	3554	3404	3207
15 min	3031	3014	2964	2914	2808	2691
20 min	2515	2487	2469	2451	2372	2300
30 min	1891	1875	1865	1856	1822	1782
45 min	1376	1367	1362	1356	1339	1316
1 h	1087	1081	1078	1075	1068	1051
2 h	610	607	606	605	602	597
3 h	436	434	433	431	429	424
5 h	287	286	286	285	284	280
10 h	164	163	163	163	161	160
20 h	88,2	88,1	88,1	88,0	87,9	85,7

Tableau 2.13 – Puissance de décharge en fonction du temps

Alimentation du contrôle-commande

La plupart des organes électriques doivent être alimentés sous une tension de 12 V. Il est donc indispensable de convertir la tension. Le contrôle-commande du système pourrait être directement connecté aux bornes négatives et positives de la même batterie. Alors, seul cette batterie serait déchargée. Il est plus judicieux d'utiliser un convertisseur de tension continue de 24/12 V. L'entreprise qui a réalisé les travaux a équipé le système d'un convertisseur qui transforme le 230 V alternatif en 12 V continu. La tension aux bornes des batteries est 24 V. Il n'est pas pertinent de transformer une tension continue en tension alternative de 230 V, pour ensuite la convertir en une tension de 12 V continue. Nous avons changé le convertisseur par un convertisseur continu 24/12 V (figure 2.32) afin de réduire les pertes et respecter une logique de fonctionnement d'un système solaire. Les caractéristiques techniques sont illustrées dans le tableau 2.14.

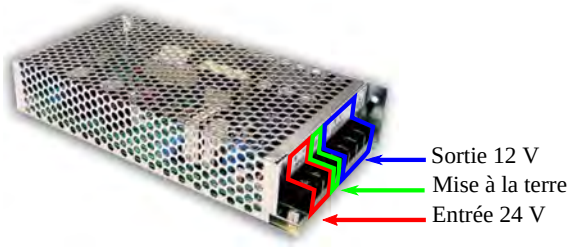


Figure 2.32 – Convertisseur de tension continu 24/12 V

Paramètres	Valeurs
Tension continu de sortie	12 V
Courant nominal de sortie	8,5 A
Puissance nominale de sortie	102 W
Tension continu d'entrée	24 V
Courant nominale d'entrée	4,8 A
Rendement	75%

Tableau 2.14 – Caractéristiques techniques du convertisseur 24/12 V DC

Contrôle des organes de puissance

Le contrôle de certains organes de puissance, comme les pompes et les électrovannes, nécessite une carte de commutation gérée au niveau TTL. En effet, notre carte de contrôle maître utilise que des niveaux de tension de 0 à 5 V. L'utilisation de deux cartes électroniques (figure 2.33), comportant chacune huit relais, est une bonne solution. Le protocole de communication utilisé pour communiquer entre ces cartes et la carte *Arduino* est une communication *RS232*. Les caractéristiques techniques de la carte relais sont présentées dans le tableau 2.15.

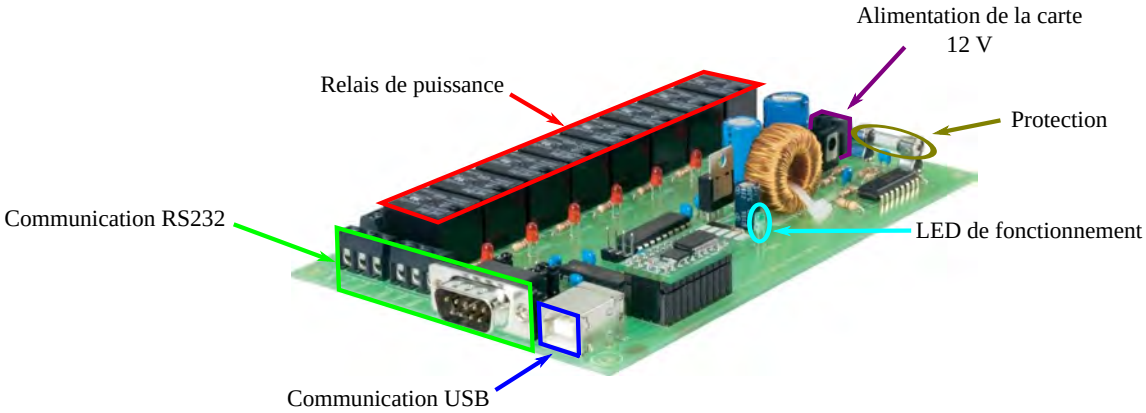


Figure 2.33 – Carte huit relais (197720)

Paramètres	Valeurs
Alimentation	24 V DC
Consommation maximum	300 mA
Nombre de relais	8
Capacité de charge du contact	7 A/24 V DC
Avantage	Mise en cascade de 255 cartes

Tableau 2.15 – Caractéristiques techniques d'une carte relais

La carte *Arduino* ne peut pas communiquer directement avec les cartes relais. En effet, le protocole de communication *RS232* utilise des niveaux de tension trop élevés +12 V et -12 V.

Pour assurer cette communication, une carte est fabriquée. Elle permet aux deux cartes de communiquer à l'aide d'un *MAX 232* qui adapte ces différents niveaux de tension.

Remarques : les contacteurs doivent être positionnés sur 1 et 2 pour JP2 et JP3 pour un fonctionnement en *RS232* et contrairement à ce que préconise la notice, JP1 doit être placé sur 1 et 2 pour les deux cartes.

Plusieurs niveaux de tension d'alimentation sont disponibles : 5 V, 10 V et -5 V. Ces différentes alimentations ne sont pas utilisées de façon continue, il faut donc les connecter sur les cartes relais. Le tableau 2.16 indique l'utilisation des différents relais.

Relais utilisés	**Fonctions**
Carte 1 relais 1	Régulateur de tension des deux pompes
Carte 1 relais 2	Non utilisé
Carte 1 relais 3	8 modules *MD25* de commande moteur
Carte 1 relais 4	20 capteurs de température *DS18B20*
Carte 1 relais 5	16 capteurs de courant continu
Carte 1 relais 6	16 détecteurs de position
Carte 1 relais 7	Non utilisé
Carte 1 relais 8	Non utilisé
Carte 2 relais 1	Alimentation générale des électrovannes
Carte 2 relais 2	Électrovannes 1
Carte 2 relais 3	Électrovannes 2
Carte 2 relais 4	Électrovannes 3
Carte 2 relais 5	Électrovannes 4
Carte 2 relais 6	Électrovannes 5
Carte 2 relais 7	Électrovannes 6
Carte 2 relais 8	Électrovannes 7

Tableau 2.16 – Utilisation des différents relais

Alimentation électrique 230 V AC

L'entreprise qui est intervenue lors de la conception a installé un onduleur de 1 500 W. Cependant, dans le chapitre 2.4.2.5 , nous avons indiqué que le régulateur de tension MPPT ne pouvait qu'alimenter une charge de 480 W. De plus, l'onduleur installé n'était pas un onduleur pur sinus et des problèmes de synchronisation se sont produits lors de la mise en place de la supervision. Un convertisseur *Victron Energy* pur sinus de 800 VA (figure 2.34) assure le fonctionnement de la supervision. Le régulateur MPPT devra être changé par un régulateur plus adapté à notre puissance de sortie du champ et à la charge. En attendant, le régulateur MPPT d'origine est utilisé et l'utilisateur devra uniquement connecter à l'onduleur des charges n'excédant pas 480 W. Les caractéristiques techniques de cet onduleur sont indiquées dans le tableau 2.17.

Figure 2.34 – Convertisseur *Phoenix Victron Energy 24/800*

Paramètres	**Valeurs**
Puissance en entrée du convertisseur ($25°C$)	800 VA
Puissance en sortie du convertisseur ($25°C$)	700 W
Puissance de pointe	1 600 W
Tension de sortie	230 V AC ±3%
Fréquence de sortie	50 Hz ±0,1 %
Plage de tension d'entrée	18,4/34,0 V
Efficacité maximum	93 %

Tableau 2.17 – Caractéristiques techniques de l'onduleur

2.4.3 Consommation du contrôle-commande

Dans le tableau 2.18 sont présentés tous les organes électriques composant le SRLO.

Nous considérons que, durant une journée, le système fonctionne avec une consommation maximale pendant une durée de 4 h et le reste du temps, il reste à sa consommation nominale. Il en résulte une consommation journalière de 2,4 kWh.

Désignation	**Tension de fonctionnement**	**Courant nominal/max**	**Nombre**	**Consommation nominale/max**
Arduino Mega 2560	5 V DC	40/400 mA	2	0,4/4 W
Carte 8 relais *197720*	12 V DC	100/300 mA	2	2,4/7,2 W
Capteur de température *DS18B20*	5 V DC	2 mA	20	0,2 W
Detecteur photodiode *TCST 110*	5 V DC	50 mA	16	4 W
Débimètre *Sharky 775*	230 V AC	∼	4	0,6 W
Électrovanne *FAR Art.300222*	24 V AC	∼	7	1,4/14 W
Horloge *RTC DS1307*	3 V	500 nA	1	1,5 nW
Inverseur de tension *MAX 1044*	5 V DC	0,2 *mA*	1	1 mW
MAX 232	±5 V DC	150 mA	1	750 mW
Moteur *DC Geared Motor IG32E-264K*	12 V DC	0,46/12,5 mA	16	2,4/7,75 W
Multiplexer *MPC 506A*	12 V DC	0,7 mA	1	7,5 mW
Pompe *Laing D5solar - 38/700B*	24 V DC	0,083/18 A	2	2/44 W
Pyranomètre rayonnement global *CMP11*	∼	∼	1	∼
Pyranomètre rayonnement diffus *CMP11*	∼	∼	1	∼
Station météo *Vantage Pro 2*	230 V AC	∼	1	26,4 W
Carte commande moteur *MD25*	12 V DC	300 mA	8	28 W
Carte commande pompe *DC Motor Driver* 2×15*éA Lite*	12 V DC	400 mA	1	3,6 W
Capteur de courant	5 V DC	10 mA	16	160 mW
Régulateur de tension *TS7800*	5 V DC	∼	2	∼
Régulateur de tension *TS7810*	10 V DC	∼	8	∼
Convertisseur 24 V DC/12 V DC	∼	∼	1	∼
TOTAL (Majoré de 20 %)	∼	∼	134	87/165 W

Tableau 2.18 – Liste et consommation de tous les organes électriques

2.5 Interfaçage et programmation

2.5.1 Introduction

2.5.1.1 Présentation générale

Les principaux organes composant le système ont été présentés dans le chapitre précédent. La figure 2.35 représente l'interaction entre tous les éléments du système. Le contrôle-commande permet de gérer le positionnement des miroirs sur la structure. Il peut contrôler la production et le stockage d'énergie électrique et thermique ainsi que gérer l'alimentation de la charge. Il reçoit l'acquisition de données issues de tous les organes qui composent le schéma.

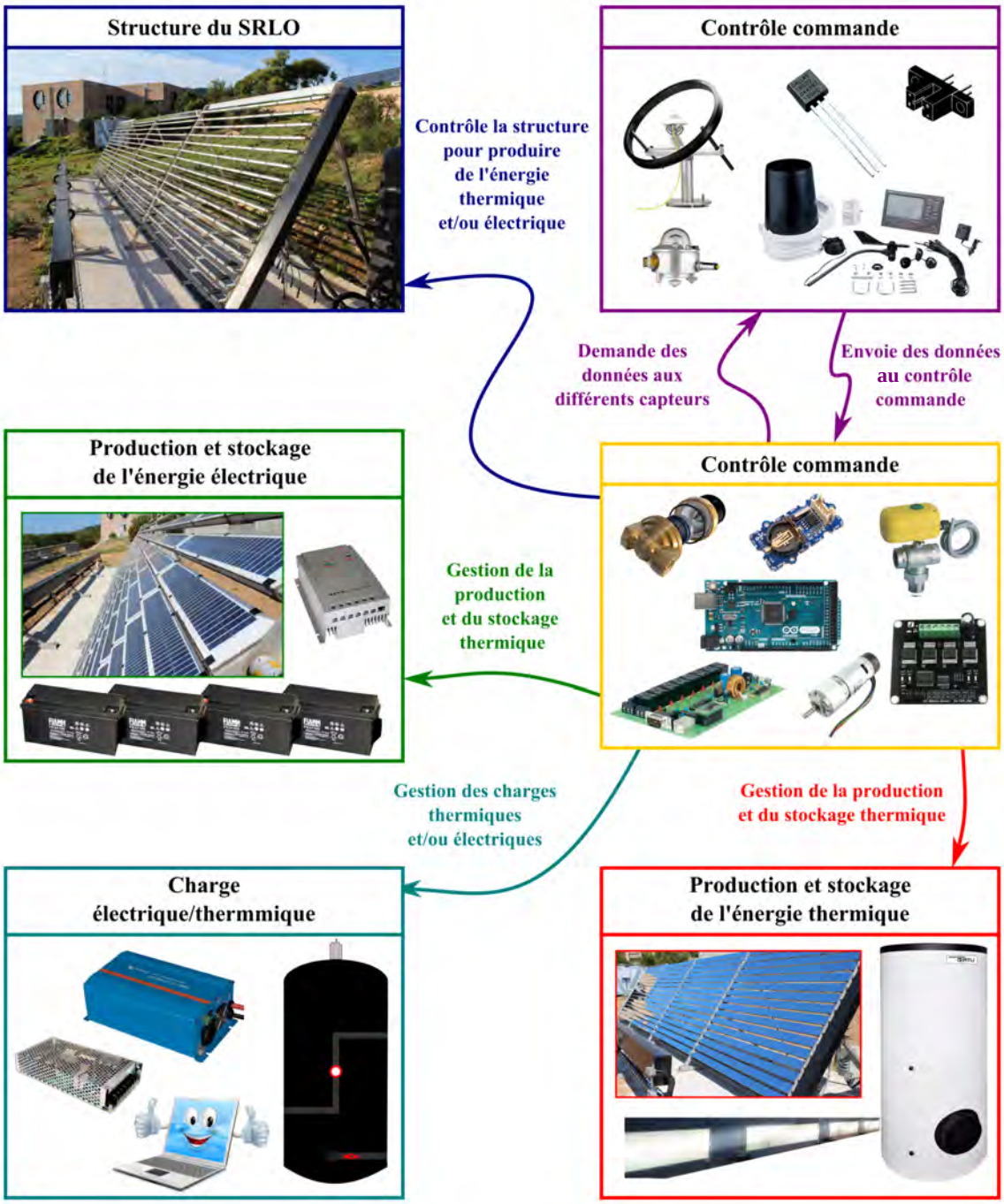


Figure 2.35 – Schéma général du fonctionnement du S.R.L.O

2.5.1.2 Système d'acquisition

Le système enregistre toutes les variables au pas de la minute (figure 2.36). Le système d'acquisition enregistre d'autres paramètres. Ces paramètres ne sont cependant pas essentiels, seuls ceux précisés ci-dessous le sont. Les autres peuvent être retrouvés par le calcul.

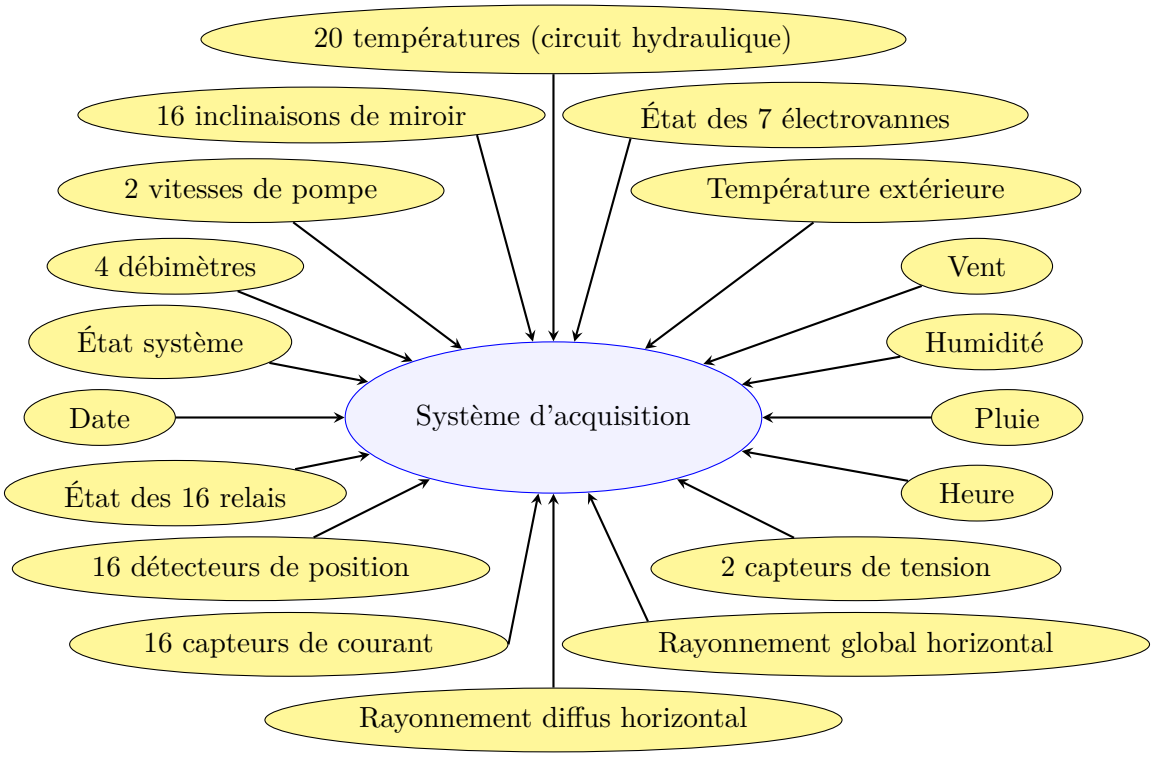


Figure 2.36 – Organigramme des paramètres d'acquisitions

Un total de 112 variables sont enregistrées toutes les minutes. Pour enregistrer ces variables, l'emploie d'une carte SD permet de ne pas utiliser un système d'acquisition relié à un ordinateur. L'utilisation d'une seule des cartes *arduino* est possible pour sauvegarder ces données dans cette carte SD. Le système actuel est un prototype et il semble intéressant de connaître le comportement du système en temps réel. La sauvegarde des données est effectuée sur un ordinateur de supervision. Il faut cependant savoir que cet ordinateur de supervision n'est pas essentiel au fonctionnement du système. En effet, connecter un ordinateur de supervision sur un système pouvant être implanté sur un site isolé engendre une consommation non négligeable d'énergie électrique.

2.5.2 Paramètres solaires

Le système calcule tous les paramètres utiles au contrôle-commande. L'utilisateur doit uniquement rentrer la latitude et la longitude du lieu. L'horloge RTC permet de connaître la date et l'heure. Grâce à ces seuls paramètres, le système peut fonctionner. La figure 2.37 représente la procédure de calcul des paramètres solaires. Les paramètres utiles de cette fonction sont tout d'abord :

- les paramètres de temps qui permettront de connaître la durée du jour ;
- la hauteur angulaire du soleil qui indique quand le système peut commencer à fonctionner ;
- l'azimut qui permet de connaître le moment où le soleil se trouve devant la structure ;
- la hauteur angulaire projetée sur le plan nord/sud (corrigée de l'orientation) qui permet de connaître l'inclinaison des modules et des miroirs.

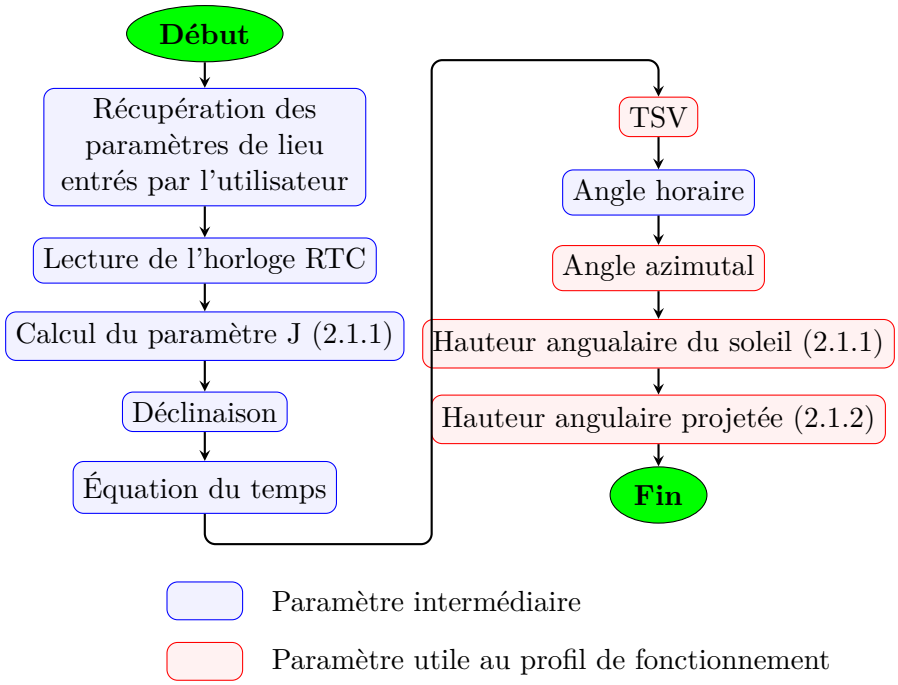


Figure 2.37 – Organigramme des paramètres solaires

2.5.3 Paramètres géométriques propres au SRLO

Les paramètres géométriques dépendent de la géométrie du système. Cette procédure (figure 2.38) permet de connaître l'angle entre la droite passant par le récepteur et le miroir n, et la droite horizontale dans le même plan. Grâce à tous les paramètres calculés précédemment il est possible de connaître l'inclinaison de chaque miroir. Sachant que d'autres paramètres sont calculés, afin d'optimiser le fonctionnement du système.

2.5.4 Calcul des angles d'inclinaison des moteurs

Cette procédure (figure 2.39) permet de connaître l'angle d'inclinaison en fonction du mode de fonctionnement. Pour le système étudié, il faut savoir que la position 0 degré correspond à une lame positionnée sur champ avec le miroir orienté vers le sud et la partie photovoltaïque vers le nord. La position à +90 degrés correspond donc au miroir face au ciel et la partie polycristalline vers le bas. En ce qui concerne les angles en mode concentration, le calcul n'a pas besoin d'être modifié pour correspondre à la position de référence de la lame. Par contre, pour ceux en mode photovoltaïque, il faudra rajouter 90 degrés et un signe moins. Nous ne l'avons pas indiqué directement dans la procédure pour correspondre au référencement utilisé habituellement en énergie solaire. La référence habituellement utilisée pour un panneau posé à l'horizontale sur le sol correspond à un angle de 0 degré.

2.5.5 Conditions de fonctionnement

2.5.5.1 Gestion de la batterie

Nous avons estimé et vérifié la puissance demandée par le contrôle-commande du système. Nous avons également estimé la consommation journalière du système qui est de 2,4 kWh. Il faut connaître le temps nécessaire de production d'énergie électrique pour assurer le fonctionnement du système. Cette première procédure permet d'assurer un fonctionnement continu, en dépit d'un fonctionnement optimal. En effet, nous considérons que si la tension des batteries est inférieure à une tension de consigne de 10,80 V, alors le système devra se trouver en mode

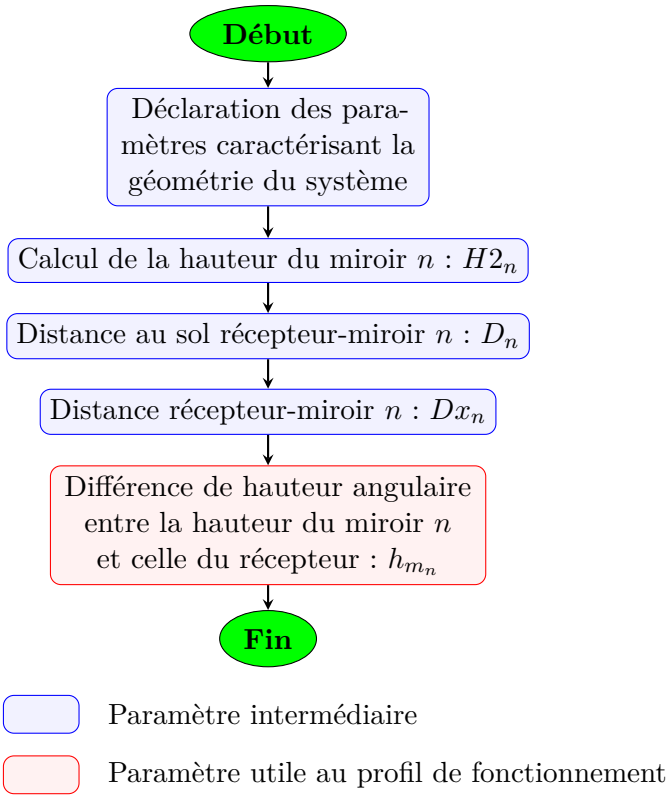


Figure 2.38 – Organigramme des paramètres géométriques du système

photovoltaïque. Sachant que, si tout le reste du temps le système est en mode thermique, la partie photovoltaïque continue de produire de l'énergie électrique en faible quantité, mais de manière non négligeable. Il est pertinent de produire de l'énergie électrique durant la période où il n'est pas possible, ou à moindre rendement, de produire de l'énergie thermique.

2.5.5.2 Conditions de rayonnement solaire

Pour choisir le mode de fonctionnement, il faut connaître le type de rayonnement. La production d'énergie thermique est réalisée lorsque le rayonnement direct est relativement élevée. Il est essentiel de fixer une référence de rayonnement direct qui déterminera si celui-ci est assez important pour passer en mode thermique. Après plusieurs expérimentations, nous convenons que 500 $W.m^2$ est une valeur de condition correcte. Cette valeur ne peut pas être rentrée directement dans le contrôle-commande, au risque que le système oscille entre le mode thermique et électrique. Le calcul du rayonnement direct cumulé moyen durant trente minutes évite un phénomène d'oscillation. Pour la production d'énergie électrique, il est important de connaître la présence de rayonnement diffus. La même méthode est utilisée pour connaître le niveau de rayonnement diffus. Si durant trente minutes la moyenne du rayonnement diffus est supérieure à la moyenne du rayonnement direct alors il est plus intéressant de mettre les modules face à la voute céleste.

2.5.5.3 Condition de concentration

Comme précisé dans le paragraphe précédent, un des paramètres importants est la présence de suffisamment de rayonnement direct. Mais il faut également que celui-ci arrive sur les miroirs, puis sur le récepteur. Le taux de concentration théorique à chaque instant est connu. Lors de la modélisation thermique, il serait intéressant de connaître la puissance de sortie thermique en fonction de ce taux de concentration et du rayonnement direct. Ainsi, avec le

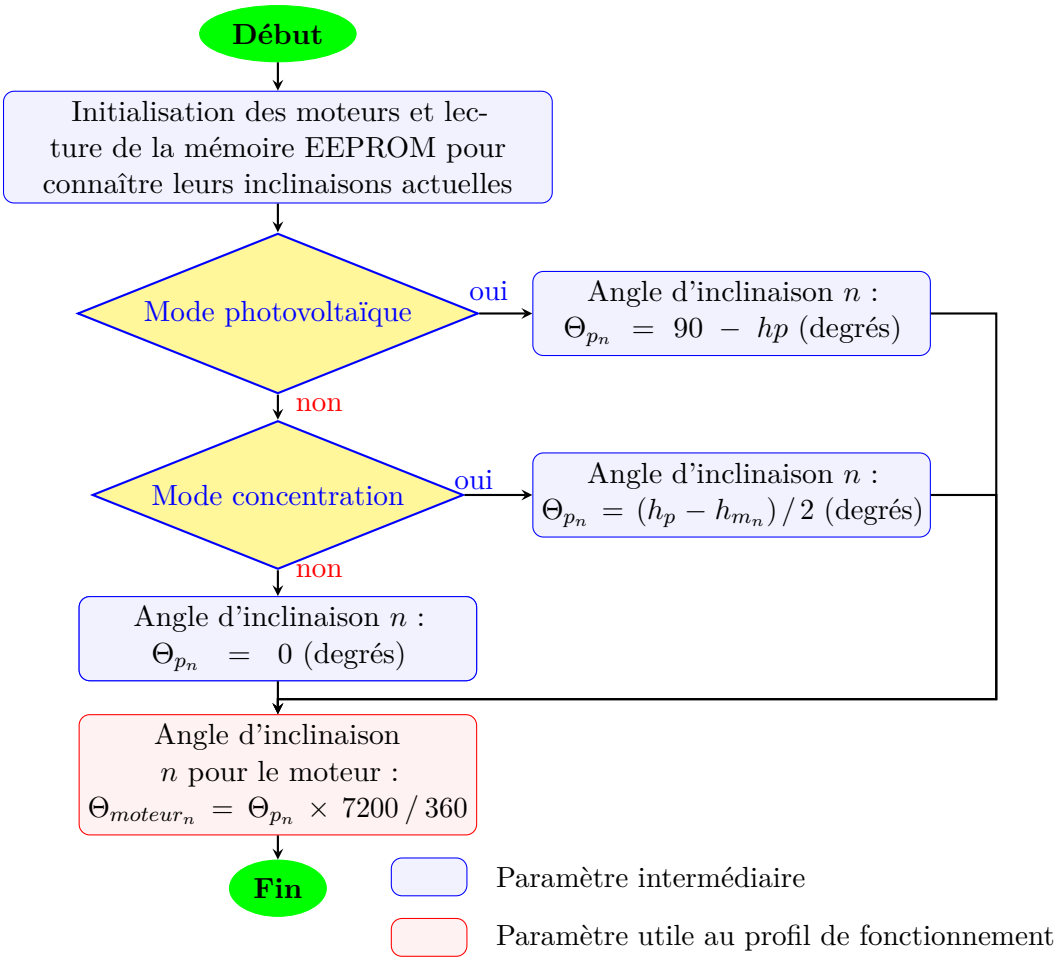


Figure 2.39 – Organigramme permettant de calculer la position des moteurs

rayonnement direct et le taux de concentration, le système pourra décider de produire de l'énergie thermique ou électrique. En première approche, c'est la déviation de la « tâche » sur le récepteur D_{V_n} qui est le paramètre permettant de savoir si le mode thermique peut débuter. En effet, nous préconisons que la « tâche » de rayonnement issue du miroir le plus haut (miroir 16) soit entièrement sur le premier récepteur (figure 2.40).

Dans ce cas, l'image issue du miroir le plus bas (miroir 1) se trouve déjà sur les deux premiers récepteurs et sur une partie du troisième (figure 2.41). Pour sortir du mode thermique, les mêmes conditions pourraient être utilisées, mais l'indicateur indispensable de la condition de sortie est la différence de température entre l'entrée et la sortie des récepteurs.

Le tableau 2.19 représente une estimation du temps de fonctionnement selon la période, dans les conditions de fonctionnement énoncées auparavant.

2.5.6 Modes de fonctionnement

L'utilisateur peut choisir plusieurs modes de fonctionnement. Avant de présenter tous les modes de fonctionnement possibles, il faut connaître les différentes configurations de la structure (figure 2.42).

Le mode repos permet de positionner les lames sur champ pour éviter la déformation de celle-ci. Le mode concentration permet de focaliser le rayonnement direct sur les récepteurs. Parmi les deux modes photovoltaïques, un permet de suivre la hauteur angulaire projetée du soleil hp, l'autre permet de maximiser la production d'énergie électrique durant une journée lorsque le rayonnement diffus est important, en positionnant les modules face au ciel. Enfin,

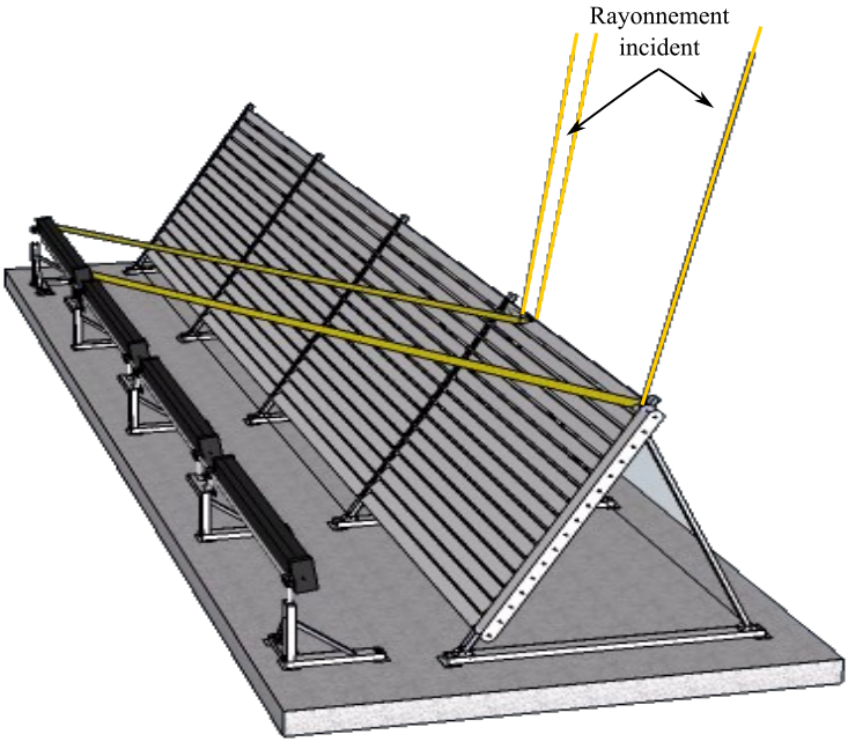


Figure 2.40 – Position de la « tâche » sur le récepteur issue du miroir 16 (miroir le plus haut)

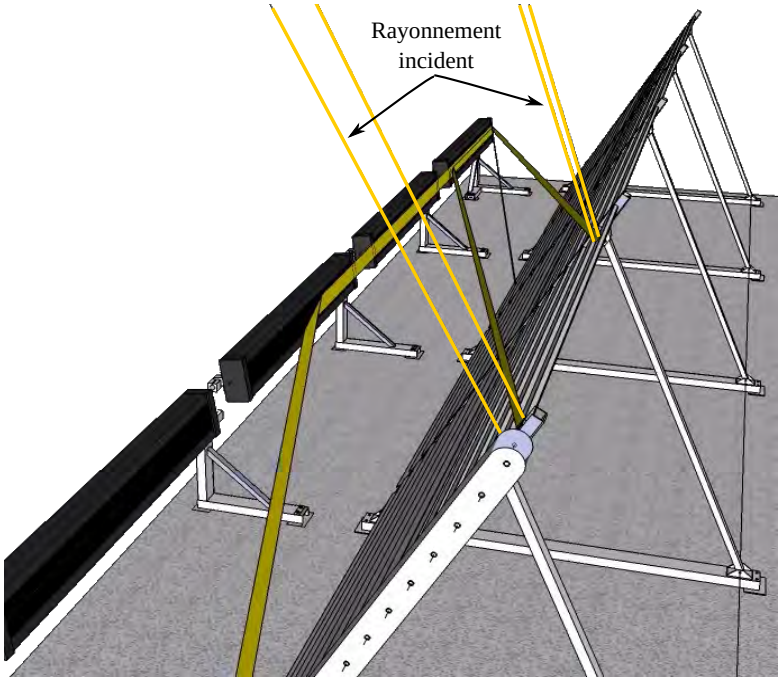


Figure 2.41 – Positions des « tâches » sur les récepteurs issues du miroir 1 (miroir le plus bas) et du miroir 16 (miroir le plus haut)

un mode sécurité est conçu pour les périodes de vent fort afin d'éviter une détérioration de la structure.

Mois	Heure ON (TSV)	Heure OFF (TSV)	Temps de fonctionnement moyen	Azimut ON (°)	Azimut OFF (°)
Janv	08 : 58	15 : 27	6,5	-44,2	49,2
Fév	09 : 07	15 : 14	6,1	-47,8	52,4
Mars	09 : 07	15 : 07	6	-55,2	58,9
Avril	08 : 59	15 : 11	6,2	-67,2	69,3
Mai	08 : 47	15 : 19	6,5	-77,6	78,8
Juin	08 : 41	15 : 23	6,7	-81,6	81,7
Juillet	08 : 48	15 : 18	6,5	-76,7	77,9
Août	09 : 01	15 : 09	6,2	-65,4	67,9
Sept	09 : 07	15 : 07	6	-54,3	58,0
Oct	09 : 05	15 : 15	6,2	-47,2	51,7
Nov	08 : 57	15 : 29	6,5	-44,0	49,1
Déc	08 : 53	15 : 35	6,7	-43,9	48,5

Tableau 2.19 – Temps de fonctionnement moyen en fonction de la période

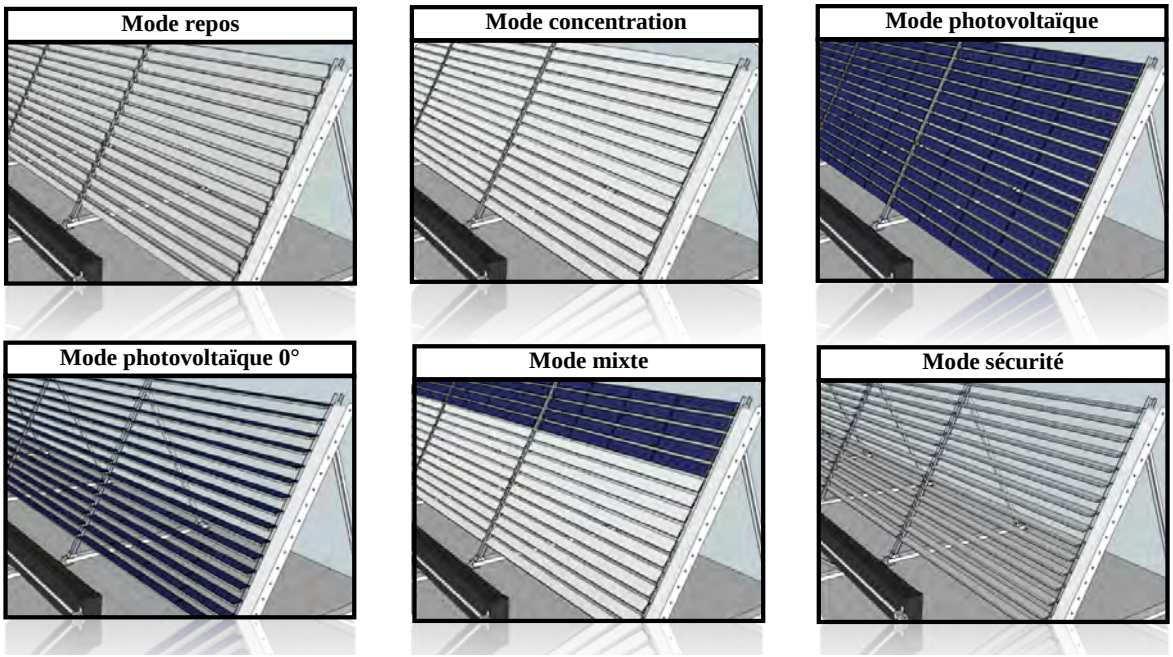


Figure 2.42 – Les différentes configurations de la structure

2.5.6.1 Mode photovoltaïque

L'utilisateur peut choisir de ne produire que de l'énergie électrique et dans ce cas, il choisira le mode photovoltaïque. La figure 2.43 représente l'organigramme de ce mode de fonctionnement.

Dans ce mode, il est possible de choisir le temps entre deux recalages. Par exemple, on peut choisir de changer l'inclinaison des modules toutes les heures. Dans ce cas, le système calcule l'inclinaison optimale au milieu de cette heure.

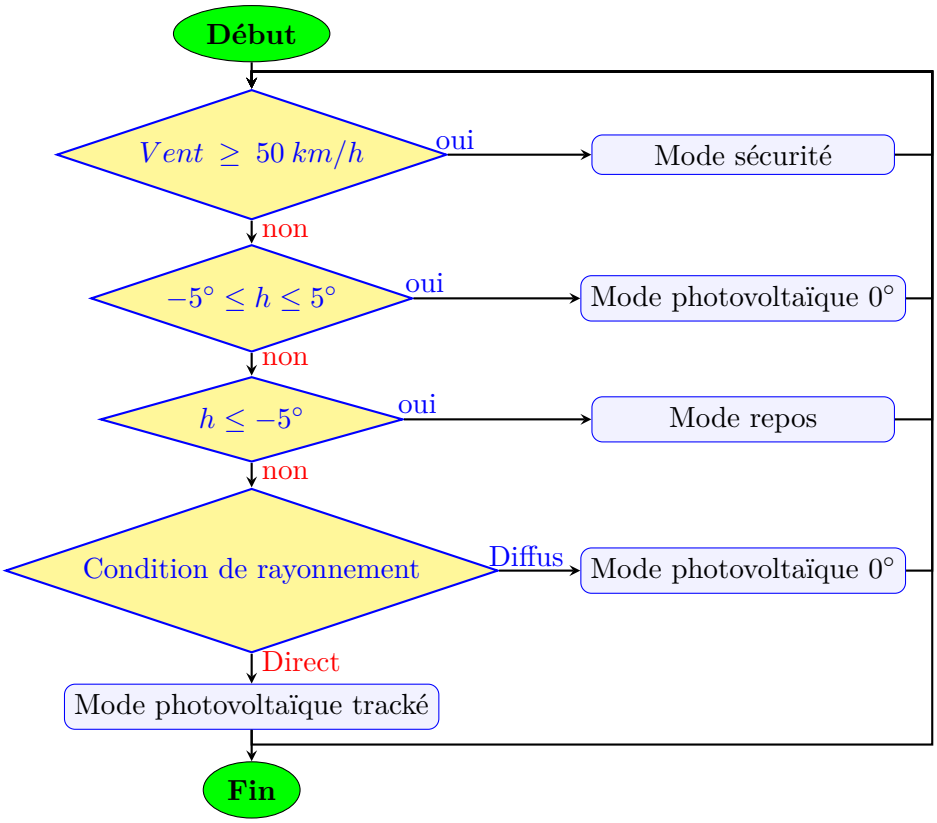


Figure 2.43 – Organigramme mode photovoltaïque

2.5.6.2 Mode thermique

L'utilisateur peut choisir le mode thermique qui permet de privilégier la production d'eau chaude. Ce mode de fonctionnement est présenté figure 2.44. Dans ce dernier, l'utilisateur à plusieurs choix. Un premier lui permet de choisir :

— la configuration des récepteurs (série/parallèle),

— le débit des pompes.

Un deuxième lui permet de choisir la température de consigne et le type d'asservissement :

— asservissement réalisé par le débit variable des pompes,

— asservissement réalisé par la modularité des récepteurs,

— asservissement réalisé par la focalisation/défocalisation des miroirs.

2.5.6.3 Différents types d'asservissement

Débit variable

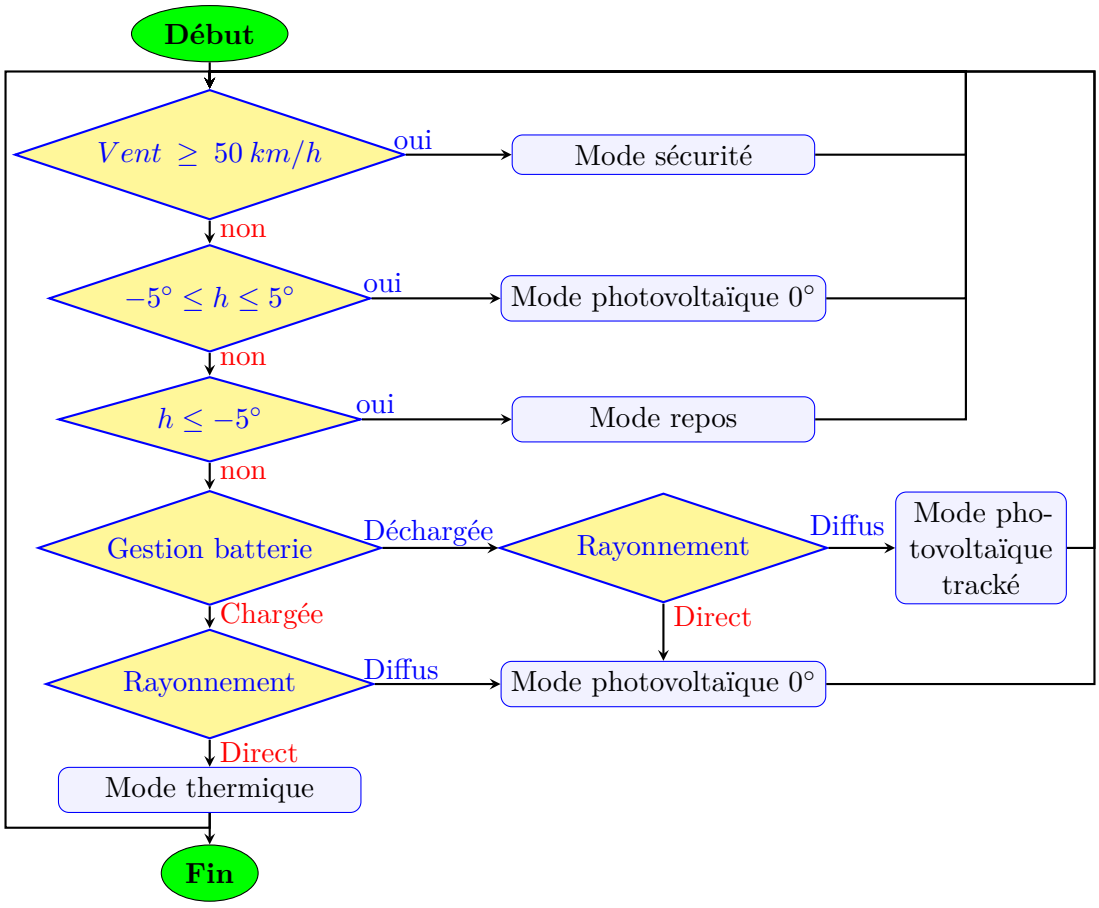


Figure 2.44 – Organigramme du mode thermique

Le premier asservissement est réalisé par la variabilité du débit des pompes. La corrélation du débit des débitmètres en fonction de la consigne envoyée aux pompes permet au contrôle-commande de connaître le flux des pompes. Cette corrélation est réalisée en utilisant un polynôme du sixième degrés. Pour rappel, le contrôle-commande n'est pas en mesure de récupérer la valeur de débit fournie par les débitmètres. En effet, les débitmètres utilisent un protocole de communication de type M-Bus qui est un protocole de communication non géré par les cartes *Arduino Mega 2560*. À titre d'exemple, la figure 2.45 représente la consigne correspondant aux deux pompes en fonction du débit lorsque les récepteurs sont configurés en série.

Cette corrélation est seulement valable pour cette configuration. La modularité des récepteurs implique cinq configurations différentes qui demandent 12 corrélations pour connaître le débit de chaque récepteur. Le stockage de la chaleur dans le ballon d'ECS engendre des pertes de charge non négligeables et donc modifie le débit de l'ensemble du circuit hydraulique. Au total, 24 corrélations sont réalisées pour connaître les différents débits dans toutes les configurations et dans tous les récepteurs. Ces corrélations permettent de supprimer une charge continue d'une puissance de 0,6 W. La figure 2.46 montre comment le contrôle-commande gère la régulation de la température de consigne.

La procédure de gestion du débit peut être interrompue à n'importe quel moment : rayonnement direct faible, déviation trop importante, batterie déchargée, température de sortie de la charge plus élevée que l'entrée, etc. Cette procédure fonctionne pour une température de consigne fixée à $60°C$. Au départ, plusieurs relais sont activés pour permettre l'alimentation de certains organes comme les électrovannes et les pompes. L'utilisateur peut choisir le temps de recalage qui est au préalable fixé à 60 secondes. Le temps de recalage est un paramètre à

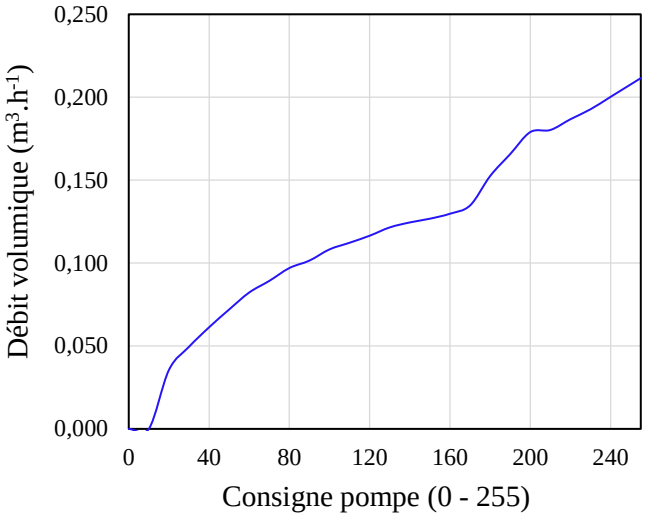


Figure 2.45 – Corrélation débit (Config 1)

améliorer car il change à chaque instant. Ce temps de recalage est plus important aux équinoxes que durant le solstice d'été. Pour définir le temps de recalage, il suffit d'étudier le déplacement vertical de la « tâche ».

La température oscille entre $58°C$ et $62°C$ pour une consigne à $60°C$. Cet asservissement en débit est satisfaisant mais peut être amélioré.

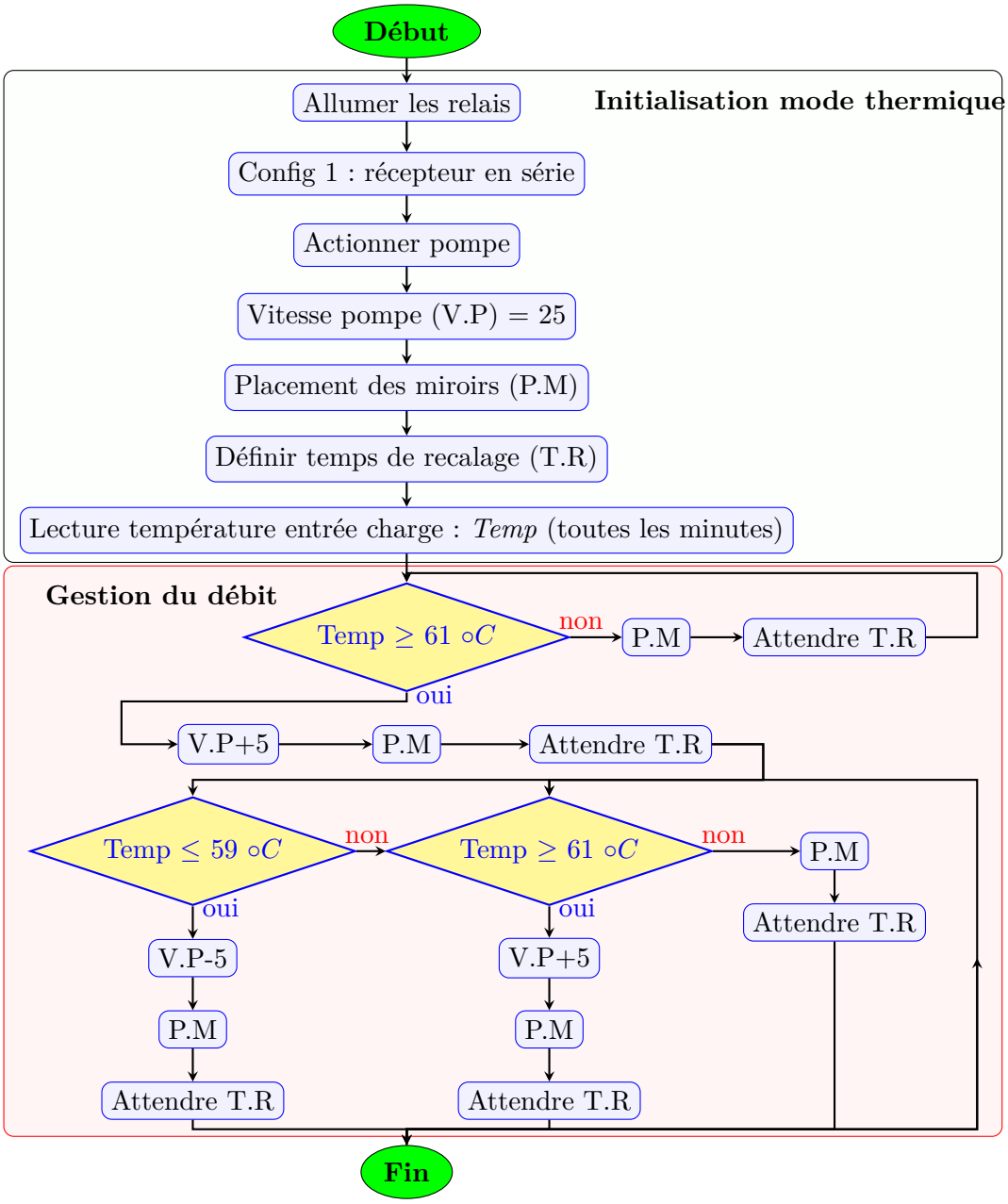


Figure 2.46 – Organigramme d'asservissement de la température en fonction du débit

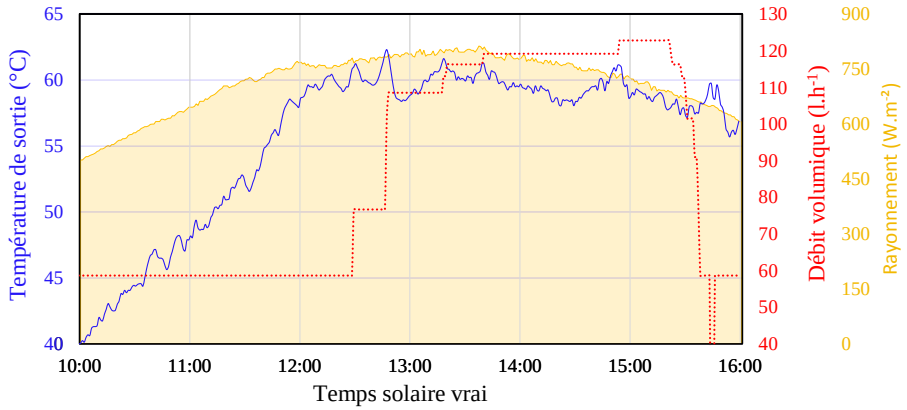


Figure 2.47 – Asservissement de la température de sortie

Récepteur modulaire

Les différentes configurations possibles des récepteurs sont indiquées dans la figure 1.22 La configuration initiale des récepteurs est la *config 1*, les récepteurs sont donc tous en série. La deuxième configuration est la *config 3* qui permet de positionner le récepteur 4 avec la température la plus élevée, en parallèle avec les trois autres récepteurs en série. Ensuite, la troisième configuration est la *config 2*, qui permet de passer le récepteur 3 en parallèle également. Et enfin, la *config 5* permet de configurer les récepteurs en parallèle. Dans cette procédure, nous implémentons la configuration des récepteurs. Mais, il faut savoir que les configurations passent de l'une à l'autre dans cet ordre, c'est-à-dire : *config 1*, *config 3* *config 2*, *config 5* ou inversement (5,2,3,1). La figure 2.48 représente la procédure de fonctionnement de ce type d'asservissement.

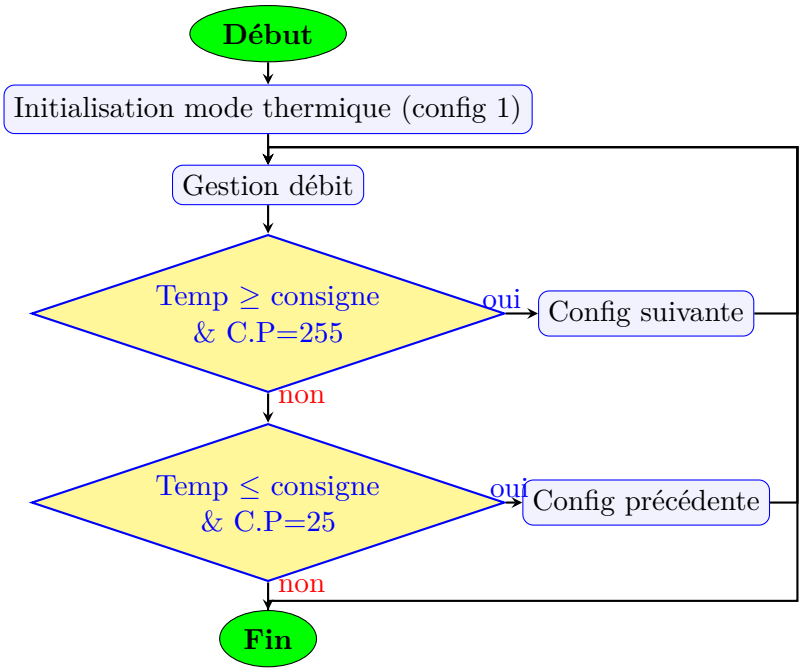


Figure 2.48 – Gestion de la modularité des récepteurs

Focalisation/défocalisation

Suite à cette dernière procédure, si lorsque la configuration des récepteurs est en parallèle, que les pompes sont à vitesse maximum et que la température de consigne continue d'augmenter, il serait alors intéressant de défocaliser la lame qui permet de récupérer le moins d'énergie. Nous avons estimé la surface de la « tâche » arrivant sur le récepteur pour chaque miroir. Nous avons donc découpé la « tâche » projetée et nous avons vérifié l'endroit où elle se positionne sur le plan des récepteurs (voir figure 2.49).

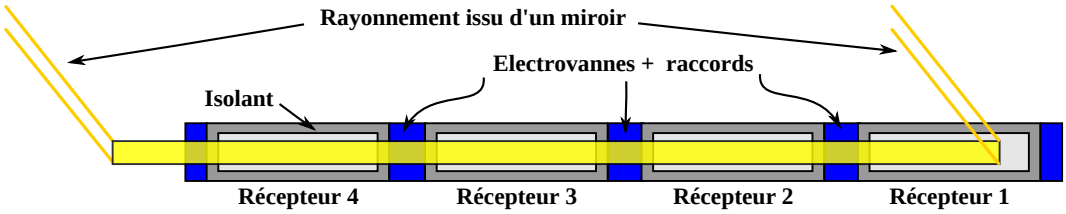


Figure 2.49 – Focalisation du rayonnement solaire par un miroir sur le plan des récepteurs

Le plan des récepteurs est découpé en 17 parties distinctes. Nous avons quantifié la surface correspondante aux « tâches » positionnées sur la surface utile du récepteur. Il suffit maintenant de comparer la surface trouvée pour chaque miroir. La vérification de ce paramètre est réalisée durant l'équinoxe, le solstice d'été et d'hiver.

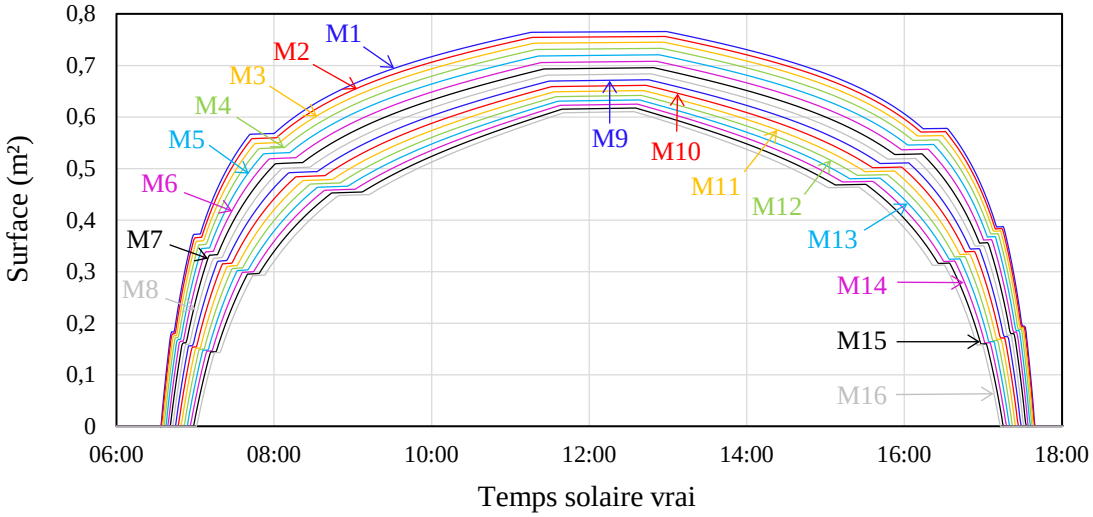


Figure 2.50 – Surface issue de chaque miroir arrivant sur la surface utile des récepteurs (équinoxe)

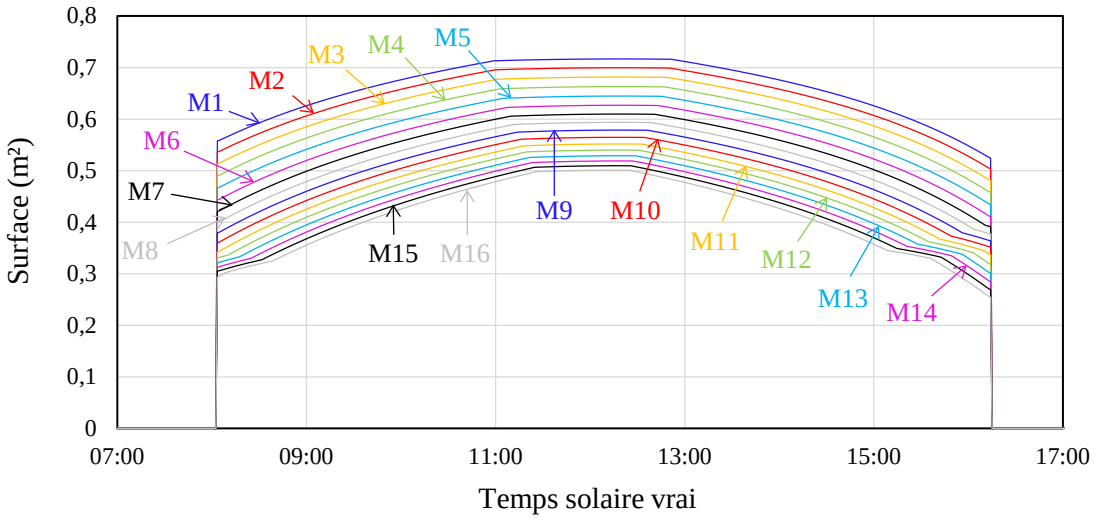


Figure 2.51 – Surface issue de chaque miroir arrivant sur la surface utile des récepteurs (solstice été)

Cette étude montre que pour l'ensemble des saisons (figure 2.50, 2.52 et 2.51), la lame *16*, la plus éloignée, est celle où l'angle h_{m_n} est le plus grand.

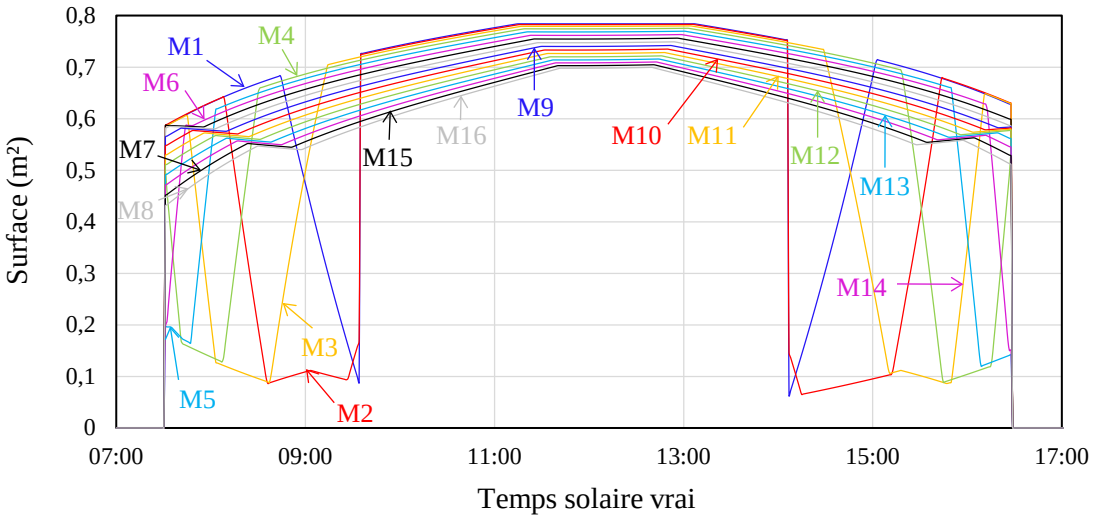


Figure 2.52 – Surface issue de chaque miroir arrivant sur la surface utile des récepteurs (solstice hiver)

2.6 Interface graphique de supervision

Le contrôle-commande du système est opérationnel et nous avons téléversé le programme dans les deux cartes *Arduino*. Le système fonctionne correctement mais l'utilisateur ne peut pas communiquer avec le système. Si l'utilisateur veut changer de mode de fonctionnement, il doit compiler et téléverser le programme correspondant. Dans un but de recherche et de développement, nous avons connecté les cartes *Arduino* à un ordinateur et grâce à un logiciel de programmation graphique appelé *Labview*, nous avons reprogrammé les cartes afin de pouvoir communiquer avec celui-ci. *Labview* est un logiciel de développement de systèmes pour les applications de test, de mesure et de contrôle/commande et permet d'accéder rapidement au matériel et aux informations sur les données. *Labview* est un logiciel développé par National Instrument (NI) qui permet de contrôler des équipements développés par NI. Mais surtout, il dispose d'une bibliothèque permettant d'interagir directement sur les entrées/sorties des cartes *Arduino*.

2.6.1 Données astronomiques

Les paramètres d'entrées permettant de positionner la structure du système sont l'heure, la date, la latitude et la longitude. Le premier onglet (figure 2.53) de la supervision permet de visualiser ces données. Grâce à un curseur, l'utilisateur peut basculer entre l'affichage de l'heure et la date au format TSV ou TL. Les données d'entrées permettent de calculer les paramètres astronomiques. Il est possible de visualiser la hauteur angulaire du soleil, la hauteur angulaire projetée, ainsi que l'azimut. La visualisation de ces paramètres en temps réel est importante pour comprendre les comportements du système, et ainsi agir en conséquence en mode manuel. La représentation graphique de tous ces paramètres peut être effectuée grâce à un courbier. Il est possible de visualiser les données de la semaine passée. De nombreuses options sont disponibles : le zoom, la mise en place de curseurs, le déplacement sur l'échelle de temps, etc. Le choix du mode de fonctionnement s'effectue également grâce à cet onglet. Plusieurs modes sont disponibles :

- le mode « thermique/photovoltaïque » (automatique), où il est possible de sélectionner différents profils de fonctionnement (suivant le profil sélectionné l'asservissement de la température est réalisé en agissant sur le débit ou en modulant le taux de concentration ; un autre profil utilise les deux types d'asservissement) ;
- le mode « photovoltaïque » qui permet exclusivement de produire de l'énergie électrique ;
- le mode « thermique » qui permet de produire uniquement de l'énergie thermique ;
- le mode « repos » qui permet de positionner les lames sur champ ;
- le mode « arrêt » qui permet de stopper le mode en cours ;
- le mode « sécurité » qui permet de positionner les lames à l'horizontale, lorsque la vitesse du vent est trop importante pour ne pas endommager la structure.

À noter qu'une procédure d'étalonnage existe pour le positionnement des lames. Elle se traduit par un recalage manuel des lames pour assurer la focalisation du rayonnement solaire sur les récepteurs. Lorsque cette procédure est terminée, les miroirs se réinitialisent automatiquement. Enfin, des voyants positionnés en bas de la fenêtre, permettent de connaître l'état du système en temps réel.

2.6.2 Données d'acquisition météo

Après les données de temps, ce sont les données météo qui participent au bon fonctionnement du système. Sur ce deuxième onglet (figure 2.54), les paramètres importants de la station météo *Vantage* sont représentés sous formes de jauges et de compteurs. Pour chaque grandeur,

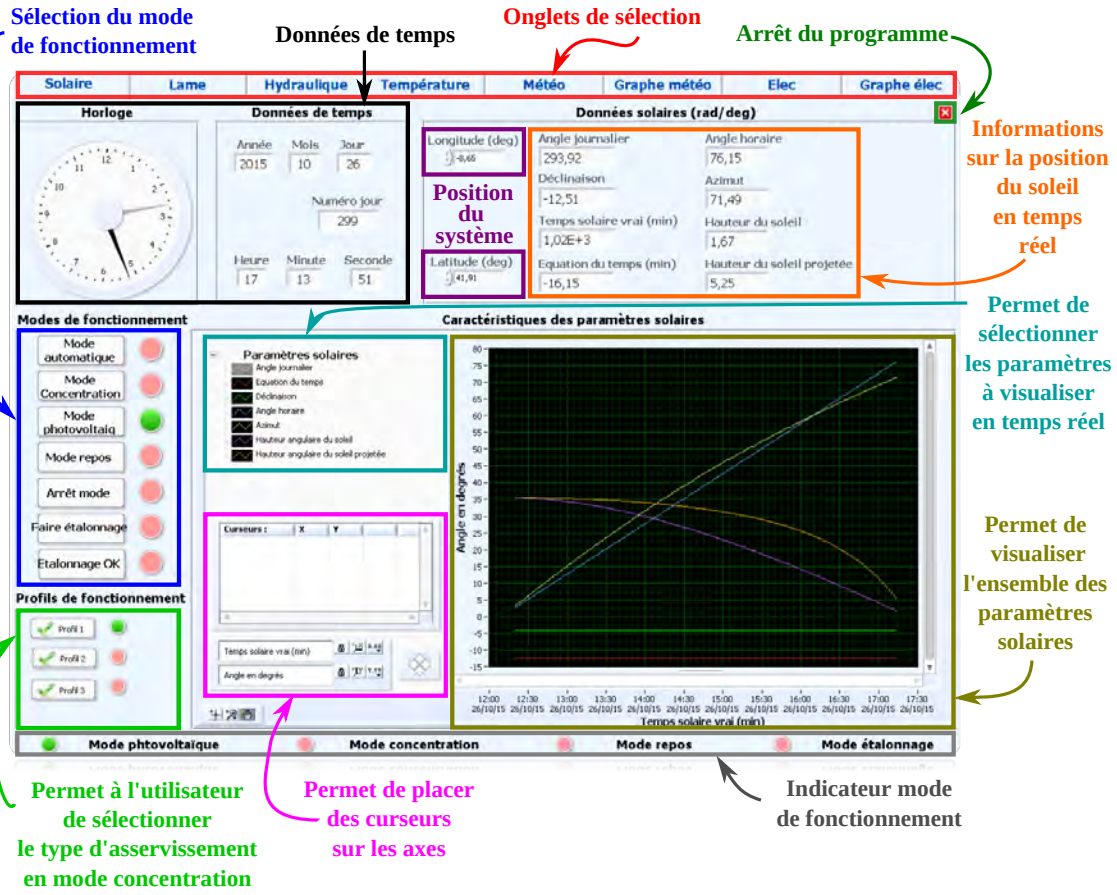


Figure 2.53 – Interface de commande et de supervision 1

la valeur est également représentée. Les trois données météo les plus importantes pour assurer le bon fonctionnent du système sont :

— le vent, pour assurer la mise en sécurité du système lors de fort vent,

— le rayonnement global horizontal,

— le rayonnement global diffus.

Grâce à ces deux derniers, il est possible d'obtenir le rayonnement direct en utilisant l'équation 2.73. Les autres données importantes pour la modélisation thermique et photovoltaïque, sont la température et la vitesse du vent.

2.6.3 Données de positionnement des lames

La position des miroirs change à un rythme qui peut varier d'un recalage par minute à un recalage par jour. Il est intéressant de voir la position des lames en fonction des modes de fonctionnement. Grâce au troisième onglet, en mode photovoltaïque, on peut observer l'inclinaison optimale, qui dépend du profil de suivi solaire. En mode concentration, on peut étudier la variation angulaire des lames par rapport au récepteur. La modélisation trois dimensions représentant la structure (Figure 2.55 (en arrière plan)) change en fonction du mode de fonctionnement. L'utilisateur peut observer la position des lames de la structure en fonction de l'image représentée en arrière plan 2.56 et ainsi connaître le mode de fonctionnement en cours.

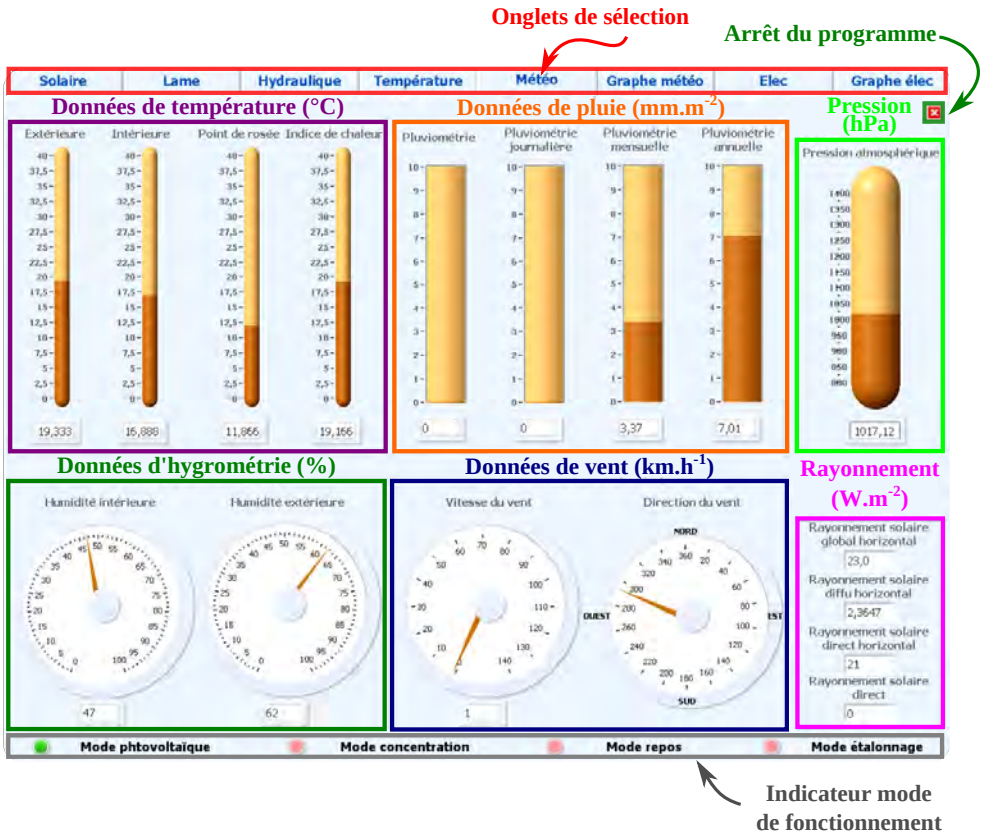


Figure 2.54 – Interface de commande et de supervision 2

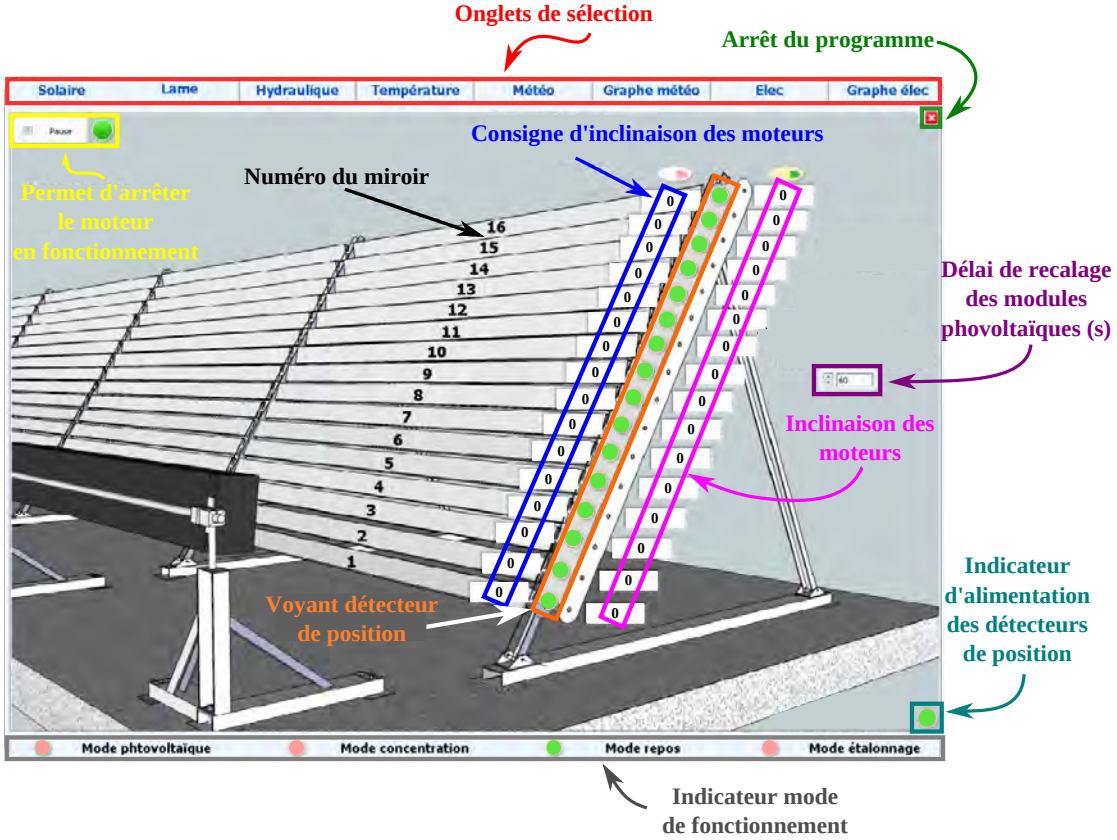


Figure 2.55 – Interface de commande et de supervision 3

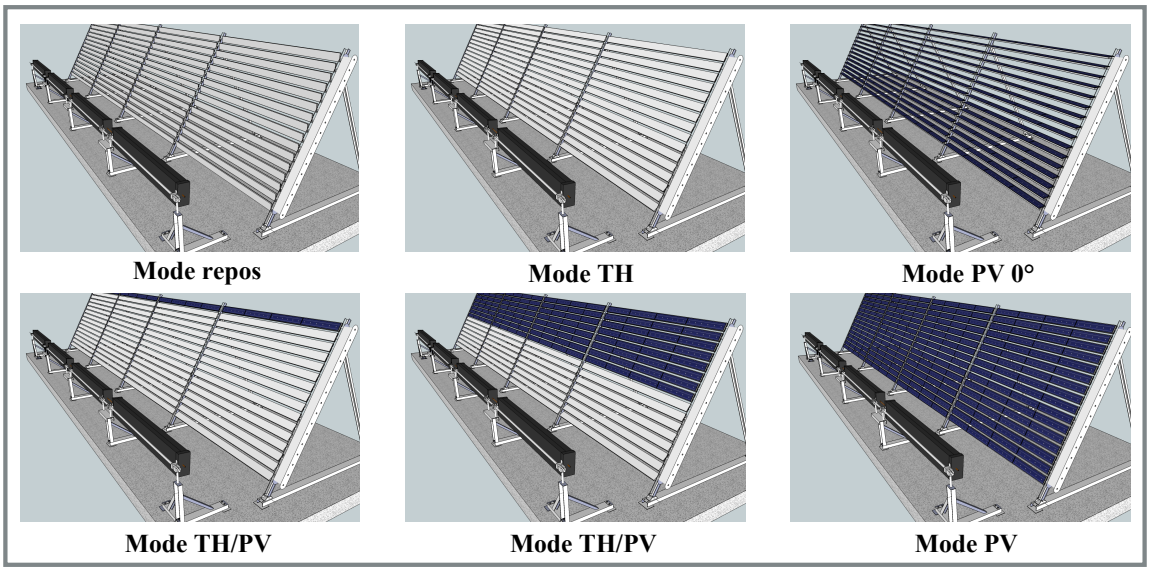


Figure 2.56 – Modélisation 3D de la structure selon le mode de fonctionnement

2.6.4 Partie thermique

Le quatrième onglet représente le circuit hydraulique du système. Plusieurs paramètres sont affichés :

— les températures à l'entrée et à la sortie de chaque élément (récepteur, ballon, etc.),

— les débits volumiques pour chaque récepteur,

— le flux perdu ou gagné pour chaque élément.

L'utilisateur peut réguler le débit des pompes. Il a également la possibilité d'agir sur la température de sortie des récepteurs, en choisissant la valeur de la température de consigne. Sur le même principe que le troisième onglet, le circuit hydraulique change en fonction de la configuration des récepteurs (série/parallèle) et des ballons.

2.6.5 Partie photovoltaïque

Le dernier onglet permet de visualiser les données de production électrique à chaque instant. Pour chaque lame, on peut lire le courant, la puissance et l'énergie accumulée au cours de la journée. Les tensions de la partie photovoltaïque et de la partie stockage sont mesurées. Ainsi, il est possible de connaître la consommation du système en fonction de la production photovoltaïque. Des jauges et des compteurs indiquent le courant et la puissance issus du champ, ainsi que l'énergie produite de la journée en cours. Il est également possible de connaître l'énergie de $(J-1)$. L'utilisateur peut choisir le mode de suivi solaire. Plusieurs choix s'offrent à lui :

— pas de suivi, avec une inclinaison fixe (0°, 30°, 42° (la latitude du lieux), 45°, 60°),

— pas de suivi, avec une l'inclinaison optimale journalière (section 4.1.1.2),

— avec suivi, avec temps de recalage ajustable (1 min, 5 min, 15 min, 30 min, 1 h, 2 h).

L'utilisateur peut également ajuster la valeur du rayonnement solaire direct de consigne qui agit sur le mode de fonctionnement Thermique (TH) ou PV. Ainsi, si la valeur moyenne du rayonnement direct de t à $(-10\ min)$ est plus faible que la valeur de consigne, alors le système positionne la structure pour fonctionner en mode TH. Si la valeur est plus élevée, il choisira le mode concentration. Sur le même principe que le deuxième et troisième onglet, l'image de la structure change en fonction du mode de fonctionnement.

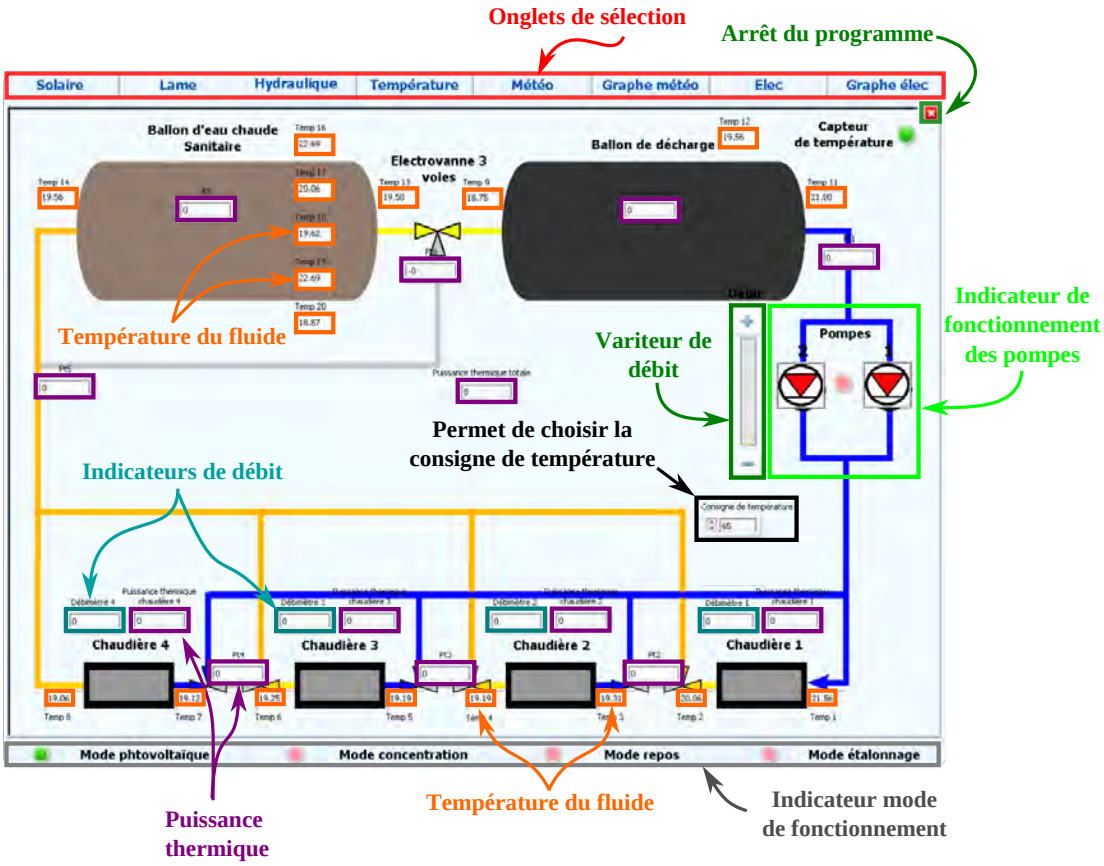


Figure 2.57 – Interface de commande et de supervision 4

Trois autres onglets, « Température », « Graphe météo » et « Graph élec », permettent de visualiser sur des graphiques la plupart des paramètres cités ci-dessus. Ces graphiques étant dynamiques, on peut visualiser les données du système durant une semaine.

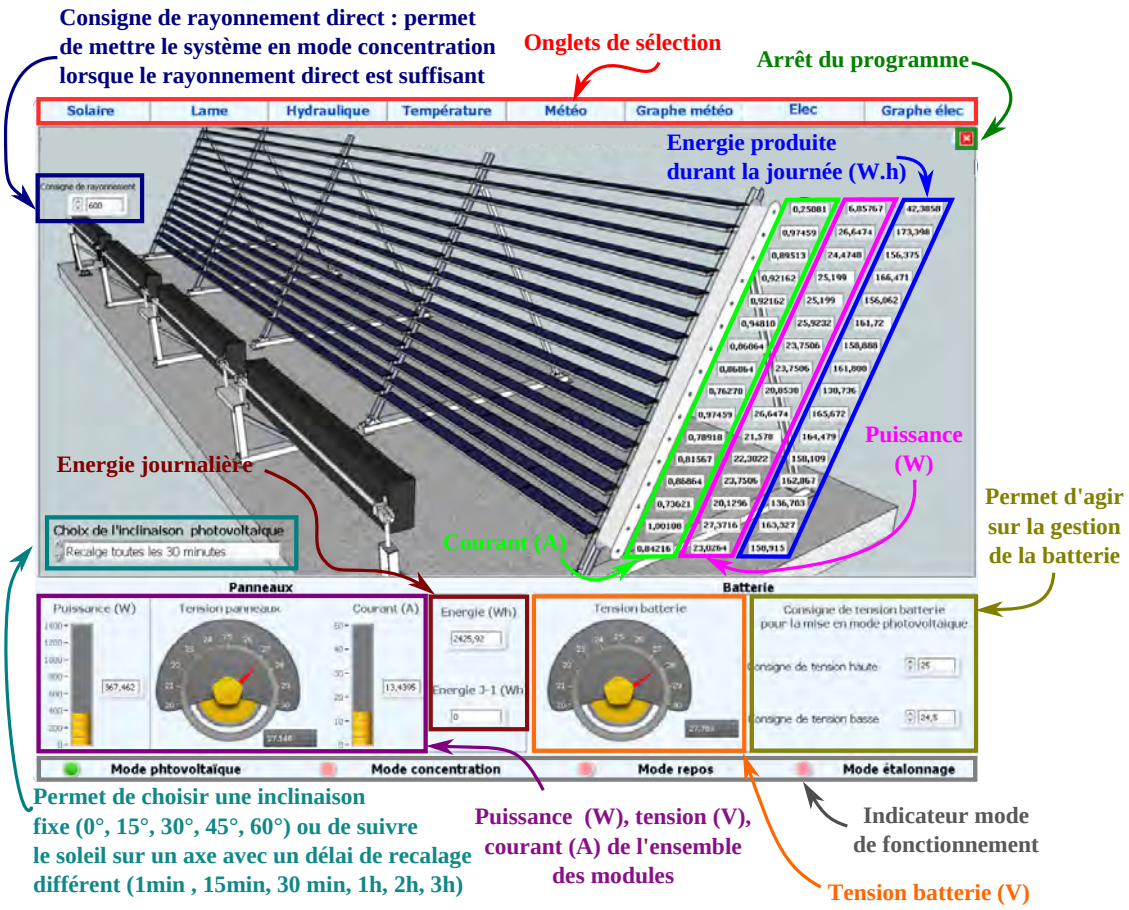


Figure 2.58 – Interface de commande et de supervision 5

Chapitre 3

Modélisation du SRLO

Sommaire

3.1 Production d'énergie électrique 103
3.1.1 Première approche 103
3.1.2 Estimation de la puissance électrique du système 106
3.1.3 Modèle simple diode (méthode 1) 112
3.1.4 Modèle simple diode (méthode 2) 118
3.2 Production d'énergie thermique 125
3.2.1 Description 125
3.2.2 Méthode 130
3.2.3 Calcul des paramètres du circuit hydraulique 135
3.2.4 Méthode de résolution 149
3.2.5 Expérimentation 150
3.2.6 Modélisation en une dimension 150
3.2.7 Modélisation en deux dimensions 162
3.2.8 Résultats et discussions 174
3.3 Conclusion 182

3.1 Production d'énergie électrique

3.1.1 Première approche

La modélisation photovoltaïque est une étape incontournable pour caractériser la production d'énergie électrique du système et ainsi augmenter les performances en ajustant certains paramètres. Dans ce chapitre, plusieurs sujets sont abordés. Tout d'abord, nous présentons la partie production et stockage de l'énergie électrique du SRLO. Ensuite, nous décrivons l'expérimentation menée et nous exposons les différents résultats. Puis, une estimation de la production d'énergie du système est réalisée à l'aide du rendement des modules photovoltaïques. De plus, deux modèles photovoltaïques permettant également de connaître l'énergie électrique issue du système sont présentés. En effet, le premier avec une approche purement numérique, le deuxième avec une approche analytique. Finalement, tous les résultats sont présentés et permettent de définir la qualité des différents modèles. Le plus performant permettra de mettre en lumière les optimisations à réaliser pour augmenter la productivité du système.

3.1.1.1 Description générale

La surface totale des modules ($S_{ph_{tot}}$) est de 16 m^2, avec une puissance crête ($Pc_{ph_{tot}}$) de 1 280 W_c. Un régulateur MPPT permet d'alimenter la charge et de stocker au mieux l'énergie dans des batteries au plomb de 12 V et de 150 Ah ; elles sont configurées pour assurer une tension de fonctionnement de 24 V.

Le système est composé de seize rangées de lame, chaque rangée est composée de quatre lames et une lame comporte quatre modules photovoltaïques de type polycristallin. La puissance des modules ($Pc_{ph_{mod}}$) est de 5 W avec une tension maximale de 17,2 V. Pour atteindre la tension de fonctionnement, il convient de les relier en série, puis en parallèle pour accroître le courant. Lors de la réalisation des travaux, le cahier des charges préconisait de relier pour chaque lame deux modules en série, puis deux modules en parallèle. Ainsi, chaque lame fonctionne sous une tension maximale de 34,4 V. Finalement, lors de la réalisation des travaux, tous les modules sont connectés en parallèle et les quatre lames de chaque rangée également. Ensuite, les huit séries de quatre lames du bas sont câblées avec les huit séries du haut. En orientant les huit séries du haut face au soleil et en laissant les huit séries du bas dans le noir complet, il n'en résulte aucune production photovoltaïque. L'une des innovations d'un tel système est justement de pouvoir utiliser chaque lame de façon indépendante pour en choisir l'utilisation (production d'énergie thermique ou électrique). La configuration préconisée étant trop compliquée à mettre en œuvre, nous avons donc relié sur chaque ligne les lames deux à deux comme indiqué dans la figure 3.1.

3.1.1.2 Description de l'expérimentation

Le but de cette expérimentation est d'obtenir des courbes de courant-tension (IV) pour plusieurs journées dans les conditions réelles d'utilisation du système. Afin d'obtenir une mesure correcte, il est tout d'abord important que la courbe soit lisse pour qu'il soit possible de calculer le différentiel $\frac{dV}{dI}$ [ZZH+11]. Plusieurs stratégies sont possibles pour effectuer la mesure de courbe IV [GRIK99] : appliquer une tension à un pas régulier, contrôler le courant à un pas régulier ou connecter une charge à résistance variable. La meilleure solution, selon [GRIK99] est d'appliquer une tension à un pas constant. Dans uns certaine mesure, le nombre de points n'est pas très important pour obtenir une mesure correcte, c'est leurs répartitions à un pas régulier qui est essentielles.

Plusieurs mesures sont réalisées grâce au traceur de courbe *IV Eko MP-170* dont quelques caractéristiques techniques essentielles sont indiquées dans le tableau 3.1. Ce traceur de courbe permet de mesurer 400 points grâce à une charge à résistance variable, et d'enregistrer 300

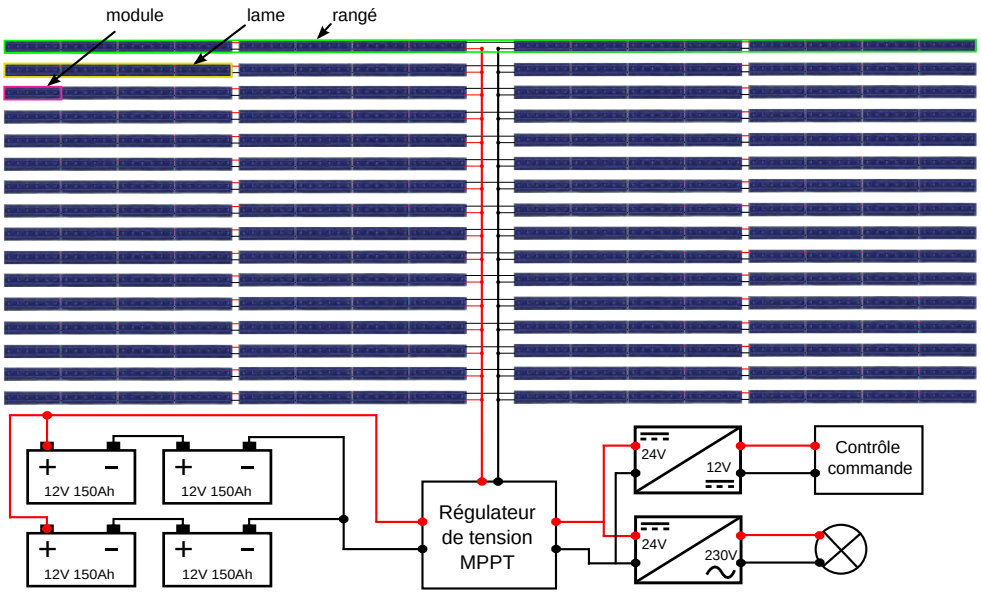


Figure 3.1 – Schéma électrique général du S.R.L.O

mesures par minute. Il est équipé d'une cellule de référence et d'un capteur de température de type thermocouple. Les précisions des différents capteurs sont indiquées dans le tableau 3.1. Un pyranomètre de type *CMP11* de *Kipp & Zonen* est utilisé pour assurer la mesure du rayonnement. Ce capteur est installé sur la lame la plus haute pour connaître le rayonnement incident de façon précise. En effet, un suivi solaire sur un axe est réalisé et il est pertinent de relever des mesures dans les conditions d'utilisation.

Paramètre	**Valeur**
Tension	1 - 10 - 100 - 1 000 V
Courant	1 - 2 - 10 - 20 A
Puissance	0.01 - 0.02 - 1 - 20 kW
Précision de la mesure de tension	± 1 %
Précision de la mesure de courant	± 1 %
Précision de la mesure de tension	± 1 %
Précision de la mesure de rayonnement global	$\pm 1,5$ %
Précision de la mesure de température	$\pm 1°C$

Tableau 3.1 – Caractéristiques techniques du tracer *IV Eko MP-170*

Ces caractéristiques techniques montrent qu'il n'est pas possible de connecter le traceur de courbe IV sur tous les panneaux, puisque le courant maximum de l'installation peut atteindre au maximum 41 A. Une seule rangée sera reliée pour réaliser l'étude, (figure 3.2). Le SRLO peut contrôler chaque lame de façon indépendante, une lame est prise comme référence pour la mesure de la courbe IV. En effet, les paramètres sont différents pour chaque module, il est donc intéressant de procéder de cette manière pour extraire des paramètres représentatifs d'une lame. Le capteur de rayonnement utilisé est un pyranomètre de type *CMP11* dont l'erreur est inférieure à 10 W (à $80°C$ et 1 000 $W.m^{-2}$). La campagne de mesure a duré dix jours. Le graphique 3.3 représente le rayonnement incident arrivant sur les panneaux du champ

photovoltaïque du 27/08 au 05/09.

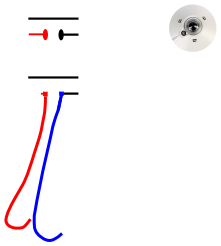


Figure 3.2 – Câblage de l'expérimentation pour l'acquisition de courbe I.V

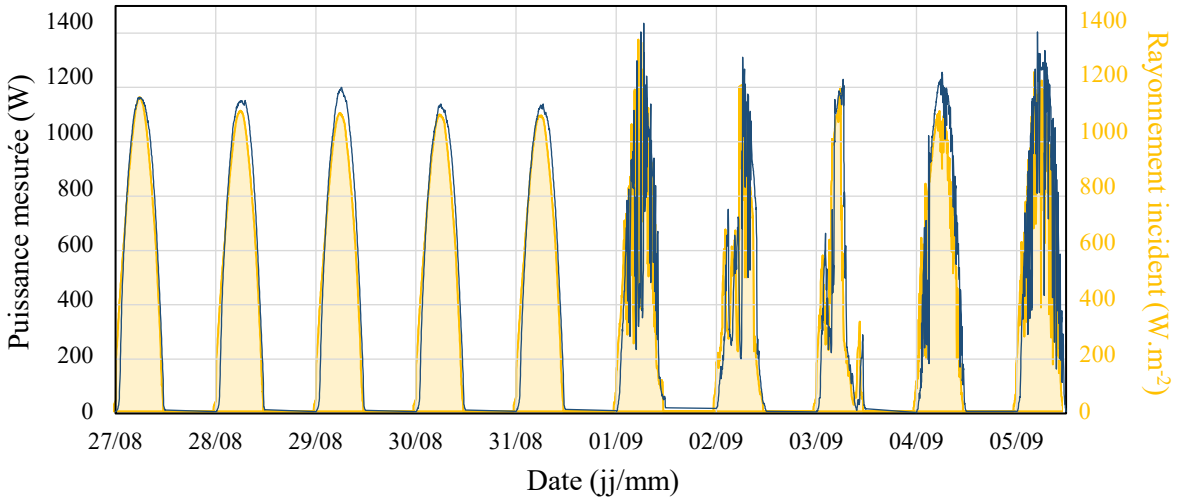


Figure 3.3 – Journées utilisées pour les modèles photovoltaïques (27/08 au 05/09)

Paramètres	**Valeurs**
V_{OC}	21,3 V
I_{SC}	0,32 A
V_m	17,2 V
I_m	0,29 A
P_m	5 W

Tableau 3.2 – Caractéristiques techniques d'un module polycristallin

Les données constructeurs des modules sont assez restreintes et ne suffisent pas pour élaborer un modèle correct (tableau 3.2). De plus, ces données sont vraies à leur conception, cependant, elles peuvent évoluer en fonction de plusieurs paramètres. Généralement, une constante linéaire du taux de dégradation de la performance par an est définie en fonction du type de panneaux [VRS08]. Mais, la dégradation de ces paramètres n'est pas uniforme et ne peut donc pas être obtenue avec des modèles linéaires. On sait également, que les conditions environnementales et climatiques locales ont un impact important sur l'efficacité énergétique des modules photovoltaïques et sur son évolution dans le temps [JWK12]. Mais, lorsqu'ils sont

exposés à des conditions réelles, ils se détériorent encore plus rapidement [SC13]. De plus, les conditions climatiques ne peuvent pas être utilisées de façon singulière, elles sont dépendantes entre elles [MSK12]. Une première estimation de la sortie des modules est réalisée en utilisant le rendement.

3.1.2 Estimation de la puissance électrique du système

3.1.2.1 Rendement

Grâce aux données constructeurs du tableau 3.2, il est possible de calculer le rendement théorique. Ces valeurs ont été mesurées dans les conditions standards de test ; (Standard Test Conditions (STC)). Les conditions STC correspondent à un rayonnement de 1 000 $W.m^{-2}$, à une vitesse de vent de 1 $m.s^{-1}$, à un coefficient de masse d'air de 1,5 et à une température de cellule de 25°C. Dans ce cas, on retrouve le rendement théorique grâce à l'expression :

$$\eta_{th} = \frac{Puissance}{Rayonnement\,.\,Surface} = \frac{0,29 \times 17,2}{1000 \times 0,538 \times 0,078} = 0,1189 \qquad (3.1)$$

Voici le rendement de référence η_{th} du module solaire, avec les dimensions des cellules et non celles du module 3.4.

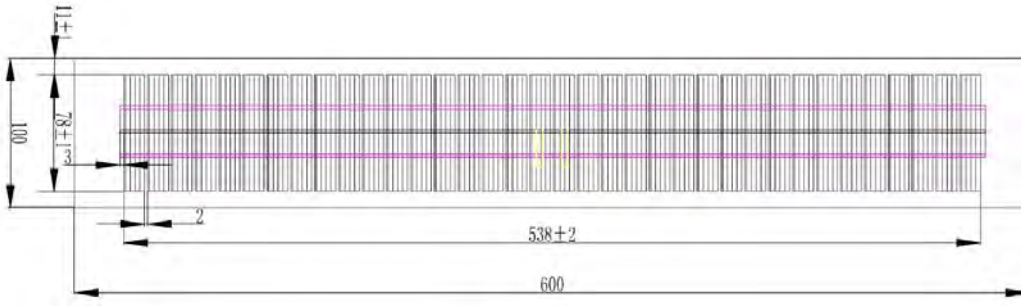


Figure 3.4 – Dimensions d'un module

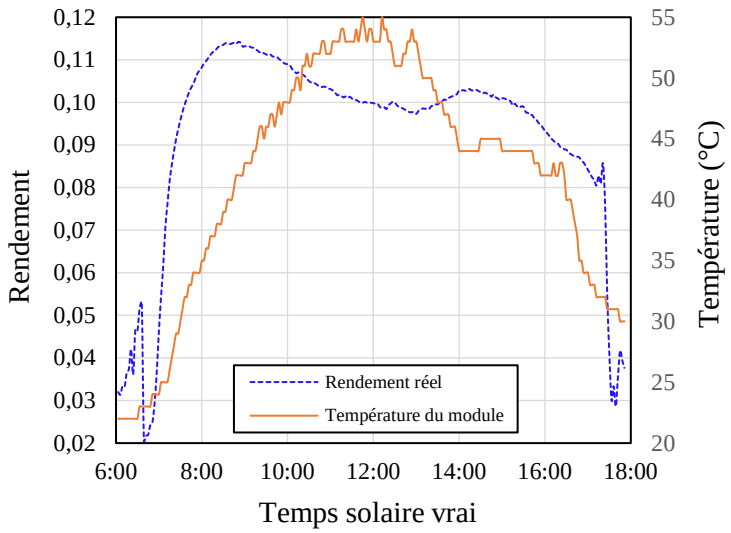


Figure 3.5 – Rendement photovoltaïque réel en fonction de la température

Ce graphique 3.5 permet de connaître l'évolution du rendement mesuré et de la température représentative d'un module durant une journée avec un rayonnement incident variable. Pour

une valeur de rayonnement constant, le rendement diminue quand la température du module augmente. En effet, la tension décroît, tandis que le courant croît. Mais, la tension diminue de façon plus importante que le courant n'augmente. Il en résulte une puissance de sortie moins importante lorsque la température augmente et donc le rendement diminue également. L'expression utilisée pour établir ce graphe est :

$$\eta_{mes} = \frac{Puissance\ mesurée}{Rayonnement\ incident \cdot Surface\ totale\ des\ modules} \tag{3.2}$$

Voici respectivement la valeur moyenne, ainsi que la valeur médiane de ce rendement : 0,092 et 0,1015. Il est possible de retrouver la valeur mesurée du rendement en fonction de la valeur théorique [NCMP05], en utilisant :

$$\eta_{cal} = \eta_{th}\left[1 - \beta_0 \cdot (T_{module} - T_{ref}) + \gamma \cdot \log \Phi\right] \tag{3.3}$$

Avec T_{module}, T_{ref}, β_0, γ et Φ qui sont respectivement la température réelle du module, la température de référence du module ($25°C$), le coefficient de température, le coefficient de rayonnement solaire et le rayonnement incident. Ces deux coefficients sont généralement donnés par les constructeurs, mais dans notre cas ces informations sont indisponibles. La littérature [Eva81] suggère d'utiliser pour des modules en silicium $\beta_0 = 0,0048°C^{-1}$ et $\gamma = 0,12$, mais le plus souvent on utilise $\gamma = 0$. Voici les rendements correspondant aux méthodes suggérées (figure 3.6) avec comme référence le rendement mesuré. L'unité pour β_0 est $°C^{-1}$.

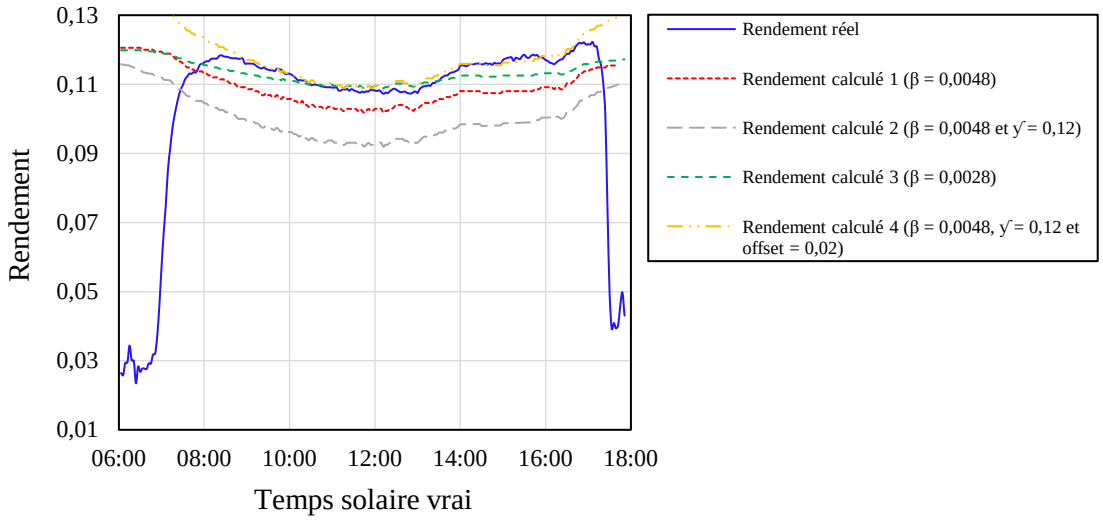


Figure 3.6 – Rendement photovoltaïque mesuré et calculé

Les rendements les plus proches de celui mesuré sont les rendements 3 et 4. Le rendement 3 est calculée avec $\beta_0 = 0,0028°C^{-1}$et $\gamma = 0$. Le rendement 4 est calculé avec $\beta_0 = 0,0048°C^{-1}$ et $\gamma = 0,012$, en ajoutant un offset de 0,02. Le rendement 4 est confondu avec le rendement mesuré pour un rayonnement incident important. Lorsque le rayonnement est faible ($< 200\ W.m^{-2}$) et l'angle d'incidence important (> 60 degrés), le rendement mesuré diminue de façon significative alors que les rendements calculés augmentent. Pour les dix journées de mesure, le rendement 3 est celui comportant l'erreur la plus faible. L'estimation de la puissance électrique est réalisée en utilisant ce rendement.

3.1.2.2 Ombrage

Le masque lointain est généré grâce au logiciel *Carnaval*. Ce logiciel permet de déterminer la durée d'ensoleillement d'un lieu donné pour une période précise. Il renseigne sur les trajectoires

du soleil et les heures de lever et coucher du soleil en tenant compte du relief. Il suffit simplement de renseigner la latitude, la longitude et l'altitude. Le logiciel *PV SYST* a permis de réaliser le diagramme solaire et de représenter le masque solaire (figure 3.7).

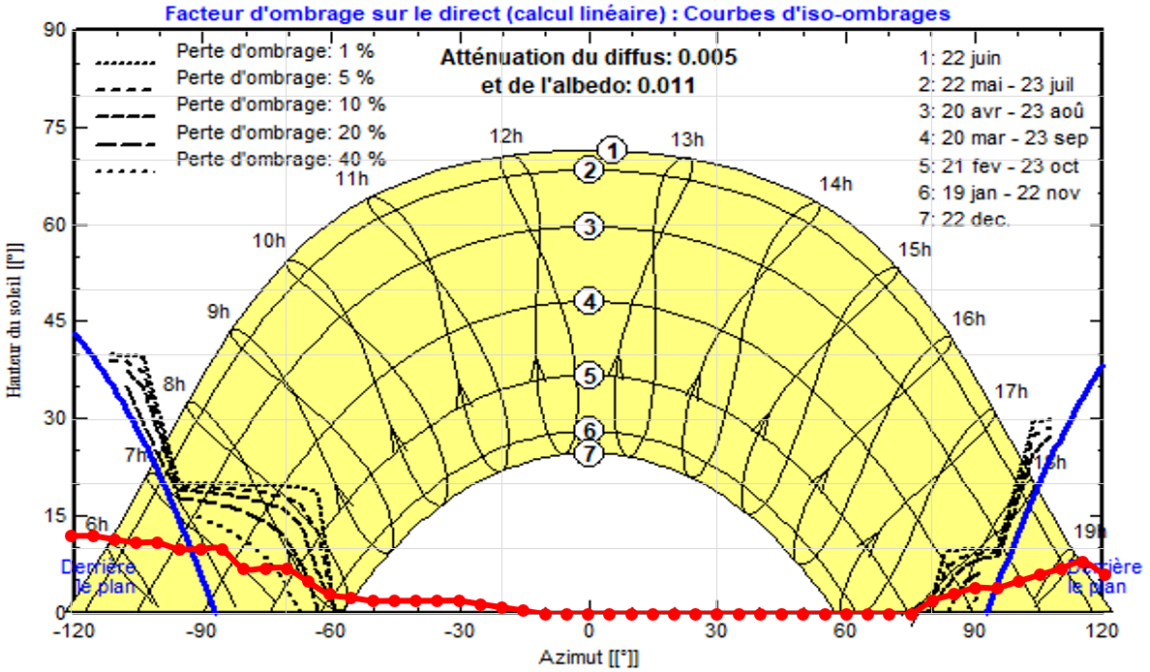


Figure 3.7 – Masque solaire du S.R.L.O

Ce masque solaire est ensuite intégré dans l'environnement *Matlab*. Lors de production PV, le système peut réaliser un suivi solaire. Le système suit alors la hauteur angulaire projetée du soleil (section 2.1.2). À certains moments de la journée lorsque la hauteur angulaire projetée est parallèle à l'inclinaison de la structure (hp $\approx$ 120 degrés), une ombre se crée sur l'ensemble des modules. Nous avons donc également évalué la perte de rayonnement direct due à l'ombrage des différents miroirs entre eux que nous avons appelé facteur d'éclairement. En effet, à part les modules qui sont situés sur la dernière rangée, les autres modules peuvent ne pas recevoir le rayonnement direct à certains moments de la journées, de l'année. Dans ce cas, tous les miroirs (mis à part le plus haut) subissent la même perte de rayonnement. C'est autour du solstice d'été que le phénomène se produit. À titre d'exemple, voici le facteur d'éclairement pour la journée du 24 août (figure 3.8). Alors que pendant la période hivernale et autour des équinoxes, ce facteur d'éclairement vaut 1.

Une modélisation de la perte de rayonnement direct engendrée par l'ombre de la chaudière sur la structure est réalisée. Cet ombrage influe seulement sur les six rangées les plus basses. La figure 3.9 représente le coefficient à porter sur le rayonnement direct, pour chaque rangée concernée. L'influence de cette ombre où la perte est la plus élevée, est la journée où le soleil a la course la plus basse, c'est-à-dire au solstice d'hiver (21/12).

La figure 3.9 n'est pas symétrique ; cela est dû à l'orientation de la structure (-2.89 degrés par rapport au sud). La courbe est obtenue sans prendre en considération les ombrages proches (batîment, arbre, etc.).

3.1.2.3 Estimation de la puissance électrique de sortie

Une estimation de la puissance électrique du champ photovoltaïque est réalisée en utilisant le rendement « calculé » ci-dessus. Voici le graphique de la puissance calculée et de la puissance mesurée pour une journée ensoleillée (Figure 3.10).

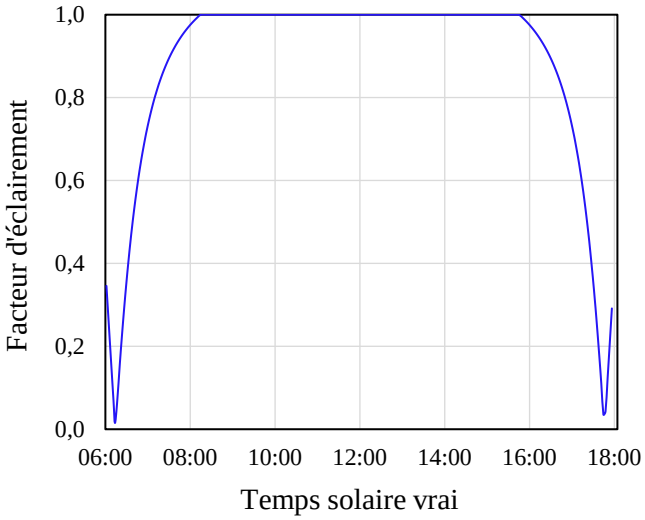


Figure 3.8 – Facteur d'éclairement pour chaque module

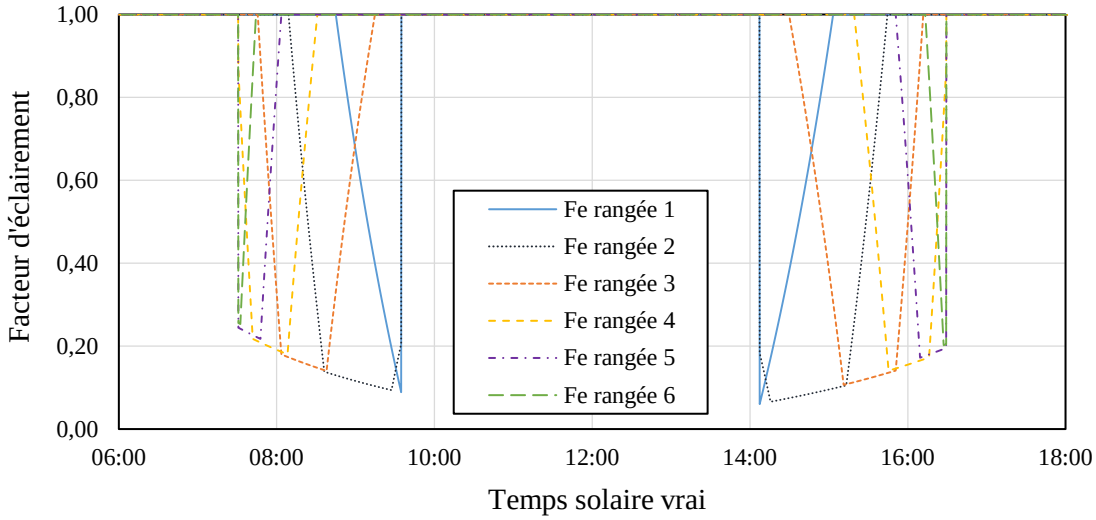


Figure 3.9 – Facteur d'éclairement pour les rangées de 1 à 6

La figure 3.10 montre un écart entre six heures et sept heures du matin. Cet écart est dû à une perte d'énergie engendrée par la position du local technique et des bâtiments aux alentours. Le but de cette modélisation est de quantifier le gain du suivi solaire sur un axe. Donc, la caractérisation de cette perte ne nous intéresse pas, nous voulons connaître le gain dans des conditions optimales. La figure 3.11 représente la puissance calculée et la puissance mesurée pour une journée nuageuse.

3.1.2.4 Erreurs de l'estimation

Avant de présenter les différentes erreurs, il faut connaître l'incertitude de la mesure. Cette incertitude dépend de la plage d'utilisation du traceur. Les caractéristiques techniques d'une rangée sont représentées dans le tableau 3.3.

La plage d'utilisation du traceur permet de calculer l'incertitude de la mesure. Dans cette équation, nous prenons en compte l'erreur sur la tension et sur le courant puis, nous ajoutons l'erreur du capteur de rayonnement solaire.

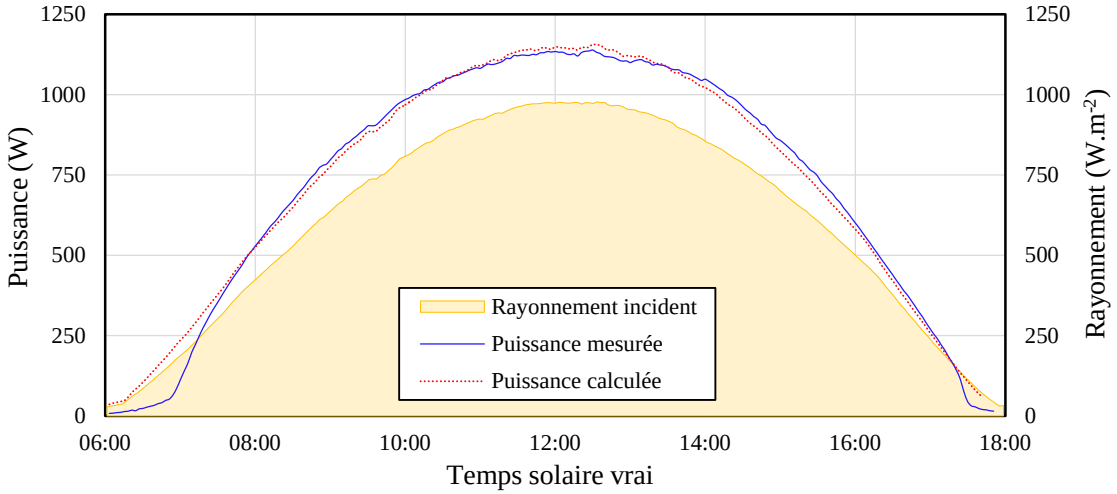


Figure 3.10 – Estimation de la puissance photovoltaïque pour une journée ensoleillée

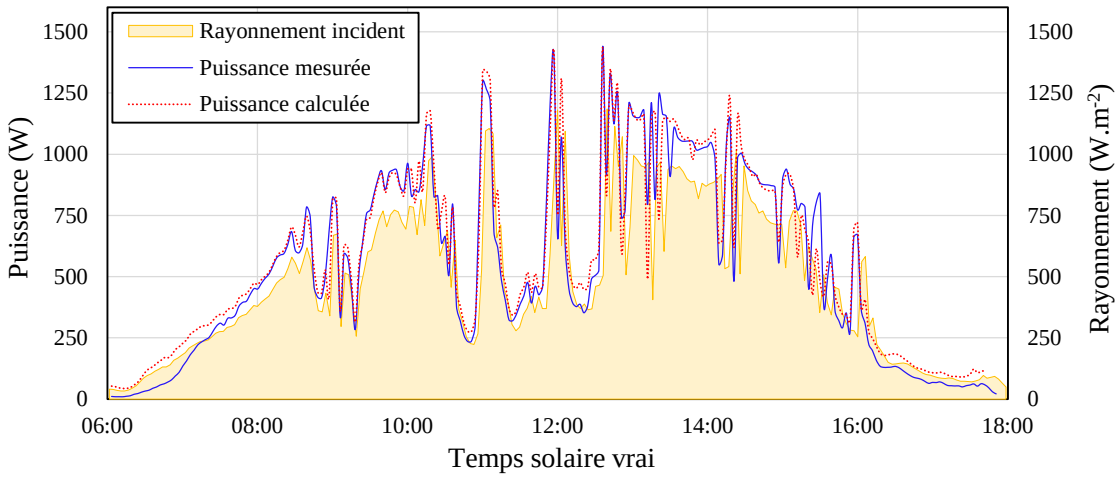


Figure 3.11 – Estimation de la puissance photovoltaïque pour une journée nuageuse

Paramètres	**Valeurs**
V_{OC}	42,6 V
I_{SC}	2,56 A
V_{mp}	34,4 V
I_{mp}	2,32 A
P_{mp}	80 W

Tableau 3.3 – Caractéristiques techniques d'une rangée comportant quatre lames supportant chacune quatre modules PV

$$Incertitude_1 = 100\,V \cdot 0,01 \times 10\,A \cdot 0,01 + 10\,W = 10,1\,W \tag{3.4}$$

L'erreur sur la mesure est de 10,1 W. Maintenant cette erreur est quantifiée, les erreurs de l'estimation de la puissance électrique de sortie du système sont calculées . Les erreurs sont

représentées par un diagramme de dispersion entre la valeur mesurée et la valeur calculée. Plus le nuage de points est plat et se groupe autour d'une ligne, plus la corrélation est forte. La corrélation est parfaite lorsque tous les points se situent sur la ligne. La ligne de corrélation présente une épaisseur de 20,2 W correspondant à l'erreur de la mesure.

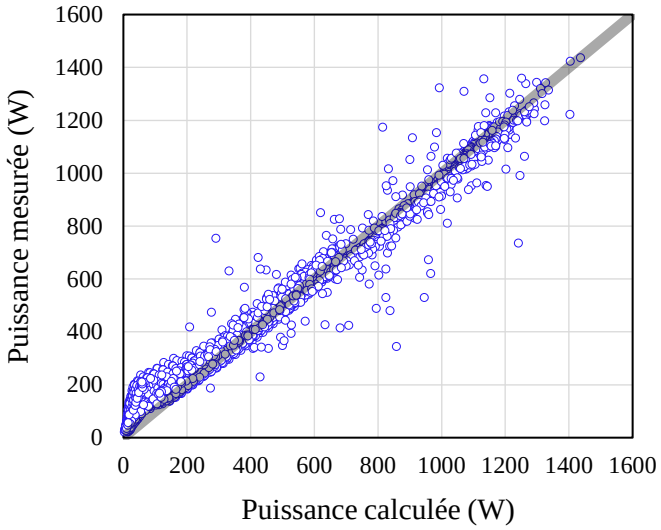


Figure 3.12 – Diagramme de dispersion de l'estimation de la puissance électrique de sortie

La figure 3.12 montre que la plupart des points se situent autour de la ligne de corrélation, mais quelques points sont assez éloignés de cette ligne. La figure 3.13 illustre l'erreur moyenne absolue (Mean Absolute Error (MAE)) et l'erreur quadratique moyenne (Root Mean Square Error (RMSE)) pour chaque journée.

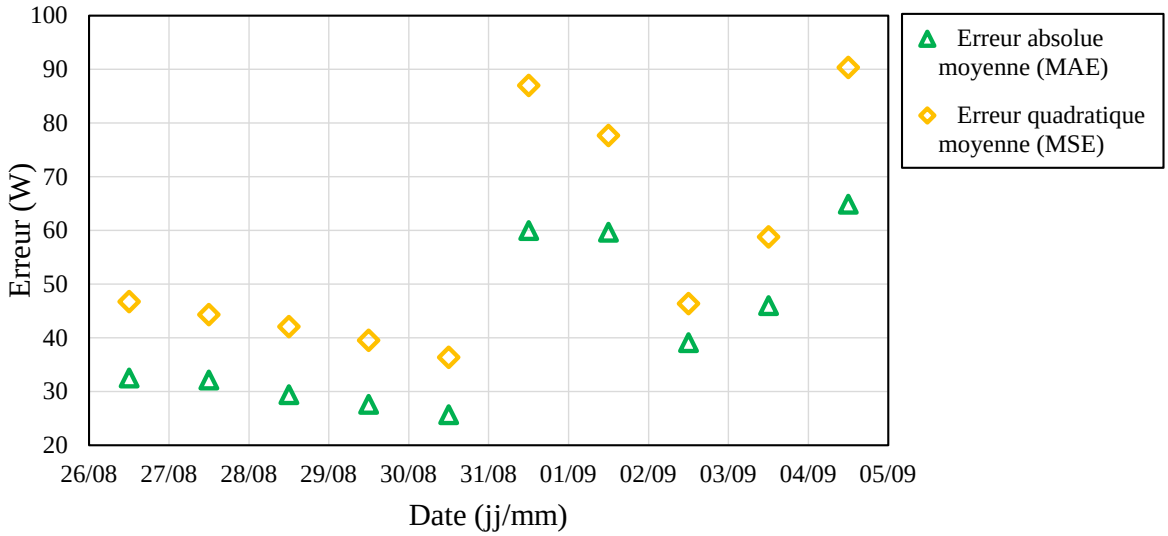


Figure 3.13 – MAE et RMSE de l'estimation de la puissance électrique de sortie

Les valeurs sont plus importantes pour la MAE et la RMSE lorsque les journées sont nuageuses. La MAE et la RMSE pour la totalité des mesures sont respectivement de 41,70 W et 60,16 W. L'estimation de la puissance présente une erreur moyenne de ±41,70 W. La RMSE est plus élevée que la MAE, en effet le modèle présente des écarts importants, la méthode de calcul de la RMSE pénalise de façon plus importante les écarts élevés. Cette estimation fonctionne, mais il est impossible d'obtenir des courbes IV exactes. Pour cela, un modèle simple diode est utilisé.

3.1.3 Modèle simple diode (méthode 1)

3.1.3.1 Généralités

Une cellule solaire idéale est souvent représentée par une source de courant, avec une diode reliée en parallèle [S.] [Pfa54] [Pri55]. La plupart du temps, on y ajoute des résistances en séries pour caractériser les pertes et parfois des diodes supplémentaires [VDM04] [WR63]. Le circuit représenté sur la figure 3.14 est le plus utilisé aujourd'hui, il comporte également une source de courant, une diode et deux résistances ; une est connectée en série et l'autre en parallèle [DSKB06] [DBTPG02] [AR12].

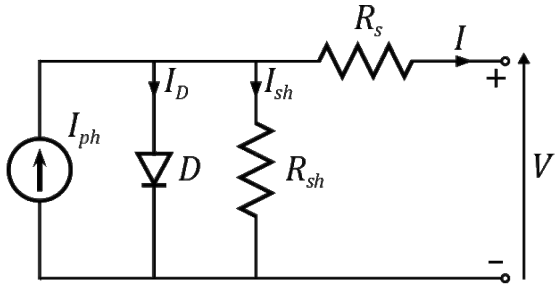


Figure 3.14 – Circuit équivalent simple diode

Il faut maintenant définir tous les paramètres du circuit : la résistance série R_s, la résistance shunt R_{sh} et le photo-courant I_{ph}. Il faut également déterminer, les paramètres de la diode grâce à l'équation de Shockley [Sho49], dont le courant de saturation de la diode I_d, ainsi que le facteur d'idéalité α. Dans le circuit équivalent d'une cellule solaire, le courant peut s'exprimer :

$$I \;=\; I_{ph} \;-\; I_d \;-\; I_{sh} \tag{3.5}$$

Avec :

$$I_d \;=\; I_0 \left(exp\left(\frac{q\ (V \;+\; I\,.\,R_s)}{n\,.\,k\,.\,T} \right) \;-\; 1 \right) \tag{3.6}$$

$$I_{sh} \;=\; \frac{V \;+\; I\,.\,R_s}{R_{sh}} \tag{3.7}$$

Avec q la charge de l'électron, k la constante de Boltzmann, n le nombre de cellules en série et T la température en Kelvin. Il en résulte :

$$I \;=\; I_{ph} \;-\; I_0 \left(exp\left(\frac{q\ (V \;+\; I\,.\,R_s)}{n\,.\,k\,.\,T} \right) \;-\; 1 \right) \;-\; \frac{V \;+\; I\,.\,R_s}{R_{sh}} \tag{3.8}$$

On peut également inclure plusieurs paramètres, pour simplifier l'écriture des équations :

$$V_T \;=\; n\,\frac{K\,.\,T}{q} \tag{3.9}$$

Les données constructeurs servent à déterminer numériquement les paramètres correspondants au circuit équivalent (3.14) caractérisant la cellule [CPdM14].

3.1.3.2 Calcul des paramètres

Quatre paramètres peuvent être déterminés de façon explicite, mais dans un premier temps, il faut fixer le facteur d'idéalité α. Celui-ci est souvent compris entre 1 et 1,5, mais il peut être supérieur à 1,5. La modification de ce dernier affecte, d'une part la courbure de la caractéristique et d'autre part les valeurs des résistances [CAA07] [VDM04]. Dans notre cas, comme la plupart du temps, le facteur d'idéalité utilisé est 1 [Gar04]. Quatre équations peuvent être obtenues grâce aux conditions limites :

— l'équation en court-circuit :

$$I_{sc} \;=\; I_{ph} \;-\; I_0 \left(exp\left(\frac{I_{sc} \,.\, R_s}{\alpha \,.\, V_T} \right) \;-\; 1 \right) \;-\; \frac{I_{sc} \,.\, R_s}{R_{sh}} \tag{3.10}$$

— l'équation en circuit ouvert :

$$0 \;=\; I_{ph} \;-\; I_0 \left(exp\left(\frac{V_{oc}}{\alpha \,.\, V_T} \right) \;-\; 1 \right) \;-\; \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \tag{3.11}$$

— l'équation du point maximum :

$$I_{mp} \;=\; I_{ph} \;-\; I_0 \left(exp\left(\frac{V_{mp} \;+\; I_{mp} \,.\, R_s}{\alpha \,.\, V_T} \right) \;-\; 1 \right) \;-\; \frac{V_{mp} \;+\; I_{mp} \,.\, R_s}{R_{sh}} \tag{3.12}$$

— l'équation de la dérivation à zéro du point de fonctionnement maximal :

$$\begin{aligned} -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} \;=\; -\; \frac{I_0}{\alpha \,.\, V_T} \left(1 \;-\; \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \,.\, R_s \right) \left[exp\left(\frac{V_{mp} \;+\; I_{mp} \,.\, R_s}{\alpha \,.\, V_T} \right) \right] \\ -\; \frac{1}{R_{sh}} \left(1 \;-\; \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \,.\, R_s \right) \end{aligned} \tag{3.13}$$

Il est possible de simplifier ces équations [CPV14], on obtient alors :

— l'expression de R_s :

$$exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \,.\, R_s - V_{oc}}{\alpha \,.\, V_T} \right) \;= \tag{3.14}$$
$$\frac{\alpha \,.\, V_T \,.\, V_{mp}(2 \,.\, I_{mp} - I_{sc})}{(V_{mp} \,.\, I_{sc} + V_{oc}(I_{mp} - I_{sc}))(V_{mp} - I_{mp} \,.\, R_s) - \alpha \,.\, V_T(V_{mp} \,.\, I_{sc} - V_{oc} \,.\, I_{mp})}$$

— l'expression de R_{sh} :

$$R_{sh} \;=\; \frac{(V_{mp} \;-\; I_{mp} \,.\, R_s)\,(V_{mp} \;-\; R_s\,(I_{sc} \;-\; I_{mp}) \;-\; \alpha \,.\, V_T)}{(V_{mp} \;-\; I_{mp} \,.\, R_s)\,(I_{sc} \;-\; I_{mp}) \;-\; \alpha \,.\, V_T \,.\, I_{mp}} \tag{3.15}$$

— l'expression de I_0 :

$$I_0 \;=\; \frac{(R_{sh} \;+\; R_s)\, I_{sc} \;-\; V_{oc}}{R_{sh} \,.\, exp\left(\frac{V_{oc}}{\alpha \,.\, V_T} \right)} \tag{3.16}$$

— l'expression de I_{ph} :

$$I_{ph} \;=\; \frac{R_{sh} \;+\; R_s}{R_{sh}} \,.\, I_{sc} \tag{3.17}$$

En fixant le facteur d'idéalité α, il est possible d'obtenir simplement les valeurs de R_{sh}, I_0 et de I_{ph}. En ce qui concerne l'équation 3.14, cette équation est implicite, nous pouvons donc la résoudre grâce à des logiciels de calcul numérique ou d'utiliser la fonction W-Lambert [Jai04]. Effectivement, grâce à cette deuxième méthode, il est possible de transformer cette équation en une équation explicite. La fonction W-Lambert est définie par :

$$z \;=\; W\,(z)\;.\, e^{W(z)} \tag{3.18}$$

Où z est un nombre complexe. Généralement, on utilise la fonction W-Lambert dans la résolution d'équation exponentielle, en utilisant l'équivalence suivante :

$$X \;=\; Y\,.\,e^{\,y} \quad\Longleftrightarrow\quad Y \;=\; W\,(X) \tag{3.19}$$

La résolution de l'équation de R_s est détaillée dans [CPdM14]. Voici l'expression explicite :

$$R_s \;=\; A\,(W_{-1}\,(B\,.\,exp\,(C)) \;-\; (D \;+\; C)) \tag{3.20}$$

Avec :

$$\begin{aligned}
A \;&=\; \frac{\alpha\,.\,V_T}{I_{mp}} \\
B \;&=\; \frac{V_{mp}\,(2\,.\,I_{mp} \;-\; I_{sc})}{(V_{mp}\,.\,I_{sc} \;+\; V_{oc}\,(I_{mp} \;-\; I_{sc}))} \\
C \;&=\; -\frac{2\,.\,V_{mp} \;-\; V_{oc}}{\alpha\,.\,V_T} \;+\; \frac{(V_{mp}\,.\,I_{sc} \;-\; V_{oc}\,.\,I_{mp})}{(V_{mp}\,.\,I_{sc} \;+\; V_{oc}\,(I_{mp} \;-\; I_{sc}))} \\
D \;&=\; \frac{V_{mp} \;-\; V_{oc}}{\alpha\,.\,V_T}
\end{aligned} \tag{3.21}$$

Cette méthode permet d'obtenir directement ces paramètres sans aucune mesure.

3.1.3.3 Extraction des paramètres

Les paramètres calculés avec cette première méthode sont indiqués dans le tableau 3.4.

Paramètres	**Valeurs**
Facteur d'idéalité : α	1
Résistance série : R_s	$0,133\ \Omega$
Résistance shunt : R_{sh}	$34,37\ \Omega$
Photo-courant : I_{ph}	$0,3212\ A$
Courant de saturation : I_0	$3,0316 \cdot e^{-23}\ A$

Tableau 3.4 – Paramètres du modèle simple diode (méthode 1)

La figure 3.15 représente la courbe IV tracée avec ces paramètres. Celle-ci IV correspond à la courbe IV dans les conditions STC avec un facteur d'idéalité imposé égal à 1. Donc si cette dernière était comparée avec celle mesurée par les constructeurs dans les conditions STC, la courbure de cette courbe pourrait être différente.

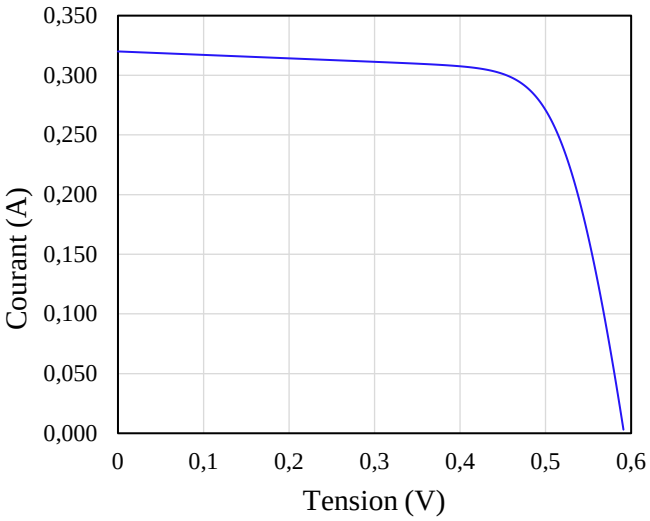


Figure 3.15 – Courbe IV d'une cellule (méthode 1)

3.1.3.4 Résultats du modèle simple diode (méthode 1)

Cette méthode permet d'extraire les paramètres correspondant aux cellules des modules et d'obtenir la puissance du champ pour toutes les journées sélectionnées (figure 3.3). Plusieurs journées sont présentées : une journée ensoleillée (figure 3.16) et une journée nuageuse (figure 3.17).

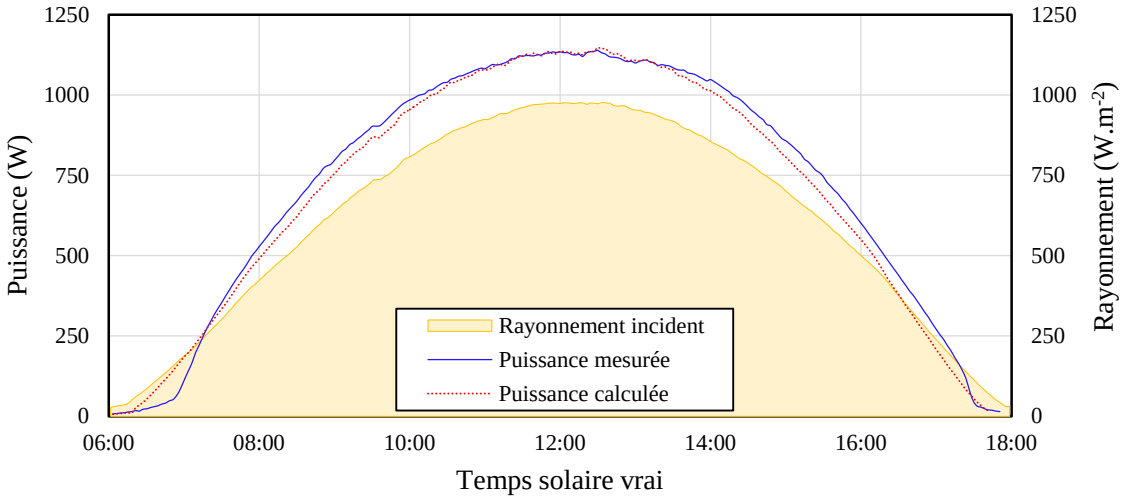


Figure 3.16 – Modèle photovoltaïque pour une journée ensoleillée (méthode 1)

3.1.3.5 Erreurs du modèle simple diode (méthode 1)

Le diagramme de dispersion (figure 3.18) illustre la corrélation de l'estimation réalisée grâce au rendement calculé et le modèle simple diode 1.

Celui-ci montre que le modèle 1 fonctionne mieux que l'estimation. En effet, les points sont plus proches de la ligne de corrélation, surtout pour ceux qui sont inférieurs à 500 W. Quelques écarts importants sont réduits tandis que d'autres augmentent ; la figure 3.19 représente les erreurs du modèle 1.

On observe que la MAE est plus importante pour des journées ensoleillées, et donc elle est réduite pour des journées nuageuses. On remarque le même comportement pour la RMSE. Le

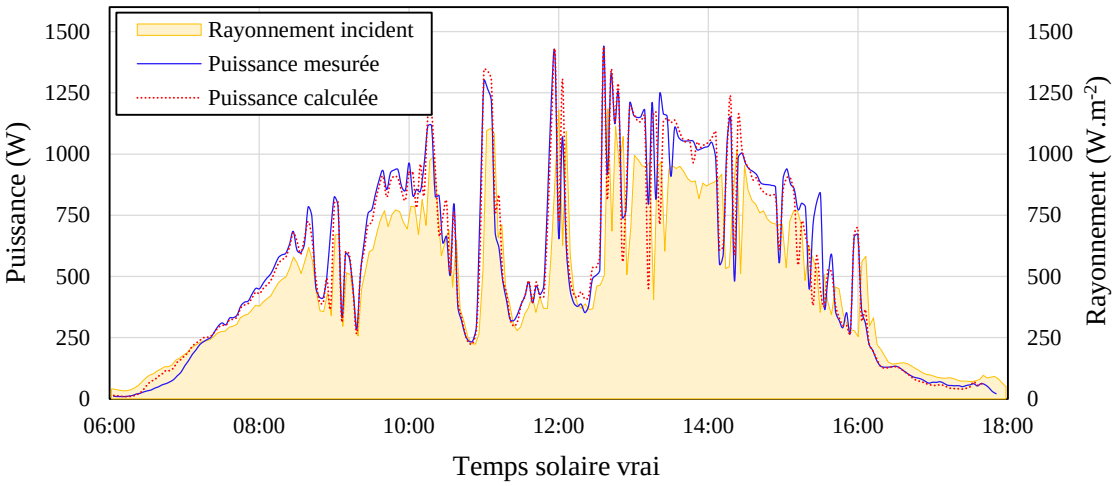


Figure 3.17 – Modèle photovoltaïque pour une journée nuageuse (méthode 1)

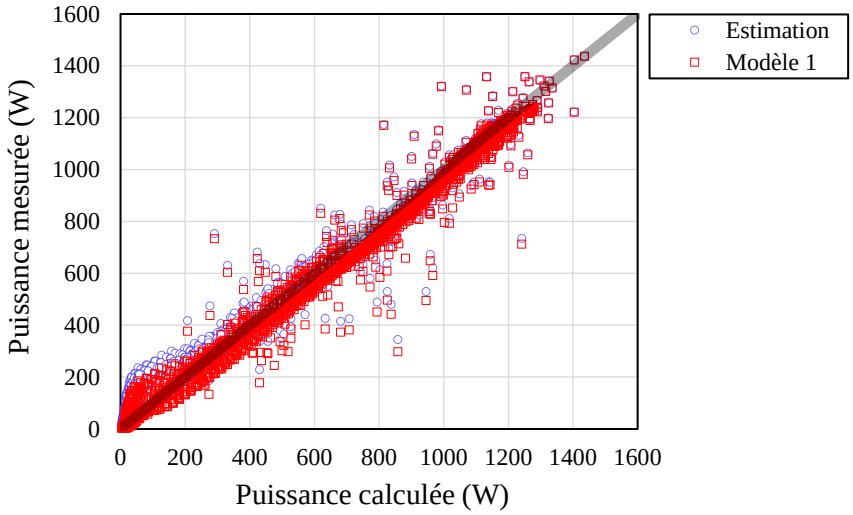


Figure 3.18 – Diagramme de dispersion de l'estimation et du modèle 1

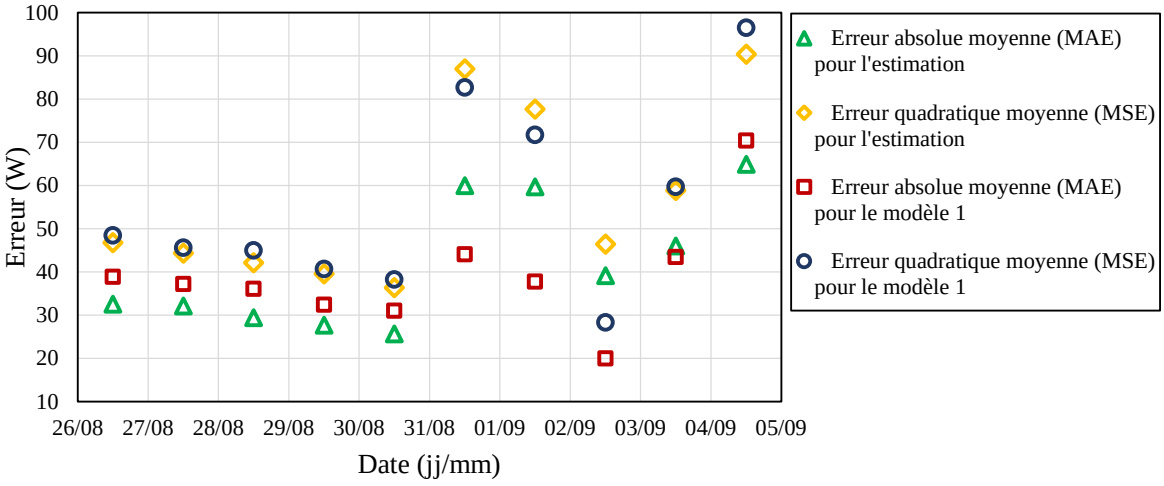


Figure 3.19 – MAE et RMSE de l'estimation et du modèle 1

modèle fonctionne mieux que l'estimation. La figure 3.20 représente la MAE et la RMSE pour l'ensemble des journées sélectionnées.

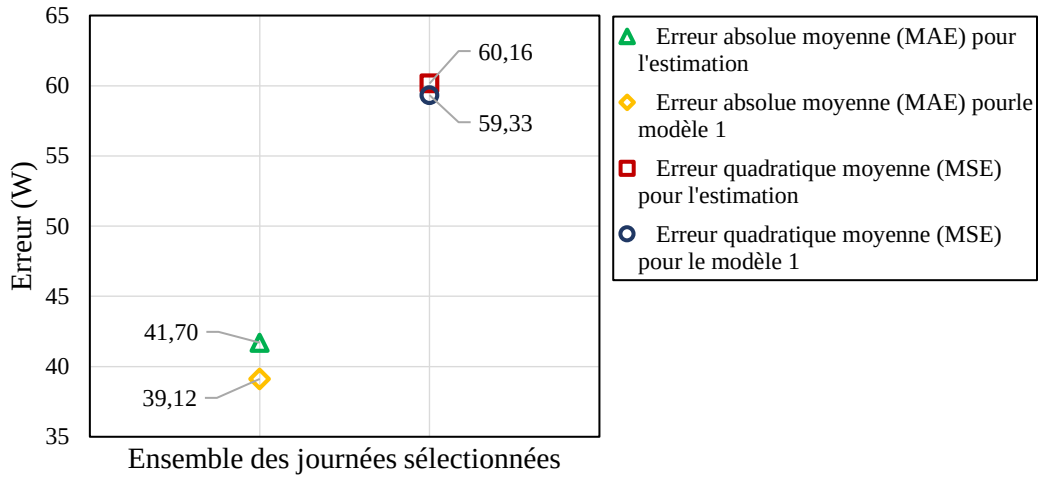


Figure 3.20 – MAE et RMSE de l'estimation et du modèle 1 pour l'ensemble des journées

L'erreur est réduite pour l'ensemble des journées, on peut en conclure qu'elle n'est pas significative.

3.1.3.6 Courbe IV

Le but du modèle simple diode est d'estimer la puissance de sortie grâce à la courbe IV. La figure 3.21 illustre plusieurs courbes IV mesurées et calculées, avec un rayonnement incident variable.

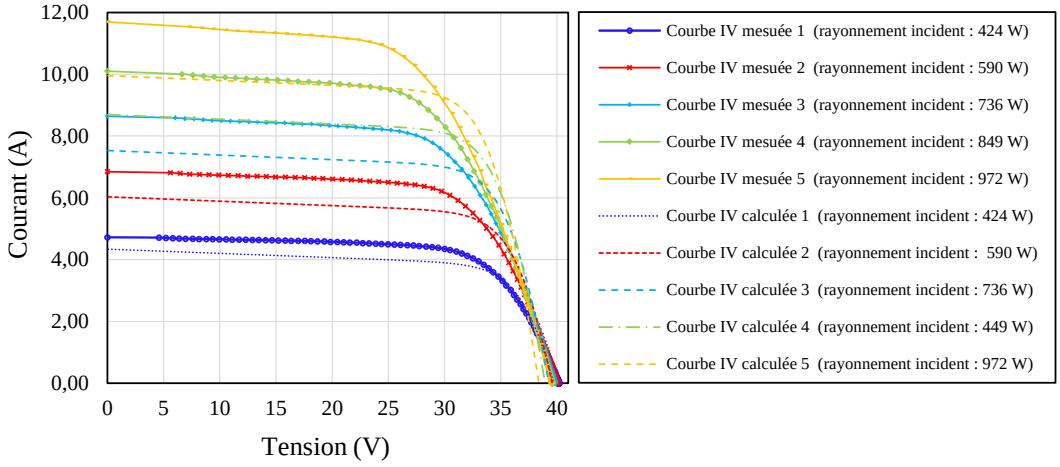


Figure 3.21 – Courbe IV modèle 1

Les courbes IV calculées sont assez éloignées de celles mesurées ; le courant de court-circuit présente des erreurs importantes et les courbures des courbes ont peu de similitudes. Nous pourrions recommencer l'expérience avec un facteur d'idéalité différent et observer des améliorations, mais nous préférons extraire des nouveaux paramètres du modèle simple diode à l'aide d'une courbe IV mesurée. Nous allons donc réaliser, un deuxième protocole permettant d'obtenir ces mêmes paramètres à partir de la mesure, grâce à une méthode de résolution évolutive.

3.1.4 Modèle simple diode (méthode 2)

La méthode 2 implique d'extraire de nouveaux paramètres à partir d'une courbe IV mesurée et d'une autre méthode d'extraction.

3.1.4.1 Méthode d'extraction de paramètres

Pour déterminer les paramètres caractérisant les modules photovoltaïques, il faut établir la courbe IV expérimentale correspondant à un module dans les conditions STC, c'est-à-dire à une température de $25°C$, avec un rayonnement de 1 000 $W.m^{-2}$, et une vitesse de vent de 1 $m.s^{-1}$. Mais, la réalisation de cette manipulation sur un seul module n'est pas possible, nous n'avons pas de module supplémentaire. De plus, en démonter un sur le système n'est pas facile, d'autant plus qu'il pourrait y avoir des infiltrations d'eau dans la lame. Donc la mesure est réalisée sur une rangée. L'estimation d'un module est ensuite déduite et les paramètres correspondant sont calculés. Les courbes IV durant une belle journée, au pas de temps de la minute sont obtenues. Plusieurs journées ont été mesurées, il faut maintenant rechercher la courbe qui se rapproche le plus des conditions standard, la courbe choisie est représentée figure 3.22, la température de module est $48°C$ et le rayonnement incident est de 900 $W.m^{-2}$. Cette mesure est réalisée près du midi solaire donc l'angle d'incidence est proche de 0.

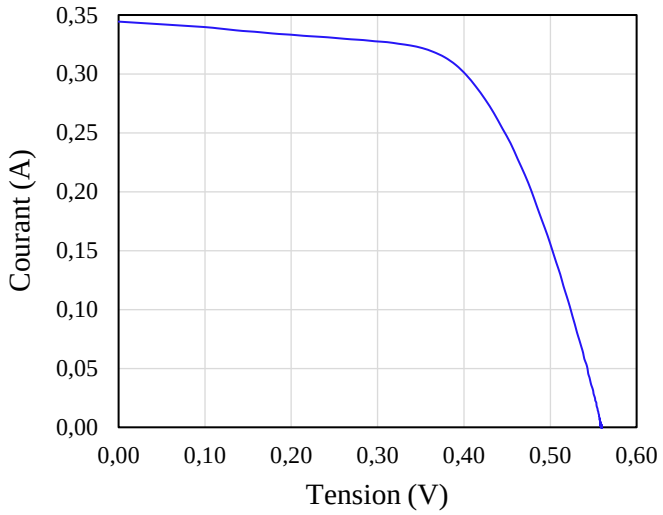


Figure 3.22 – Courbe IV mesurée représentative d'une cellule

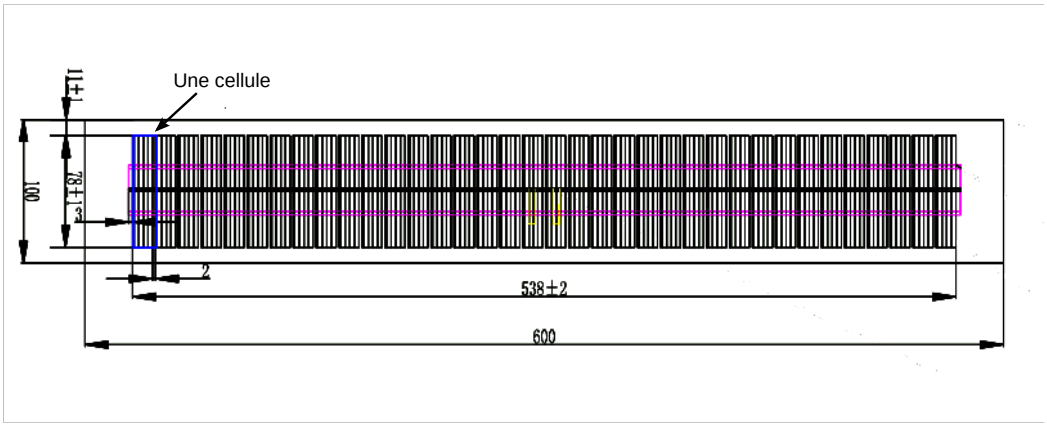


Figure 3.23 – Module photovoltaïque de type polycristallin

La courbe IV correspond à une seule cellule d'un module comme indiqué dans le schéma

3.23. En effet, pour obtenir la courbe représentative d'une seule cellule, il suffit de diviser toutes les tensions par 72 et tous les courants par 8 (en faisant l'hypothèse que tous les modules sont identiques). Plusieurs paramètres sont obtenus :

— la résistance série R_S,

— la résistance shunt R_{Sh},

— le photo-courant R_{ph},

— le courant de saturation de la diode I_d,

— le facteur d'idéalité α.

3.1.4.2 Méthode de résolution

La précision de cette méthode dépend de la qualité des données expérimentales et de la robustesse de la méthode d'extraction utilisée. Depuis plusieurs années, ce problème a été traité fréquemment dans la littérature. Différentes méthodes sont mises en place et peuvent être classées en trois catégories : méthode de calcul analytique, itérative et évolutive. C'est cette dernière que nous utiliserons, car elle est la mieux adaptée aux conditions météorologiques variables [TG]. Plusieurs méthodes évolutives peuvent être utilisées : l'algorithme génétique (Genetic Algorithm (GA)) [JBAL01], le modèle de recherche (Pattern Search (PS)) [AAENAO11], l'algorithme à évolution différentielle (Differential Evolution (DE)) [IS11], l'algorithme de recherche d'harmonie (Harmony Search (HS)) [AR12], le recuit simulé (Simulated Annealing (SA)) [ENAAAO12] ou l'optimisation chaotique de reproduction asexuée (Chaotic Asexual Reproduction Optimization (CARO))[YHL15].

L'optimisation par essaims particulaires

Cette méthode de résolution s'inspire à l'origine du comportement social des organismes vivants tels que le déplacement des bancs de poissons ou d'un groupe d'oiseaux. Les membres de la population peuvent ainsi converger progressivement vers un minimum local (solution) grâce à des conditions en fonction de la positon, la direction et la vitesse de chaque particule. Initialement, les particules sont disposées de façon aléatoire, dans un espace de recherche avec pour chacune, une direction et une vitesse différentes. Ainsi, à chaque itération, la condition physique de chaque particule est évaluée. L'algorithme mémorise la meilleure solution de chaque particule et la meilleure solution de l'ensemble des particules de la population. Ces informations sont alors réinjectées dans la méta-heuristique pour mettre à jour la direction et la vitesse de chaque particule. Les différents paramètres de l'algorithme Particle Swarm Optimization (PSO) ont un énorme impact sur les performances d'optimisation (vitesse de calcul et précision). Après plusieurs tests, voici la configuration utilisée :

— nombre d'itérations : variable ;

— nombre de particules en essaim : 40 ;

— coefficient d'accélération cognitive : 2,8 ;

— coefficient d'accélération sociale : 1,3.

Il est possible de modifier certains de ces paramètres en fonction du problème et des attentes.

Les équations du modèle

Ce deuxième modèle repose également sur le circuit équivalent 3.14. Une des méthodes les plus directes pour obtenir les cinq paramètres représentatifs du circuit équivalent grâce à la méthode PSO est d'utiliser l'équation :

$$I = \frac{R_{sh}\,(I_{ph} + I_0)}{(R_s + R_{sh})} - \frac{V_T}{R_s}\,.\,W(z) - \frac{V}{R_{sh}} \tag{3.22}$$

avec :

$$z = \frac{I_0}{V_T} \cdot \frac{R_s\,.\,R_{sh}}{(R_s + R_{sh})}\,.\,exp\left(\frac{R_{sh}}{(R_s + R_{sh})} \cdot \frac{V + R_s\,(I_{ph} + I_0)}{V_T}\right) \tag{3.23}$$

où V_T correspond à l'équation 3.9. Cette équation peut être résolue par une méthode explicite exacte basée sur la fonction W-Lambert [Jai04]. Cependant, certains de ces paramètres sont corrélés à d'autres paramètres, tels que le courant de court-circuit I_{sc} et la tension de circuit ouvert V_0. L'avantage de ces deux paramètres est qu'ils peuvent être mesurés. Cette approche permet l'extraction de seulement quatre paramètres. Le facteur d'idéalité α peut être obtenu avec :

$$\alpha = \frac{V_{oc}}{V_T\,.\,ln\left(\frac{-V_{oc}}{I_0\,.\,R_{sh}} + \frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right)} \tag{3.24}$$

ou

$$\alpha = \frac{R_s\,.\,I_{sc}}{V_T\,.\,ln\left(\frac{-R_s\,.\,I_{sc}}{I_0\,.\,R_{sh}} + \frac{I_{ph} - I_{sc}}{I_0} + 1\right)} \tag{3.25}$$

Ces deux équations sont issues respectivement de l'équation 3.11 et 3.10. Ces différentes méthodes, *PSO*, *PSO* V_{oc} et *PSO* I_{sc} fonctionnent correctement, cependant comme indiqué dans [GAF15], la méthode *PSO* V_{oc} est la plus rapide et obtient une meilleure précision. En effet, le calcul du facteur d'idéalité en fonction de la tension en circuit ouvert permet d'améliorer l'extraction des paramètres.

3.1.4.3 Paramètres du modèle simple diode (méthode 2)

Des nouveaux paramètres du modèle sont extraits (tableau 3.5) avec un rayonnement incident de 900 $W.m^{-2}$ et une température de module de 48°C.

Paramètres	**Valeur modèle 1**	**Valeur modèle 2**
Facteur d'idéalité : α	1	$1,0403$
Résistance série : R_s	$0,133\ \Omega$	$0,2712\ \Omega$
Résistance shunt : R_{sh}	$34,37\ \Omega$	$21,635\ \Omega$
Photo-courant : I_{ph}	$0,3212\ A$	$0,3479\ A$
Courant de saturation : I_0	$2,06903 \cdot e^{-9}\ A$	$3,0316 \cdot e^{-23}\ A$

Tableau 3.5 – Paramètres du modèle simple diode 1 et 2

Voici la courbe IV mesurée et celle calculée grâce au modèle PSO figure 3.24. Les courbes IV sont parfaitement superposées et l'erreur est inférieure à l'incertitude de la mesure.

3.1.4.4 Résultat modèle simple diode (méthode 2)

Grâce à cette nouvelle méthode, des nouveaux paramètres correspondant aux cellules des panneaux sont extraits. Les prochaines courbes représentent une journée ensoleillée (figure 3.25) et une journée nuageuse (figure 3.26) pour illustrer ce modèle.

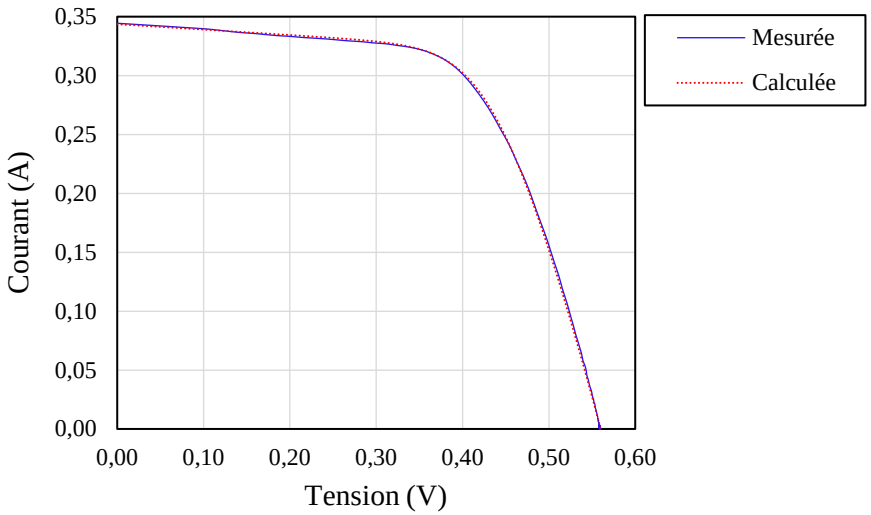


Figure 3.24 – Courbe IV d'une cellule

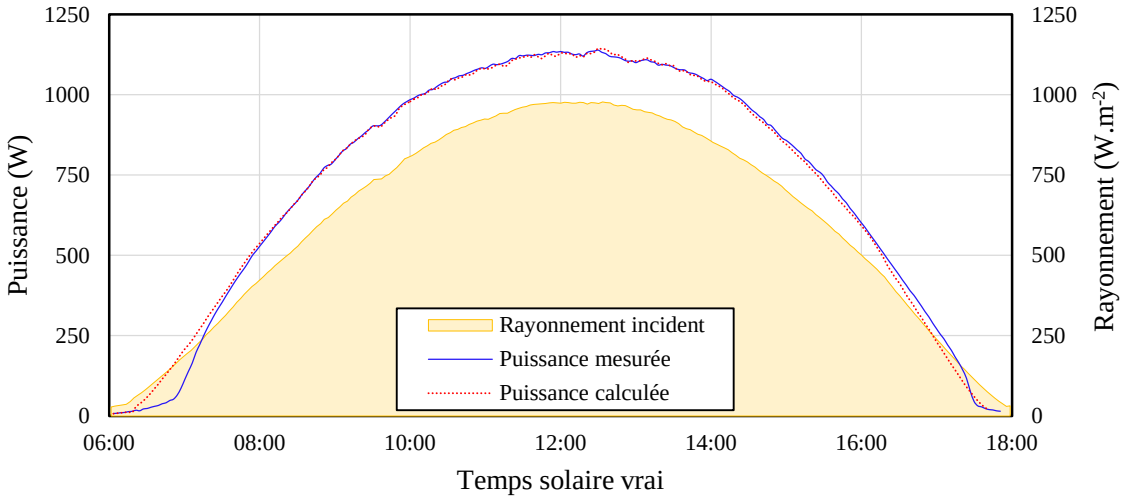


Figure 3.25 – Modèle photovoltaïque pour une journée ensoleillée (méthode 2)

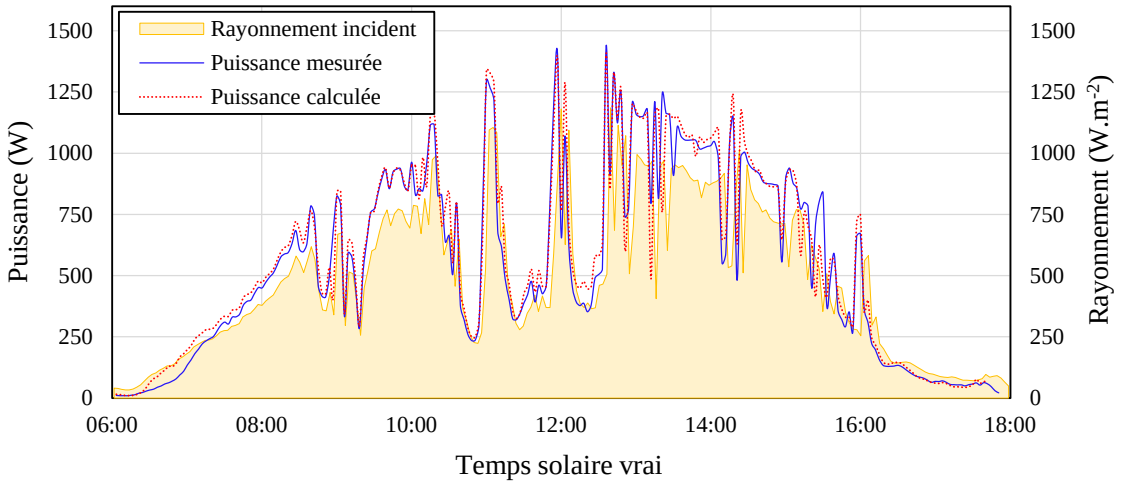


Figure 3.26 – Modèle photovoltaïque pour une journée nuageuse (méthode 2)

3.1.4.5 Erreurs modèle simple diode (méthode 2)

Le diagramme de dispersion figure 3.27 illustre la corrélation des trois méthodes de calcul de la puissance de sortie du champ photovoltaïque.

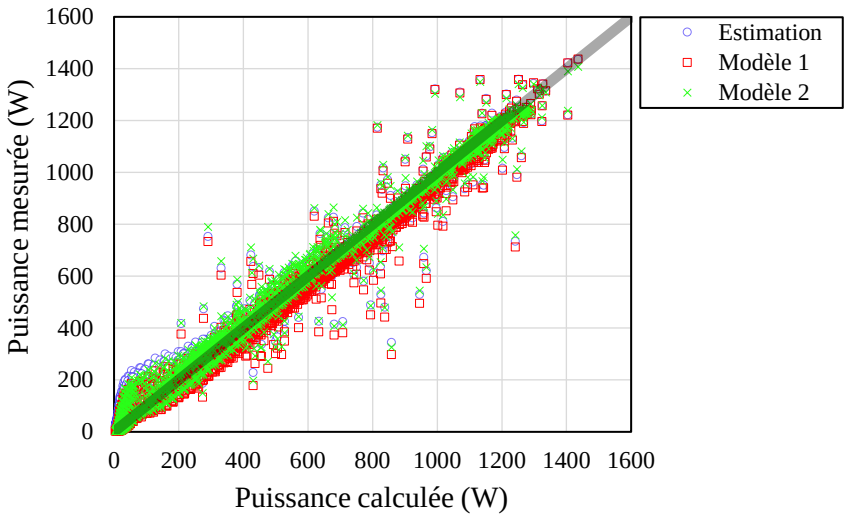


Figure 3.27 – Diagramme de dispersion de l'estimation et du modèle 1 et 2

Ce diagramme montre que le dernier modèle est celui dont la dispersion des points est la moins importante et dont les points sont les plus proches de la ligne de corrélation. Dans la plupart des cas, les points avec des écarts importants ont été réduits. Plusieurs erreurs du modèle comme la MAE (figure 3.28) et la RMSE (figure 3.29) sont présentées.

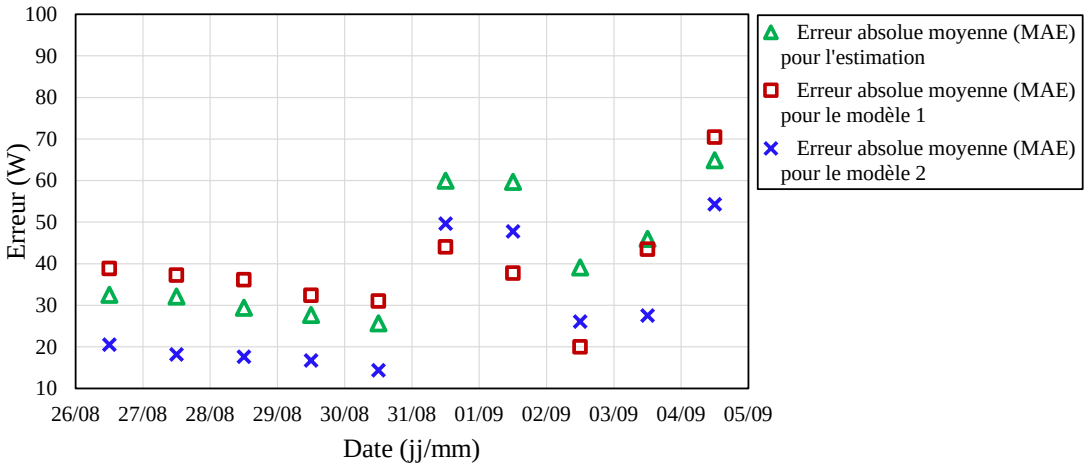


Figure 3.28 – MAE de l'estimation et du modèle 1 et 2

Avec le dernier modèle les erreurs sont réduites, pour toutes les journées ensoleillées. En revanche pour les journées nuageuses, les erreurs sont réduites pour certains jours et augmentées pour d'autres.

Pour l'ensemble des journées, l'erreur est réduite de façon significative (figure 3.30). Il faut maintenant observer les courbes IV. Celles-ci sont présentées dans les mêmes conditions que dans la figure 3.21.

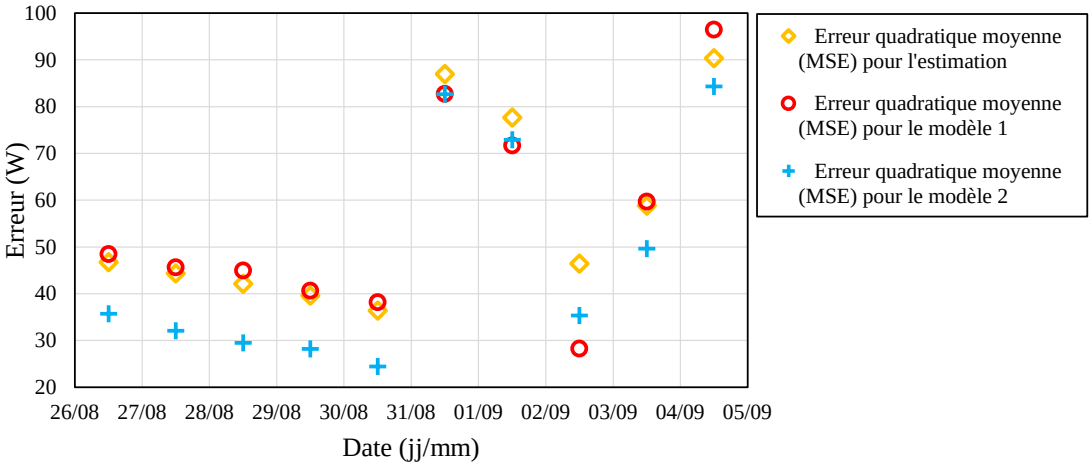


Figure 3.29 – RMSEde l'estimation et du modèle 1 et 2

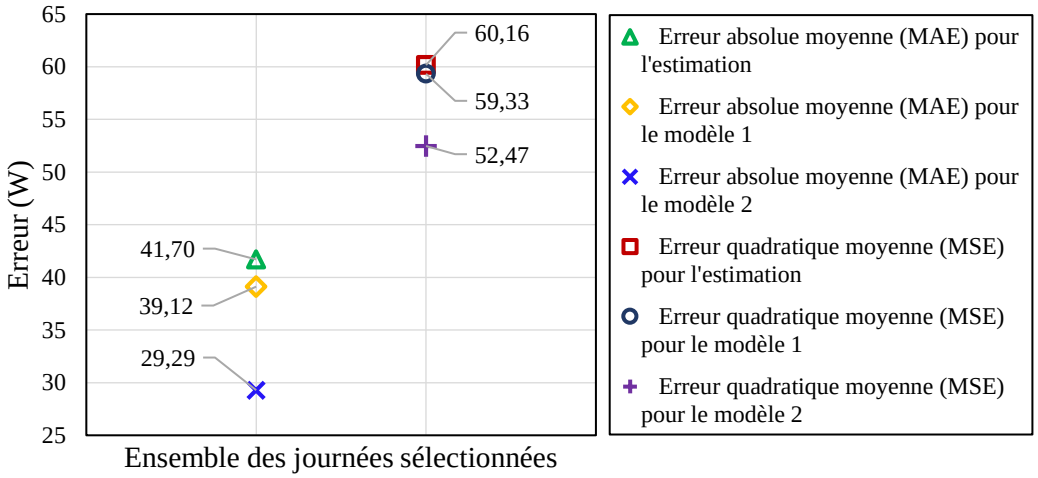


Figure 3.30 – MAE et RMSE de l'estimation et du modèle 1 et 2 pour l'ensemble des journées

3.1.4.6 Courbes IV

La figure 3.31 illustre plusieurs courbes IV mesurées et calculées, avec un rayonnement incident variable. Les courbes IV calculées avec le modèle 2 comportent beaucoup moins d'erreurs que le modèle 1. La courbure de ces dernières est correcte. Le courant de court-circuit est un peu trop élevé, tandis que la tension en circuit ouvert est un peu trop faible. Au niveau du point maximum de fonctionnement, on observe que celui-ci est pratiquement confondu pour toutes les courbes. C'est ce modèle qui est utilisé pour l'optimisation du suivi solaire (section 4.1.1).

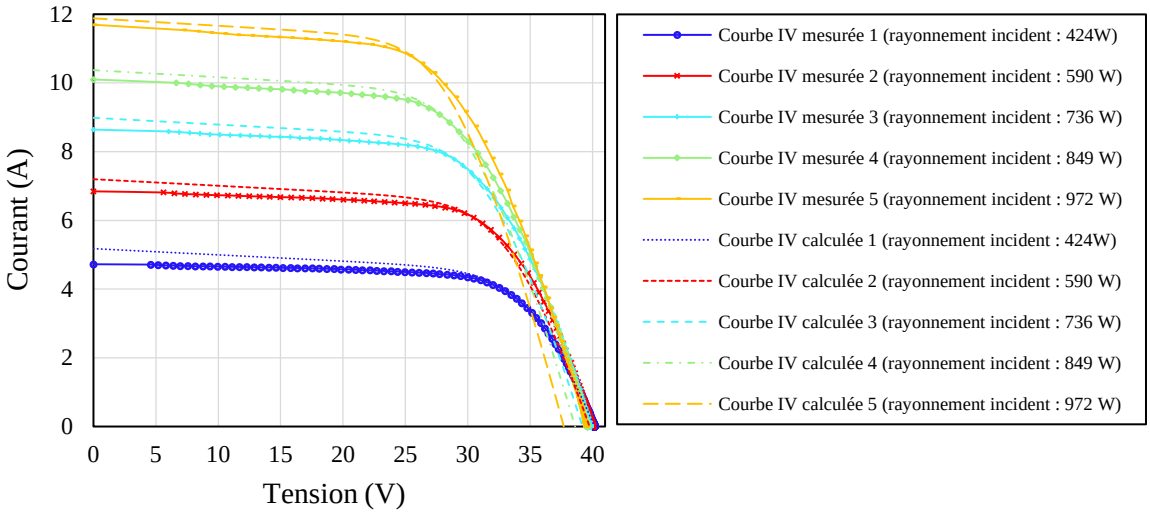


Figure 3.31 – Courbe IV modèle 2

3.2 Production d'énergie thermique

3.2.1 Description

3.2.1.1 Introduction

Le SRLO est un système à concentration solaire, la modélisation thermique nous permet de caractériser la puissance de sortie des différents récepteurs thermiques en fonction du rayonnement solaire réfléchi par les miroirs. Nous avons donc modélisé l'ensemble de la boucle thermique, pour connaître l'énergie produite par le système. Pour ce faire, nous utilisons l'environnement *Matlab* qui permet de mettre en équation l'ensemble des éléments de la boucle hydraulique. Toute la méthode est décrite et des résultats sont présentés. Enfin, l'intérêt de cette modélisation est d'estimer l'énergie produite en fonction de la géométrie du système. En effet, il est essentiel de connaître la puissance thermique de sortie en fonction du nombre de récepteurs, de la surface réfléchissante et de son utilisation.

3.2.1.2 Détails du circuit hydraulique

Pour pouvoir modéliser le système nous devons connaître la position des capteurs de température du système, pour ensuite pouvoir diviser le système en plusieurs éléments. Sur la figure 3.32 est illustré le circuit hydraulique, ainsi que la position de tous les capteurs.

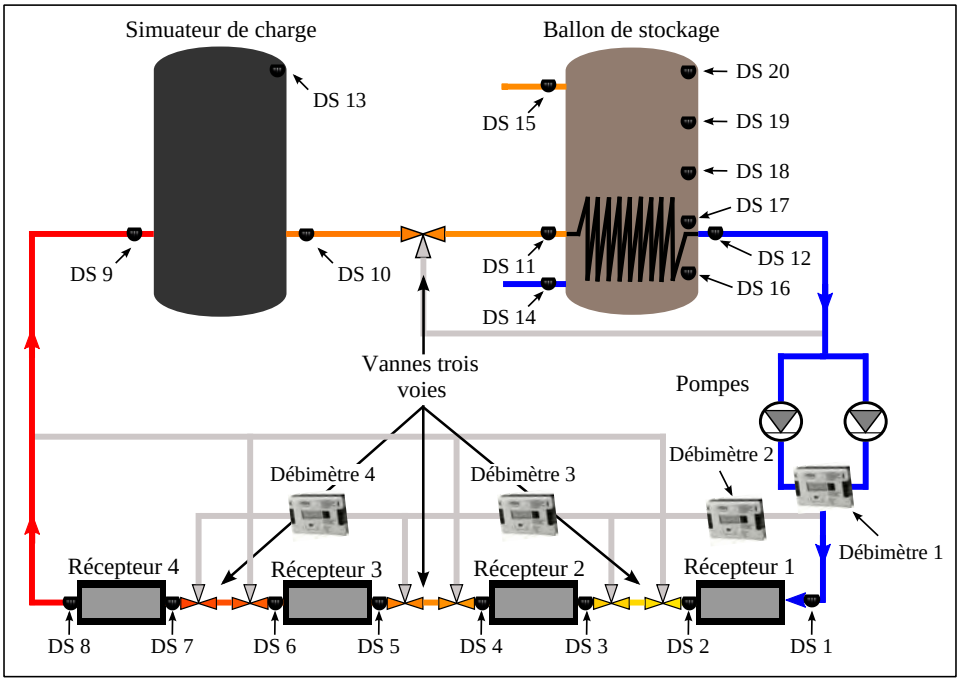


Figure 3.32 – Positon des capteurs du circuit hydraulique (*DS18B20*)

La figure 3.33 montre les différents éléments du système et dans le tableau 3.6 sont présentées les dimensions correspondant aux différents éléments.

3.2.1.3 Taux de concentration

Un système à concentration « un axe » avec une longueur importante est moins soumis à l'effet d'azimut. Quand on parle de concentration solaire, on fait souvent référence au facteur de concentration géométrique, ce facteur est tout le temps vrai pour des systèmes à concentration qui suivent le soleil sur deux axes. Mais, pour des systèmes à concentration qui suivent le soleil

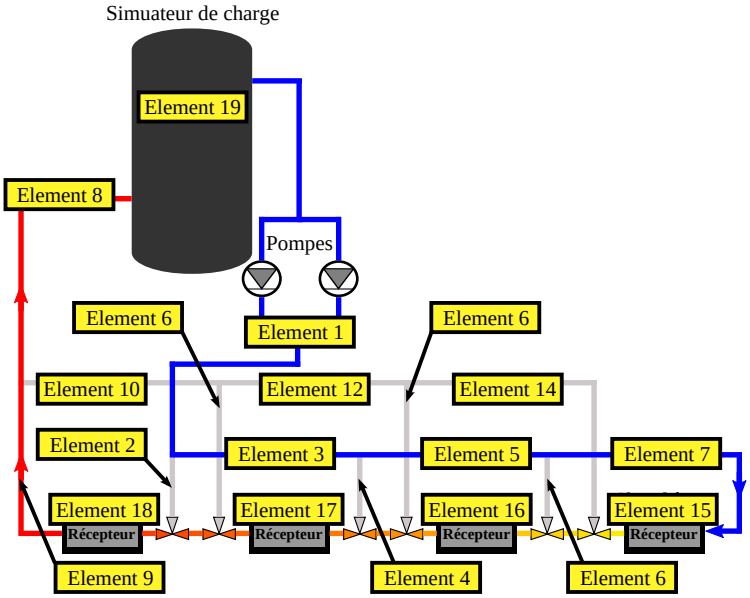


Figure 3.33 – Positon des capteurs du circuit hydraulique

Numéro de l'élément	Type d'élément	Longueur (m)	Largeur (m)	Diamètre int/ext (mm)	Hauteur (m)
1	Tube en cuivre	8,5	∼	10/12	∼
2	Tube en cuivre	0,5	∼	10/12	∼
3	Tube en cuivre	2,5	∼	10/12	∼
4	Tube en cuivre	0,5	∼	10/12	∼
5	Tube en cuivre	3	∼	10/12	∼
6	Tube en cuivre	6,5	∼	10/12	∼
7	Tube en cuivre	0,5	∼	10/12	∼
8	Tube en cuivre	2,5	∼	10/12	∼
9	Tube en cuivre	0,5	∼	10/12	∼
10	Tube en cuivre	2,5	∼	10/12	∼
11	Tube en cuivre	0,5	∼	10/12	∼
12	Tube en cuivre	3	∼	10/12	∼
13	Tube en cuivre	8,5	∼	10/12	∼
14	Tube en cuivre	8,5	∼	10/12	∼
15	Récepteur 1	2,05	0.15	∼	0.25
16	Récepteur 2	2,05	0.15	∼	0.25
17	Récepteur 3	2,05	0.15	∼	0.25
18	Récepteur 4	2,05	0.15	∼	0.25
19	Ballon de décharge	∼	∼	80	1,2

Tableau 3.6 – Dimensions des éléments du circuit hydraulique

sur un seul axe, comme celui étudié, ce facteur de concentration évolue. On sait que ce facteur s'exprime :

$$Taux_{SRLO} = \frac{S_{mir_{tot}}}{S_{abs_{tot}}} \tag{3.26}$$

Ce facteur est maximal au midi solaire pour un système orienté plein sud. On peut penser

que le paramètre $S_{mir_{tot}}$ représente la surface de tous les miroirs. Dans ce cas, notre facteur de concentration géométrique est de 13,2. Pour connaître le taux de concentration réel, le paramètre $S_{mir_{tot}}$ doit représenter la surface de la « tâche » réfléchie par les miroirs du SRLO qui arrive sur l'absorbeur, et qui dépend de l'angle d'incidence du rayonnement solaire. Pour le paramètre $S_{abs_{tot}}$ nous gardons la surface totale de l'absorbeur. La prochaine figure illustre le taux de concentration réel durant une journée d'équinoxe, d'été et d'hiver.

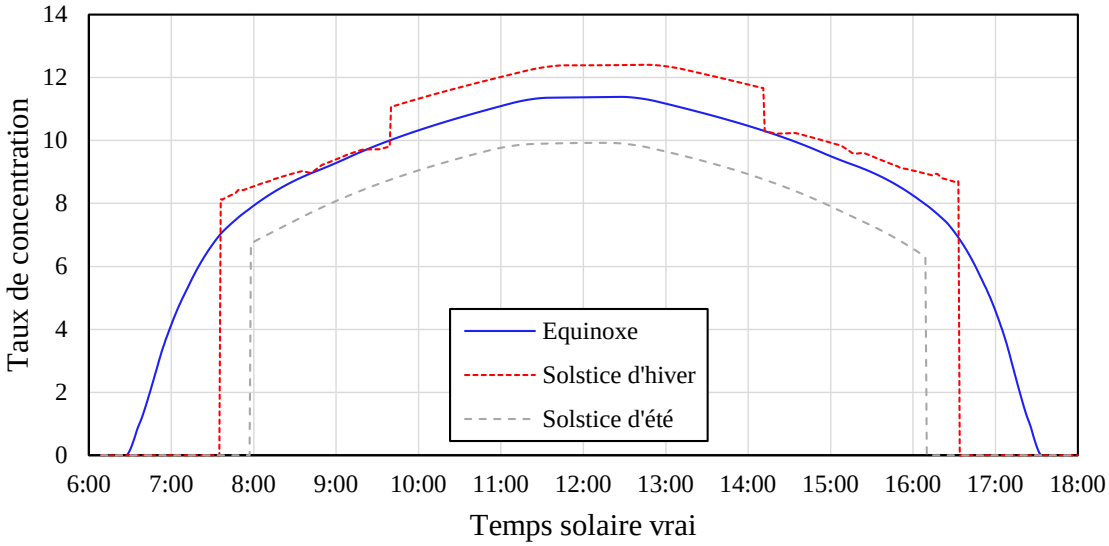


Figure 3.34 – Taux de concentration durant une journée d'équinoxe, d'été et d'hiver

On peut observer sur la figure 3.34 que la plupart du temps le taux de concentration réel est inférieur au facteur de concentration géométrique (13,2). La figure nous montre que la géométrie du SRLO est optimisée pour l'hiver. Pour cette même période, on s'aperçoit que l'ombre du récepteur a une influence non négligeable sur le taux de concentration. La période la plus longue pour produire de l'énergie thermique est durant l'équinoxe. Le taux de concentration réel va nous permettre d'améliorer les profils de fonctionnement.

3.2.1.4 Rayonnement direct reçu par l'absorbeur

Pour connaître le rayonnement direct reçu par les récepteurs, il faut calculer l'angle d'incidence pour chaque miroir. Nous avons ensuite déterminé la position du rayonnement réfléchi par les miroirs sur les récepteurs. Pour cela, nous calculons tous les paramètres solaires et géométriques du système. Puis, nous déterminons le rayonnement solaire direct pour chaque élément. Nous considérons que les tubes en cuivre, entourés de calorifuge, ne reçoivent aucun rayonnement. À titre d'exemple, la figure 3.35 représente le rayonnement reçu sur chaque récepteur (journée 10/10/2016) avec un facteur de réflexion des miroirs de 1.

Maintenant que nous connaissons le rayonnement direct appliqué à chaque élément, nous pouvons nous intéresser à la méthode de résolution du modèle.

3.2.1.5 Méthode nodale

Dans la plupart des cas, la simulation des comportements thermiques est réalisée en utilisant l'analogie électrique. Il est ensuite simple de mettre l'ensemble des éléments en équation différentielle en fonction des types de transferts thermiques :

— transfert par rayonnement,

— transfert par convection,

— transfert par conduction.

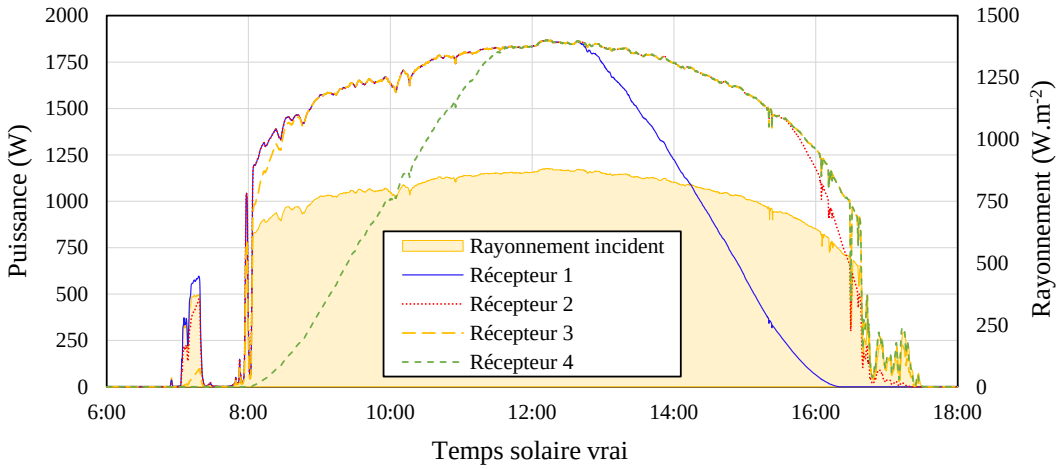


Figure 3.35 – Rayonnement direct arrivant sur chaque récepteur

Il ensuite possible grâce à différentes méthodes de résolution numérique de connaître les températures aux différents nœuds du système. Nous ne pouvons pas utiliser une méthode de résolution directe par une simple inversion de matrice. En effet, le transfert par rayonnement utilise des termes de puissance 4, il alors impossible de les résoudre avec ce type de méthode. Nous utiliserons la méthode d'Euler ou la méthode de *Runge Kutta* d'ordre un. Cette dernière repose sur le principe de l'itération, elle permet grâce à des paramètres d'entrées définis en tant que valeur initiale du modèle, de calculer de façon approximative les différentes températures à l'ensemble des nœuds du modèle. Dès lors que les températures sont obtenues, elles sont réinjectées dans le modèle pour recalculer de nouvelles températures. Enfin, les températures sont comparées, il faut alors observer si elles se stabilisent ; si l'erreur entre les températures calculées en t et en $t+1$ est inférieure à une valeur donnée, alors nous arrêtons de réinjecter les températures dans le modèle. Nous utiliserons ces dernières pour calculer les températures de l'élément suivant et pour ensuite pouvoir passer à $t+2$.

3.2.1.6 Analogie électrique

La conduction thermique peut être associée à la conduction électrique. Le flux d'électricité a lieu lorsqu'il y a une différence de potentiel et le flux de chaleur lorsqu'il y a une différence de température. On peut alors faire correspondre tous les paramètres thermiques à des paramètres utilisés en électricité. Le tableau 3.7 liste la correspondance entre les paramètres électriques et thermiques.

3.2.1.7 Représentation électrique des éléments

Analogie électrique	Valeurs
Générateur de tension	T
Générateur de courant	Phi
Capacité thermique	Ct
Résistance de conduction	ZC
Résistance de convection	ZV
Résistance de rayonnement	ZR

Tableau 3.7 – Analogie électrique

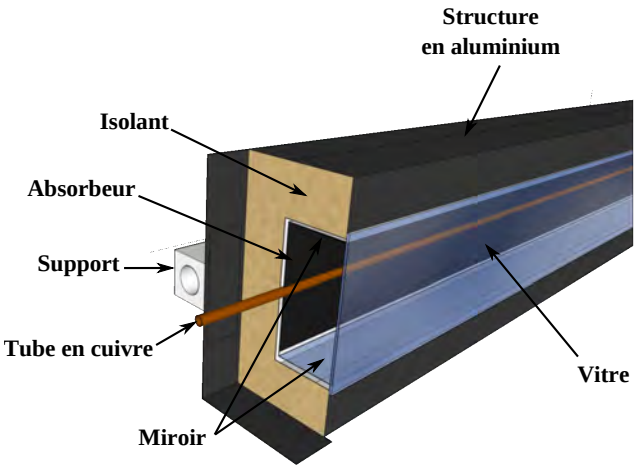


Figure 3.36 – Coupe d'un récepteur

La figure 3.36 illustre un récepteur et nous permet de connaître les différents matériaux le constituant. Maintenant que nous connaissons la composition d'un récepteur, nous pouvons réaliser l'analogie électrique. La modélisation (figure 3.38) permet de connaître les différents flux thermiques en une dimension. Effectivement, nous caractérisons seulement les flux sur le devant et l'arrière du capteur. Deux récepteurs sont différents (figure 3.37) et sont munis de tubes anti-radiatifs positionnés entre l'absorbeur et la vitre. Ces tubes présentent une longueur de 7 cm avec respectivement un diamètre intérieur et extérieur de 8 mm et de 10 mm.

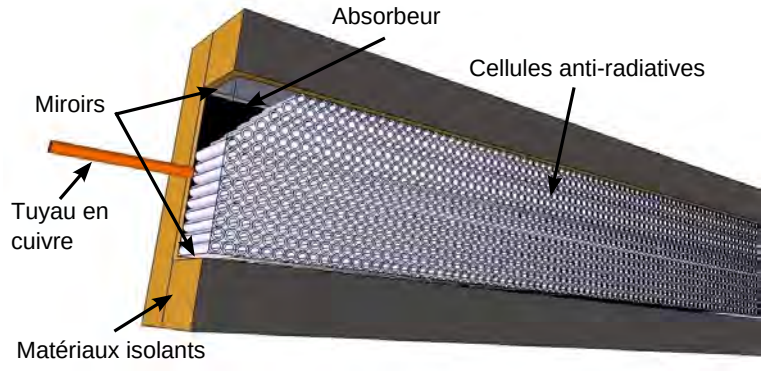


Figure 3.37 – Coupe d'un récepteur muni de tubes anti-radiatifs

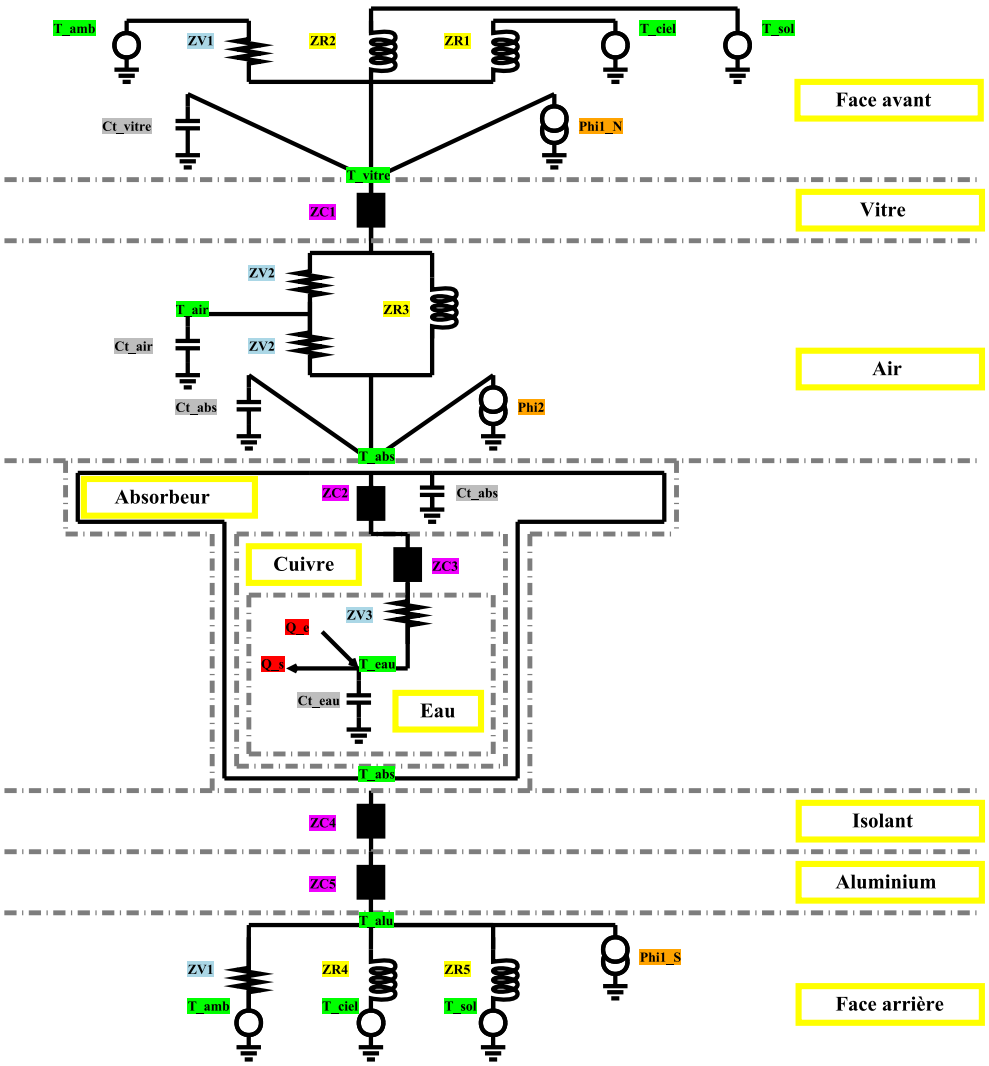


Figure 3.38 – Modélisation d'un récepteur en une dimension

3.2.2 Méthode

Pour comprendre la méthode de résolution, nous détaillons les différentes étapes à suivre pour la modélisation en une dimension. Le détail de la méthode du modèle en deux dimensions, ne sera pas abordé, mais les étapes à suivre sont équivalentes.

3.2.2.1 Mise en équation

Il faut d'abord établir les équations à chaque nœud du modèle par rapport aux températures des nœuds qui l'entourent.

— Pour la vitre :

$$\begin{aligned} Ct_{vitre} \cdot \frac{dT_{vitre}}{dt} =& \frac{T_{amb} - T_{vitre}}{Z_{V1}} + \frac{T_{ciel} - T_{vitre}}{Z_{R2}} + \frac{T_{sol} - T_{vitre}}{Z_{R1}} \\ &+ \frac{T_{air} - T_{vitre}}{Z_{V2} + Z_{C1}} + \frac{T_{abs} - T_{vitre}}{Z_{R3} + Z_{C1}} + \phi 1_N \end{aligned} \tag{3.27}$$

— Pour l'air qui se trouve entre l'absorbeur et la vitre :

$$Ct_{air} \cdot \frac{dT_{air}}{dt} = \frac{T_{vitre} - T_{air}}{Z_{C1} + Z_{V2}} + \frac{T_{abs} - T_{air}}{Z_{V2}} \tag{3.28}$$

— Pour l'absorbeur composé de deux plaques en aluminium et d'un tube en cuivre :

$$\begin{aligned} Ct_{abs} \cdot \frac{dT_{abs}}{dt} =& \frac{T_{vitre} - T_{abs}}{Z_{C1} + Z_{R3}} + \frac{T_{air} - T_{abs}}{Z_{V2}} + \frac{T_{eau} - T_{abs}}{Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3}} \\ &+ \frac{T_{alu} - T_{abs}}{Z_{C4} + Z_{C5}} + \phi_2 \end{aligned} \tag{3.29}$$

— Pour l'eau qui se trouve dans le tube en cuivre :

$$Ct_{eau} \cdot \frac{dT_{eau}}{dt} = \frac{T_{abs} - T_{eau}}{Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3}} + Q_E - Q_S \tag{3.30}$$

— Pour le carter en aluminium :

$$\begin{aligned} Ct_{alu} \cdot \frac{dT_{alu}}{dt} =& \frac{T_{amb} - T_{alu}}{Z_{V1}} + \frac{T_{ciel} - T_{alu}}{Z_{R4}} + \frac{T_{sol} - T_{alu}}{Z_{R5}} \\ &+ \frac{T_{abs} - T_{alu}}{Z_{C4} + Z_{C5}} + \phi 1_S \end{aligned} \tag{3.31}$$

Passons maintenant à la factorisation.

3.2.2.2 Factorisation

Il faut transformer cette somme, en une somme de produit en isolant chaque température :

— pour la vitre :

$$\begin{aligned} \frac{dT_{vitre}}{dt} =& T_{amb} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{vitre} \cdot Z_{V1}} \right) + T_{ciel} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{vitre} \cdot Z_{R2}} \right) + T_{sol} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{vitre} \cdot Z_{R1}} \right) \\ &+ T_{air} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{vitre} \cdot (Z_{V2} + Z_{C1})} \right) + T_{abs} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{vitre} \cdot (Z_{R3} + Z_{C1})} \right) \\ &+ T_{vitre} \cdot \left[-\frac{1}{Ct_{vitre}} \cdot \left(\begin{array}{l} \frac{1}{Z_{V1}} + \frac{1}{Z_{R2}} + \frac{1}{Z_{R1}} + \frac{1}{Z_{V2} + Z_{C1}} \\ + \frac{1}{Z_{R3} + Z_{C1}} \end{array} \right) \right] \\ &+ \phi 1_N \cdot \left(\frac{1}{Ct_{vitre}} \right) \end{aligned} \tag{3.32}$$

— pour l'air :

$$\begin{aligned}\frac{dT_{air}}{dt} =& T_{vitre} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{air} \cdot (Z_{C1} + Z_{V2})}\right) + T_{abs} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{air} \cdot Z_{V2}}\right) \\ &+ T_{air} \cdot \left[-\frac{1}{Ct_{air}} \cdot \left(\frac{1}{Z_{C1} + Z_{V2}} + \frac{1}{Z_{V2}}\right)\right]\end{aligned} \tag{3.33}$$

— pour l'absorbeur :

$$\begin{aligned}\frac{dT_{abs}}{dt} =& T_{vitre} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{abs} \cdot (Z_{C1} + Z_{R3})}\right) + T_{air} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{abs} \cdot Z_{V2}}\right) \\ &+ T_{eau} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{abs} \cdot (Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3})}\right) \\ &+ T_{alu} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{abs} \cdot (Z_{C4} + Z_{C5})}\right) \\ &+ T_{abs} \cdot \left[-\frac{1}{Ct_{abs}} \cdot \left(\begin{array}{l} \frac{1}{Z_{C1} + Z_{R3}}_1 + \frac{1}{Z_{C4} + Z_{C5}} \\ + \frac{1}{Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3}} + \frac{1}{Z_{V2}} \end{array}\right)\right] \\ &+ \phi_2 \cdot \left(\frac{1}{Ct_{abs}}\right)\end{aligned} \tag{3.34}$$

— pour l'eau :

$$\begin{aligned}\frac{dT_{eau}}{dt} =& T_{abs} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{eau} \cdot (Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3})}\right) \\ &+ T_{eau}\left[-\frac{1}{Ct_{eau}} \cdot \left(\frac{1}{Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3}}\right)\right] \\ &+ \frac{Q_E}{Ct_{eau}} - \frac{Q_S}{Ct_{eau}}\end{aligned} \tag{3.35}$$

— pour le carter en aluminium :

$$\begin{aligned}\frac{dT_{alu}}{dt} =& T_{amb} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{alu} \cdot Z_{V1}}\right) + T_{ciel} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{alu} \cdot Z_{R4}}\right) + T_{sol} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{alu} \cdot Z_{R5}}\right) \\ &+ T_{alu} \cdot \left[-\frac{1}{Ct_{alu}} \cdot \left(\frac{1}{Z_{V1}} + \frac{1}{Z_{R4}} + \frac{1}{Z_{R5}} + \frac{1}{Z_{C4} + Z_{C5}}\right)\right] \\ &+ T_{abs} \cdot \left(\frac{1}{Ct_{alu} \cdot (Z_{C4} + Z_{C5})}\right) + \phi 1_S \cdot \left(\frac{1}{Ct_{alu}}\right)\end{aligned} \tag{3.36}$$

3.2.2.3 Insertion des coefficients

Nous allons maintenant créer des coefficients pour chaque température (tableau 3.8). Chaque coefficient a un nombre correspondant à la température recherchée :

— la vitre : 1,

— l'air : 2,

— l'absorbeur : 3,

— l'eau : 4,

— le carter en aluminium : 5.

Il en résulte :

Terme de l'équation	**Coefficient**
Température ambiante	A
Température ciel	B
Température sol	C
Température vitre	D
Température air	E
Température absorbeur	F
Température eau	G
Température aluminium	H
Flux $\phi 1_N$	I
Flux $\phi 2$	J
Flux $\phi 1_S$	K
Pour Q_E et Q_S	L

Tableau 3.8 – Coefficients affectés aux températures

— pour la vitre :

$$\begin{aligned}\frac{dT_{vitre}}{dt} =& T_{amb} \cdot A_1 + T_{ciel} \cdot B_1 + T_{sol} \cdot C_1 + T_{vitre} \cdot D_1 + T_{air} \cdot E_1 \\ &+ T_{abs} \cdot F_1 + \phi 1_N \cdot I_1\end{aligned} \tag{3.37}$$

— pour l'air :

$$\frac{dT_{air}}{dt} = T_{vitre} \cdot D_2 + T_{air} \cdot E_2 + T_{abs} \cdot F_2 \tag{3.38}$$

— pour l'absorbeur :

$$\frac{dT_{abs}}{dt} = T_{vitre} \cdot D_3 + T_{air} \cdot E_3 + T_{abs} \cdot F_3 + T_{eau} \cdot G_3 + T_{alu} \cdot H_3 + \phi 2 \cdot J_3 \tag{3.39}$$

— pour l'eau :

$$\frac{dT_{eau}}{dt} = T_{abs} \cdot F_4 + T_{eau} \cdot G_4 + Q_E \cdot L_4 + Q_S \cdot L_4 \tag{3.40}$$

— pour l'aluminium :

$$\frac{dT_{alu}}{dt} = T_{amb} \cdot A_5 + T_{ciel} \cdot B_5 + T_{sol} \cdot C_5 + T_{abs} \cdot F_5 + T_{alu} \cdot H_5 + \phi 1_S \cdot K_5 \tag{3.41}$$

3.2.2.4 Coefficients

Voici les équations des coefficients :

— pour la vitre :

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{1}{Ct_{vitre} \cdot Z_{V1}} \; ; \; B_1 = \frac{1}{Ct_{vitre} \cdot Z_{R1}} \; ; \; C_1 = \frac{1}{Ct_{vitre} \cdot Z_{R2}} \; ; \\ D_1 &= -\frac{1}{Ct_{vitre}} \cdot \left(\frac{1}{Z_{V1}} + \frac{1}{Z_{R2}} + \frac{1}{Z_{R1}} + \frac{1}{Z_{V2} + Z_{C1}} + \frac{1}{Z_{R3} + Z_{C1}} \right) \; ; \\ E_1 &= \frac{1}{Ct_{vitre} \cdot (Z_{V2} + Z_{C1})} \; ; \; F_1 = \frac{1}{Ct_{vitre} \cdot (Z_{R3} + Z_{C1})} \; ; \; I_1 = \frac{1}{Ct_{vitre}} \end{aligned} \tag{3.42}$$

— pour l'air :

$$\begin{aligned} D_2 &= \frac{1}{Ct_{air} \cdot (Z_{C1} + Z_{V2})} \; ; \; E_2 = -\frac{1}{Ct_{air}} \cdot \left(\frac{1}{Z_{C1} + Z_{V2}} + \frac{1}{Z_{V2}} \right) \; ; \\ F_2 &= \frac{1}{Ct_{air} \cdot Z_{V2}} \end{aligned} \tag{3.43}$$

— pour l'absorbeur :

$$\begin{aligned} D_3 &= \frac{1}{Ct_{abs} \cdot (Z_{C1} + Z_{R3})} \; ; \; E_3 = \frac{1}{Ct_{abs} \cdot Z_{V2}} \; ; \\ F_3 &= -\frac{1}{Ct_{abs}} \cdot \left(\frac{1}{Z_{V2}} + \frac{1}{Z_{C1} + Z_{R3}} + \frac{1}{Z_{C1} + Z_{C2} + Z_{V3}} + \frac{1}{Z_{C4} + Z_{C5}} \right) \; ; \\ G_3 &= \frac{1}{Ct_{abs} \cdot (Z_{C1} + Z_{C2} + Z_{V3})} \; ; \; H_3 = \frac{1}{Ct_{abs} \cdot (Z_{C4} + Z_{C5})} \; ; \\ J_3 &= \frac{1}{Ct_{abs}} \end{aligned} \tag{3.44}$$

— pour l'eau dans l'absorbeur :

$$\begin{aligned} G_4 &= -\frac{1}{Ct_{eau} \cdot (Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3})} \; ; \; F_4 = \frac{1}{Ct_{eau} \cdot (Z_{C2} + Z_{C3} + Z_{V3})} \; ; \\ L_4 &= \frac{1}{Ct_{eau}} \end{aligned} \tag{3.45}$$

— pour l'aluminium du carter :

$$\begin{aligned} A_5 &= \frac{1}{Ct_{alu} \cdot Z_{V1}} \; ; \; B_5 = \frac{1}{Ct_{alu} \cdot Z_{R4}} \; ; \; C_5 = \frac{1}{Ct_{alu} \cdot Z_{R5}} \; ; \\ F_5 &= \frac{1}{Ct_{alu} \cdot (Z_{C4} + Z_{C5})} \; ; \\ H_5 &= -\frac{1}{Ct_{alu}} \cdot \left(\frac{1}{Z_{V1}} + \frac{1}{Z_{R4}} + \frac{1}{Z_{R5}} + \frac{1}{Z_{C5} + Z_{O3}} \right) \; ; \; K_5 = \frac{1}{Ct_{alu}} \end{aligned} \tag{3.46}$$

3.2.2.5 Matrice

Il faut maintenant construire la matrice à résoudre pour chaque pas de temps :

$$\begin{pmatrix} \frac{dT_{vitre}}{dt} \\ \frac{dT_{air}}{dt} \\ \frac{dT_{abs}}{dt} \\ \frac{dT_{eau}}{dt} \\ \frac{dT_{alu}}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} D_1 & E_1 & F_1 & 0 & 0 \\ D_2 & E_2 & F_2 & 0 & 0 \\ D_3 & E_3 & F_3 & G_3 & H_3 \\ 0 & 0 & F_4 & G_4 & 0 \\ 0 & 0 & F_5 & 0 & H_5 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} T_{vitre} \\ T_{air} \\ T_{abs} \\ T_{eau} \\ T_{alu} \end{pmatrix}$$

$$+ \begin{pmatrix} A_1 & B_1 & C_1 & I_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_4 & L_4 \\ A_5 & B_5 & C_5 & 0 & 0 & K_5 & 0 & 0 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} T_{amb} \\ T_{ciel} \\ T_{sol} \\ \phi 1_N \\ \phi 2 \\ \phi 1_S \\ Q_E \\ Q_S \end{pmatrix}$$

Une fois la matrice établie, nous allons calculer toutes les résistances thermiques.

3.2.3 Calcul des paramètres du circuit hydraulique

3.2.3.1 Résistance de convection

Résistance de convection thermique de l'air ambiant

Nous allons déterminer l'influence de l'air ambiant sur la vitre et le carter en aluminium. Voici les dimensions de la vitre qui sont identiques à celle du carter :

— $E_{vitre} = 0,004$ (m) ;
— $l_{vitre} = 0,15$ (m) ;
— $L_{vitre} = 1,95$ (m).

Résistance de convection thermique de l'air ambiant ([Jea12] :

$$Z_{V1} = \frac{1}{h_{V1} \cdot l_{vitre} \cdot L_{vitre}} \quad \left(^\circ C.W^{-1}\right) \tag{3.47}$$

Plusieurs coefficients de convection thermique de l'air ambiant peuvent être utilisés suivant la taille de la surface de la plaque qui est exposée et selon le degré d'influence du vent :

$$h_{V1} = 7 + 2,1 \cdot v_{vent} \quad \left(W.m^2.^\circ C^{-1}\right) \quad [\text{inf}] \tag{3.48}$$

$$h_{V1} = 2,8 + 3,0 \cdot v_{vent} \quad \left(W.m^2.^\circ C^{-1}\right) \quad [\text{WCP77}] \tag{3.49}$$

$$h_{V1} = 5,7 + 3,8 \cdot v_{vent} \quad \left(W.m^2.^\circ C^{-1}\right) \quad [\text{Haw54}] \tag{3.50}$$

Nous utiliserons l'équation 3.48 qui est la plus adaptée à notre cas.

Résistance de convection thermique de l'air entre la vitre et l'absorbeur

Il faut également déterminer l'influence de l'air qui se trouve entre la vitre et l'absorbeur. Voici les dimensions de l'air emprisonné :

— $E_{air} = 0,08$ (m) ;
— $l_{air} = 0,15$ (m) ;
— $L_{air} = 1,95$ (m).

Le calcul de la résistance de convection thermique de l'air entre la vitre et l'absorbeur est le même que celui pour l'air ambiant.

$$Z_{V2} = \frac{1}{h_{V2} \cdot l_{air} \cdot L_{air}} \quad \left(°C.W^{-1}\right) \tag{3.51}$$

L'air emprisonné subit des variations de température importantes, il faut alors connaître l'influence de cette température sur la capacité thermique massique de l'air. C'est pourquoi, nous avons réalisé une corrélation pour déterminer la variation de cette capacité thermique massique en fonction de la température. Cette corrélation est vraie pour des températures variant de $0°C$ à $300°C$ (figure 3.39).

$$\begin{aligned} Cp_{air} = {} & 2,08279584731067 \cdot e^{-13} \cdot {T_{air}}^6 - 1,99855373353083 \cdot e^{-10} \cdot {T_{air}}^5 \\ & + 7,62323956182698 \cdot e^{-8} \cdot {T_{air}}^4 - 1,45703715901391 \cdot e^{-5} \cdot {T_{air}}^3 \\ & + 1,74989767765510 \cdot e^{-3} \cdot {T_{air}}^2 - 2,92994388437364 \cdot e^{-2} \cdot T_{air} \\ & + 1,00600386957644 \cdot e^{3} \quad \left(J.kg^{-1}.°C^{-1}\right) \end{aligned} \tag{3.52}$$

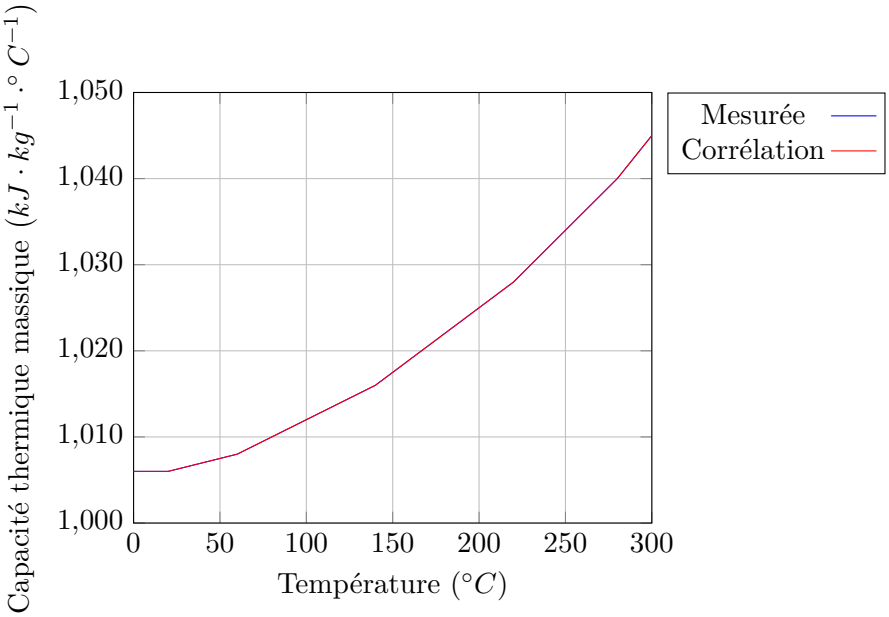


Figure 3.39 – Corrélation de la capacité thermique massique de l'air

L'équation 3.53 correspond à la corrélation de la masse volumique de l'air entre la vitre et l'absorbeur en fonction de la température [Jea12].

$$\rho_{air} = \frac{353}{T_{air} + 273} \quad \left(kg.m^{-3}\right) \tag{3.53}$$

L'équation 3.54 correspond à la corrélation de la conductivité thermique de l'air entre la vitre et l'absorbeur en fonction de la température [Jea12].

$$\lambda_{air} \;=\; 7,57 \cdot e^{-5} \cdot T_{air} \;+\; 0,0242 \quad \left(W.m^{-1}.^{\circ}C^{-1}\right) \tag{3.54}$$

L'équation 3.55 correspond à la corrélation de la viscosité de l'air entre la vitre et l'absorbeur en fonction de la température [Jea12].

$$\mu_{air} \;=\; 10 \cdot e^{-5} \cdot (0,0046 \cdot T_{air} \;+\; 1,7176) \quad (Pa.s) \tag{3.55}$$

L'équation 3.56 correspond à la corrélation de la viscosité cinématique de l'air entre la vitre et l'absorbeur en fonction de la température [Jea12]. La viscosité cinématique est le quotient de la viscosité dynamique par la masse volumique du fluide (air).

$$\alpha_{air} \;=\; 10 \cdot e^{-5} \cdot (0,0146 \cdot T_{air} \;+\; 1,8343) \quad \left(m^2.s^{-1}\right) \tag{3.56}$$

Le nombre de Prandtl est un nombre sans dimension, c'est le rapport entre la diffusivité de la viscosité cinématique et celle de la diffusivité thermique. L'équation 3.57 ou 3.58 permet d'obtenir ce nombre en fonction de la température [Jea12].

$${Pr_{air}}^{1} \;=\; -2,54 \cdot e^{4} \cdot T_{air} \;+\; 0,7147 \tag{3.57}$$

$${Pr_{air}}^{2} \;=\; \frac{Cp_{air} \cdot \mu_{air}}{\lambda_{air}} \tag{3.58}$$

Le coefficient de la dilatation cubique de l'air entre la vitre et l'absorbeur, qui représente l'augmentation de volume d'un corps quand sa température augmente, est obtenue grâce à l'équation 3.59 [Jea12].

$$\beta_{air} \;=\; \frac{1}{T_{air}} \quad \left(K^{-1}\right) \tag{3.59}$$

Le nombre de Grashof de l'air entre la vitre et l'absorbeur correspond au rapport des forces de gravité sur les forces visqueuses. Il est fonction de la température, on peut l'obtenir grâce à l'équation 3.60 [Jea12] :

$$Gr_{air} \;=\; \frac{\beta_{air} \cdot g \cdot \Delta T_{air} \cdot {\rho_{air}}^{2} \cdot {l_{air}}^{3}}{{\mu_{air}}^{2}} \tag{3.60}$$

Avec $g \;=\; 9,80665$ qui est l'accélération du champ de pesanteur à la surface de la terre en $m \cdot s^{-2}$.

Le nombre de Rayleigh caractérise le transfert de chaleur au sein d'un fluide, si ce nombre est inférieur à 1 700, ce transfert se réalise seulement par conduction, sinon c'est la convection libre qui est majoritaire. On peut l'obtenir grâce à l'équation 3.61 :

$$Ra_{air} \;=\; Gr_{air} \cdot Pr_{air} \tag{3.61}$$

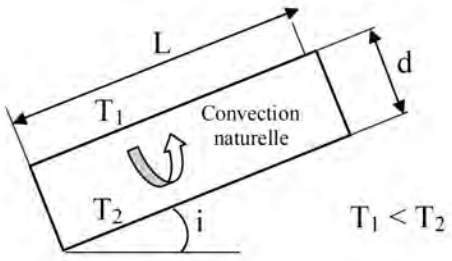


Figure 3.40 – Cellule fermée rectangulaire inclinée

Dans notre cas, la cellule convective fermée est inclinée à 78°. Nous devons donc calculer le nombre de Nusselt correspondant à une inclinaison de 60° et de 90°. Nous allons ensuite effectuer une interpolation linéaire pour trouver le nombre de Nusselt correspondant à notre inclinaison. Le nombre de Nusselt aussi appelé coefficient de transfert convectif, permet de caractériser le transfert thermique entre un fluide et une paroi. Cette corrélation [Jea] peut être obtenue grâce aux équations suivantes : 3.62, 3.63 3.64, 3.65 et 3.66.

$$Nu_{60}{}^{1} \;=\; \left[1 \;+\; \frac{0,0936 \cdot Ra_{air}{}^{0,314}}{1 \;+\; G}\right]^{1/7} \tag{3.62}$$

Avec G :

$$G \;=\; \frac{0,5}{\left[1 \;+\; \left(\frac{Ra_{air}}{3165}\right)^{20,6}\right]^{0,1}} \tag{3.63}$$

$$Nu_{60}{}^{2} \;=\; \left[0,01044 \;+\; 0,1750 \cdot \left(\frac{L}{d}\right)\right] \cdot Ra_{air}^{0,285} \tag{3.64}$$

$$Nu_{60} \;=\; max\left\{Nu_{60}{}^{1}\,,\; Nu_{60}{}^{2}\right\} \tag{3.65}$$

$$Nu_{90} \;=\; \left[1 \;+\; \left(\frac{0,0665 \cdot Ra_{air}^{1/3}}{1 \;+\; \left(\frac{9000}{Ra_{air}}\right)^{0,25}}\right)\right]^{0,5} \tag{3.66}$$

Dans notre cas, L et d correspondent respectivement à La_{air} et E_{air}. Nu_i est ensuite calculé par interpolation linéaire entre Nu_{60} et Nu_{90}. Nu_i est égal à Nu_{air}.

Le nombre de Nusselt permet de calculer le coefficient thermique de l'air entre la vitre et l'absorbeur obtenu par l'équation 3.67 :

$$h_{air} \;=\; \frac{Nu_{air} \cdot \lambda_{air}}{Dh_{air}} \quad \left(W.m^{-2}.^{\circ}C^{-1}\right) \tag{3.67}$$

Avec Dh_{air} qui correspond au diamètre hydraulique de la cellule fermée :

$$Dh_{air} \;=\; \frac{4 \cdot La_{air} \cdot E_{air}}{2 \cdot (La_{air} \;+\; E_{air})} \quad (m) \tag{3.68}$$

Grâce à tous les paramètres calculés précédemment, nous pouvons maintenant calculer la résistance de convection thermique entre la vitre et l'absorbeur.

Résistance de convection thermique de l'eau dans le tube

Nous allons maintenant déterminer la résistance de convection thermique du fluide (eau) qui se trouve à l'intérieur du tube. Voici tout d'abord les dimensions de la conduite :

— $L_{eau} = 1,95$ (m),

— $r_{int} = 0,01$ (m).

L'équation suivante nous permet d'obtenir la résistance thermique de convection :

$$Z_{V3} = \frac{1}{h_{eau} \cdot \pi \cdot r_{int} \cdot L_{eau}} \quad \left(°C.W^{-1}\right) \tag{3.69}$$

Nous devons maintenant définir le coefficient de convection thermique de l'eau pour pouvoir calculer la résistance thermique de convection. Et pour cela, nous avons tout d'abord réalisé une corrélation (figure 3.41) permettant d'obtenir la capacité thermique de l'eau en fonction de la température grâce à l'équation suivante :

$$\begin{aligned} Cp_{eau} =& 4,83208634712603 \cdot e_{-11} \cdot {Te_{eau}}^{6} - 3,85768933429398 \cdot e^{-8} \cdot {Te_{eau}}^{5} \\ &+ 1,18281996419611 \cdot e^{-5} \cdot {Te_{eau}}^{4} - 1,69781681870518 \cdot e^{-3} \cdot {Te_{eau}}^{3} \\ &+ 1,25086200496298 \cdot e^{-1} \cdot {Te_{eau}}^{2} - 4,02122069196775 \cdot Te_{eau} \\ &+ 4,21992221168475 \cdot e^{3} \quad \left(J.kg^{-1}.°C^{-1}\right) \end{aligned} \tag{3.70}$$

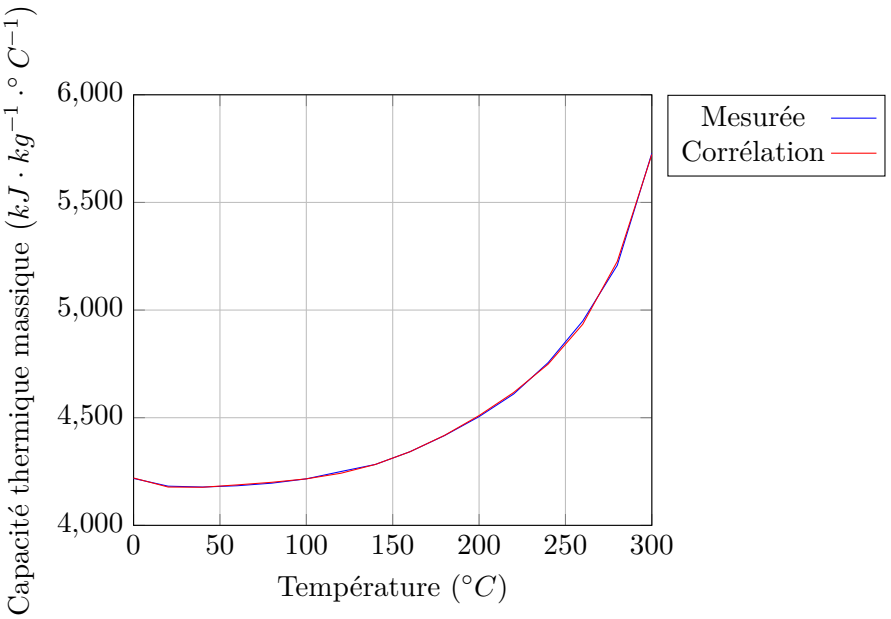


Figure 3.41 – Corrélation de la capacité thermique massique de l'eau

Les équations 3.71, 3.72, 3.73, 3.74, 3.75 et 3.76 qui sont fonction de la température permettent d'obtenir tous les paramètres utiles au calcul du nombre de Nusselt [Jea12] :

— masse volumique de l'eau dans le tube en cuivre :

$$\rho_{eau} = -0,00380 \cdot Te_{eau}^{2} - 0,0505 \cdot T_{eau} + 1002,6 \quad \left(kg.m^{-3}\right) \tag{3.71}$$

— conductivité thermique de l'eau dans le tube en cuivre :

$$\lambda_{eau} \;=\; -9,87 \cdot e^{-6} \cdot Te_{eau}^{2} \;+\; 2,238 \cdot e^{-3} * Te_{eau} \;+\; 0,5536 \quad \left(W.m^{-1}.^{\circ}C^{-1}\right) \tag{3.72}$$

— viscosité de l'eau dans le tube en cuivre :

$$\mu_{eau} \;=\; e^{-4} \cdot \frac{17,9 \;-\; 0,07377 \cdot Te_{eau} \;+\; 0,0003354 \cdot Te_{eau}^{2}}{1 \;+\; 0,03032 \cdot Te_{eau} \;+\; 8,765 \cdot e^{-5} \cdot Te_{eau}^{2}} \quad (Pa.s) \tag{3.73}$$

— viscosité cinématique de l'eau dans le tube en cuivre :

$$\alpha_{eau} \;=\; e^{-7} \cdot (-0,00360 \cdot Te_{eau} \;+\; 1,340) \quad \left(m^{2}.s^{-1}\right) \tag{3.74}$$

— nombre de Prandtl de l'eau dans le tube en cuivre :

$${Pr_{eau}}^{1} \;=\; \frac{13,6 \;+\; 1,387 \cdot Te_{eau} \;-\; 0.0037 \cdot Te_{eau}^{2}}{1 \;+\; 0,12407 \cdot Te_{eau} \;+\; 0.005297 \cdot Te_{eau}^{2}} \tag{3.75}$$

$${Pr_{eau}}^{2} \;=\; \frac{Cp_{eau} \cdot \mu_{eau}}{\lambda_{eau}} \tag{3.76}$$

Avec $g \;=\; 9,80665$ qui est l'accélération du champ de pesanteur à la surface de la terre en $m \cdot s^{-2}$.

Dans notre cas, selon la température du fluide et le débit de la boucle hydraulique on se retrouve soit dans un régime laminaire, soit dans un régime turbulent. On sait dans quel régime on se trouve en fonction de la valeur du nombre de Reynolds :

$$Re_{eau} \;=\; \frac{\rho_{eau} \cdot u_{eau} \cdot Dh_{eau}}{\mu_{eau}} \tag{3.77}$$

Avec Dh_{eau} qui représente le diamètre hydraulique de la conduite, pour une conduite cylindrique cette valeur correspond au diamètre de la conduite $Dint_{eau}$. Et u_{eau} représente la vitesse du fluide dans la conduite. Elle est obtenue grâce à :

$$u_{eau} \;=\; \frac{Mv_{eau}}{\left(\frac{D_{e}au}{2}\right)^{2} \cdot \pi} \quad \left(m.s^{-1}\right) \tag{3.78}$$

Nous allons maintenant calculer le nombre de Nusselt [Jea]. Pour calculer le nombre de Nusselt, nous devons déterminer le nombre de Reynolds. Si $Re_{eau} > 5\,000$ et $0,6 < Pr_{eau} < 100$ alors nous sommes dans un régime turbulent et on obtient le nombre de Nusselt en utilisant :

$${Nu_{eau}}^{1} \;=\; 0,023 \cdot {Re_{eau}}^{0,8} \cdot {Pr_{eau}}^{n} \tag{3.79}$$

Avec :

— $n \;=\; 0,3$ si $Te_{eau} > T_{paroi}$,

— $n \;=\; 0,4$ si $Te_{eau} < T_{paroi}$.

Et $T_{paroi} = T_{cuivre1}$.

Si $Re_{eau} < 5\,000$ et $Pr_{eau} < 0,6$ ou $Pr_{eau} > 100$, alors nous sommes en régime laminaire et on utilise :

$$Nu_{eau}{}^2 = 1,86 \cdot (Re_{eau} \cdot Pr_{eau})^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{Dh_{eau}}{L_{eau}}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{\mu_{eau}}{\mu_{paroi}}\right)^{\frac{1}{3}} \tag{3.80}$$

Cette relation n'est valable que si $Re_{eau} \cdot \mathrm{Pr}_{eau} \cdot \frac{Dh_{eau}}{L_{eau}} \leqslant 10$, sachant que μ_{paroi} correspond à la viscosité dynamique du fluide en fonction de la température de la paroi, qui est dans notre cas la température de la conduite de cuivre.

Nous pouvons maintenant déterminer le coefficient de convection thermique de l'eau dans la conduite :

$$h_{eau} = \frac{Nu_{eau} \cdot \lambda_{eau}}{Dh_{eau}} \quad \left(W.m^{-2}.^{\circ}C^{-1}\right) \tag{3.81}$$

Nous avons maintenant tous les paramètres utiles au calcul de la résistance thermique de convection de l'eau dans le tube.

3.2.3.2 Résistance de conduction

Résistance de conduction thermique de la vitre

Nous devons déterminer les résistances de conduction. En ce qui concerne les résistances de conduction de la vitre, de l'isolant et de l'aluminium nous utiliserons l'expression suivante :

$$Z_{c1} = \frac{E_{vitre}}{l \cdot L \cdot \lambda} \quad \left(^{\circ}C.W^{-1}\right) \tag{3.82}$$

Avec :

- pour la vitre :
  - $\lambda_{vitre} = 1,05\ \left(W.m^{-1}.^{\circ}C^{-1}\right)$;
  - $E_{vitre} = 0,002\ (m)$
  - $l_{vitre} = 0,15\ (m)$
  - $L_{vitre} = 1,95\ (m)$

- pour l'isolant :
  - $\lambda_{iso} = 0,045\ \left(W.m^{-1}.^{\circ}C^{-1}\right)$;
  - $E_{iso} = 0,05\ (m)$
  - $l_{iso} = 0,15\ (m)$
  - $L_{iso} = 1,95\ (m)$

- pour l'aluminium :
  - $\lambda_{alu} = 204\ \left(W.m^{-1}.^{\circ}C^{-1}\right)$;
  - $E_{alu} = 0,001\ (m)$
  - $l_{alu} = 0,15\ (m)$
  - $L_{alu} = 1,95\ (m)$

Résistance de conduction thermique du tube de cuivre

Pour le calcul de la résistance de conduction thermique d'un tube l'expression est :

$$Z_{c3} = \frac{\ln\left(\frac{r_{ext_{cuivre}}}{r_{int_{cuivre}}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{cuivre} \cdot L_{cuivre}} \quad \left(^{\circ}C.W^{-1}\right) \tag{3.83}$$

Avec :

— $\lambda_{cuivre} = 386\ (W \cdot m^{-1} \cdot^{\circ} C^{-1})$;
— $r_{ext} = 0,005\ (m)$
— $r_{int} = 0,004\ (m)$
— $L_{cuivre} = 1,95\ (m)$

Résistance de conduction de l'ailette

Il faut maintenant connaître la résistance de conduction thermique de l'ailette pour cela nous utilisons la méthode proposée par [DB13].

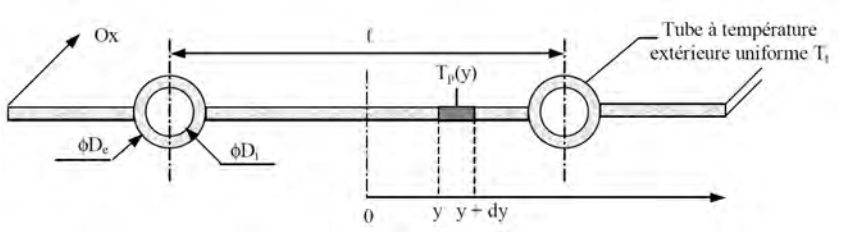


Figure 3.42 – Schéma en coupe de l'absorbeur

Le rendement de l'ailette est défini par :

$$\eta_{ailette} = \frac{\tanh\left[\frac{\omega_{ailette} \cdot la_{ailette}}{2}\right]}{\frac{\omega_{ailette} \cdot la_{ailette}}{2}} \tag{3.84}$$

Avec :

$$\omega_{ailette} = \sqrt{\frac{h_{air} \cdot Pe_{ailette}}{\lambda_{ailette} \cdot Sec_{ailette}}} \tag{3.85}$$

Et

— $E_{ailette} = 0,002\,(m)$;
— $D_e = 0,01\ (m)$;
— $l = 0,15\ (m)$;
— $la_{ailette} = l - D_e = 0,14\ (m)$;
— h_{air} = coefficient de convection de l'air entre l'absorbeur et la vitre $(W.m^{-2}.^{\circ}C^{-1})$.

La section transversale de l'ailette est :

$$Sec_{ailette} = la_{ailette} \cdot E_{ailette} \quad \left(m^2\right). \tag{3.86}$$

Et le périmètre est obtenu grâce à l'expression suivante :

$$Pe_{ailette} = la_{ailette} + 2 \cdot E_{ailette} \quad (m) \tag{3.87}$$

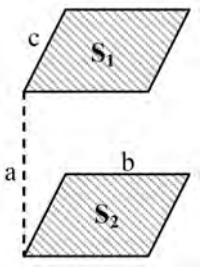


Figure 3.43 – Facteur de forme entre deux plans rectangulaires de même aire

Nous pouvons maintenant déterminer la résistance thermique de conduction de ailette :

$$Z_{c2} = \frac{1}{\eta_{ailette} \cdot h_{air} \cdot Sec_{ailette}} \quad \left(^{\circ}C.W^{-1}\right) \tag{3.88}$$

3.2.3.3 Facteurs de forme

Nous allons nous intéresser cette fois aux facteurs de forme de chaque composant du récepteur, pour déterminer les résistances de rayonnement thermique.

Entre l'ailette et la vitre

$$F_{1\longleftrightarrow 2} = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\begin{array}{l} \frac{1}{B \cdot C} \cdot \ln\left(\frac{X \cdot Y}{X_{:} + Y - 1}\right) + \frac{2 \cdot \sqrt{X}}{B} \cdot \tan^1\left(\frac{C}{\sqrt{X}}\right) \\ + \frac{2 \cdot \sqrt{Y}}{C} \cdot \tan^1\left(\frac{B}{\sqrt{Y}}\right) - \frac{2}{C} \cdot \tan^1(B) - \frac{2}{B} \cdot \tan^1(C) \end{array} \right] \tag{3.89}$$

$$B = \frac{b}{a}\,;\, C = \frac{c}{a}\,;\, X = +B^2\,;\, Y = 1 + C^2$$

Entre une surface inclinée et le ciel

$$F_{plan \to ciel} = \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \tag{3.90}$$

Avec β l'angle d'inclinaison du plan. Dans notre cas, β représente l'angle d'inclinaison de la chaudière qui est de 78 degrés. Pour obtenir le facteur de forme on utilise :

$$\begin{aligned} F_{vitre \to ciel} &= \frac{1 + \cos(78)}{2} = 0,604 \\ F_{alu \to ciel} &= \frac{1 + \cos(102)}{2} = 0,396 \end{aligned} \tag{3.91}$$

Entre une surface inclinée et le sol

C'est le complément.

$$F_{plan \to sol} = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \tag{3.92}$$

Donc :

$$\begin{aligned} F_{vitre \to sol} &= \frac{1 - \cos(78)}{2} = 0,396 \\ F_{alu \to sol} &= \frac{1 - \cos(102)}{2} = 0,604 \end{aligned} \tag{3.93}$$

3.2.3.4 Résistance de rayonnement

Nous connaissons tous les facteurs de forme relatifs aux composants du récepteur, nous pouvons calculer les résistances de rayonnement et nous savons que le flux s'obtient grâce à l'expression :

$$\phi_{net} = \sigma \cdot \left[\frac{{T_1}^4 - {T_2}^4}{\frac{1 - \alpha_1}{\alpha_1 \cdot S_1} + \frac{1}{S_1 \cdot F_{1\to 2}} + \frac{1 - \alpha_2}{\alpha_2 \cdot S_2}} \right] \quad (W) \tag{3.94}$$

Avec σ, la constante de Stefan-Boltzmann $\sigma = 5,670\,373 \cdot e^{-8}$ $(W.m^{-2}.K^{-4})$. Et grâce à l'identité remarquable :

$$a^4 - b^4 = \left(a^2 + b^2\right)(a + b)(a - b) \tag{3.95}$$

On obtient l'expression de la résistance thermique de rayonnement :

$$Z_{12} = \frac{\frac{1 - \alpha_1}{\alpha_1 \cdot S_1} + \frac{1}{S_1 \cdot F_{1\to 2}} + \frac{1 - \alpha_2}{\alpha_2 \cdot S_2}}{\sigma \cdot \left({T_1}^2 + {T_2}^2\right)(T_1 + T_2)} \tag{3.96}$$

Voici les valeurs d'absorption des matériaux du système :

— la vitre $\alpha_{vitre} = 0,055$;

— l'absorbeur $\alpha_{abs} = 0,95$;

— l'aluminium $\alpha_{alu} = 0,90$.

3.2.3.5 Flux thermiques

Il faut maintenant déterminer les différents flux thermiques que reçoit le système. Nous connaissons à tout instant le rayonnement direct que reçoit la vitre.

Flux thermique reçu par la vitre

Le flux thermique reçu par la vitre est :

$$\begin{aligned} Phi1_N = {} & G_{Direct} \cdot \alpha_{vitre} + G_{Diffus} \cdot \alpha_{vitre} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) \\ & + G_{Réfléchi} \cdot \alpha_{vitre} \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}\right) \quad (W) \end{aligned} \tag{3.97}$$

Avec :

— G_{Direct} : le rayonnement direct ;

— G_{Diffus} : le rayonnement diffus ;

— $G_{Réfléchi}$: le rayonnement réfléchi ;

— le coefficient d'absorption thermique de la vitre : $\alpha_{vitre} = 0,055$;

— l'angle d'inclinaison de la face avant : $\beta_{recep} = 78°$.

Flux thermique reçu par l'absorbeur

De la même façon :

$$\begin{aligned} Phi2 \ = & G_{Direct} \cdot \tau i_{vitre} \cdot \alpha_{abs} + G_{Diffus} \cdot \tau e_{vitre} \cdot \alpha_{abs} \cdot \left(\frac{1 \ + \ \cos(\beta)}{2} \right) \\ & + \ G_{Réfléchi} \cdot \tau e_{vitre} \cdot \alpha_{abs} \cdot \left(\frac{1 \ - \ \cos(\beta)}{2} \right) \quad (W) \end{aligned} \tag{3.98}$$

— transmittance de la vitre : $\tau e_{vitre} \ = \ 0,866$;

— τi_{vitre} : la transmittance de la vitre en fonction de l'angle d'incidence du rayonnement solaire ;

— le coefficient d'absorption thermique de l'absorbeur : $\alpha_{abs} \ = \ 0,95$.

La figure 3.44 représente le coefficient de transmission de la vitre en fonction de l'angle d'incidence du rayonnement solaire.

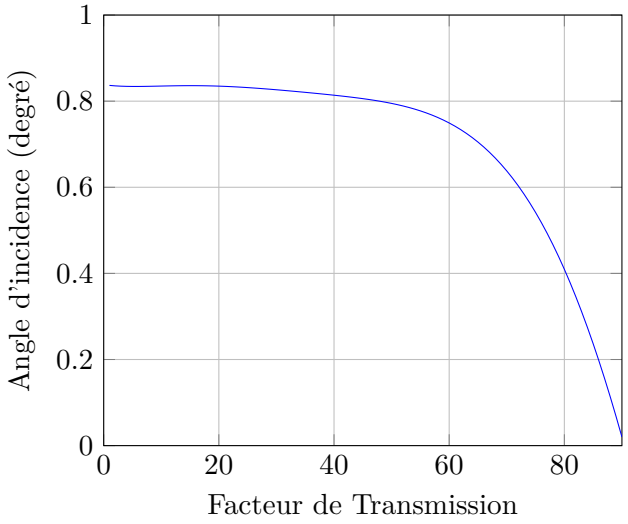


Figure 3.44 – Corrélation du facteur de transmission de la vitre en fonction de l'angle d'incidence

$$\begin{aligned} \tau i_{vitre} \ = & 1,36805555333015 \cdot e^{-11} \cdot \theta^6 \ - \ 3,83862178873176 \cdot e^{-9} \cdot \theta^5 \\ & + \ 3,58319977994404 \cdot e^{-7} \cdot \theta^4 \ - \ 1,49951995644937 \cdot e^{-5} \cdot \theta^3 \\ & + \ 2,66924553617542 \cdot e^{-4} \cdot \theta^2 \ - \ 1,79981535302431 \cdot e^{-3} \cdot \theta \\ & + \ 8,38166784885047 \cdot e^{-1} \end{aligned} \tag{3.99}$$

Taux de réflexion des miroirs

Les miroirs positionnés sur chaque lame ont subit une détérioration prématurée et importante suite à une mauvaise installation. Plusieurs mesures ont déterminé que le facteur de réflexion pouvez varier entre 0,85 et 0,05. La figure 3.45 montre un miroir détérioré et les zones correspondant au facteur de réflexion. Les mesures sont effectuées avec un réflectomètre. La figure 3.46 illustre une prise de mesure. Suite à une étude sur l'ensemble de la structure, nous avons déterminé un facteur de réflexion de 0,65.

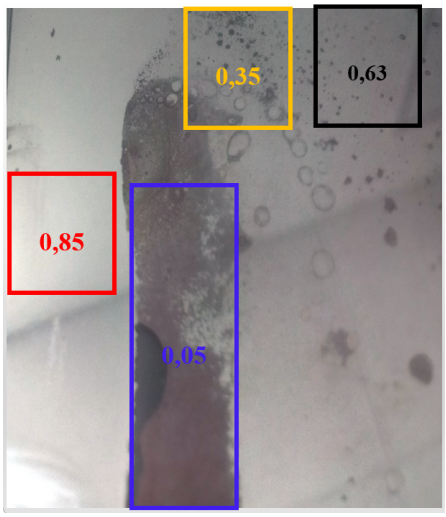


Figure 3.45 – Coefficient de réflexion des miroirs suivant les zones du miroir

Figure 3.46 – Mesure du facteur de réflexion du miroir

Flux thermique reçu par la face arrière

$$\begin{aligned} Phi1_S &= G_{Direct} \cdot \alpha_{alu} + G_{Diffus} \cdot \alpha_{alu} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \\ &+ G_{Refléchi} \cdot \alpha_{alu} \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (W) \end{aligned} \tag{3.100}$$

Avec :

— le coefficient d'absorption thermique de la vitre : $\alpha_{alu} = 0,90$;

— l'angle d'inclinaison de la face arrière $\beta = 102°$.

3.2.3.6 Ballon de décharge et de stockage

Il est connu qu'un réservoir d'accumulation d'eau chaude, même s'il n'est pas utilisé subit une série de pertes par transfert de chaleur à travers les parois. Ces pertes peuvent être évaluées en calculant le flux d'énergie Φ, lequel est exprimé en $(W.m^{-2})$ par :

$$\Phi = \alpha \cdot S \cdot \Delta T \tag{3.101}$$

Avec :

— Φ : le flux de pertes en W ;

— α : coefficient de transfert en $W.m^{-2}$;

— S : surface du réservoir en m^{-2} ;

— ΔT : différence de température ($T_{eau} - T_{air}$) ambiant en $°C$;

— T_{eau} : température moyenne de l'eau dans le réservoir en $°C$;

— T_{air} : température moyenne de l'air dans dans l'environnement où se situe le réservoir en $°C$.

L'application de cette formule suppose une détermination de α laquelle peut être obtenue à l'aide de la formule suivante [DB13] :

$$\alpha = 1,31 \left[\frac{(T_{eau} - T_{air})}{d}\right]^{0,25} \tag{3.102}$$

Avec d qui est le diamètre du réservoir.

Maintenant, que le coefficient α est calculé et que nous connaissons les pertes associées au réservoir en fonction de la température moyenne de l'eau et la température extérieure. Il suffit de résoudre l'équation suivante :

$$T_{eau_s} = T_{eau} + \frac{(T_{air} - T_{eau}) \cdot \alpha \cdot \Delta T \cdot S}{Ct_{eau}} + \frac{Mm_{eau} \cdot \Delta T \cdot Cp_{eau} \cdot (T_{eau_e} - T_{eau})}{Ct_{eau}} \tag{3.103}$$

Avec :

— T_{eau_s} : température de sortie du réservoir en $°C$;

— Ct_{eau} : capacité thermique du réservoir en C^{-1} ;

— Cp_{eau} : chaleur spécifique de l'eau $J.kg^{-1}.°C^{-1}$;

— T_{eau_e} : température d'entrée du réservoir en $°C$;

— Mm_{eau} : débit massique de l'eau en $kg.s^{-1}$.

Ainsi on obtient la température en sortie de ballon en fonction de la température d'entrée, de la température moyenne et de la température extérieure.

En ce qui concerne le ballon de stockage, il présente un gradient de température sur sa hauteur. Dans notre cas, le réservoir peut être modélisé en dix volumes isothermes correspondant à dix nœuds [DB13]. À chacun de ces nœuds, on effectue un bilan énergétique. Afin de formuler ces équations, nous sommes amenés à faire des hypothèses sur la manière dont l'eau est répartie au travers de chacun de ces nœuds.

L'eau du capteur et du réseau entre respectivement à une température T_{22f} et T_l .On peut supposer que toute l'eau se répartie suivant sa densité vers les nœuds 1, 2, 3, etc. Une fonction de contrôle peut être mise en place afin d'identifier le volume de fluide (représenté par un nœud) qui reçoit le fluide provenant du capteur :

$$B_c^i = \begin{cases} 1 & \text{if i = N and } T_{22,f} > T_{s,i} \\ 1 & \text{if } T_{s,i-1} \geq T_{22,f} > T_{s,i} \\ 0 & \text{if } i = 0 \text{ or } i = N + i \\ 0 & \text{elseif} \end{cases} \tag{3.104}$$

De la même façon le fluide provenant du réseau peut être controlé par une fonction similaire B_1^i :

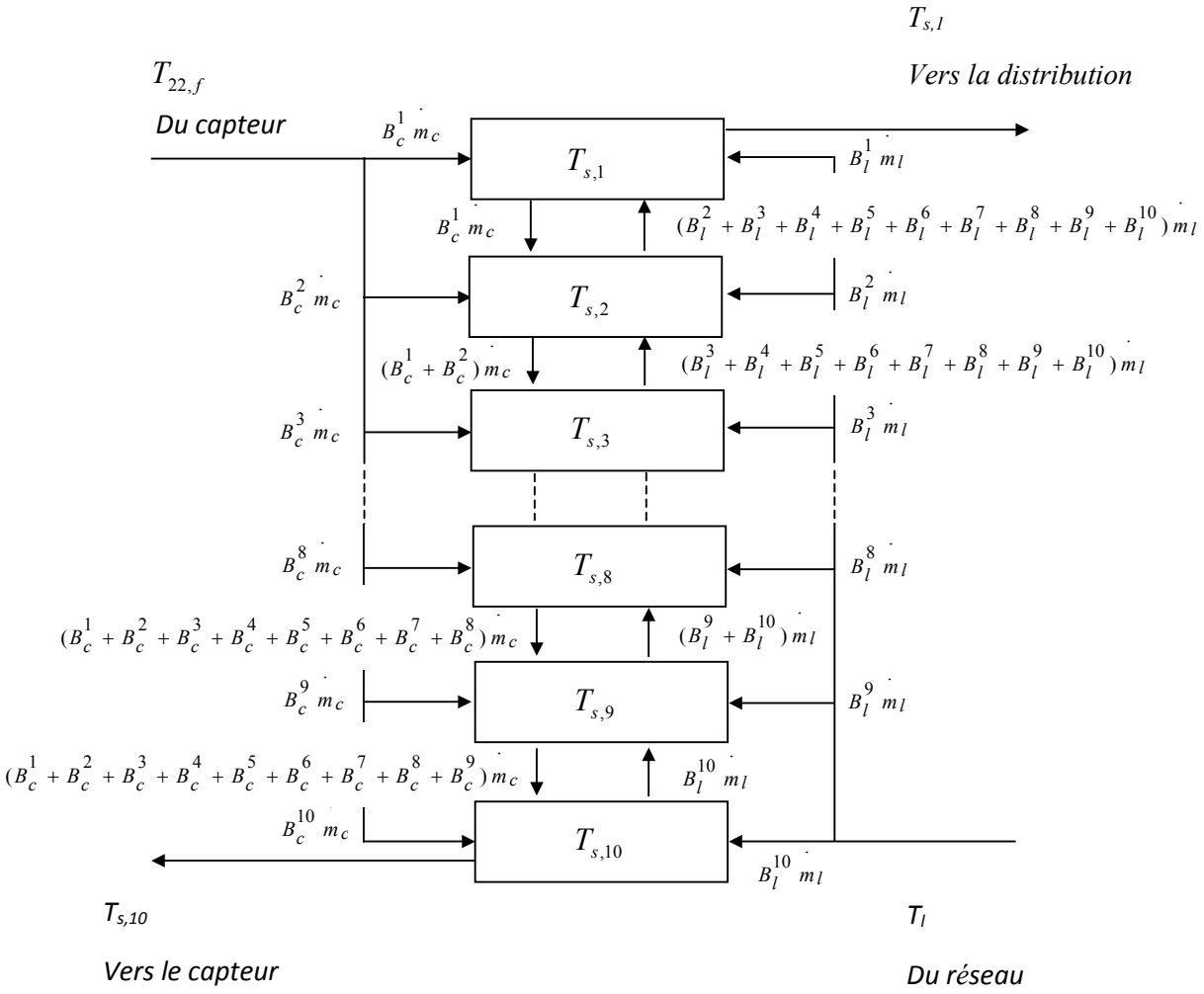


Figure 3.47 – Modélisation du ballon de stockage

$$B_c^i = \begin{cases} 1 & \text{if i = N and } T_1 > T_{s,i} \\ 1 & \text{if } T_{s,i-1} \geq T_1 > T_{s,i} \\ 0 & \text{if } i = 0 \text{ or } i = N + i \\ 0 & \text{elseif} \end{cases} \tag{3.105}$$

Il convient de définir un débit moyen représentant les échanges entre les différents volumes de fluide i et $(i - 1)$:

$$\begin{cases} m_{m,1} = 0 \\ m_{m,i} = m_c \sum_{j=1}^{i-1} B_c^j - m_l \sum_{j=i+1}^{N} B_l^j \\ m_{m,N+1} = 0 \end{cases} \tag{3.106}$$

En considérant ces différentes fonctions de contrôles (3.104) et 3.105, le bilan énergétique sur le nœuds i peut s'écrire :

$$\begin{aligned} \rho_i \cdot Cp_i \cdot V_i \cdot \frac{dT_{s,i}}{dt} = & U_s \cdot (T_{amb} - T_{s,i}) + B_c^i \cdot m_c \cdot Cp_i \cdot (T_{22,f} - T_{s,i}) + \\ & B_1^i \cdot m_l \cdot C_i \cdot (T_l - T_{s,i}) \\ & + \begin{cases} m_{m,i} \cdot C_i \cdot (T_{s,i-1} - T_{s,i}) \, \text{if} m_{m,i} > 0 \\ m_{m,i+1} \cdot C_i \cdot (T_{s,i} - T_{s,i+1}) \, \text{if} m_{m,i+1} > 0 \end{cases} \end{aligned} \tag{3.107}$$

où le terme $U_s \cdot (T_{amb} - T_{s,i})$ représente la chaleur perdue des nœuds i vers l'environnement à une température T_{amb}.

3.2.4 Méthode de résolution

Nous avons obtenu tous les paramètres utiles à la résolution du modèle. Nous allons maintenant décrire la méthode utilisée. Il faut tout d'abord relier les éléments entre eux, sachant qu'ils ne se trouvent pas toujours dans la même configuration. En effet, nous pouvons configurer les récepteurs de cinq façons différentes en allant du tout série au tout parallèle. La vitesse du fluide peut donc changer en fonction des configurations et peut être même nulle. Il faut donc calculer la température d'entrée, de sortie et la température moyenne pour chaque élément. On peut obtenir la température moyenne de deux façons. La première, si le fluide n'est pas en mouvement (débit nul), nous considérons Q_E et Q_S nuls et nous résolvons l'équation différentielle sans prendre en compte ces paramètres. La deuxième, si le débit à l'instant t est arrêté nous obtenons la température moyenne du fluide en calculant la moyenne de la température d'entrée et de sortie.

Pour obtenir, les températures d'entrée et de sortie de l'élément 2 à $(t+1)$ lorsque le fluide est en mouvement, nous calculons Q_E de cette manière :

$$Q_{E_{(t+1)}} = \dot{m}_1 \cdot Cp_{eau} \left(Ts_{\text{élément1}_{(t)}} - Te_{\text{élément1}_{(t)}} \right) \tag{3.108}$$

Avec $\dot{m}$ qui est le débit massique du fluide. Et on obtient Q_E grâce à l'expression suivante :

$$Q_{S_{(t+1)}} = \dot{m}_2 \cdot Cp_{eau} \left(Ts_{\text{élément2}_{(t)}} - Te_{\text{élément2}_{(t)}} \right) \tag{3.109}$$

Enfin, nous intégrons ces paramètres dans la matrice en fonction des configurations et de la vitesse du fluide. La figure 3.48 représente un organigramme qui décrit la méthode de résolution du modèle thermique.

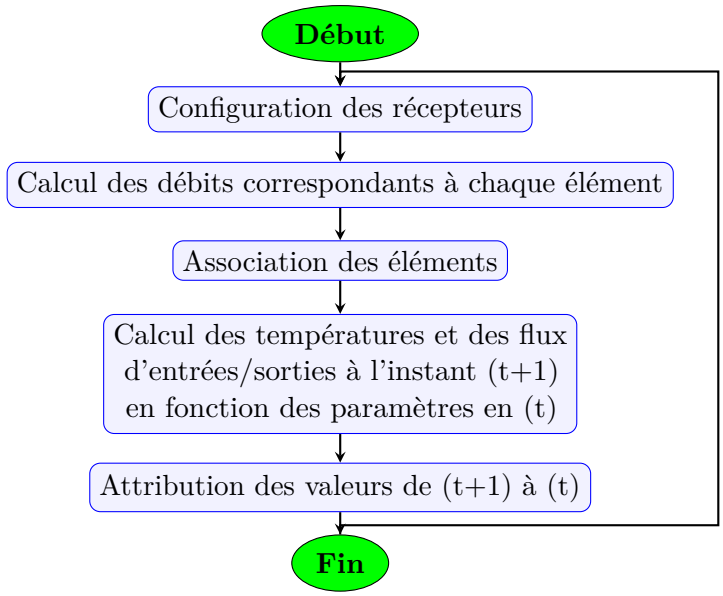


Figure 3.48 – Procédure de résolution du modèle thermique

3.2.5 Expérimentation

La modélisation est réalisée avec huit journées. On retrouve des journées ensoleillées, peu nuageuses et une journée très perturbée. La figure 3.49 représente l'ensemble de ces journées.

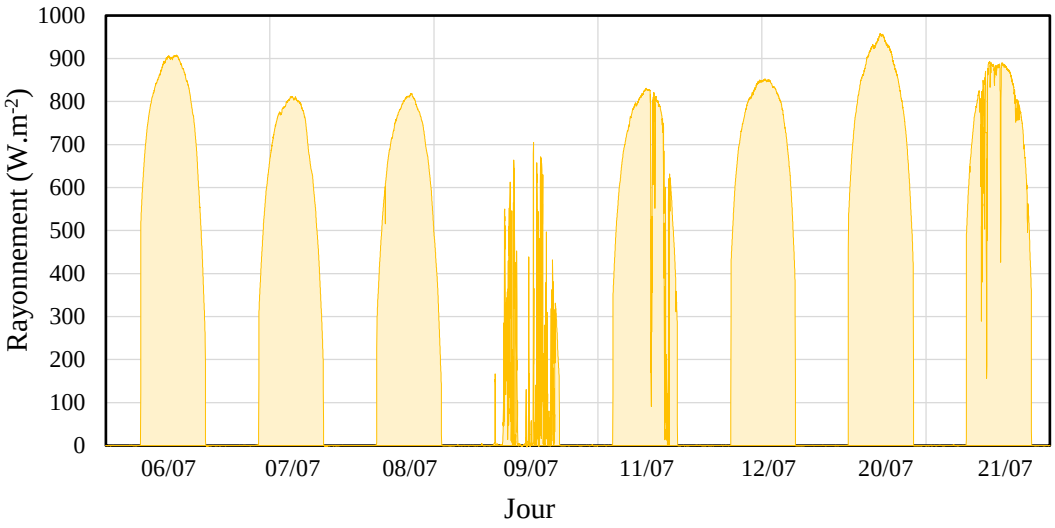


Figure 3.49 – Journées utilisées pour le modèle thermique

La mesure de température est réalisée avec des capteurs *Dallas DS20*. Ces capteurs de température présentent une précision de $\pm 0,5°C$. Ils sont positionnés sur le tuyau en cuivre grâce à un collier et de la pâte thermique. Une étanchéité à l'air est réalisée grâce à du silicone. Pour réaliser cette expérimentation, tous les récepteur sont en série.

3.2.6 Modélisation en une dimension

Les données d'entrées du modèles sont :

— le rayonnement direct,

— le rayonnement global,

— la température ambiante,

— la vitesse du vent,

— les données de fonctionnement (nombre de lames concentrées, débits, configurations du circuit hydraulique, etc.),

— la température initiale de l'eau dans le ballon de décharge.

Un autre paramètre important est le taux de réflexion des miroirs. Ce paramètre est constant et a été estimé à 0,65 (section 3.2.3.5) pour tous les récepteurs. Pour ce modèle en une dimension (figure 3.38) seul les flux sur la face avant et arrière du récepteur sont calculés. Ce modèle permet d'obtenir plusieurs résultats :

— les températures de sortie de chaque récepteur,

— la MAE et la Normalized Root Mean Square Error (NRMSE) entre la température mesurée et calculée,

— la puissance de chaque récepteur,

— le rendement de chaque récepteur,

— la température de sortie du ballon de décharge.

3.2.6.1 Température de sortie (modèle 1D)

Les figures 3.50, 3.52, 3.54 et 3.56 correspondent respectivement aux températures de sortie mesurées et calculées des récepteurs 1, 2, 3 et 4. La vitesse du vent (présentant un offset de +25) et le rayonnement direct sont également représentés. Les figures 3.51, 3.53, 3.55 et 3.57 correspondent respectivement aux MAE et aux NRMSE des récepteurs 1, 2, 3 et 4.

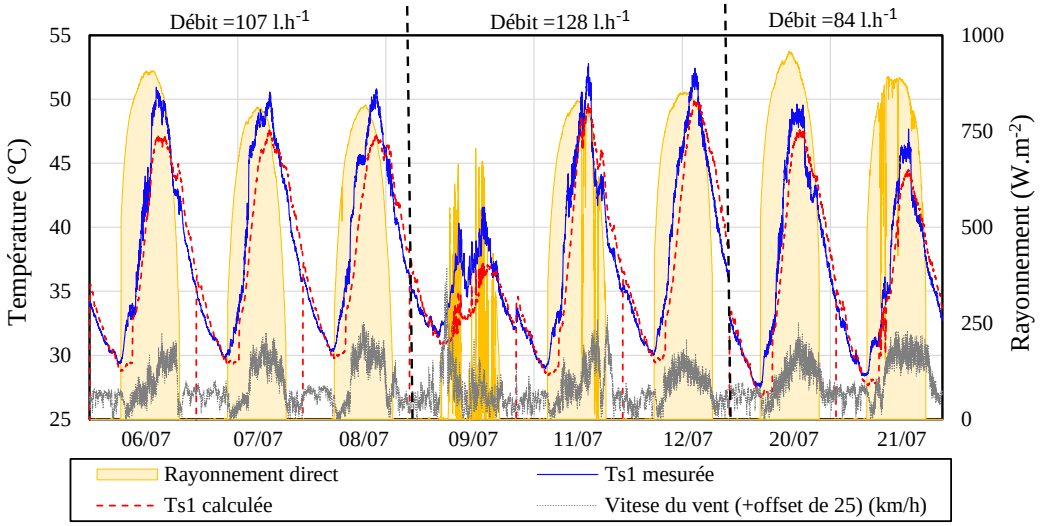


Figure 3.50 – Température de sortie du récepteur 1

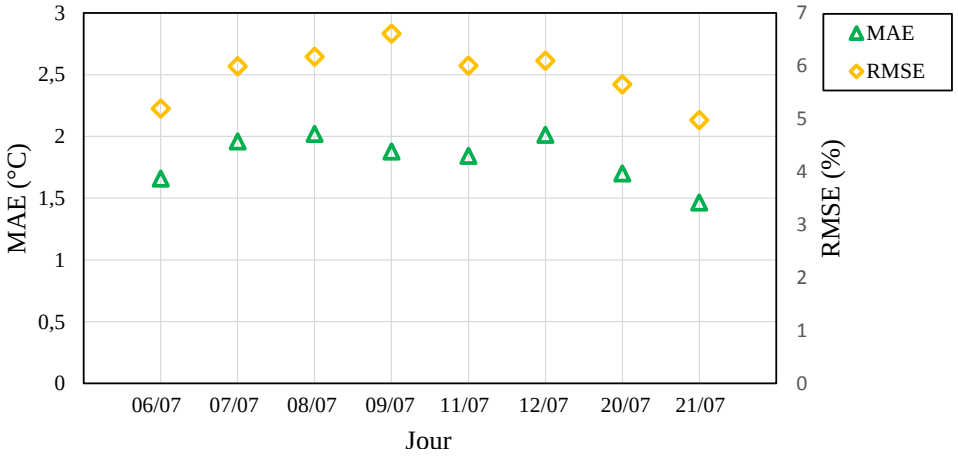


Figure 3.51 – MAE et NRMSE pour le récepteur 1

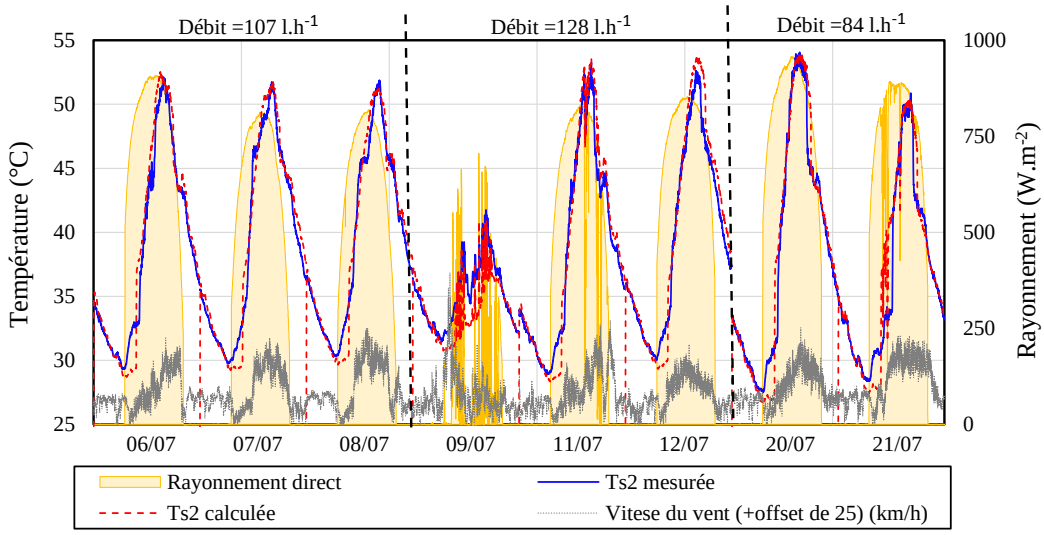


Figure 3.52 – Température de sortie du récepteur 2

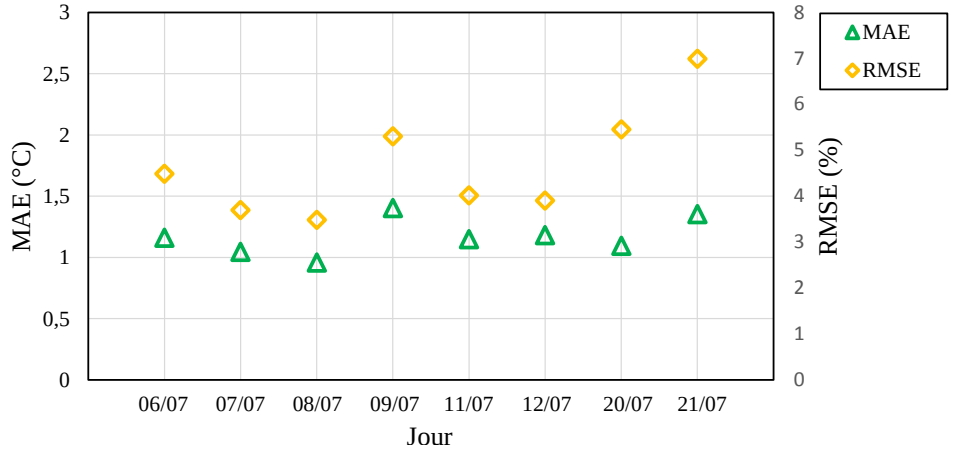


Figure 3.53 – MAE et NRMSE pour le récepteur 2

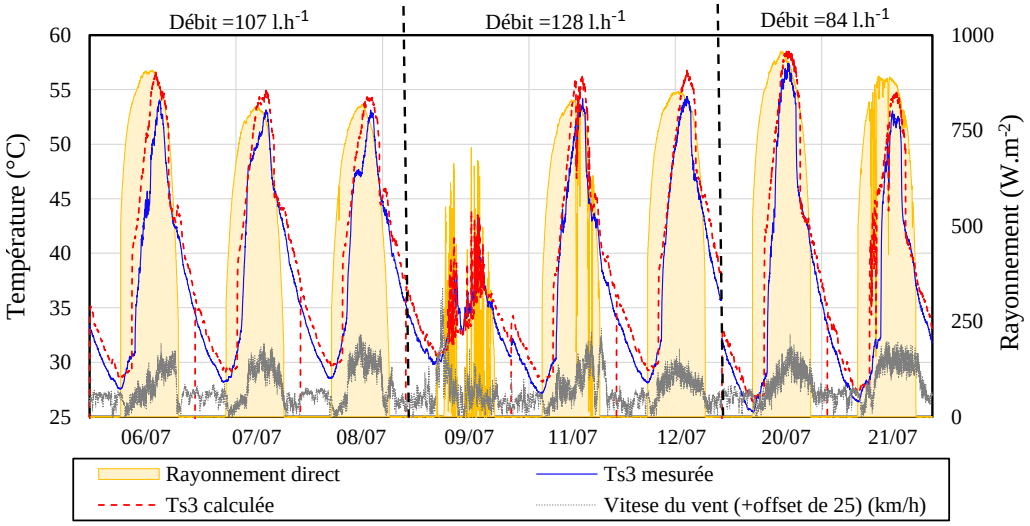


Figure 3.54 – Température de sortie du récepteur 3

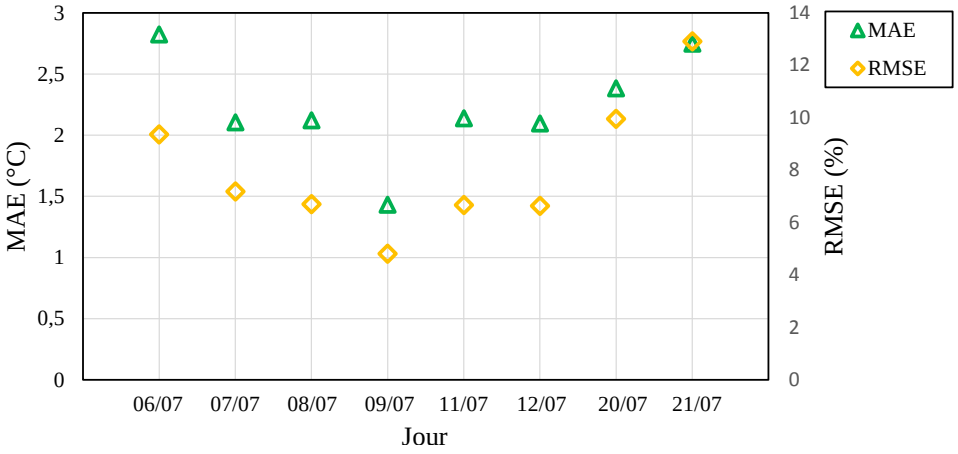


Figure 3.55 – MAE et NRMSE pour le récepteur 3

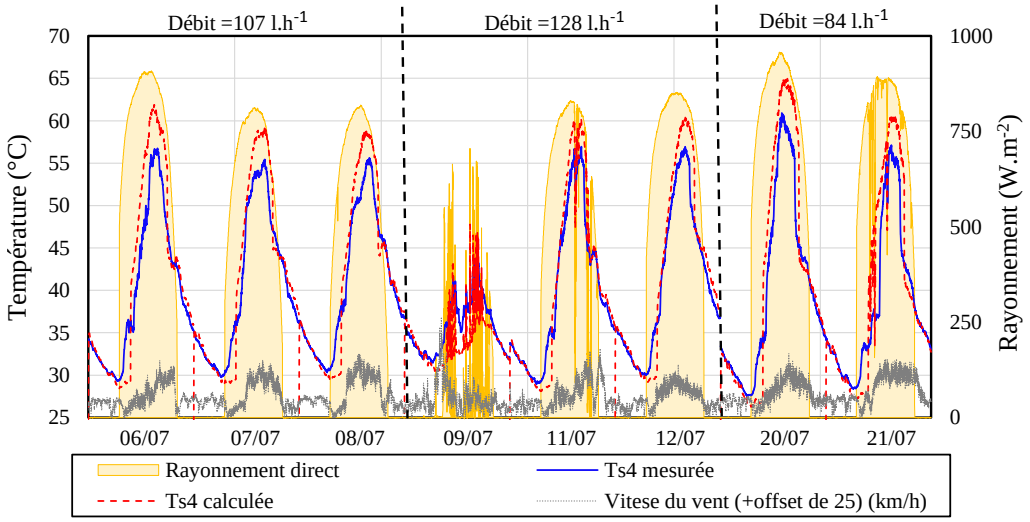


Figure 3.56 – Température de sortie du récepteur 4

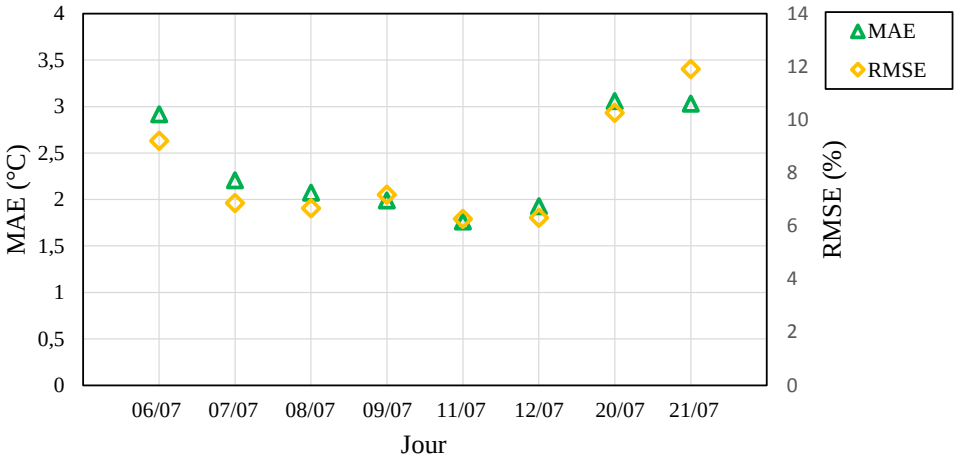


Figure 3.57 – MAE et NRMSE pour le récepteur 4

Récepteur	**1**	**2**	**3**	**4**
Température maximum ($°C$)	49,9	54,0	58,8	65,0
MAE ($°C$)	1,81	1,17	2,23	2,27
NRMSE (%)	5,84	4,67	8,03	8,09

Tableau 3.9 – Température maximum de sortie et erreur du modèle en une dimension pour chaque récepteur

Sur l'ensemble des journées, pour les récepteurs 1, 2, 3, et 4, les MAE valent respectivement, 1,81$°C$, 1,17$°C$, 2,23$°C$ et 2,37$°C$. De la même façon, les NRMSE sont respectivement égales à 5,84 %, 4,67 %, 8,03 % et 8,09 %. Les mesures de température sont réalisées grâce à des capteurs en contact avec le tube en cuivre. Et grâce aux simulations, nous avons constaté un écart sur les prises de mesures. En effet, nous avons réalisé une expérimentation permettant de quantifier ces écarts. Durant la nuit nous avons fait circuler le fluide à son débit maximum, et nous avons mesuré les températures à l'entrée et à la sortie des quatre récepteurs. Nous avons constaté un écart non-négligeable. Ces différentes températures sont représentées figure 3.58. Nous constatons, par exemple, une erreur de 2,37$°C$ pour le récepteur 4.

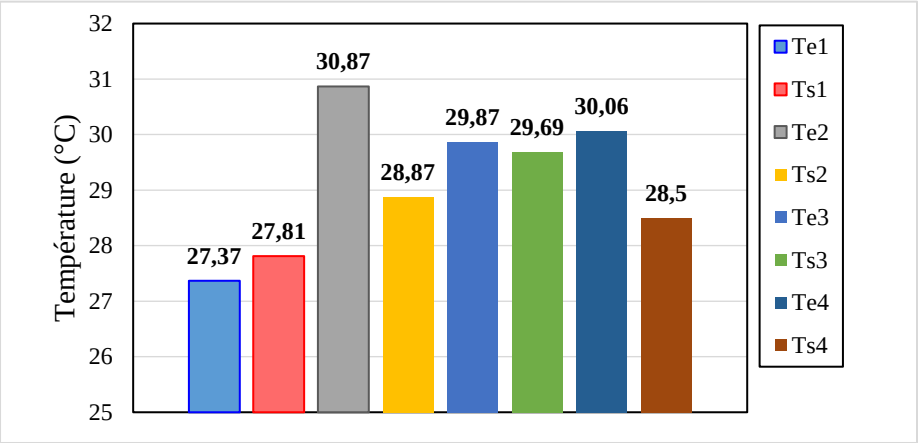


Figure 3.58 – Mesure de température durant la nuit (débit maximum)

3.2.6.2 Puissance

Les figures 3.59, 3.60, 3.61 et 3.62 représentent respectivement la puissance des récepteurs 1, 2, 3 et 4.

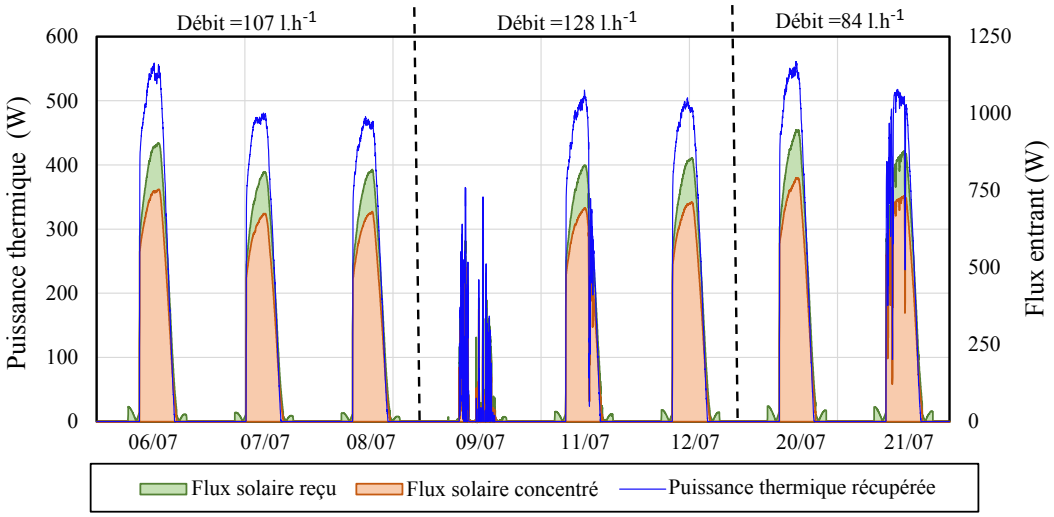


Figure 3.59 – Puissance du récepteur 1

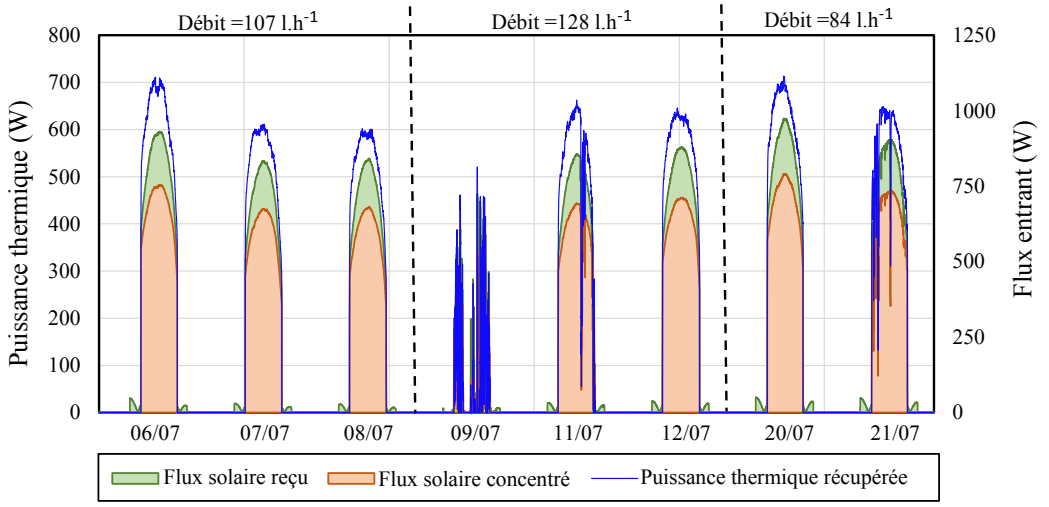


Figure 3.60 – Puissance du récepteur 2

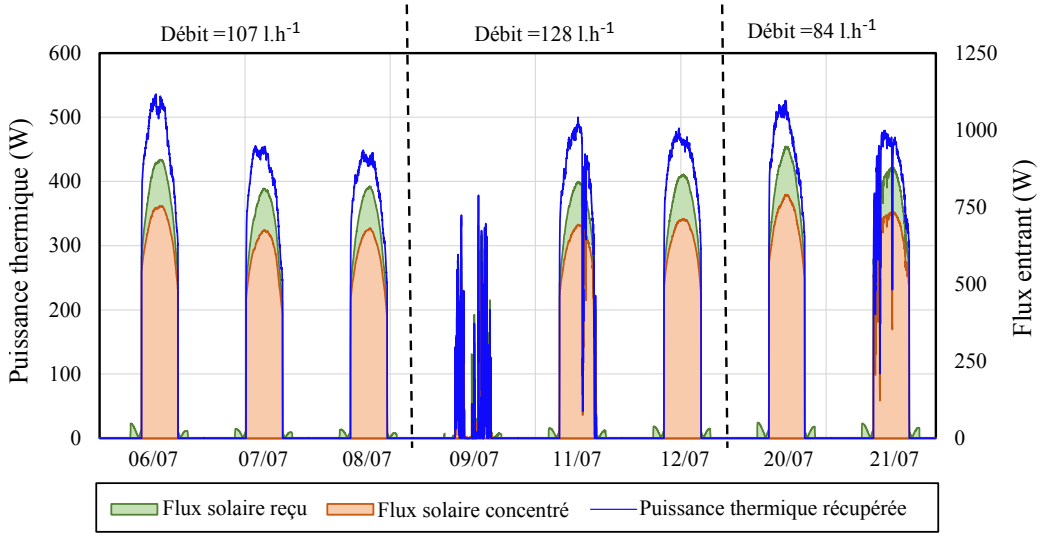


Figure 3.61 – Puissance du récepteur 3

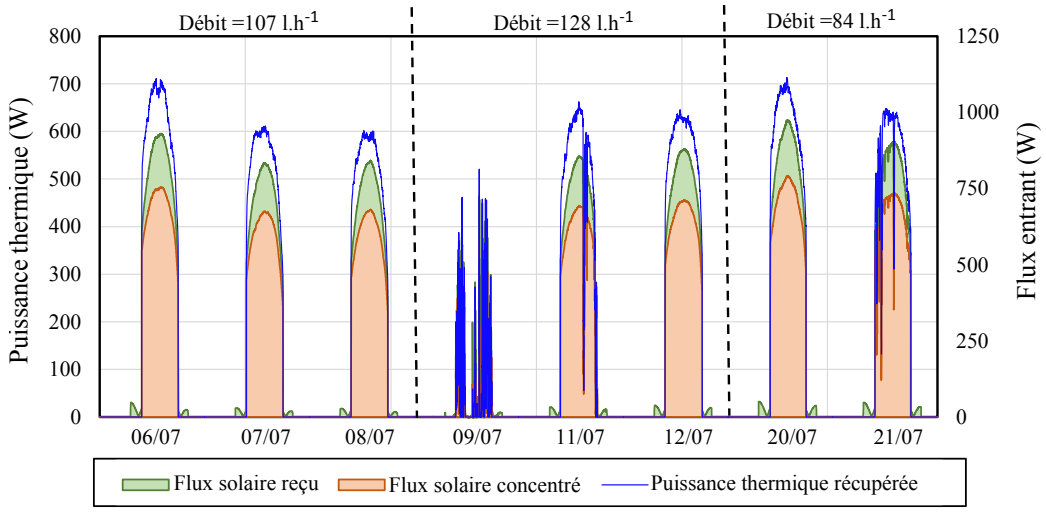


Figure 3.62 – Puissance du récepteur 4

Récepteur	**1**	**2**	**3**	**4**
Puissance maximum (W)	561	713	536	688
Énergie 06/07 (Wh)	3 264	5 193	3 883	4 212
Énergie 08/07 (Wh)	2 852	4 531	3 373	3 648
Énergie 09/07 (Wh)	2 805	4 459	3 308	3 574
Énergie 11/07 (Wh)	392	720	522	490
Énergie 12/07 (Wh)	2 856	4 459	3 333	3 579
Énergie 20/07 (Wh)	3 000	4 912	3 665	3 976
Énergie 21/07 (Wh)	3 213	5 104	3 747	4 084
Énergie 07/07 (Wh)	2 878	4 595	3 369	3 709
Énergie moyenne journalière (Wh)	2 658	4 247	3 150	3 410

Tableau 3.10 – Puissance maximum et énergie journalière pour chaque récepteur (modèle 1D)

Les puissances des récepteurs ne sont pas les mêmes. On devrait retrouver la puissance maximum la plus importante dans le premier récepteur. En effet, la température d'entrée du récepteur 1 est la plus faible, donc c'est ce récepteur qui devrait présenter l'écart de température (entre l'entrée et la sortie) le plus important. Puis, la puissance maximum du deuxième récepteur devrait être un peu plus faible et ainsi de suite jusqu'au quatrième récepteur, qui lui devrait présenter la puissance maximum la plus faible. La différence de puissance s'explique par une technologie différente des récepteurs 1 et 3, ceux-ci sont composés de tubes anti-radiatifs. Les deux types de récepteurs sont présentés dans la section 3.2.1.7 . Le type de récepteur composé d'une simple vitre pour favoriser l'effet de serre est le plus performant.

3.2.6.3 Rendement

Les figures 3.63, 3.64, 3.65 et 3.66 représentent respectivement le rendement des récepteurs 1, 2, 3 et 4.

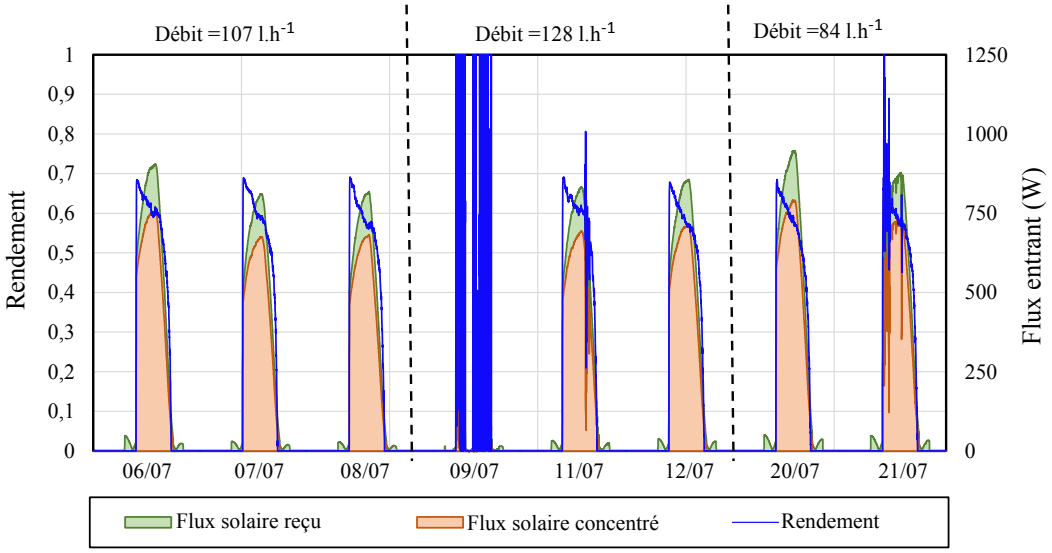


Figure 3.63 – Rendement du récepteur 1

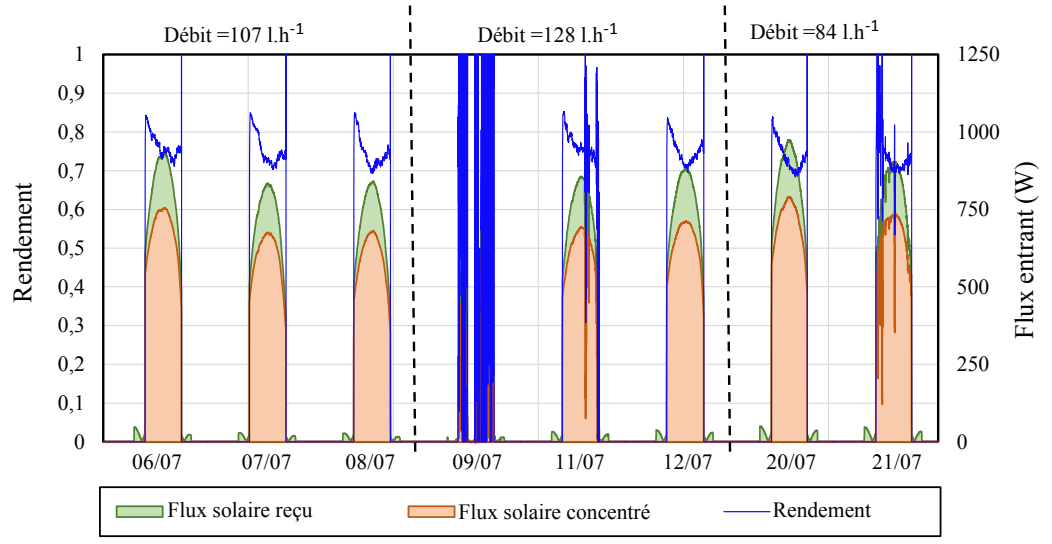


Figure 3.64 – Rendement du récepteur 2

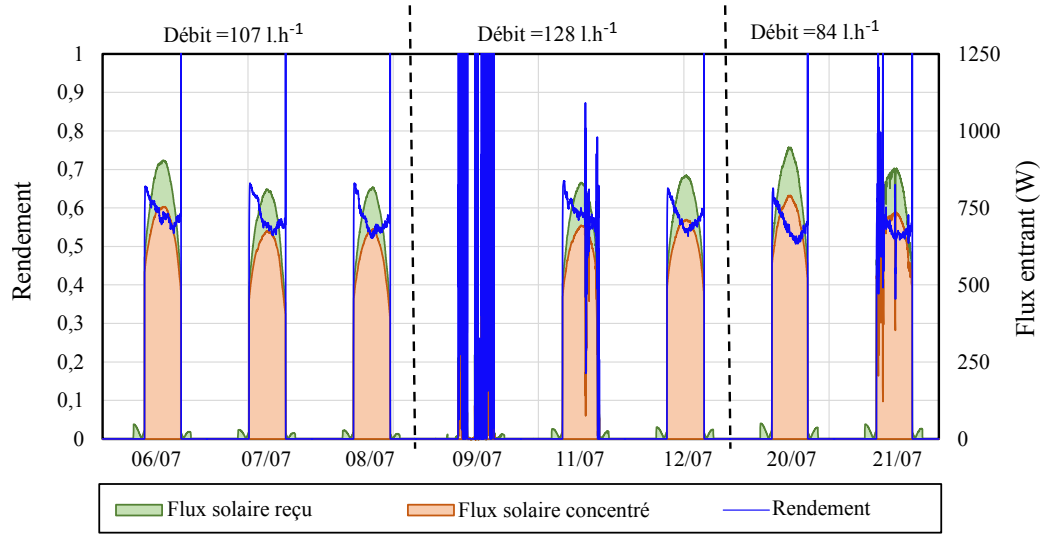


Figure 3.65 – Rendement du récepteur 3

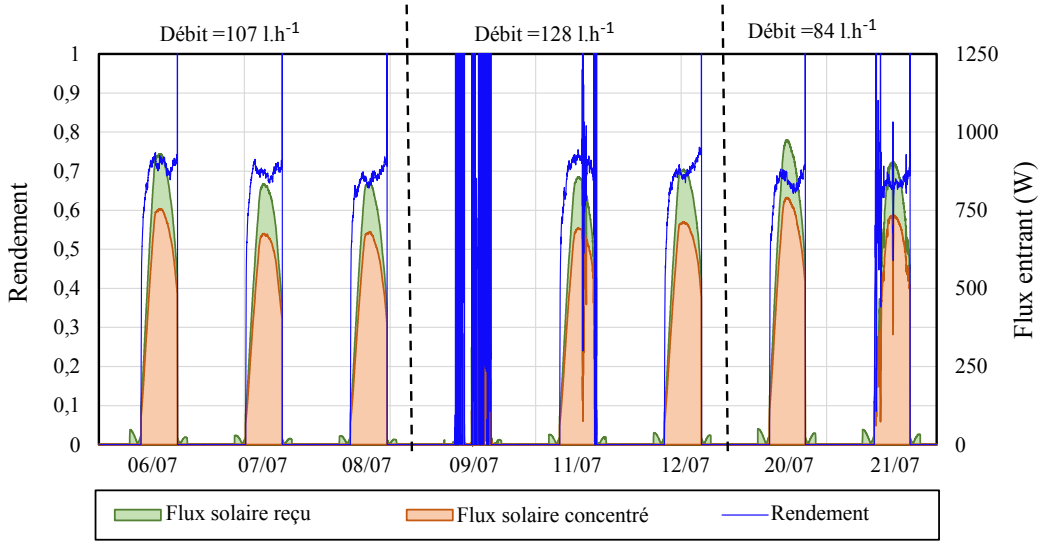


Figure 3.66 – Rendement du récepteur 4

Le rendement des récepteurs varie énormément. En effet, lorsqu'un flux thermique important arrive sur les récepteurs, ce flux peut s'écrouler brutalement à cause d'un passage nuageux par exemple. Dans ce cas, la puissance de sortie des récepteurs est encore importante (due à l'inertie des récepteurs) alors que le flux de rayonnement entrant est faible. Pour relever un rendement correspondant au rendement réel, il faut un flux entrant présentant peu de variation. Pour les récepteurs 1, 2, 3 et 4 le rendement maximum est respectivement 0,69, 0,85, 0,66 et 0,75. Ce rendement maximum est obtenu lorsque la valeur du flux entrant évolue de façon linéaire. Les valeurs de rendements obtenues sont perfectibles. En effet, cette modélisation en une dimension prend seulement en compte les flux reçus sur le devant et l'arrière du récepteur. Les flux reçus sur les autres faces ne sont pas caractérisés. Dans ce cas, les valeurs des rendements sont surestimées. Le modèle suivant considère tous les flux échangés avec les récepteurs et des nouveaux rendements plus précis seront calculés.

3.2.6.4 Le ballon de décharge

La figure 3.67 représente la température en sortie de ballon de décharge. On retrouve la température mesurée et calculée, le rayonnement direct et la vitesse de vent (avec un offset de 25).

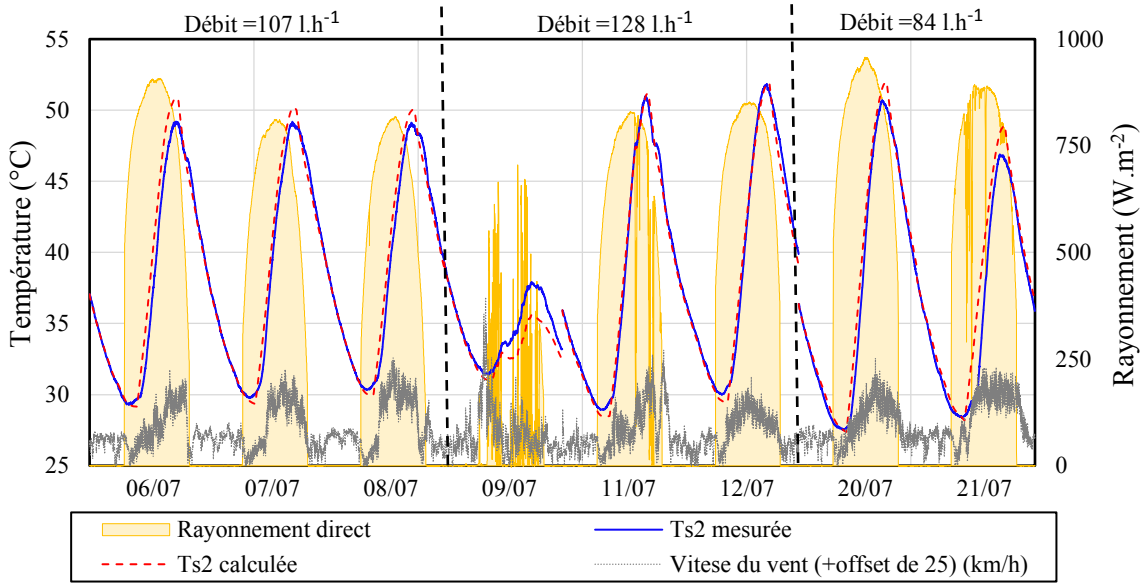


Figure 3.67 – Température de sortie du ballon de décharge

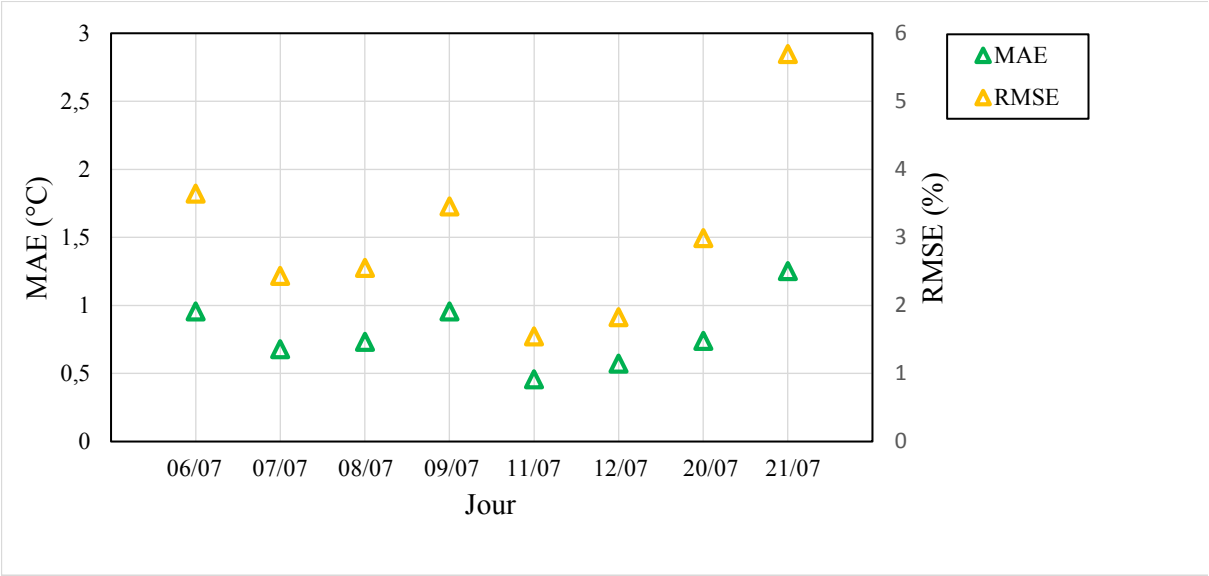


Figure 3.68 – MAE et NRMSE pour le ballon de décharge

La MAE et la NRMSE pour l'ensemble des journées sont respectivement $0.79°C$ et 3.02 %. Cette erreur est faible. Elle est très proche de la précision des capteurs qui est $\pm 0.5°C$.

3.2.7 Modélisation en deux dimensions

De la même façon que la première modélisation, pour ce deuxième modèle nous utilisons comme données d'entrées :

— le rayonnement direct,

— le rayonnement global,

— la température ambiante,

— la vitesse du vent,

— les données de fonctionnement (nombre de lames concentrées, débits, configurations du circuit hydraulique, etc.),

— la température initiale de l'eau dans le ballon de décharge.

L'ensemble des flux arrivant sur les récepteurs sont caractérisés suivant l'analogie électrique représentée figure 3.69. Ce deuxième modèle en deux dimensions permet d'obtenir également plusieurs résultats :

— les températures de sorties de chaque récepteur,

— la MAE et la NRMSE entre la température mesurée et calculée,

— la puissance de chaque récepteur,

— le rendement de chaque récepteur,

— la température de sortie du ballon de décharge,

— la puissance de l'ensemble des récepteurs,

— le rendement de l'ensemble des récepteurs,

— l'énergie produite par l'ensemble des récepteurs pour chaque journée modélisée.

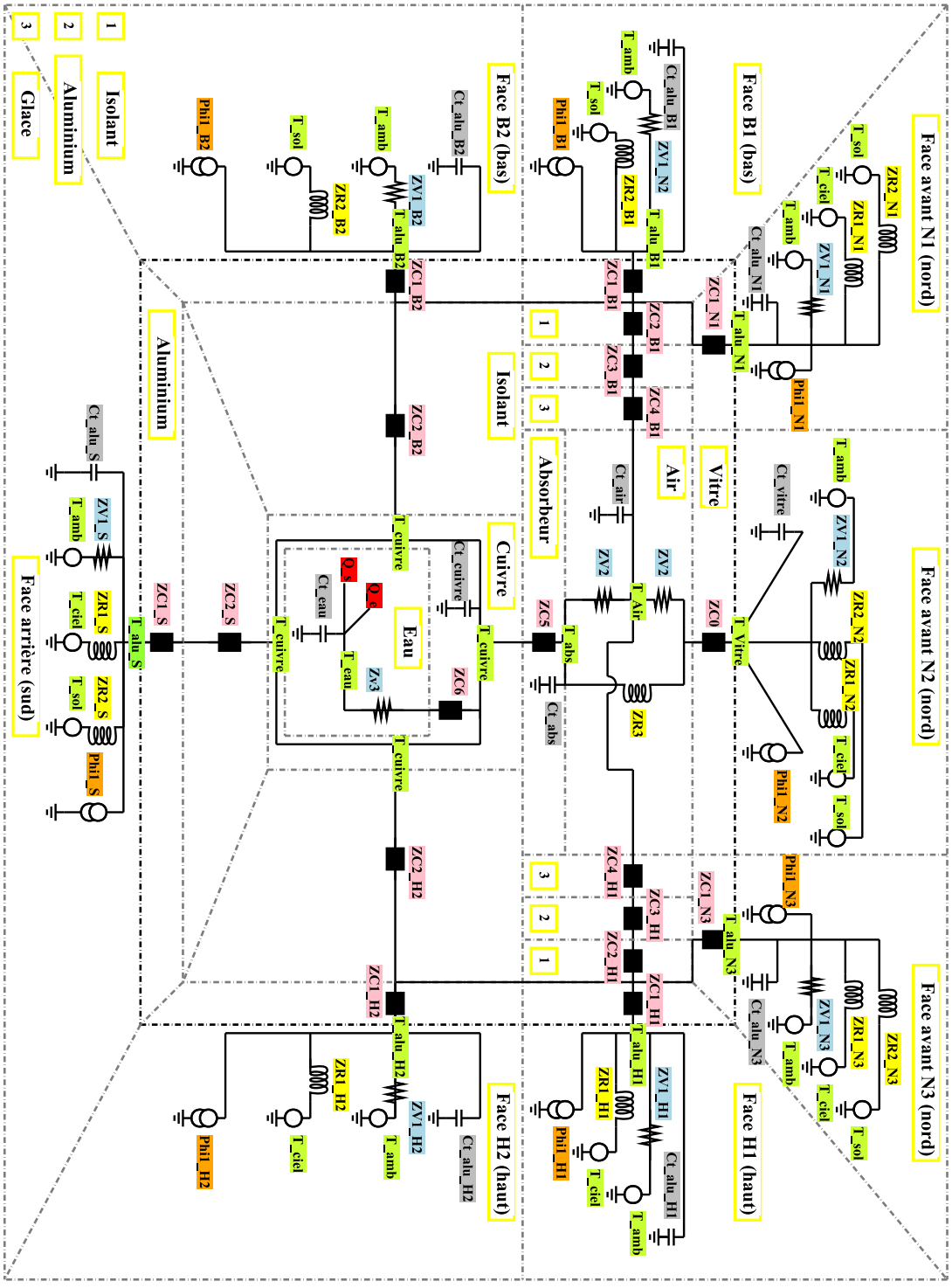


Figure 3.69 – Modélisation d'un récepteur en deux dimensions

3.2.7.1 Température de sortie

Les figures 3.70, 3.72, 3.74 et 3.76 représentent la température de sortie mesurée et calculée de chaque récepteur. La vitesse du vent, le rayonnement direct ainsi que le débit sont également illustrés.

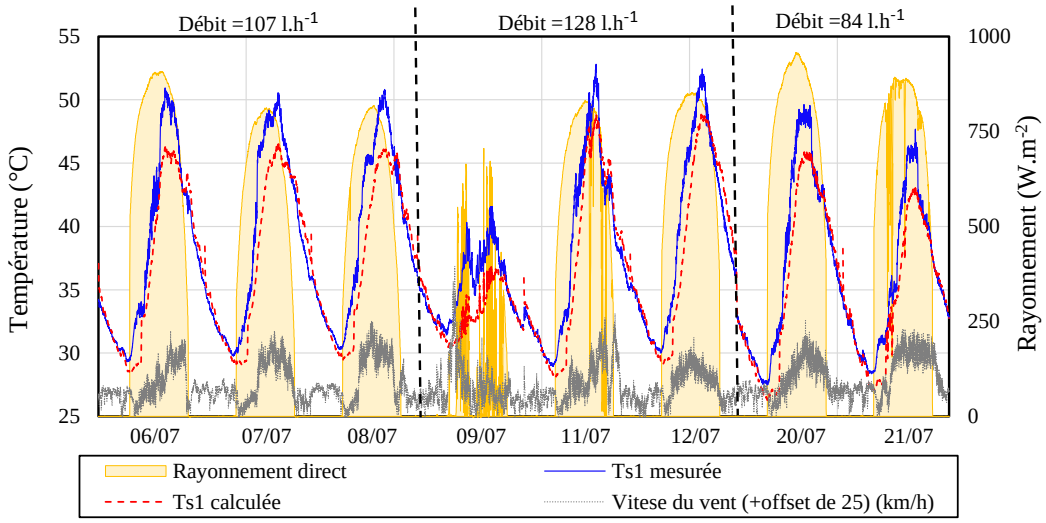


Figure 3.70 – Température de sortie du récepteur 1

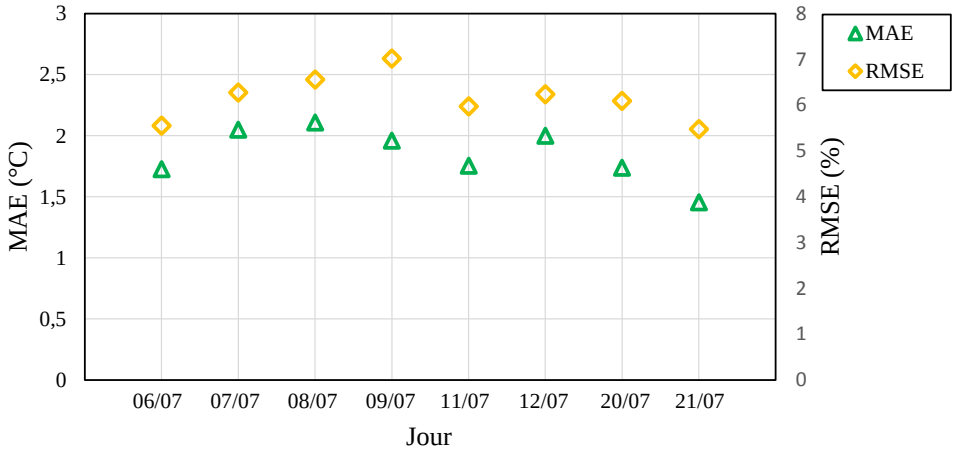


Figure 3.71 – MAE et NRMSE pour le récepteur 1

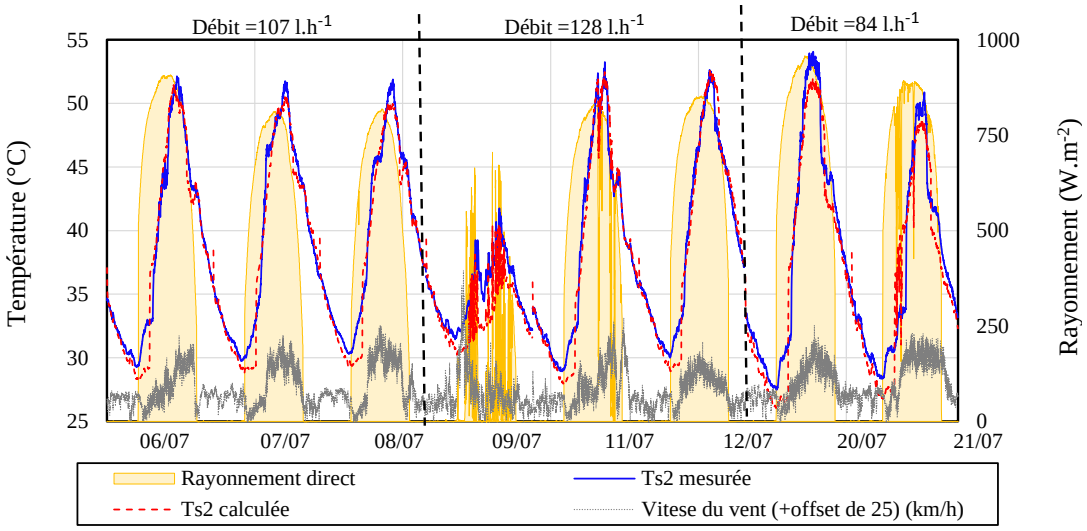


Figure 3.72 – Température de sortie du récepteur 2

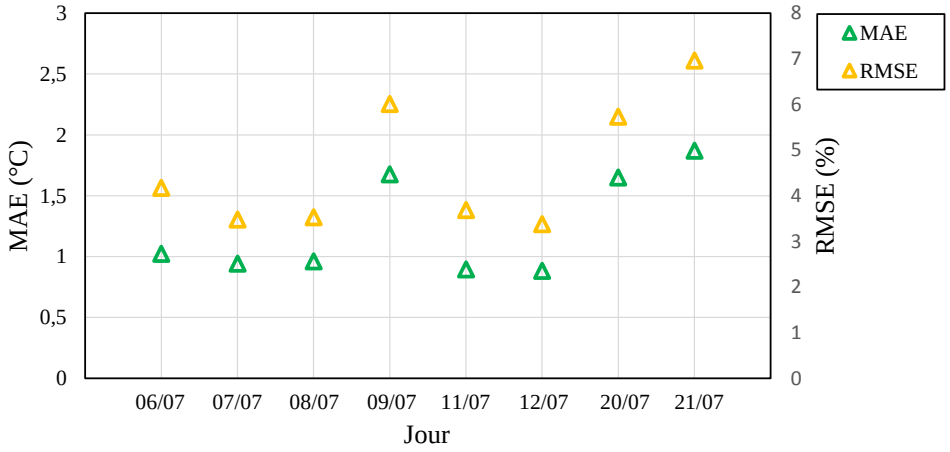


Figure 3.73 – MAE et NRMSE pour le récepteur 2

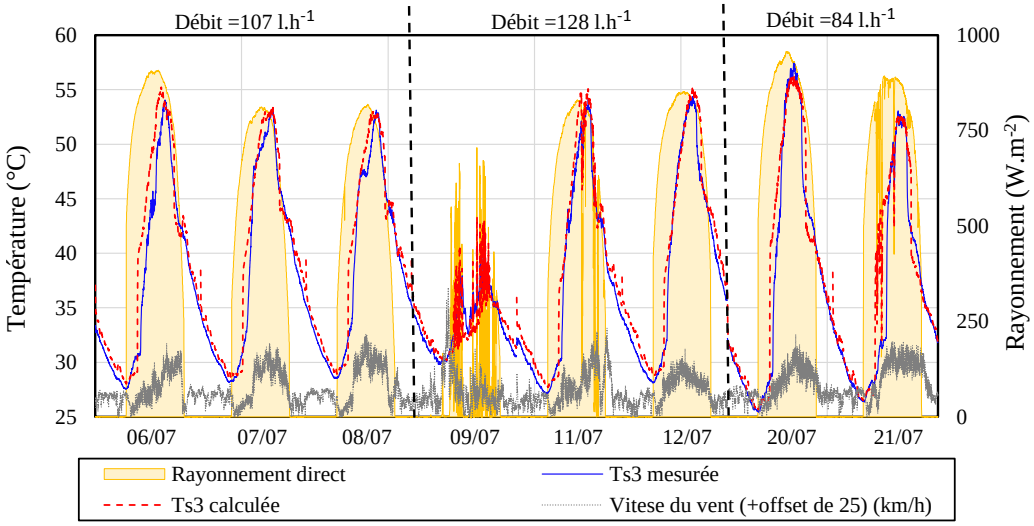


Figure 3.74 – Température de sortie du récepteur 3

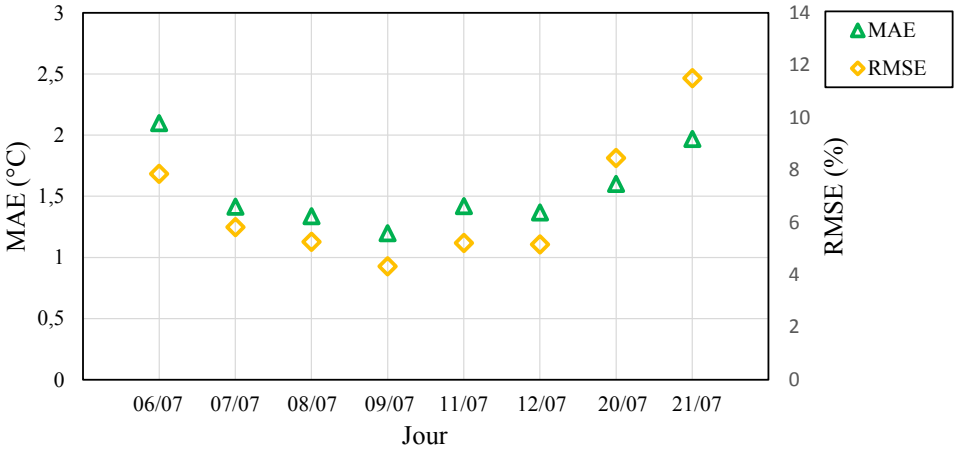


Figure 3.75 – MAE et NRMSE pour le récepteur 3

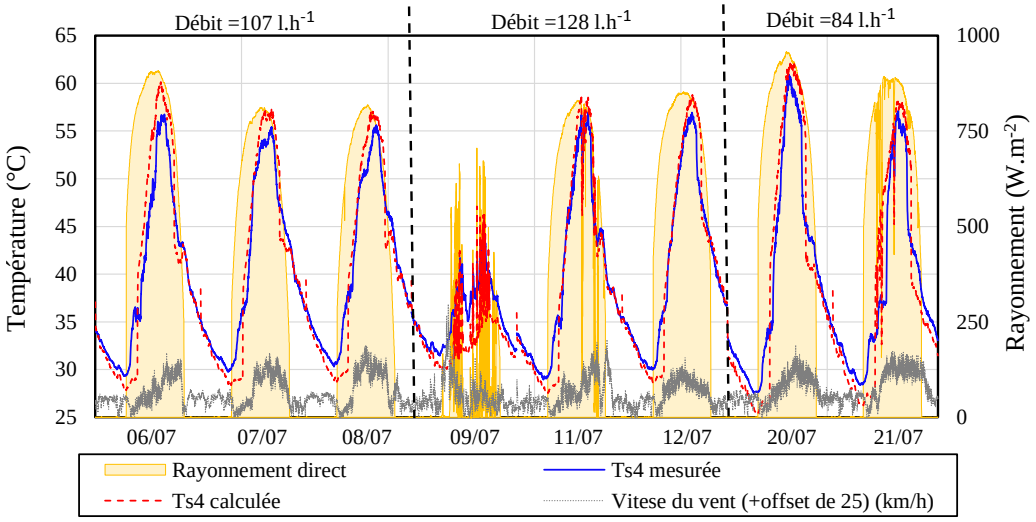


Figure 3.76 – Température de sortie du récepteur 4

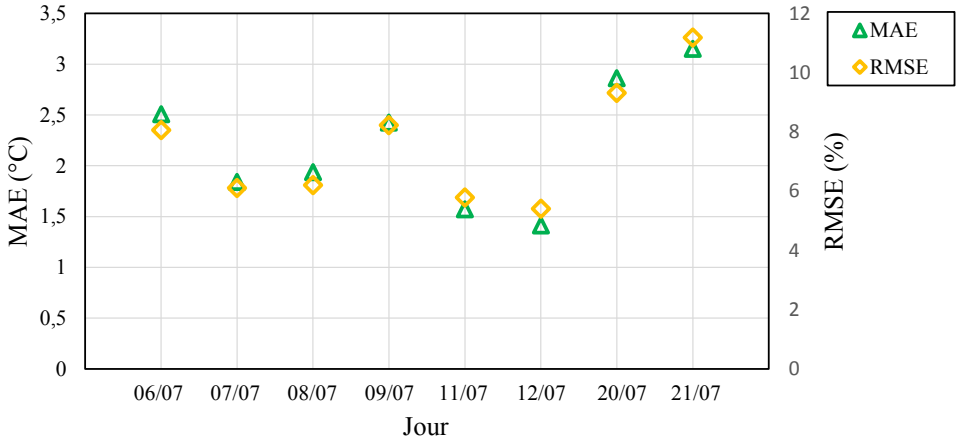


Figure 3.77 – MAE et NRMSE pour le récepteur 4

Récepteur	**1**	**2**	**3**	**4**
Température maximum ($°C$)	48,9	52,6	56,3	62,0
MAE ($°C$)	1,85	1,24	1,55	2,21
NRMSE (%)	6,15	4,62	6,70	7,54

Tableau 3.11 – Température maximum de sortie et erreur du modèle en deux dimensions pour chaque récepteur

La MAE totale pour la modélisation en une dimension est de 1,87°C, tandis que celle pour la modélisation en deux dimensions est un peu plus faible, de 1,71°C. En ce qui concerne la NRMSE, pour la modélisation en une dimension et deux dimensions, elles sont respectivement de 6,66 % et de 6,26 %. Ces différences ne sont pas significatives. Pour l'écart de températures entre celles mesurées et calculées, mêmes remarques que dans la section 3.2.6.1.

3.2.7.2 Puissance

Les figures 3.78, 3.79, 3.80 et 3.81 représentent respectivement la puissance des récepteurs 1, 2, 3 et 4.

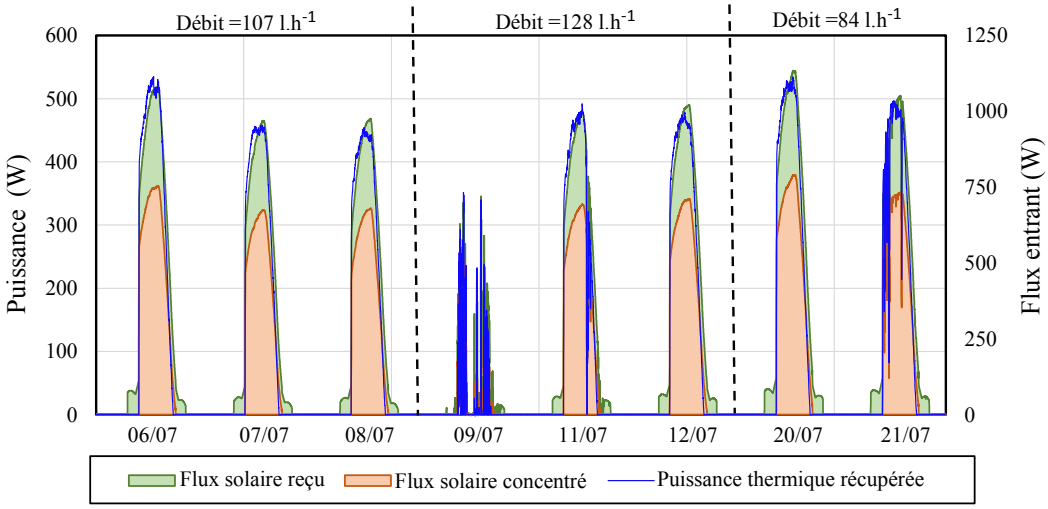


Figure 3.78 – Puissance du récepteur 1

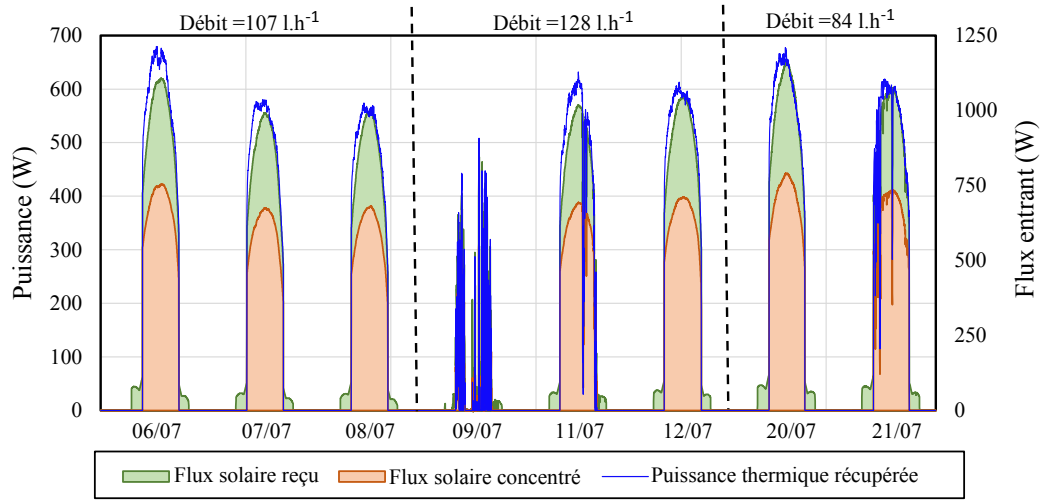


Figure 3.79 – Puissance du récepteur 2

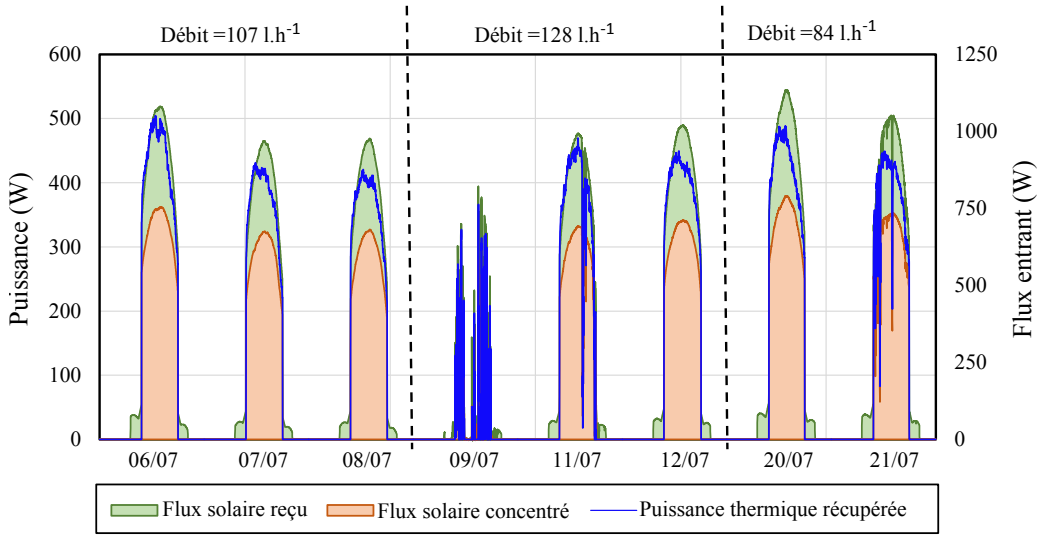


Figure 3.80 – Puissance du récepteur 3

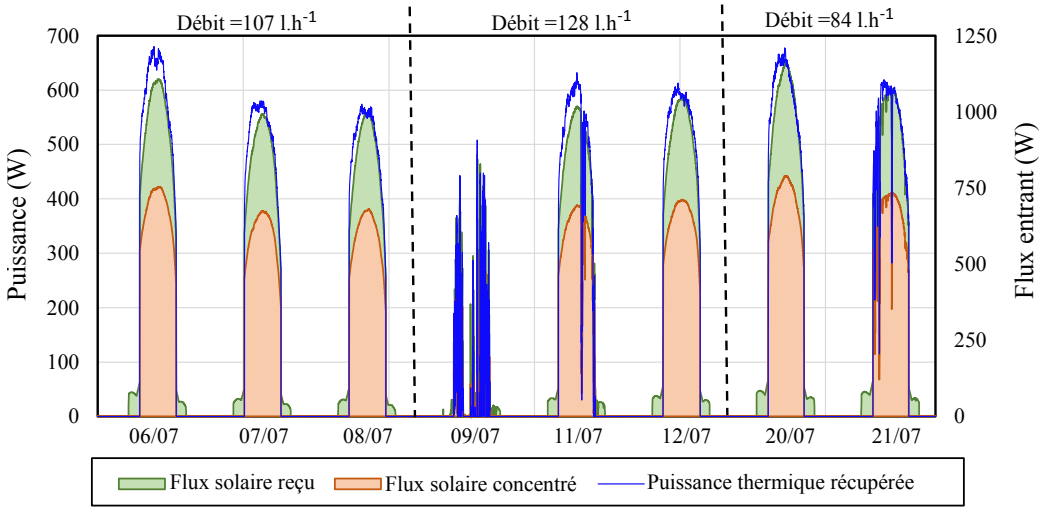


Figure 3.81 – Puissance du récepteur 4

Récepteur	**1**	**2**	**3**	**4**
Puissance maximum (W)	531	680	504	673
Énergie 06/07 (Wh)	3 087	4 935	3 621	3 913
Énergie 08/07 (Wh)	2 692	4 300	3 137	3 380
Énergie 09/07 (Wh)	2 645	4 229	3 073	3 307
Énergie 11/07 (Wh)	364	674	478	440
Énergie 12/07 (Wh)	2 681	4 219	3 094	3 313
Énergie 20/07 (Wh)	2 806	4 639	3 391	3 673
Énergie 21/07 (Wh)	3 028	4 830	3 463	3 754
Énergie 07/07 (Wh)	2 716	4 355	3 119	3 417
Énergie moyenne journalière (Wh)	2 502	4 023	2 922	3 150

Tableau 3.12 – Puissance maximum et énergie journalière pour chaque récepteur (modèle 2D)

Comme pour le premier modèle, les puissances délivrées par le récepteur 1 et 3 sont plus faibles que les puissances délivrées par le récepteur 2 et 4. En effet, nous disposons de deux types de récepteur voir section 3.2.1.7.

3.2.7.3 Rendement

De la même façon les figures 3.82, 3.83, 3.84 et 3.85 représentent respectivement le rendement des récepteurs 1, 2, 3 et 4.

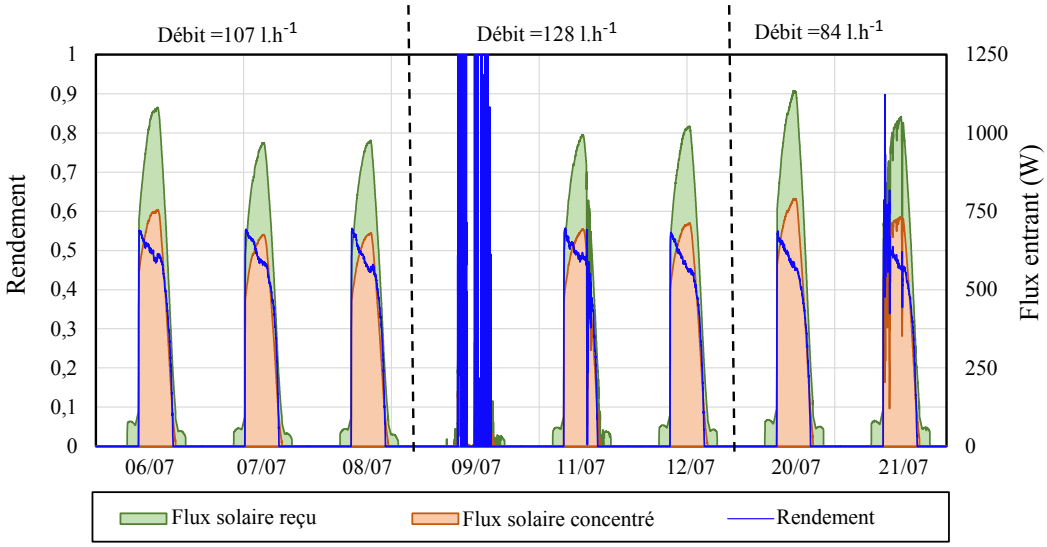


Figure 3.82 – Rendement du récepteur 1

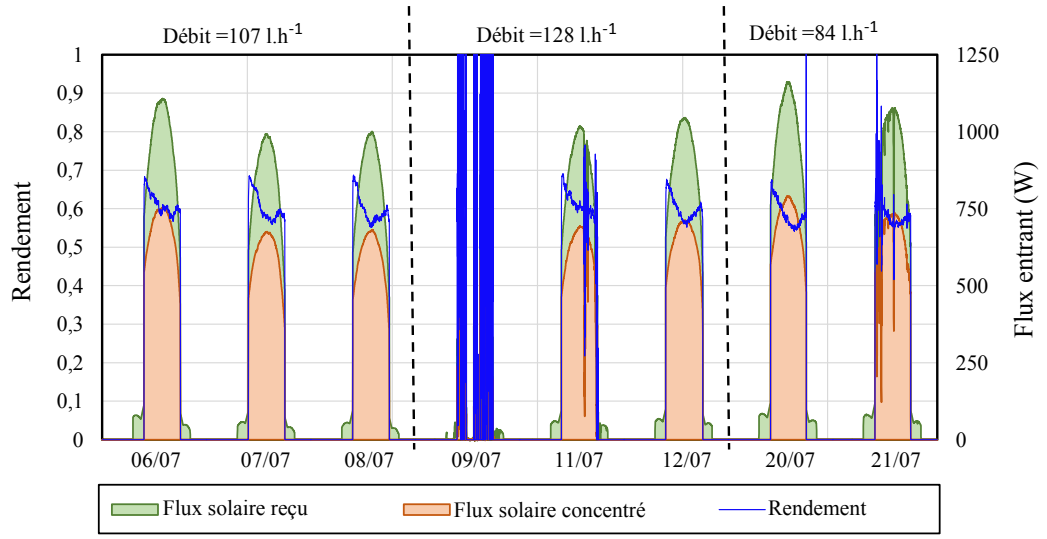


Figure 3.83 – Rendement du récepteur 2

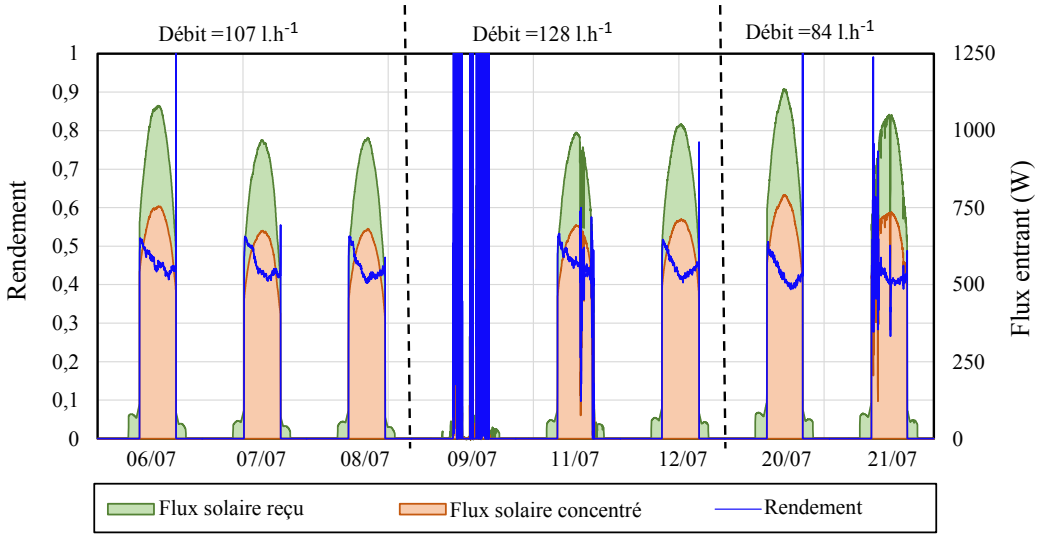


Figure 3.84 – Rendement du récepteur 3

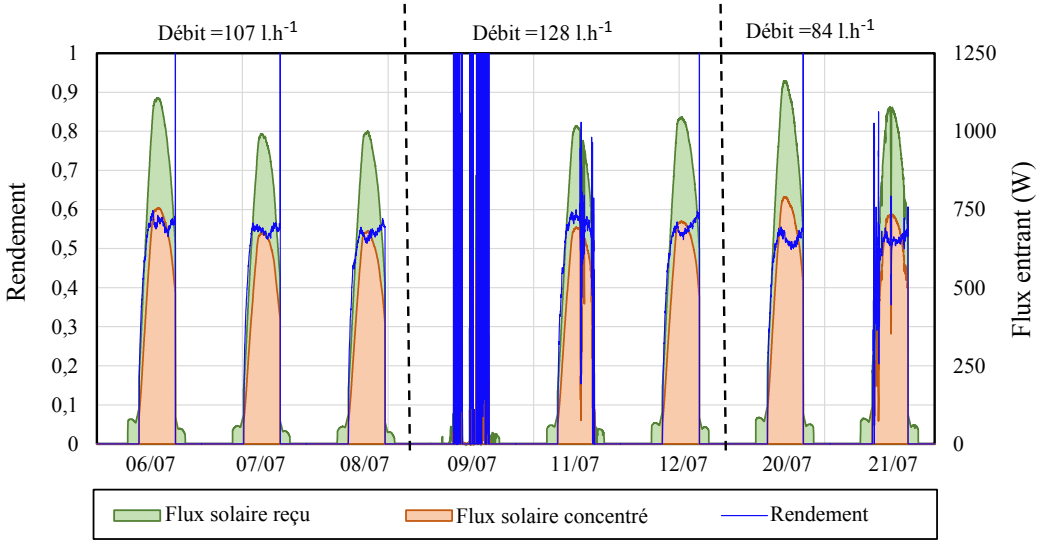


Figure 3.85 – Rendement du récepteur 4

Pour les récepteurs 1, 2, 3 et 4, le rendement maximum est respectivement 0,54, 0,65, 0,52 et 0,60. Ce rendement maximum est obtenu lorsque la valeur du flux entrant évolue de façon linéaire. On remarque que le rendement obtenu grâce au deuxième modèle est plus faible. En effet, les rendement calculés avec le premier modèle pour les récepteurs 1, 2, 3 et 4 sont respectivement 0,69, 0,85, 0,66 et 0,75. Les valeurs obtenues avec le second modèle prend en compte l'ensemble des flux arrivant sur le récepteur.

3.2.7.4 Le ballon de décharge

La figure 3.86 représente la température en sortie de ballon de décharge. On retrouve la température mesurée et calculée, le rayonnement direct et la vitesse de vent (avec un offset de 25).

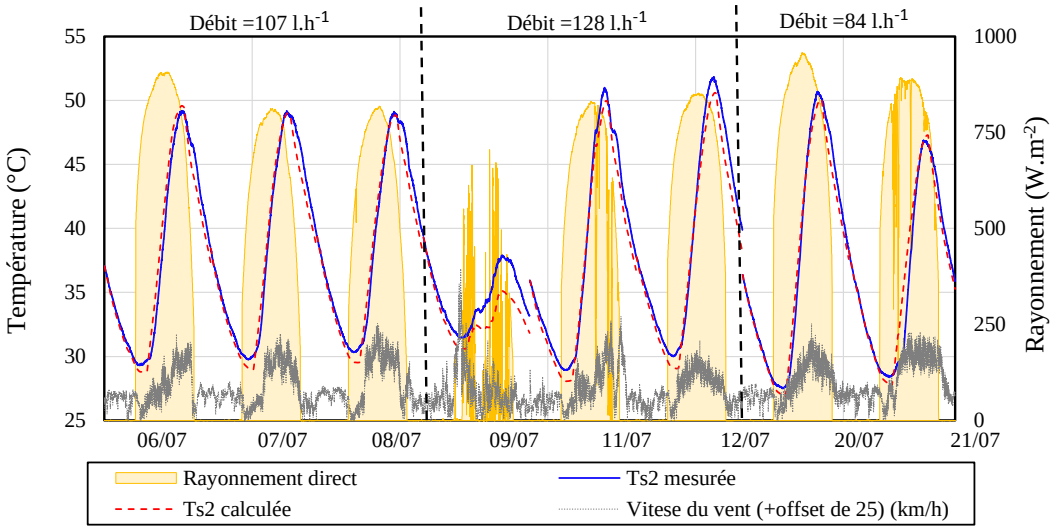


Figure 3.86 – Température de sortie du ballon de décharge

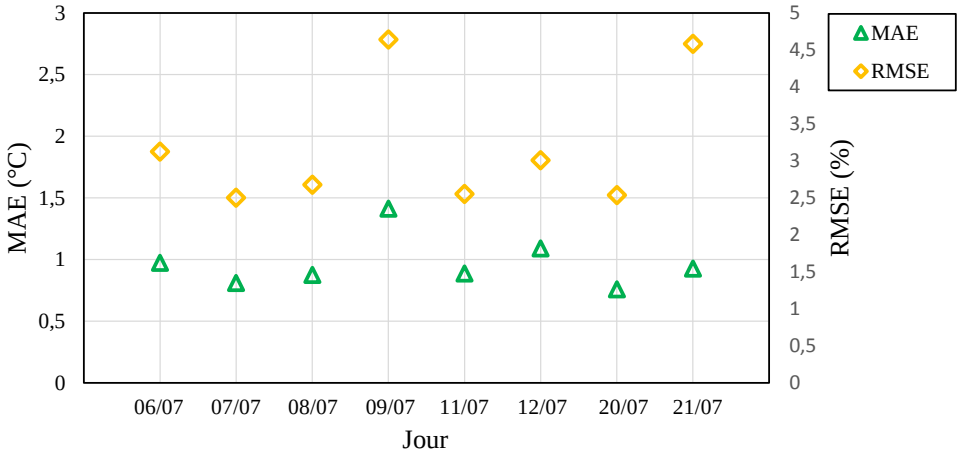


Figure 3.87 – MAE et NRMSE pour le ballon de décharge

La MAE et la NRMSE pour l'ensemble des journées sont respectivement 0,96°C et 3,2%. Ces valeurs sont très proches de celle trouvées précédemment. Les différentes erreurs pour les deux modèles sont très proches, mais le deuxième modèle autour du midi solaire obtient des températures de sorties (pour chaque récepteur) très proches des valeurs mesurées.

3.2.7.5 L'ensemble des récepteurs

Les figures 3.88 et 3.89 représentent respectivement la puissance thermique et le rendement de l'ensemble des récepteurs. La puissance et le rendement maximum obtenus sont respectivement 2 063 W et 0,54. Ce rendement représente le rendement global de l'installation thermique. Sur la figure 3.90, on retrouve les valeurs d'énergie thermique produite par l'ensemble des récepteurs et pour chaque journée.

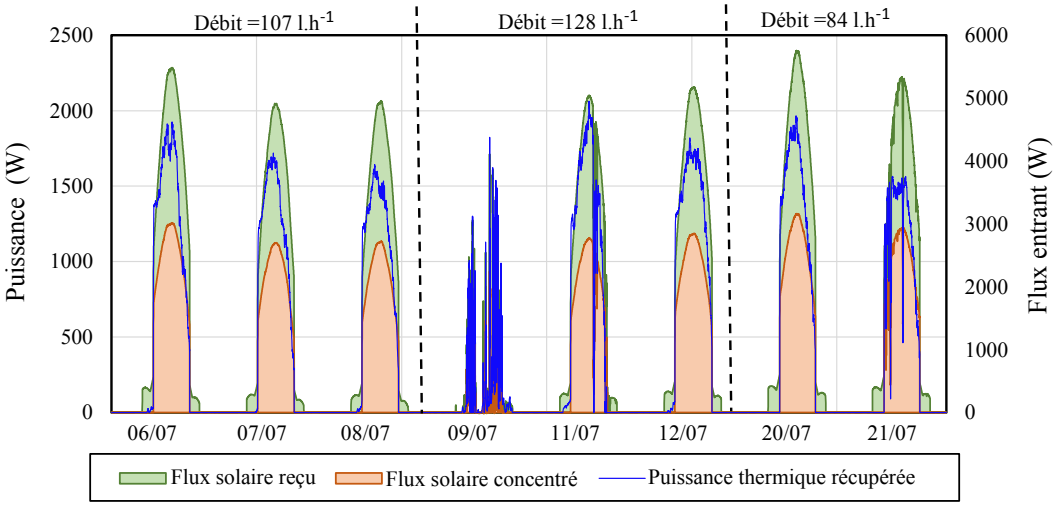


Figure 3.88 – Puissance thermique de l'ensemble des récepteurs

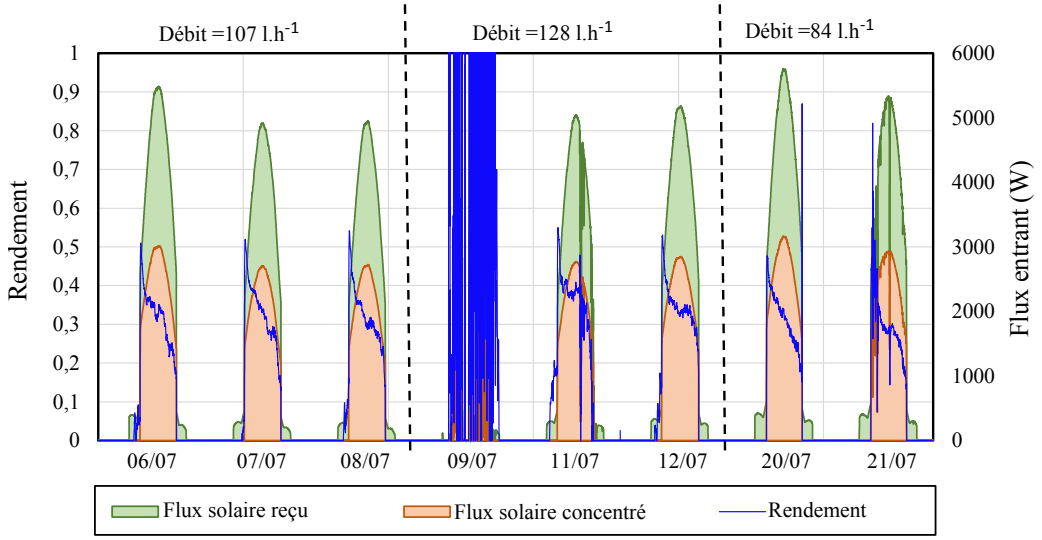


Figure 3.89 – Rendement de l'ensemble des récepteurs

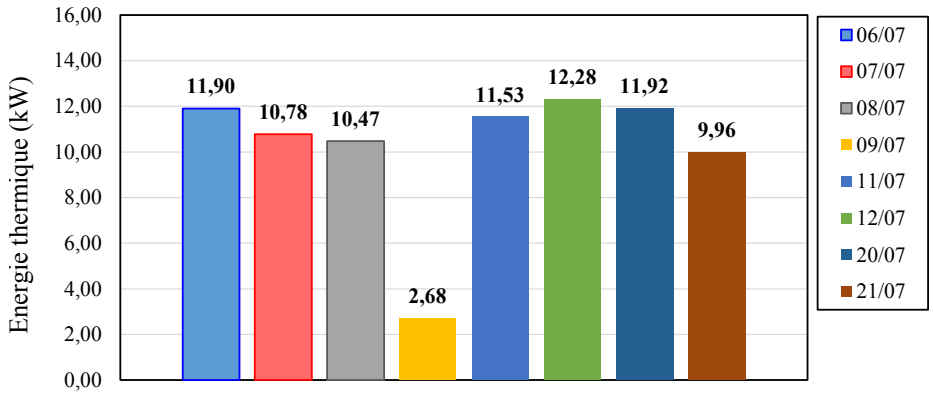


Figure 3.90 – Énergie thermique produite par l'ensemble des récepteurs pour chaque journée

Puissance maximum (W)	2 063
Énergie moyenne journalière (kWh)	10,19

Tableau 3.13 – Puissance maximum et énergie moyenne journalière pour l'ensemble des récepteurs (modèle 2D)

3.2.8 Résultats et discussions

La température de sortie obtenue lors des différentes expérimentations n'est pas satisfaisante car l'objectif était d'atteindre une température supérieure à $100°C$. Les simulations nous montrent que le rayonnement concentré sur les récepteurs n'est pas assez important. Le schéma 3.91 représente une estimation des pertes lors de la concentration du rayonnement direct. Pour étudier le flux reçu par un récepteur, nous utilisons les données astronomiques de la journée du 20/06 au midi solaire en considérant un rayonnement direct de 1000 $W.m^{-2}$ arrivant sur la structure. Tout d'abord, le *flux 1* représente le flux reçu par seize lames d'une longueur de 2,42 cm et d'une largeur de 10 cm. Ensuite, il faut savoir que la longueur de la structure n'est pas la même que celle de la vitre du récepteur ; la longueur de la tâche arrivant sur la vitre ne peut pas être supérieure à la longueur de la vitre. Le *flux 2* considère cette perte. Puis, le *flux 3* prend en compte le facteur de réflexion de chaque miroir. Les pertes optiques représentent la perte due à l'angle d'incidence. Après le calcul du cosinus de l'angle d'incidence pour tous les miroirs, nous obtenons le *flux 4* qui représente le flux arrivant sur la vitre (largeur sur la vitre de la « tâche » moyenne égale à 8,0 cm). Pour donner un ordre de grandeur, le cosinus moyen des angles d'incidences des seize miroirs vaut 0,735. Enfin, le *flux utile* représente le flux réparti sur la vitre (largeur équivalente de la « tâche » de 15 cm). Ce dernier flux est le flux appelé *flux solaire concentré*. Plusieurs solutions sont proposées, dans la section 4.2 pour réduire les pertes de la concentration. Mais, un des paramètre permettant d'augmenter nettement la puissance du système est le facteur de réflexion des miroirs. Les simulations confirment que le facteur de réflexion estimé d'une valeur de 0,65 est une bonne estimation (facteur utilisé pour les simulations en une et deux dimensions précédentes). À partir de maintenant, nous effectuerons plusieurs simulations avec un facteur de réflexion de 0,98. Les journées modélisées correspondront à celles choisies précédemment (figure 3.49).

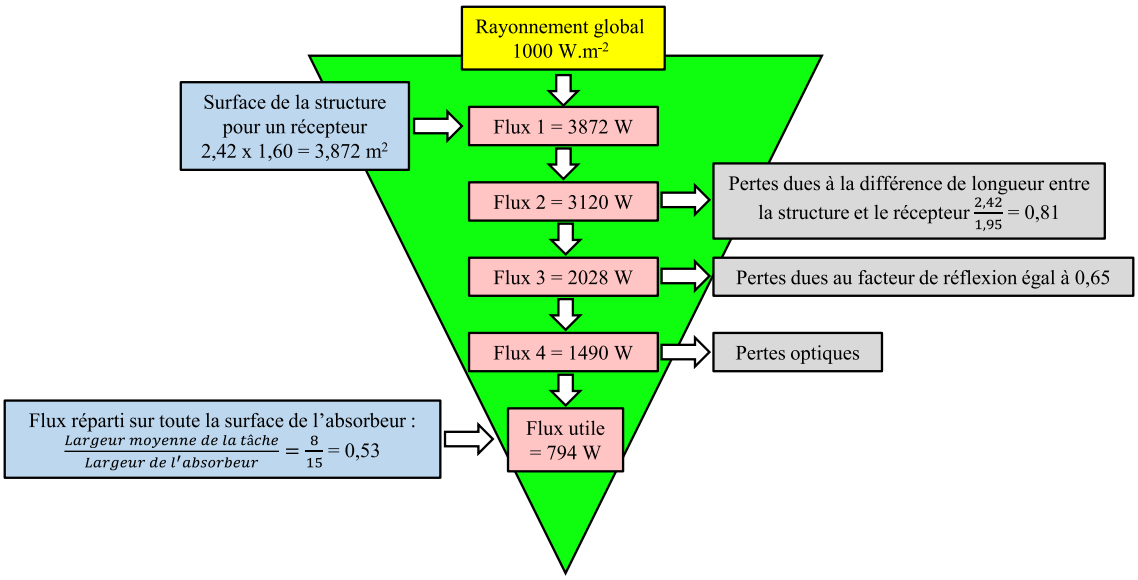


Figure 3.91 – Estimation du flux reçu sur toute de la surface de la vitre du récepteur.

3.2.8.1 Température de sortie des récepteurs

Les figures 3.92, 3.93, 3.94 et 3.95 représentent respectivement la température d'entrée et de sortie du récepteur 1, 2, 3, et 4 dans des conditions idéales. Nous utilisons quatre récepteurs à effet de serre sans cellule anti-radiative.

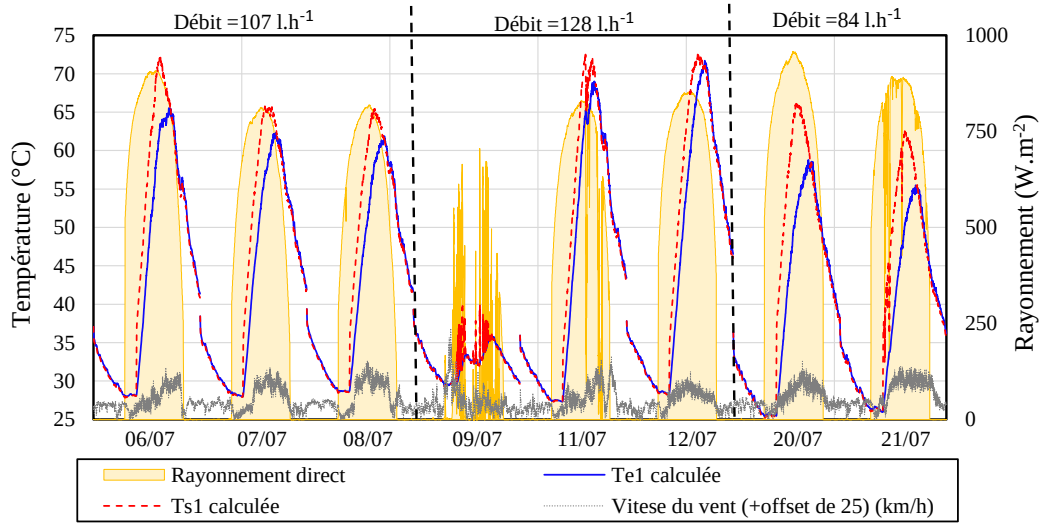


Figure 3.92 – Température de sortie du récepteur 1

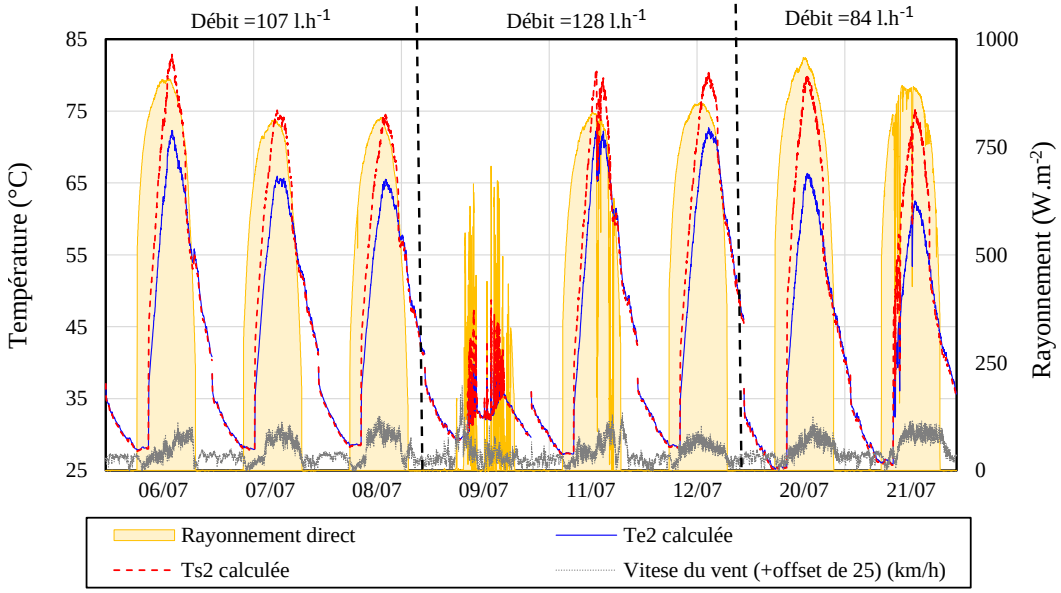


Figure 3.93 – Température de sortie du récepteur 2

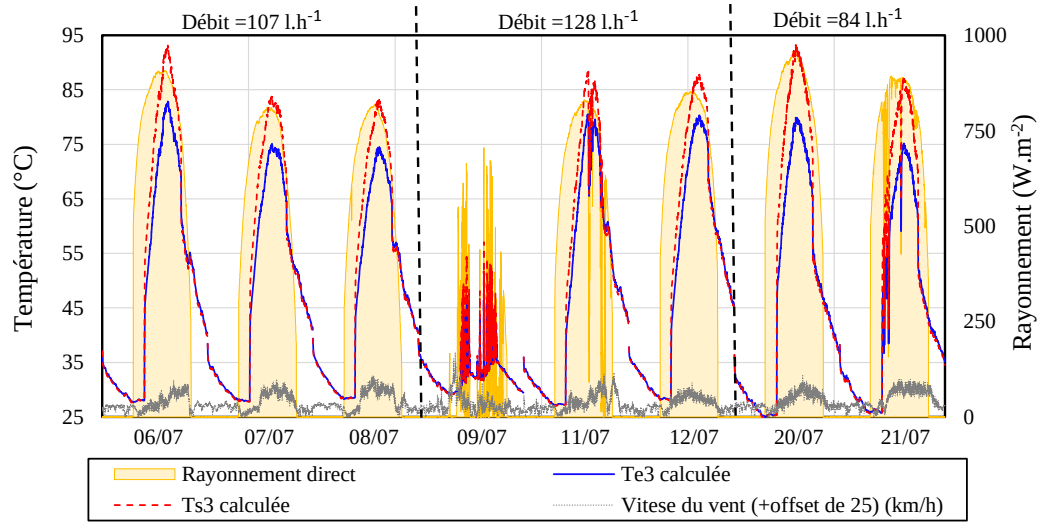


Figure 3.94 – Température de sortie du récepteur 3

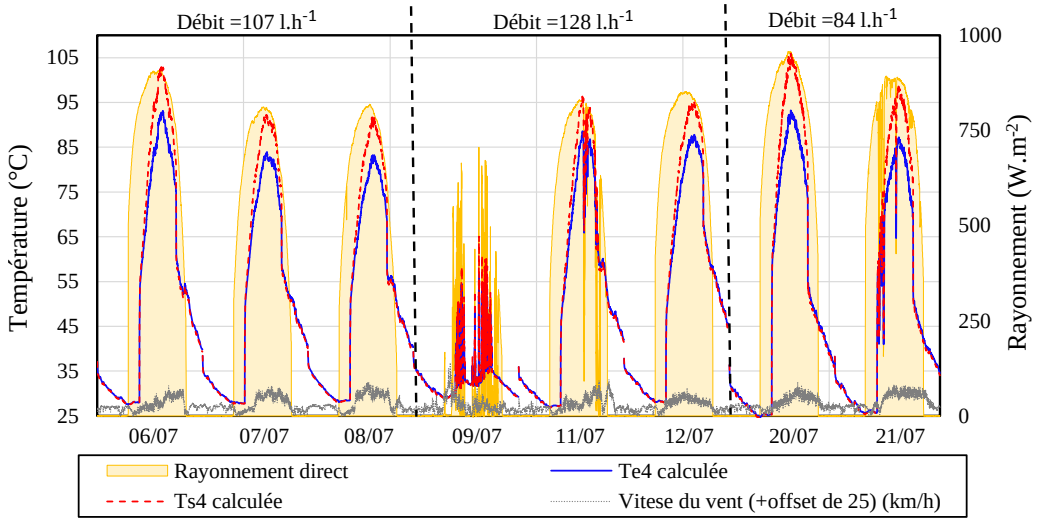


Figure 3.95 – Température de sortie du récepteur 4

Récepteur	**1**	**2**	**3**	**4**
Température maximum ($°C$) avec un facteur de réflexion de 0,65	48,9	52,6	56,3	62,0
Température maximum ($°C$) avec un facteur de réflexion de 0,98	72,7	82,9	93,2	105,9

Tableau 3.14 – Température de sortie maximum pour chaque récepteur

On remarque dans le tableau 3.14 que la température de sortie des quatre récepteurs a nettement augmenté.

3.2.8.2 Puissance thermique des récepteurs

Les puissances des récepteurs sont représentées figures 3.96, 3.97, 3.98 et 3.99.

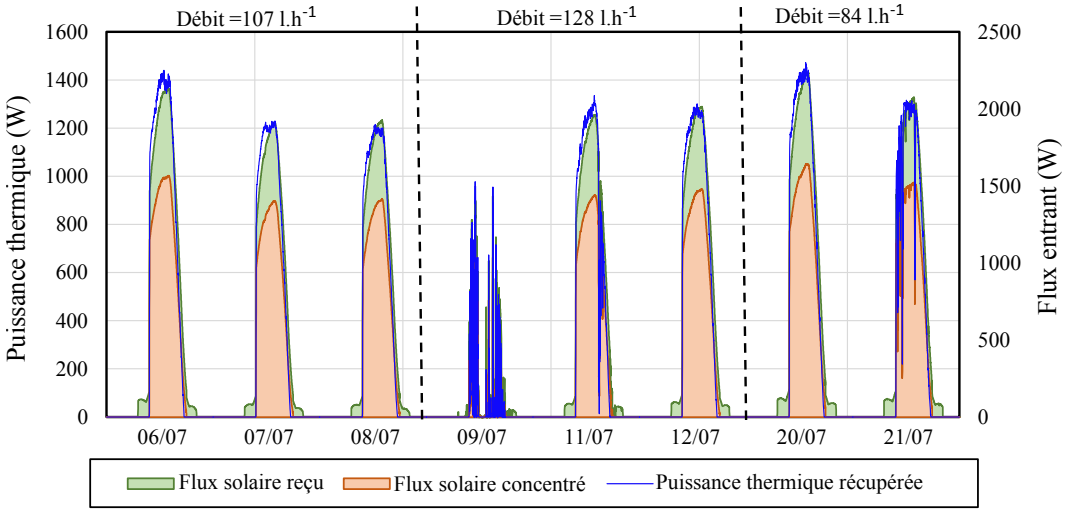


Figure 3.96 – Puissance du récepteur 1

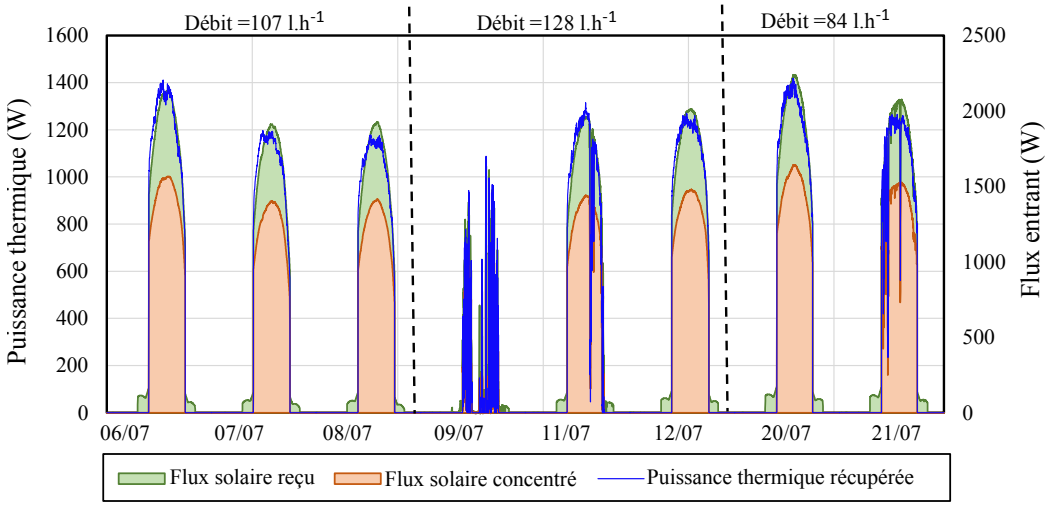


Figure 3.97 – Puissance du récepteur 2

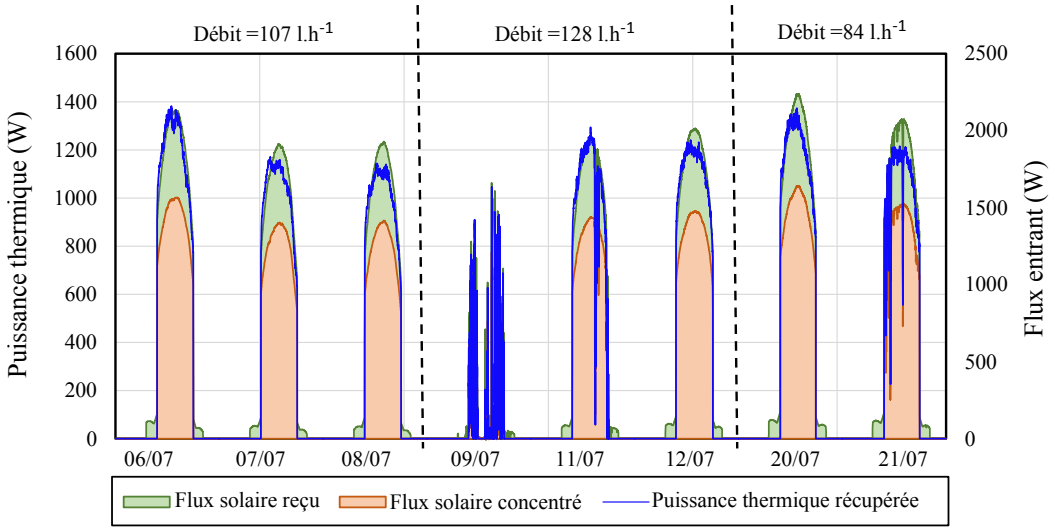


Figure 3.98 – Puissance du récepteur 3

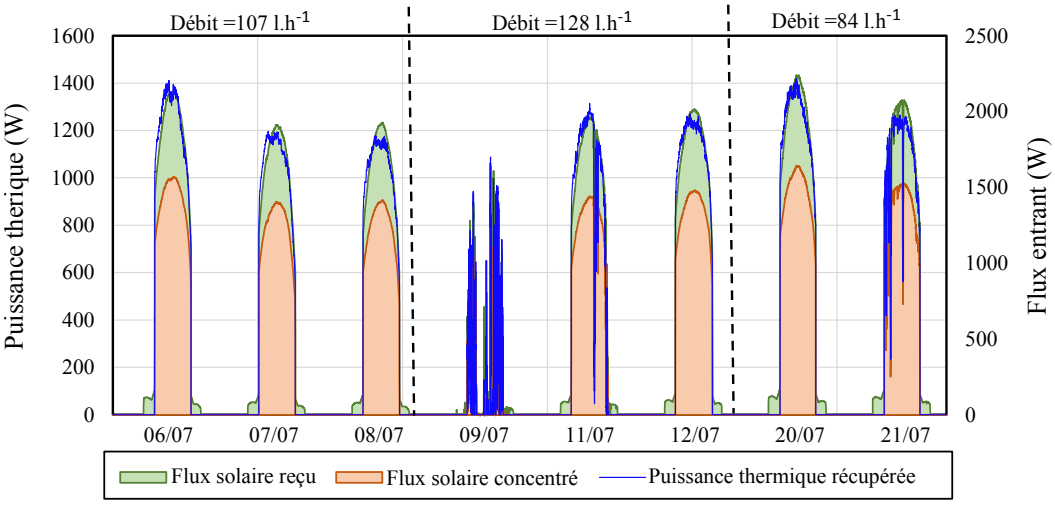


Figure 3.99 – Puissance du récepteur 4

Récepteur	**1**	**2**	**3**	**4**
Puissance maximum (W) avec un facteur de réflexion de 0,65	531	680	504	673
Puissance maximum (W) avec un facteur de réflexion de 0,98	1 472	1 418	1 392	1 337
Énergie moyenne journalière (Wh) avec un facteur de réflexion de 0,65	2 502	4 023	2 922	3 150
Énergie moyenne journalière (Wh) avec un facteur de réflexion de 0,98	6 839	8 362	8 124	6 494

Tableau 3.15 – Puissance maximum et énergie journalière pour chaque récepteur

Le tableau 3.15 nous montre que la puissance de l'ensemble des récepteurs a nettement augmentée. L'énergie produite par le récepteur 1 et 4 et plus faible que le 2 et 3, cette différence est due à l'effet de la déviation solaire.

3.2.8.3 Rendement des récepteurs

On retrouve le rendement de chaque récepteur figures 3.100, 3.101, 3.102 et 3.103.

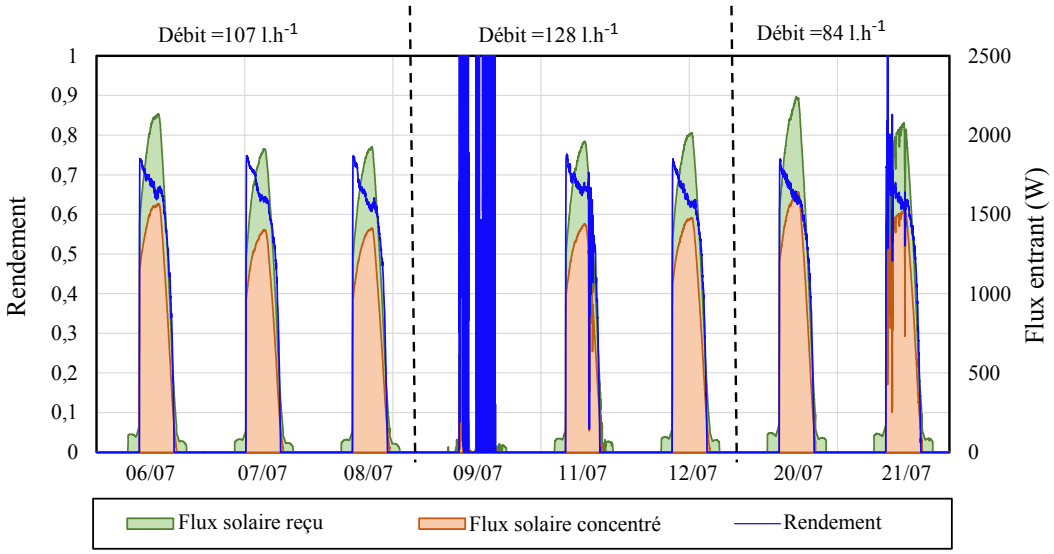


Figure 3.100 – Rendement du récepteur 1

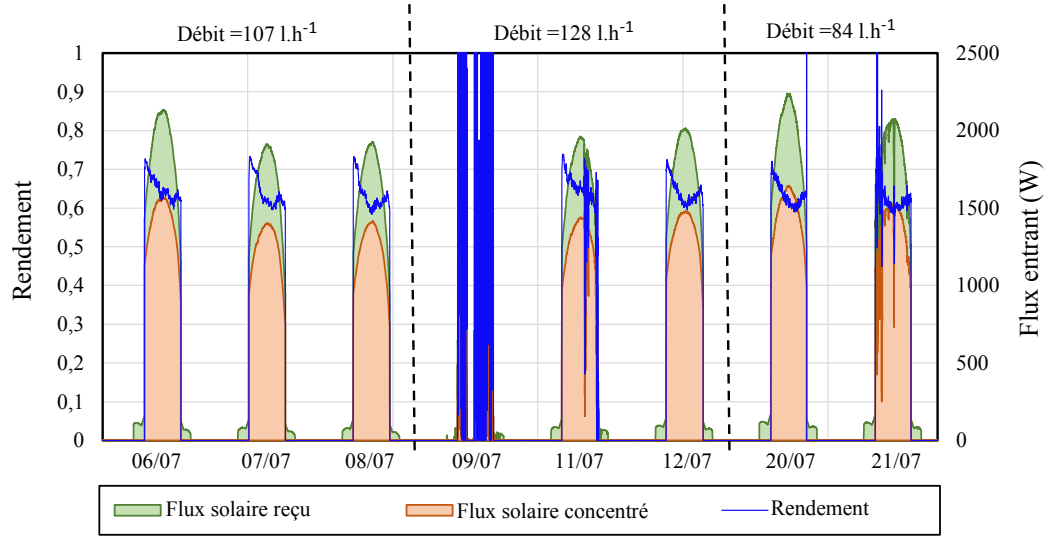


Figure 3.101 – Rendement du récepteur 2

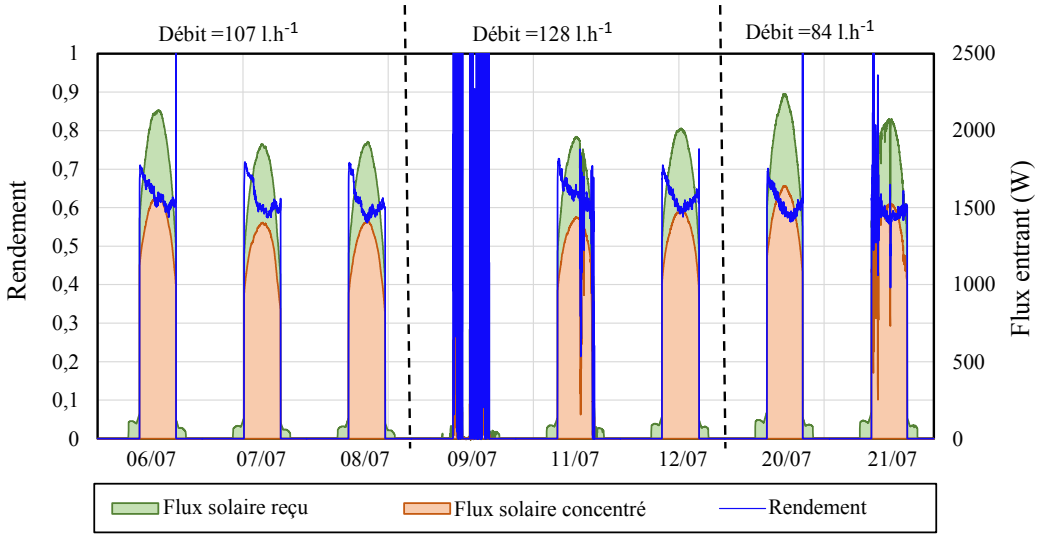


Figure 3.102 – Rendement du récepteur 3

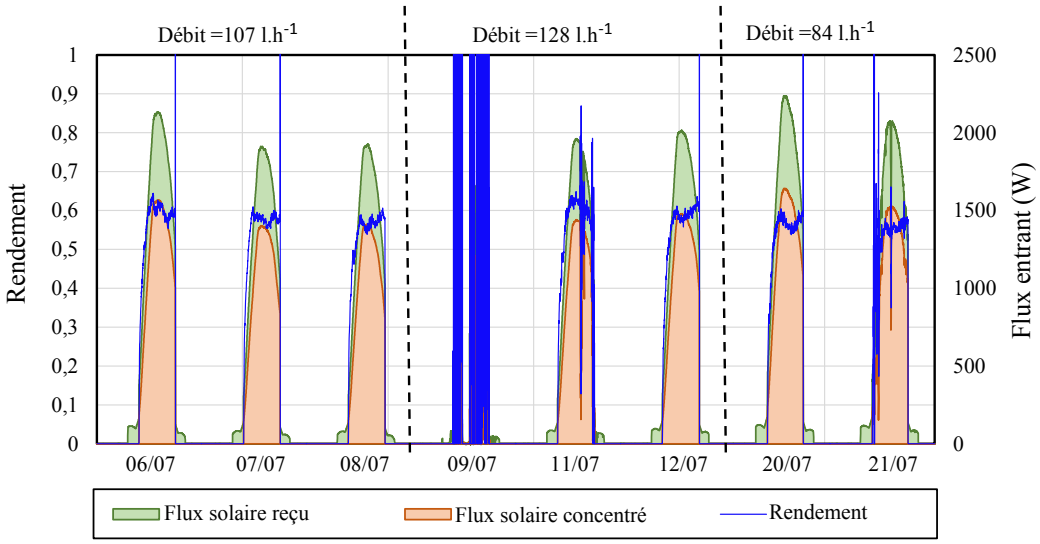


Figure 3.103 – Rendement du récepteur 4

Les rendements maximums des récepteurs, lorsque le flux évolue de façon constante est de 0,73, 0,72, 0,71 et 0,64. Le récepteur 1 est celui avec le rendement le plus élevé. On remarque que le rendement du quatrième récepteur est moins élevé. En effet, la température de fonctionnement de ce récepteur est de l'ordre de $100°C$, à cette température ce type de récepteur à effet de serre est moins efficace. C'est pourquoi, nous conseillons l'utilisation de capteurs sous vide.

3.2.8.4 Le ballon de décharge et l'ensemble des récepteurs

Sur la figure 3.104, on retrouve les températures d'entrées et de sorties du ballon de décharge. Les figures 3.105 et 3.106 représentent respectivement la puissance et le rendement de l'ensemble des récepteurs.

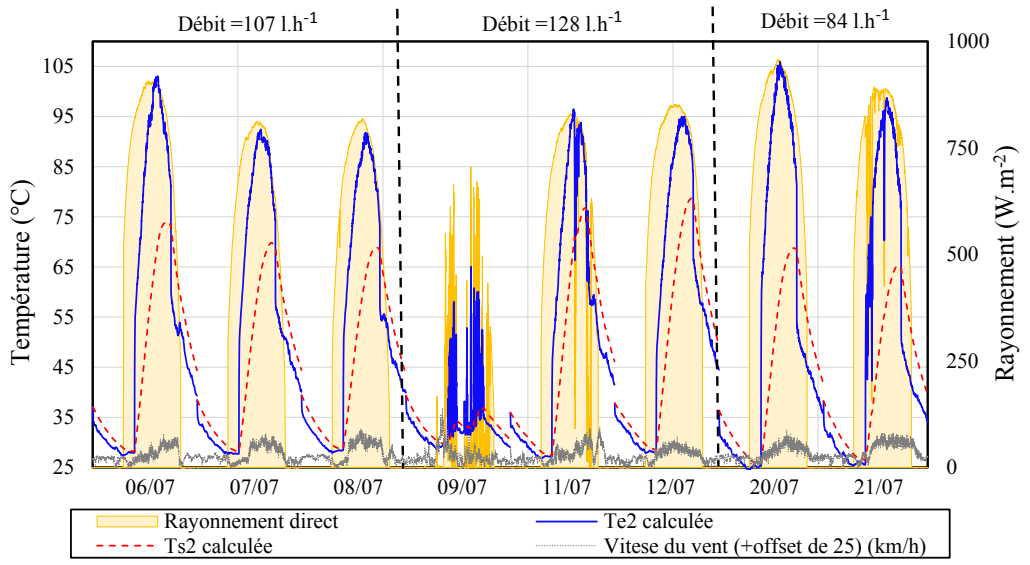


Figure 3.104 – Température de sortie du ballon de décharge

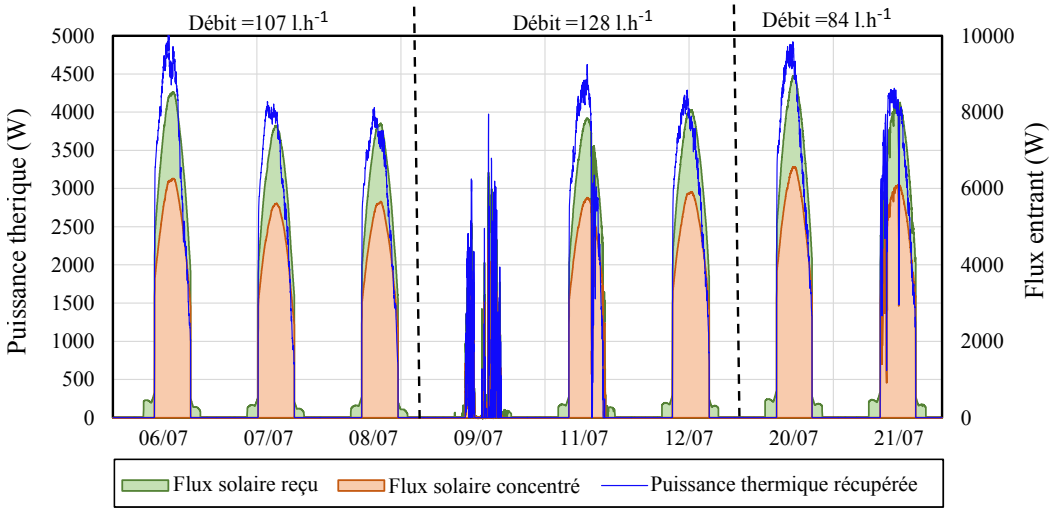


Figure 3.105 – Puissance thermique de l'ensemble des récepteurs

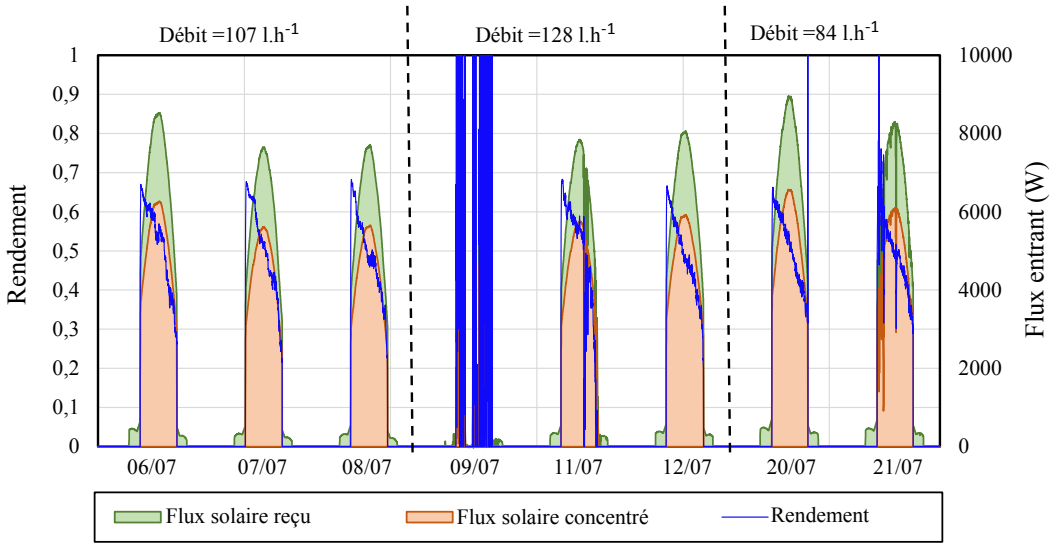


Figure 3.106 – Rendement de l'ensemble des récepteurs

L'énergie produite chaque journée est représentée sur la figure 3.107. Sur la figure 3.108, on retrouve la production d'énergie journalière en fonction des récepteurs. On peut ainsi connaître l'effet de la déviation solaire sur l'énergie produite. On remarque une production d'énergie moindre pour le récepteur 1 et 4 qui est due à la déviation solaire.

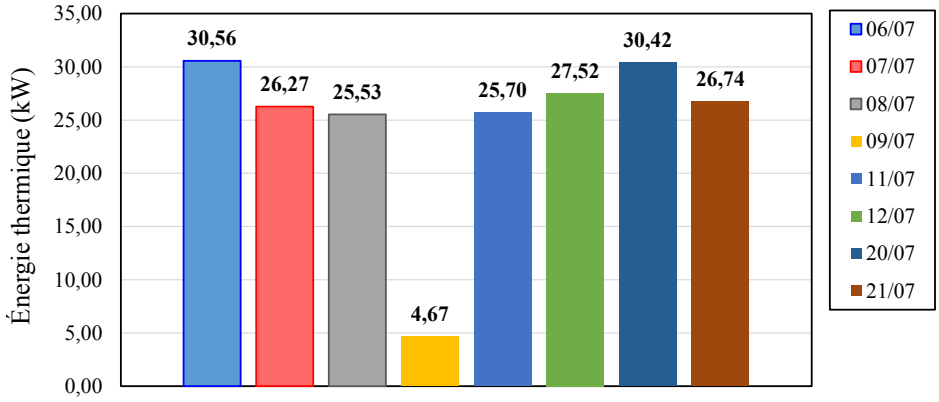


Figure 3.107 – Énergie thermique produite par l'ensemble des récepteurs pour chaque journée

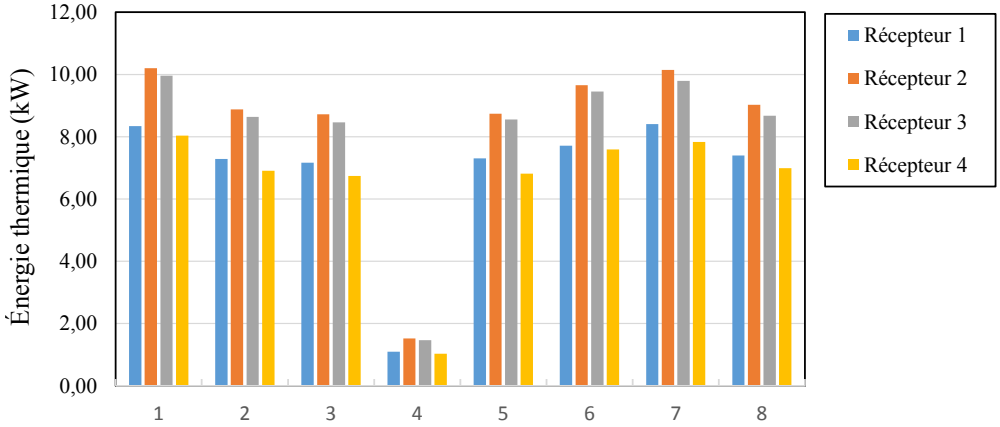


Figure 3.108 – Énergie thermique produite pour chaque récepteur par journée

Facteur de réflexion des miroir (W)	**0,65**	**0.98**
Puissance maximum (W)	2 063	5 018
Énergie moyenne journalière (kWh)	10,19	24,68

Tableau 3.16 – Puissance maximum et énergie moyenne journalière pour l'ensemble des récepteurs

L'énergie et la puissance maximum de l'installation ont augmenté de 243%.

3.3 Conclusion

Les modèles utilisant l'analogie électrique pour représenter les flux thermiques fonctionnent correctement. Les modèles en une dimension et deux dimensions comportent des erreurs de même ordre et pour les différents récepteurs. Pour réduire, ces erreurs il est essentiel d'améliorer

les prises de mesures (remplacement par des sondes « doigt de gant »). Le rendement déterminé avec le modèle en une dimension ne prend pas en compte l'ensemble des flux arrivant sur le récepteur. C'est pourquoi, ces valeurs de rendement sont surestimées. La modélisation en deux dimensions caractérise tous les flux. La valeur du rendement de l'installation thermique est de 0,54 (avec un facteur de réflexion des miroirs de 0,65). Les puissances et les rendements des récepteurs, nous montrent que le récepteur équipé d'une simple vitre est plus efficace, avec un rendement de 0,85. En effet, le rendement de celui composé de cellules anti-radiatives est de 0,69. Ce dispositif, sensé améliorer l'efficacité de l'absorbeur, le diminue car l'épaisseur des tubes de verre choisis est trop grande. La surface totale qu'elle engendre diffuse une quantité importante de rayonnement incident. La problématique relève de la difficulté à trouver des tubes suffisamment fin et résistant à la fois. L'estimation des pertes de la concentration de rayonnement direct a été estimé. Un des paramètre qui permet de réduire considérablement ces pertes est le facteur de réflexion des miroirs. Grâce à l'amélioration de ce paramètre nous avons atteint notre objectif d'arriver à une température supérieure à $100°C$, avec un débit acceptable qui est de 84 $l.h^{-1}$. L'énergie produite par les récepteurs 1 et 4 est plus faible que celle produite par les récepteurs 2 et 3. Cette différence est due à l'effet de la déviation solaire. La puissance maximum atteinte et l'énergie produite par l'installation sont respectivement 2,06 kW et 10,19 kWh, pour un facteur de réflexion des miroirs de 0,65. Pour un facteur de réflexion des miroirs de 0,98, elles sont respectivement de 5,02 kW et 24,68 kWh.

Chapitre 4

Préconisations pour l'optimisation PV/TH et potentiel énergétique

Sommaire

4.1 Préconisations pour l'optimisation de la partie électrique 189
4.1.1 Méthode de suivi 189
4.1.2 Gestion prédiction charge 192
4.2 Préconisations pour l'optimisation technique 195
4.2.1 Préconisations pour l'optimisation de la structure 195
4.2.2 Préconisations pour l'optimisation du circuit hydraulique 198
4.3 Préconisations pour l'optimisation de la puissance thermique . . . 201
4.3.1 Perte aux extrémités 201
4.3.2 Perte aux interstices 201
4.4 Préconisations pour l'optimisation de l'utilisation du système . . 203
4.5 Modularité des récepteurs 203
4.5.1 Asservissement de la température 205
4.6 Potentiel énergétique du système PV/TH 211
4.6.1 Mode photovoltaïque 211
4.6.2 Mode thermique 212
4.6.3 Mode thermique et photovoltaïque 215

4.1 Préconisations pour l'optimisation de la partie électrique

4.1.1 Méthode de suivi

Les lames sont orientables indépendamment, il est alors intéressant de mettre en place une méthode de suivi pour augmenter la production des modules photovoltaïques. En effet, pour augmenter le rendement des panneaux et obtenir un maximum énergétique, il suffit d'orienter les lames perpendiculairement au rayonnement incident afin de réduire l'angle Θ_0 (Figure 2.2). Le système peut suivre le soleil seulement sur un axe, puisqu'il est orienté face au sud (+ 2.8 degrés vers l'est). On pourrait croire qu'il faut seulement suivre la hauteur angulaire du soleil, mais il faut également suivre l'angle azimutal. En effet, c'est la hauteur angulaire projetée sur le plan perpendiculaire de la structure (Figure 2.3), qui va être indispensable pour que le suivi *un axe* soit optimal. Nous utilisons ce paramètre pour accroître la production. De cette manière, la durée du jour est elle aussi maximisée, puisque selon son inclinaison, la surface ne voit pas le soleil pendant la même durée et donc les heures de lever et de coucher du soleil dépendent de l'inclinaison de la surface.

Une méthode de suivi solaire doit donc être mis en place. Une étude théorique compare différentes inclinaisons fixes (0, 30, 45, 60, 90 degrés) et différentes méthodes de suivi solaire *un axe*. En effet, suivre la course du soleil consomme de l'énergie électrique, le temps de recalage des modules entre deux inclinaisons doit être optimisé, afin d'obtenir un maximum énergétique. C'est dans ce but que cette étude a été mise en place.

4.1.1.1 Description de l'étude

Pour un lieu donné, l'inclinaison fixe optimale pour obtenir un maximum énergétique tout au long de l'année est la latitude du lieu. Dans notre cas, la latitude du lieu est de 42°. Il est donc intéressant de comparer différentes inclinaisons fixes et différentes méthodes de suivi à cette valeur de référence. La modélisation de la puissance de sortie du champ est réalisée avec le modèle simple diode (méthode 2). Les données utilisées ont été récupérées sur la station météo du laboratoire, grâce à un pyréliomètre composé d'un *CMP11* de chez *Kipp & Zonen*. Cette étude est réalisée en utilisant le rayonnement solaire direct.

4.1.1.2 Résultats de l'étude

Solstice d'hiver

Cette première étude, réalisée pour le solstice d'hiver, représente la modélisation de la puissance du champ photovoltaïque en fonction de différentes inclinaisons : 42° (latitude du lieu), 65° (inclinaison fixe optimale) et avec un suivi solaire fonctionnant avec un temps de recalage de une minute. La figure 4.1 montre une différence minime entre la puissance avec une inclinaison de 65° et celle effectuée avec le suivi solaire. Cette différence a lieu le matin et l'après-midi. Elle est presque nulle près du midi solaire. L'histogramme 4.2 montre un gain de $11,33\%$ entre l'inclinaison optimale annuelle et journalière. Le gain obtenu grâce au suivi solaire n'est pas significatif. Durant la période d'hiver, nous préconisons de positionner les modules à l'inclinaison optimale journalière.

Équinoxe

Cette deuxième étude permet de caractériser le gain suivant l'inclinaison des modules durant l'équinoxe. Une seule inclinaison fixe est représentée puisque l'angle optimal annuel correspond à celui journalier. En effet, la latitude du lieu correspond à l'angle optimal d'inclinaison des modules durant l'équinoxe. Le temps de recalage du suivi photovoltaïque est de une minute.

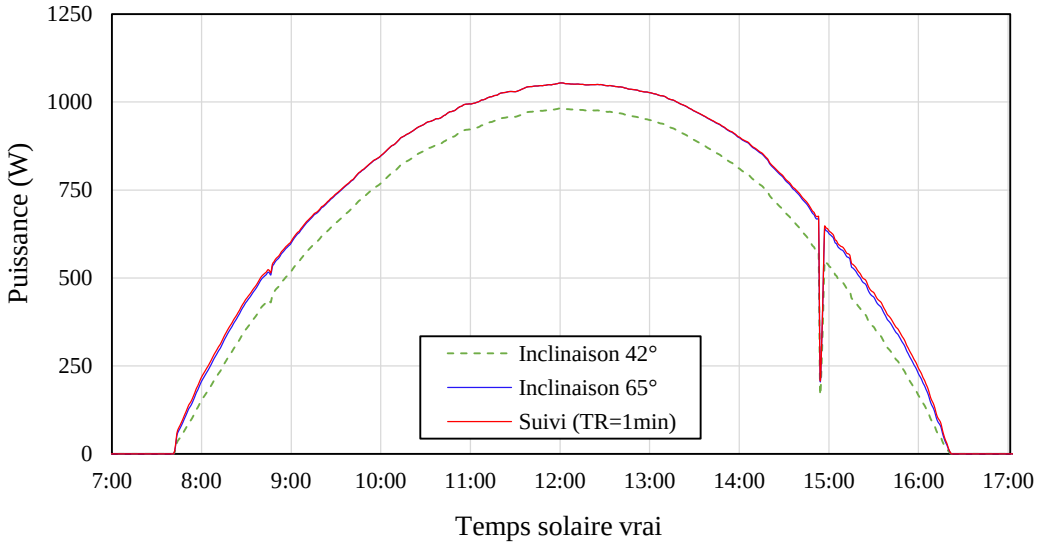


Figure 4.1 – Méthode de suivi : solstice d'hiver

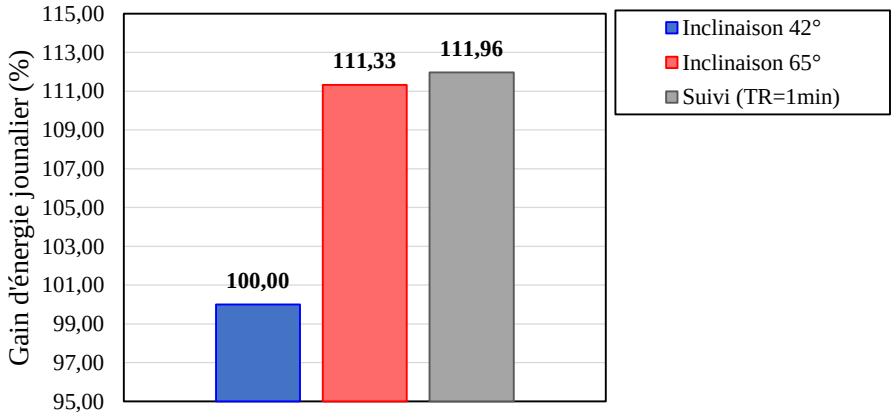


Figure 4.2 – Gain d'énergie : solstice d'hiver

La figure 4.3 montre que les deux courbes sont parfaitement superposées. Nous préconisons donc une seule inclinaison par jour entre l'équinoxe de septembre et celui de mars.

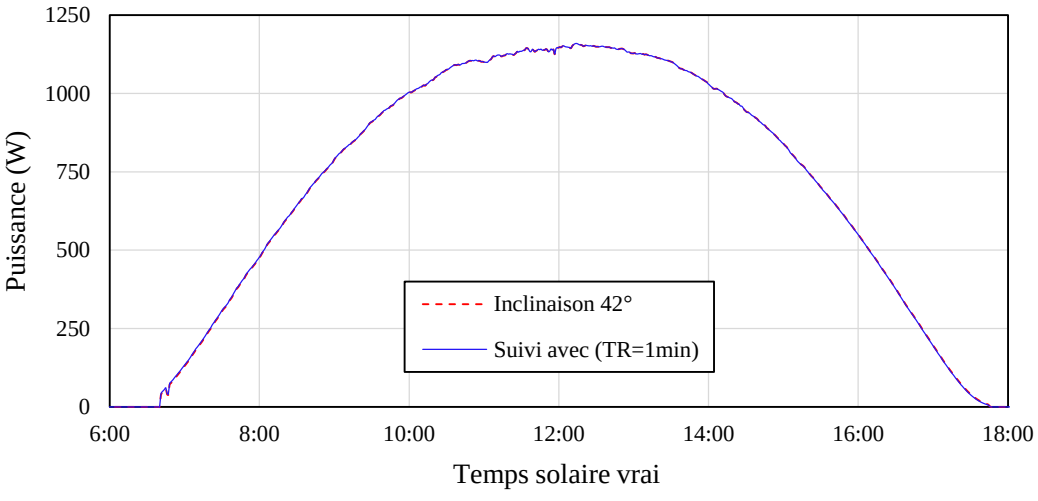


Figure 4.3 – Méthode de suivi : équinoxe

Solstice d'été

Cette dernière étude modélise la puissance produite en fonction de différentes inclinaisons et différentes méthodes de suivi (temps de recalage différent) pour le solstice d'été. L'inclinaison fixe optimale pour cette journée est 19°. En ce qui concerne les méthodes de suivi, une fonctionne avec un temps de recalage de une minute et une autre, avec un temps de recalage de une heure. La figure 4.4 montre une faible différence entre la puissance produite grâce à l'inclinaison optimale journalière par rapport à l'utilisation du suivi solaire. Cette différence a lieu en début et fin de journée, elle est fonction du facteur d'éclairement entre les lames (figure 3.8). L'histogramme 4.5 montre un gain de $13,01\%$ entre l'inclinaison optimale annuelle et journalière. Le gain obtenu grâce au suivi solaire est faible. Il représente un gain de $3,59\%$. Le suivi solaire consomme de l'énergie électrique, il faut donc savoir si le gain obtenu n'est pas consommé par les moteurs. Les moteurs utilisés par le SRLOsont toujours en fonctionnement pour assurer le maintien de la position des lames. Dans notre cas, il pourrait alors être intéressant de réaliser plusieurs positionnements durant une journée d'été. Sachant que ce type de moteur consomme moins d'énergie arrêté qu'en rotation. Dans notre cas, lorsque les moteurs arrêtés ne consomment pas d'énergie, nous préconisons de positionner les modules, une seule fois par jour à l'inclinaison optimale journalière.

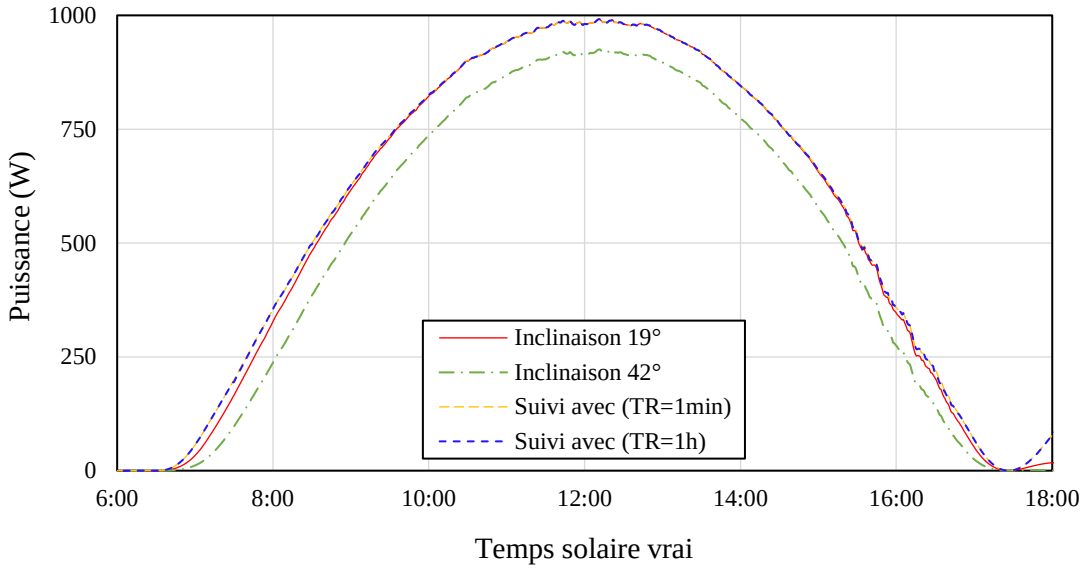


Figure 4.4 – Méthode de suivi : solstice d'été

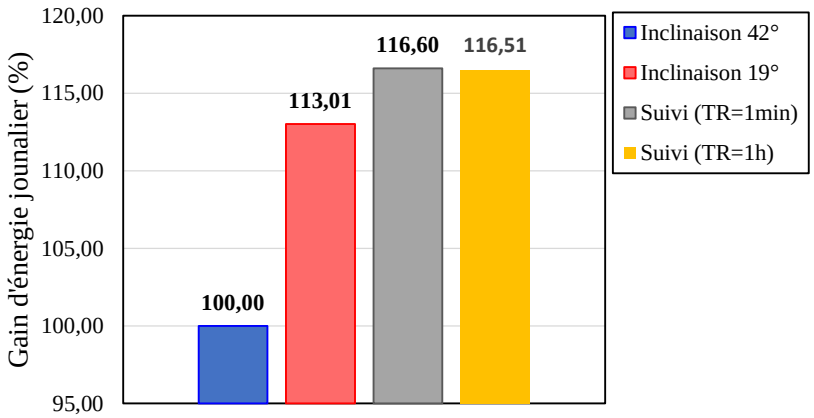


Figure 4.5 – Gain d'énergie : solstice d'hiver

Inclinaison journalière optimale

Pour connaître l'inclinaison optimale en fonction du jour propre à notre système, on peut utiliser le complément de la hauteur angulaire au midi solaire. Pour cela il suffit d'utiliser le calcul de la hauteur angulaire h en utilisant l'angle horaire égal à 0.

$$h_{midi} = \arccos(\sin(\delta) \,.\, \sin(\phi) + \cos(\delta) \,.\, \cos(\phi)) \tag{4.1}$$

Ce calcul d'angle optimum journalier est exact à l'équinoxe et approximatif le reste du temps, dans le pire des cas (solstice d'été), l'énergie totale perdue est de $0,6\%$. Le calcul de l'angle optimal sera réalisé avec cette approximation.

Conclusion

Durant la période située entre l'équinoxe de septembre et l'équinoxe de mars, nous préconisons un positionnement par jour à l'inclinaison optimale journalière. Le reste du temps, il serait intéressant de positionner les modules à l'angle optimal journalier durant la journée et lorsqu'on approche des extrêmes (valeur de l'azimut proche de 90 ou -90 degrés), positionner les modules de façon horizontale (inclinaison de 0° face au ciel).

4.1.2 Gestion prédiction charge

Actuellement, l'utilisateur doit sélectionner le mode de fonctionnement en fonction de la demande souhaitée. Il pourrait être intéressant de développer un système de gestion d'énergie. En effet, le système pourrait changer de mode automatiquement en fonction de la charge. Il pourrait également couper la charge en fonction du niveau d'énergie présente dans les batteries, pour assurer le fonctionnement du contrôle-commande. Nous savons que le moment le plus judicieux pour produire de l'énergie électrique est en début et en fin de journée, puisque le reste du temps nous produisons de l'énergie thermique. Le système de gestion d'énergie peut répartir la production d'énergie électrique et prévoir la décharge des batteries en fonction de la charge. Il choisira, s'il le peut, d'alimenter la charge ou sinon de la couper. L'ajout d'un algorithme de prédiction peut améliorer le système de gestion d'énergie. Il sera alors possible de répartir la production d'énergie électrique en début et fin de journée, afin d'utiliser le mode thermique pendant la période de la journée où la production est optimale (proche du midi solaire). Lors de la production d'énergie thermique, il serait également possible suivant la puissance de la charge, de défocaliser le rayonnement solaire de une ou de plusieurs lames et d'utiliser les modules en face arrière pour assurer l'alimentation d'une charge électrique.

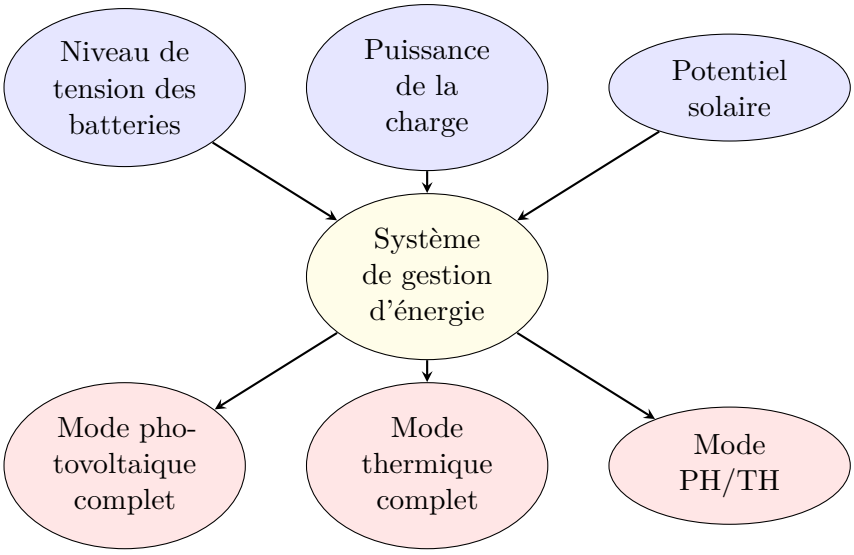


Figure 4.6 – Procédure de gestion d'énergie

4.2 Préconisations pour l'optimisation technique

4.2.1 Préconisations pour l'optimisation de la structure

4.2.1.1 Accouplement

Les accouplements semi-rigides ne suffisent pas à assurer le parallélisme entre les lames sur une même ligne. Le modèle thermique montre également un taux de concentration du système faible. L'amélioration de la concentration assurera une température de sortie plus élevée. Plusieurs manipulations (section 2.4.2.3) ont été réalisées pour éliminer le jeu, mais ces améliorations ne suffisent pas. Même en insérant des cales dans les accouplements semi-rigides (figure 4.7), le jeu est moindre mais toujours présent. Nous préconisons donc de changer les accouplements semi-rigides par des accouplements rigides (figure 4.8). Cet accouplement est composé d'un cardan permettant une liberté dans l'alignement des lames entre les différentes structures.

Figure 4.7 – Accouplement semi rigide avec cale

Figure 4.8 – Accouplement rigide

Les moteurs doivent également être changés pour assurer le maintien en position des lames, même lorsque les moteurs ne sont plus alimentés. De plus, ces moteurs comportent également un jeu au niveau de la clavette. Actuellement, pour assurer le positionnement juste des lames, le système commande les moteurs toujours dans le même sens ; dans un sens le moteur s'arrête à la consigne, dans l'autre il passe la consigne pour venir se positionner du même côté.

4.2.1.2 Les lames

Chaque lame est composée de quatre modules photovoltaïques d'un côté et d'un seul miroir de l'autre côté. Les quatre modules, en face arrière, n'ont pas la même épaisseur ni la même masse que le miroir en face avant, ce qui peut créer un ballant et une déformation des lames. Lors du mode repos, nous préconisons de mettre les lames sur champ pour éviter une déformation de celles-ci, mais malgré cela, les lames se déforment et se cintrent. Pour le mode photovoltaïque, cela n'a aucune influence. En outre, pour le mode concentration l'image des miroirs n'est pas droite et il se peut même qu'il soit impossible de mettre l'image entière sur la vitre des récepteurs. Les lames en aluminium sont composées d'un seul voile et pour résoudre le problème de déformation, il faut remplacer ces lames par des lames composées de plusieurs voiles (figure 4.9). Pour ce prototype, il est impossible de changer les 64 lames nous avons donc augmenté la surface de réception des récepteurs.

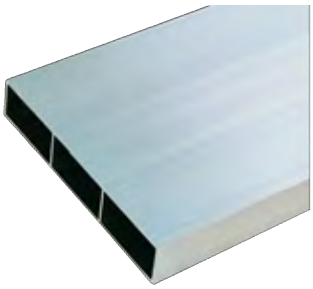


Figure 4.9 – Lame composée de deux voiles

4.2.1.3 Surface de réception des récepteurs

Pour éviter le changement des lames, nous avons installé des réflecteurs au-dessus et en-dessous des récepteurs (figure 4.10). Le réflecteur du dessus doit avoir un angle de $+33,6°$ et celui du dessous de $-22,2°$, par rapport à l'horizontale. Les angles de ces réflecteurs sont importants pour garantir la récupération du rayonnement solaire.

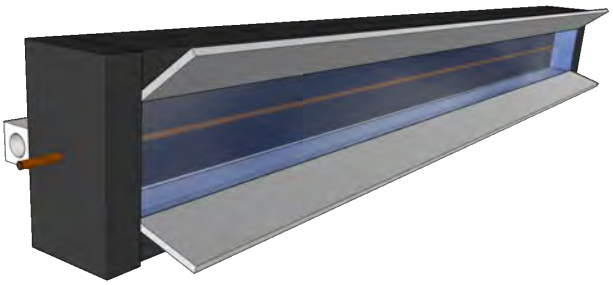


Figure 4.10 – Récepteur composé de réflecteurs

4.2.1.4 Fixation de miroirs

Auparavant, avant la conception du nouveau prototype les miroirs étaient fixés seulement à l'aide de fixation mécanique. Lors de la conception du nouveau prototype, ces fixations ont été remises et un joint en silicone tout autour des miroirs a été rajouté (figure 4.11). L'ajout de ce joint en silicone entraîne une condensation derrière les miroirs. En effet, une accumulation d'humidité corrode la face arrière des miroirs. Il en résulte une détérioration avancée comme observé sur la figure 3.45.

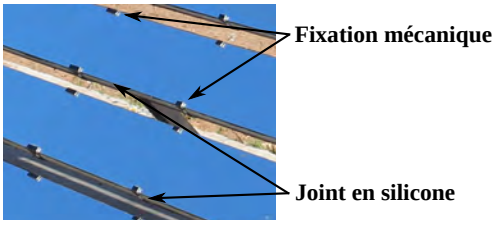


Figure 4.11 – Fixation des miroirs sur les lames

La réflectivité des miroirs est alors nettement diminuée. Le système de fixation mécanique est suffisant, l'ajout d'un joint en silicone n'est pas préconisé.

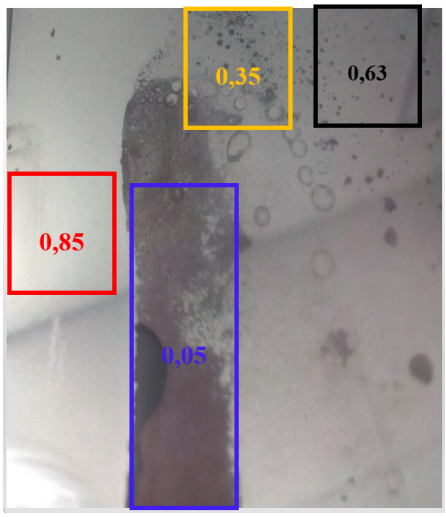


Figure 4.12 – Fixation des miroirs sur les lames

4.2.1.5 Facteur de réflexion des miroirs

Les simulations ont montré que l'amélioration du facteur de réflexion permet d'atteindre une température supérieur à $100°C$. Nous avons tenté de coller des miroirs en aluminium souple. Ces miroirs ont un facteur de réflexion de 0,98. Leurs dégradations suite à des paramètres climatiques paraissent correctes. Mais, la structure du SRLO est très appréciée par les oiseaux. Contrairement au verre, ces derniers présentent des rayures importantes. La solution la plus efficace serait de démonter tous les miroirs et de les remplacer par des miroirs solaire.

4.2.1.6 Les récepteurs

Nous avons constaté que les récepteurs munis de simple vitre pour favoriser l'effet de serre sont plus efficace que les capteurs munis de cellules anti-radiatives. Les cellules anti-pertes positionnées en face avant de l'absorbeur rendent le récepteur moins performant. En effet, ces tubes mesurent une longueur de 7 cm, avec un diamètre intérieur et extérieur, respectivement de 8 mm et 10 mm. L'épaisseur des tubes est donc de 2 mm. Cette épaisseur est trop importante. Pour que ces cellules soit performantes, elles doivent présenter une épaisseur inférieure à 0,2 mm, afin de réduire au maximum la réflexion dues à l'épaisseur des tubes. Le rendement des récepteurs à effet de serre classique, diminue lorsque la température de fonctionnement est trop élevée. Pour augmenter le rendement du système, nous préconisons le changement des récepteurs par des capteurs sous vide comme par exemple des capteurs *Schott* présentés figure 4.13.

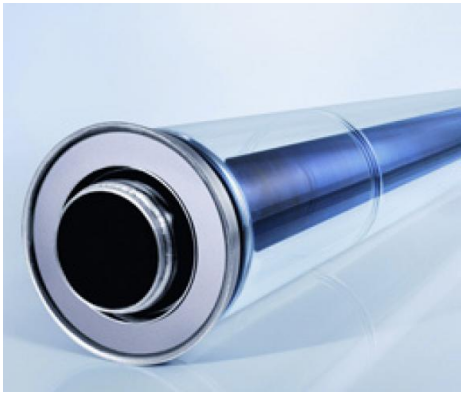


Figure 4.13 – Capteur sous vide *Schott*

4.2.1.7 Procédure d'étalonnage des inclinaisons des lames

Pour étalonner la position des miroirs, nous utilisions des détecteurs de position, mais cette méthode n'est pas assez précise et engendre une déviation sur le positionnement des lames (voir section 2.4.2.3). C'est pourquoi, nous avons créé une procédure d'étalonnage de la position des miroirs. Pour ce faire, l'utilisateur doit sélectionner la fonction « Étalonnage des miroirs » qui permet de couper l'alimentation des moteurs. Il peut alors focaliser le rayonnement solaire sur le récepteur avec chaque miroir. Lorsque tous les miroirs sont correctement inclinés pour assurer la focalisation du rayonnement solaire sur les récepteurs, l'utilisateur peut alors sélectionner la fonction « Étalonnage OK ». Une fois sélectionnée, le contrôle-commande connaît la valeur d'inclinaison exacte permettant la focalisation du rayonnement solaire pour chaque miroir. Il replace donc chaque miroir à la position initiale, grâce à chaque valeur d'inclinaison. Les miroirs sont alors positionnés sur champs qui correspond à la position initiale. Pour finir, le contrôle-commande réinitialise les valeurs d'encodeur à 0.

4.2.2 Préconisations pour l'optimisation du circuit hydraulique

Le circuit hydraulique est composé d'électrovannes trois voies permettant plusieurs configurations des récepteurs, mais il ne permet pas d'isoler certain récepteur. En effet, lors d'une déviation solaire importante tous les récepteurs ne sont pas « éclairés » et le fluide qui transite à l'intérieur de ces récepteurs a une perte thermique plus importante que s'il circulait dans un tube isolé. C'est pourquoi, nous préconisons une intervention sur le circuit hydraulique. Il suffit seulement d'installer deux électrovannes comme indiqué sur la figure 4.14. Ils en déclinent plusieurs configurations possibles (figure 4.15) à rajouter aux configurations existantes (figure 1.22). Ces nouvelles configurations permettent de réduire les pertes thermiques de la boucle hydraulique.

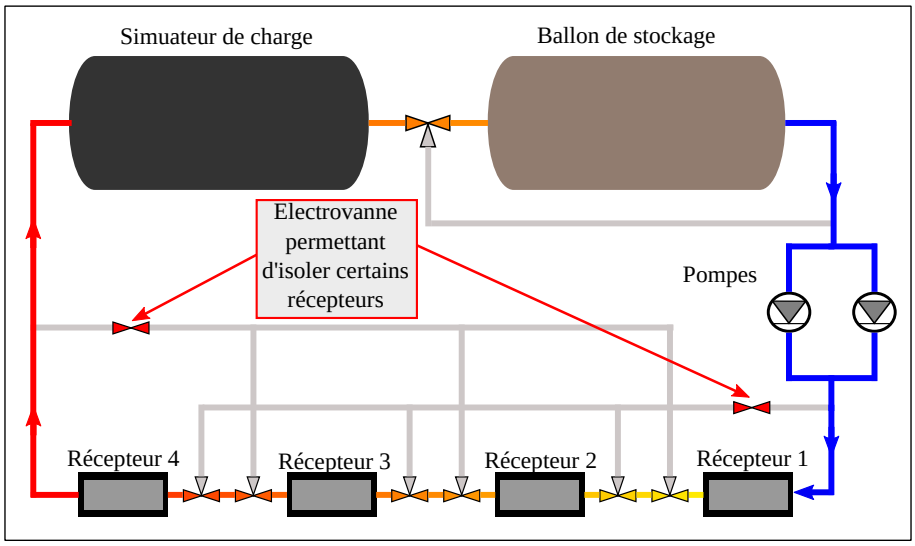


Figure 4.14 – Fixation des miroirs sur les lames

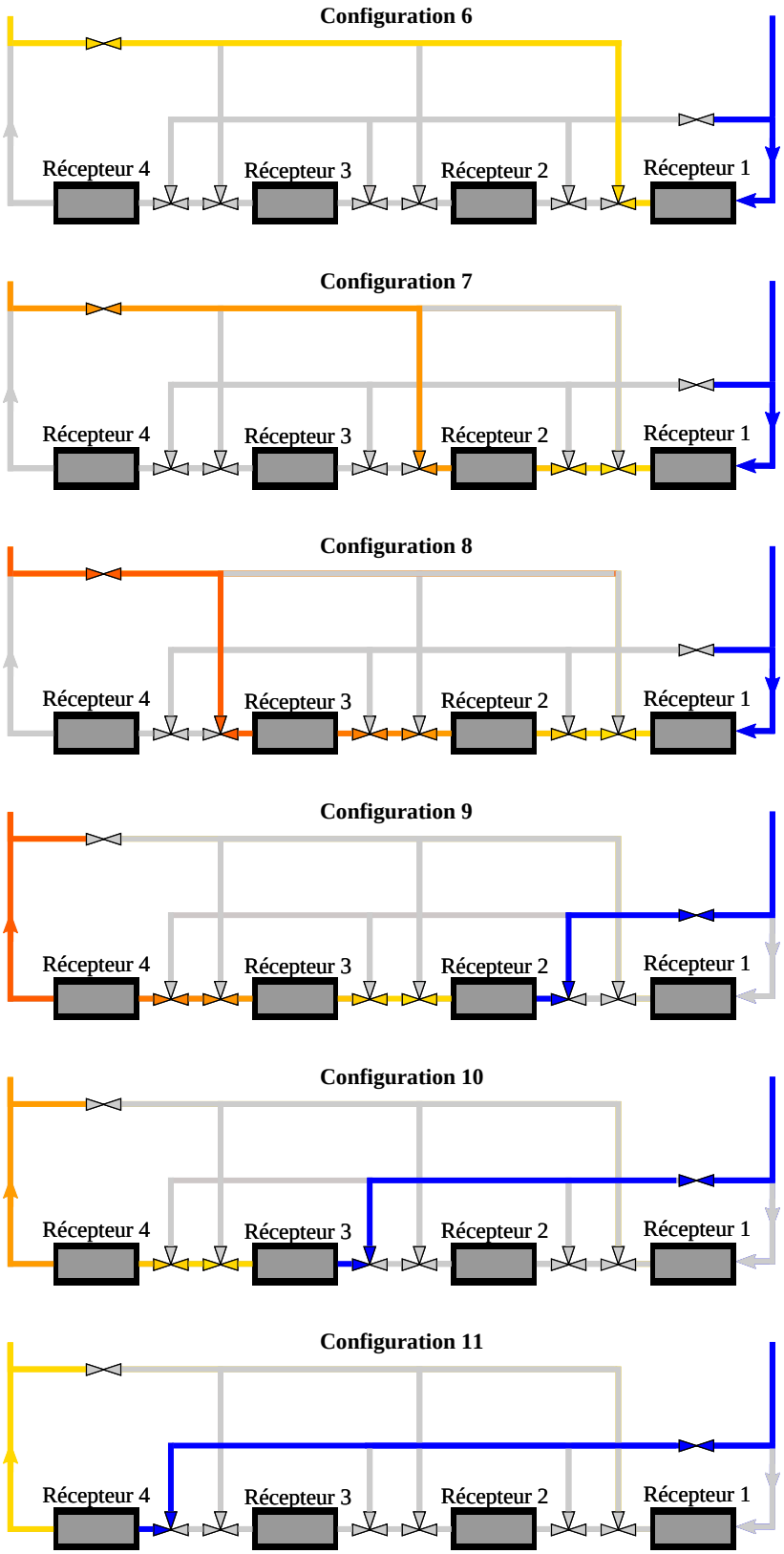


Figure 4.15 – Nouvelles configurations possibles

4.3 Préconisations pour l'optimisation de la puissance thermique

4.3.1 Perte aux extrémités

Une perte importante d'énergie thermique est due à la déviation solaire (section 2.3.4). Pour réduire cette perte, des réflecteurs sur les extrémités de l'ensemble des récepteurs sont ajoutés. Ces réflecteurs doivent avoir un angle de 12° vers l'extérieur. En effet, la structure réfléchissante est plus longue que les récepteurs, donc il faut ouvrir l'angle de ces réflecteurs pour que lorsque le soleil est au midi solaire, le rayonnement solaire arrive sur les récepteurs. La taille de ces réflecteurs ne peut pas être trop importante sous peine de produire une ombre sur la structure. Nous conseillons donc qu'il soit de la même taille que les réflecteurs installés précédemment, comme indiqué sur la figure 4.16.

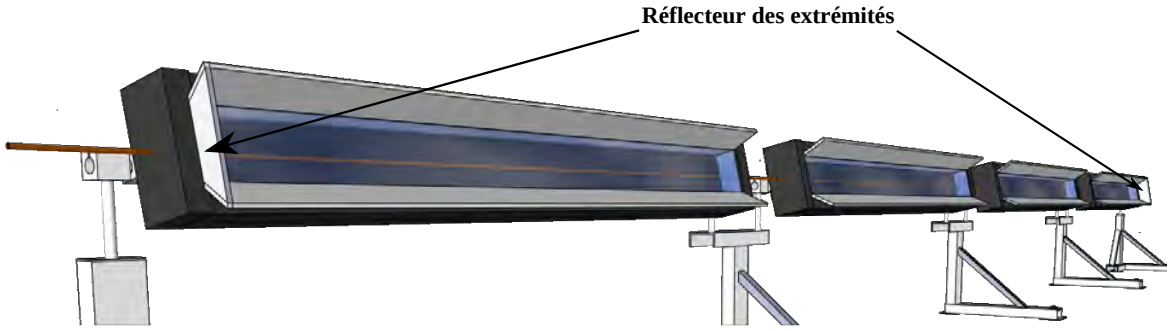


Figure 4.16 – Récepteur avec réflecteurs positionnés aux extrémités

4.3.2 Perte aux interstices

Une perte d'énergie est due à l'écartement des chaudières. Normalement les récepteurs ne devaient pas être espacés. En effet, les électrovannes ne devaient pas être installées entre les récepteurs, mais derrière ceux-ci. Nous ne pouvons pas effectuer des modifications aussi importantes sur ce prototype. La seule méthode est d'installer des réflecteurs entre les récepteurs. Le problème lors d'une déviation solaire importante est que ces réflecteurs peuvent créer une ombre sur un autre récepteur et cette perte d'énergie ne peut pas être récupérée.

4.4 Préconisations pour l'optimisation de l'utilisation du système

4.5 Modularité des récepteurs

Le système dispose de plusieurs configuration permettant de relier les récepteurs en série, en parallèle, et dans des états intermédiaires. Les figures 4.17, 4.18, 4.19, 4.20 et 4.21 représentent les températures de sortie des quatre récepteurs dans toutes les configurations. Il est évident que la configuration série engendre des pertes de charge plus importantes que la configuration parallèle. Pour une même puissance de pompe, l'énergie produite avec la configuration 5 (tous les récepteurs en parallèle) est supérieure à l'énergie produite avec la configuration 1 (tous les récepteurs en série). Inversement, le niveau de température est supérieur pour la configuration 1 par rapport à la configuration 5.

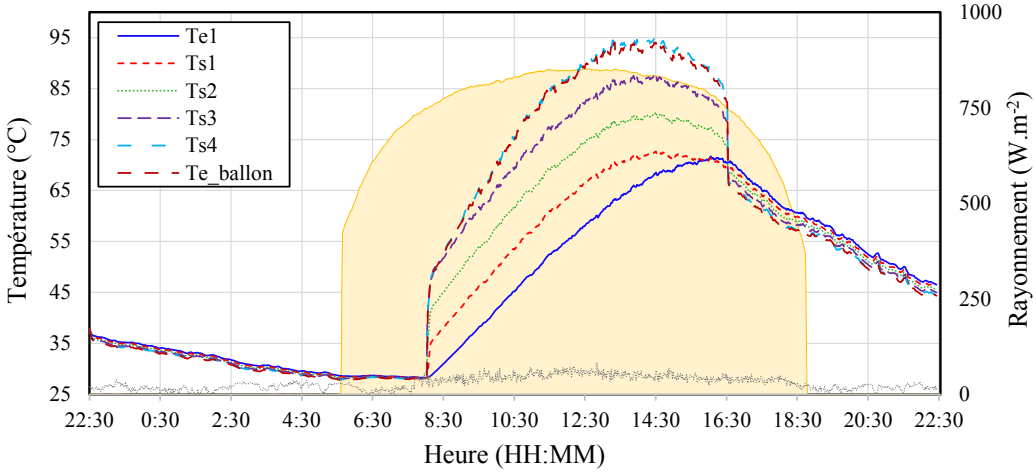


Figure 4.17 – Température de sortie pour chaque récepteur (config : 1)

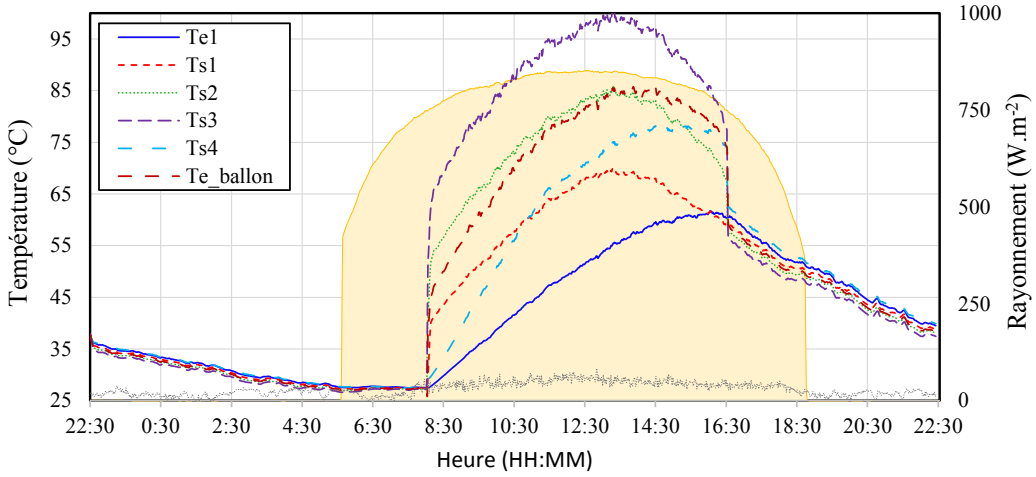


Figure 4.18 – Température de sortie pour chaque récepteur (config : 2)

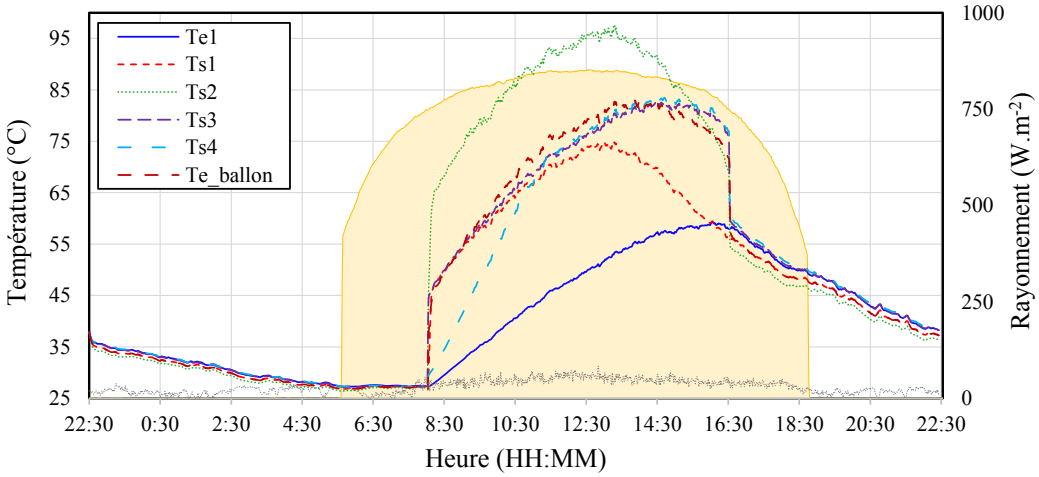


Figure 4.19 – Température de sortie pour chaque récepteur (config : 3)

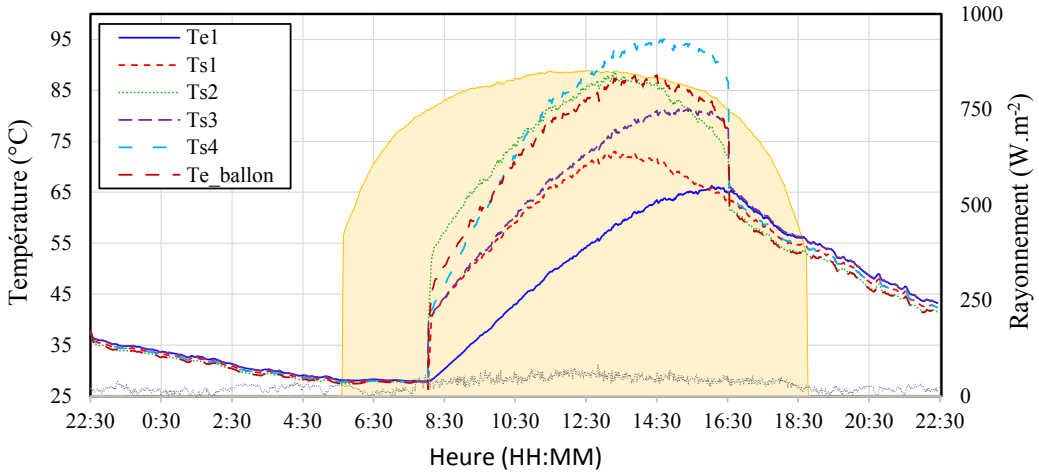


Figure 4.20 – Température de sortie pour chaque récepteur (config : 4)

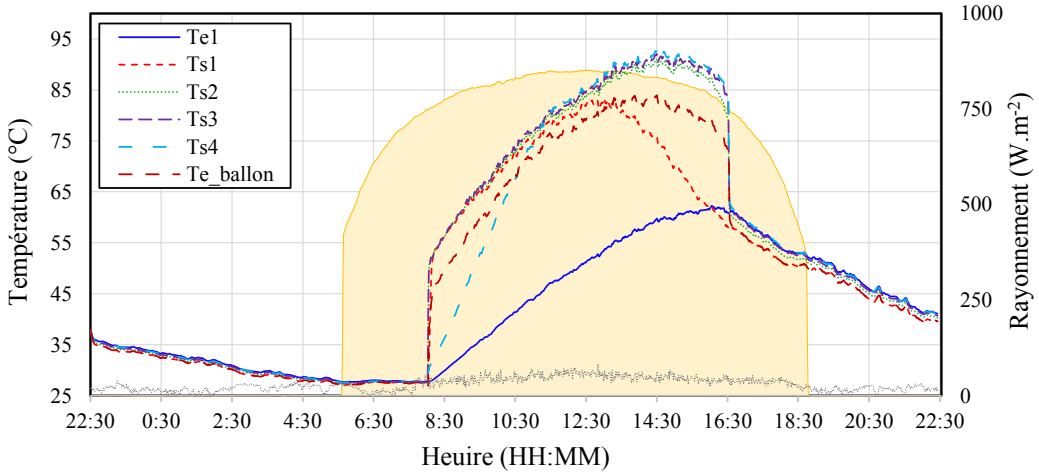


Figure 4.21 – Température de sortie pour chaque récepteur (config : 5)

Le niveau de la température de sortie des récepteurs est différent pour chaque récepteur et dépend de la configuration choisis (tableau 4.1). Les différentes configurations permettent d'alimenter des charges thermiques différentes. En effet, il est possible d'alimenter une machine à absorption à 95°C et un ballon d'ECS 70°C.

Récepteur	1	2	3	4
Température de sortie maximum ($°C$) - Config 1	72,7	80,3	87,8	95,0
Température de sortie maximum ($°C$) - Config 2	70,0	85,9	100,9	78,2
Température de sortie maximum ($°C$) - Config 3	74,8	97,7	82,9	83,6
Température de sortie maximum ($°C$) - Config 4	73,0	88,7	81,3	95,4
Température de sortie maximum ($°C$) - Config 5	83,1	100,0	92,1	92,7

Tableau 4.1 – Température de sortie maximum en fonction de la configuration des récepteurs

4.5.1 Asservissement de la température

Pour un système à concentration, la régulation de la température est un paramètre important pour assurer l'alimentation de charges fonctionnant sur une plage de températures faibles. Nous disposons de deux paramètres permettant d'ajuster la température de sortie :

— la focalisation/défocalisation d'un ou de plusieurs miroirs,

— la variation du débit des pompes.

Nous pouvons également combiner les deux types d'asservissement.

4.5.1.1 Taux de concentration

Le taux de concentration ne peut pas être ajusté précisément. Le système dispose de seize miroirs, il est donc possible d'ajuster l'énergie reçue avec une résolution de 16. Ce pas de résolution n'est pas identique pour tous les miroirs. En effet, le miroir 16 ne concentre pas la même quantité de rayonnement que le miroir 1. De plus, ce pas n'est pas constant au cours de la journée, de la saison et de l'année. Le miroir 1 par exemple, concentre une certaine quantité d'énergie à 9h00 et une autre à 11h00. Cette différence de quantité d'énergie n'est pas seulement due à la quantité de rayonnement arrivant sur le miroir, elle dépend également de la position du miroir par rapport aux récepteurs. Il est important de défocaliser le miroir qui concentre le moins d'énergie sur les récepteurs pour augmenter le rendement global de l'installation. Une étude dans la section 2.5.6.3 montre suivant les saisons l'efficacité de chaque miroir.

La régulation du système est réalisée grâce à un comparateur hystérésis, avec une hystérésis de $5°C$. Une deuxième fonction permet de réguler le nombre de miroirs à défocaliser lors de la première montée en température. Cette fonction calcule la pente de la température de sortie en fonction du temps et détermine le nombre de miroirs à défocaliser. Les figures 4.22 et 4.23 représentent respectivement la température de sortie des récepteurs, la température d'entrée et de sortie du ballon en fonction du nombre de miroirs focalisés. Enfin, la figure 4.24 montre la puissance produite par le système.

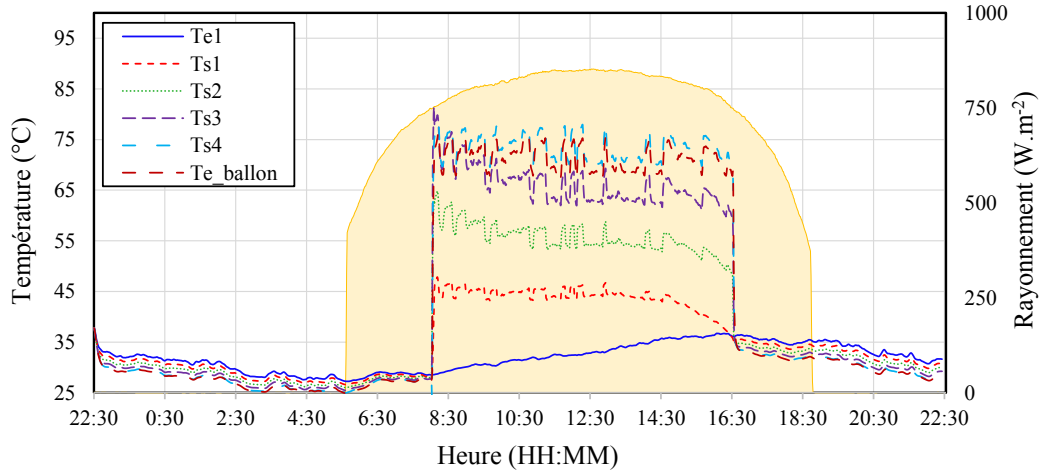


Figure 4.22 – Température de sortie pour chaque récepteur

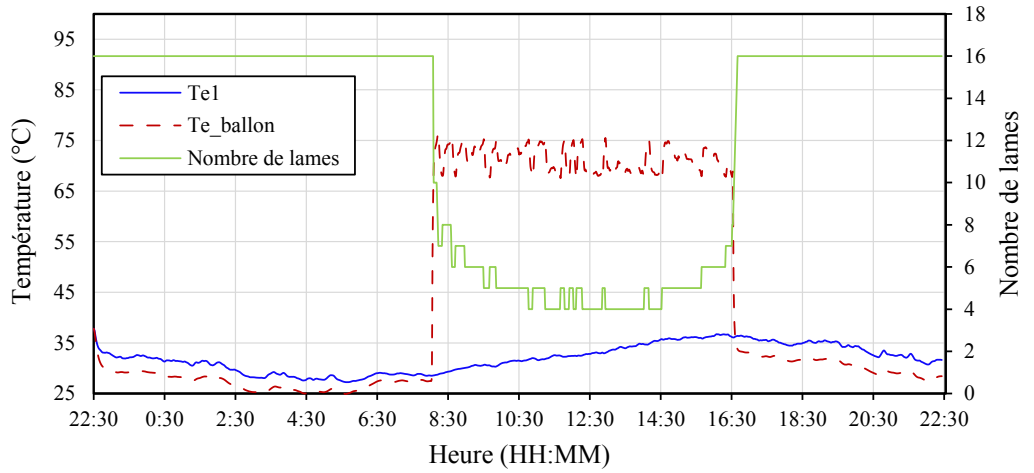


Figure 4.23 – Température d'entrée du ballon et nombre de lames

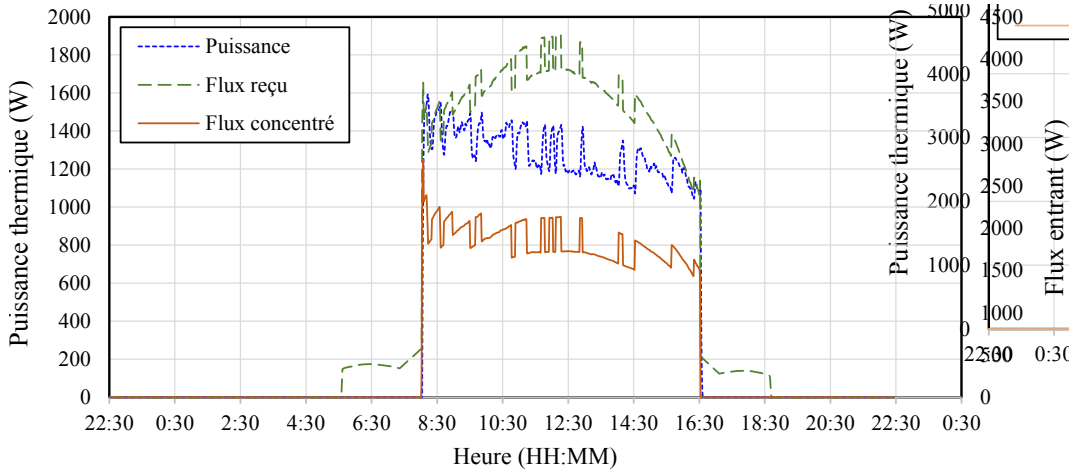


Figure 4.24 – Puissance thermique

4.5.1.2 Variation de débit

Le deuxième paramètre permettant d'ajuster la température, de façon plus précise que le taux de concentration, est la variation du débit des pompes. En effet, grâce à celui-ci il est possible de suivre finement une température de consigne. La régulation de débit est également réalisée avec un comparateur hystérésis. Mais, cette fois-ci, avec une hystérésis de $2°C$. Les figures 4.25 et 4.26 représentent respectivement la température de sortie des récepteurs, la température d'entrée et de sortie du ballon en fonction du débit des pompes. Enfin, la figure 4.24 montre la puissance produite par le système.

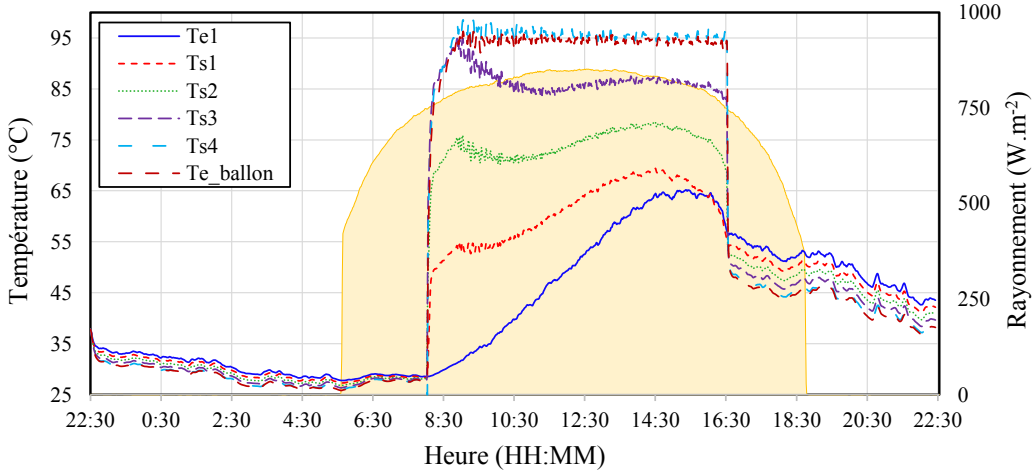


Figure 4.25 – Température de sortie pour chaque récepteur

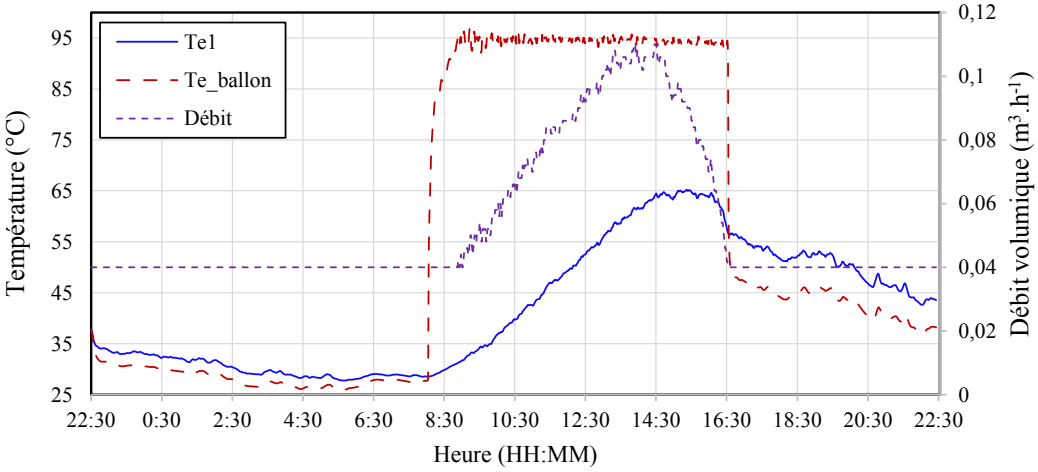


Figure 4.26 – Température d'entrée du ballon et débit des pompes

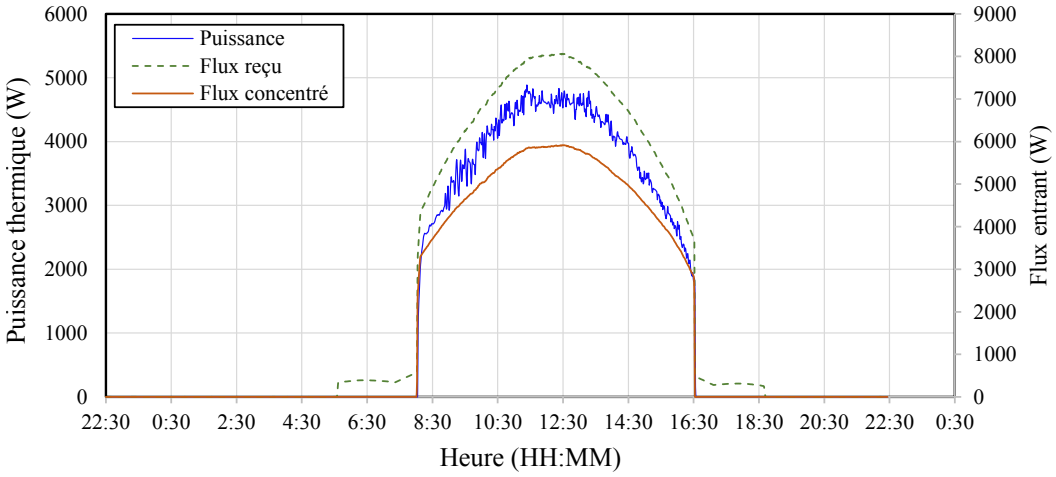


Figure 4.27 – Puissance thermique

Le débit des pompes peut varier de 320 à 10 $l.h^{-1}$, selon les configurations. Lorsque le rayonnement direct est important durant toute la journée, l'augmentation du débit permet d'abaisser au maximum la température autour de 80°C. Il ne sera donc pas possible d'alimenter une charge fonctionnant à 70°C. L'alimentation de cette dernière est possible en combinant les deux types d'asservissement.

4.5.1.3 Taux de concentration et variation de débit

L'ajout de l'asservissement du débit à l'asservissement réalisé grâce au taux de concentration, permet de réduire les écarts entre la température de sortie et la température de consigne. Inversement, l'ajout de l'asservissement du taux de concentration à celui réalisé en utilisant la variation du débit des pompes permet d'atteindre une température de consigne plus faible. Par exemple, pour la journée du 20/07 (journée simulée) en utilisant la combinaison des deux types d'asservissements, il est possible de choisir une température de consigne de 30°C à 105°C.

Les figures 4.28, 4.29 et 4.30 représentent respectivement la température de sortie des récepteurs, la température d'entrée et de sortie du ballon en fonction du débit des pompes et la température d'entrée et de sortie du ballon en fonction du nombre de miroirs. Enfin, la figure 4.31 montre la puissance produite par le système.

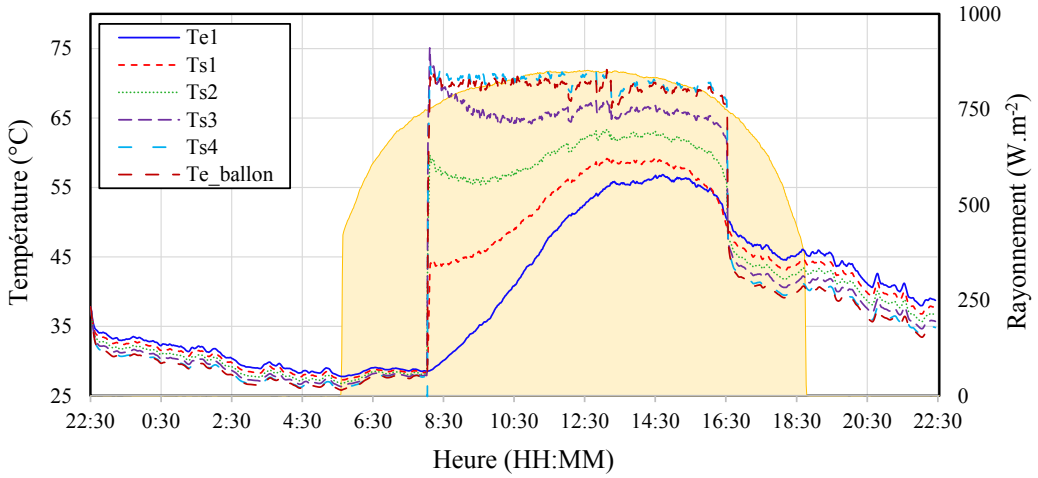


Figure 4.28 – Température de sortie pour chaque récepteur

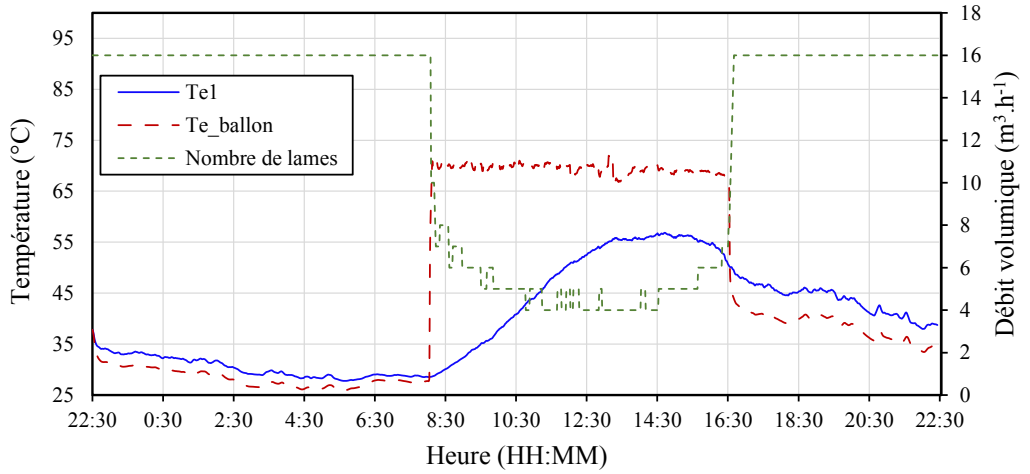


Figure 4.29 – Température d'entrée du ballon et nombre de lames

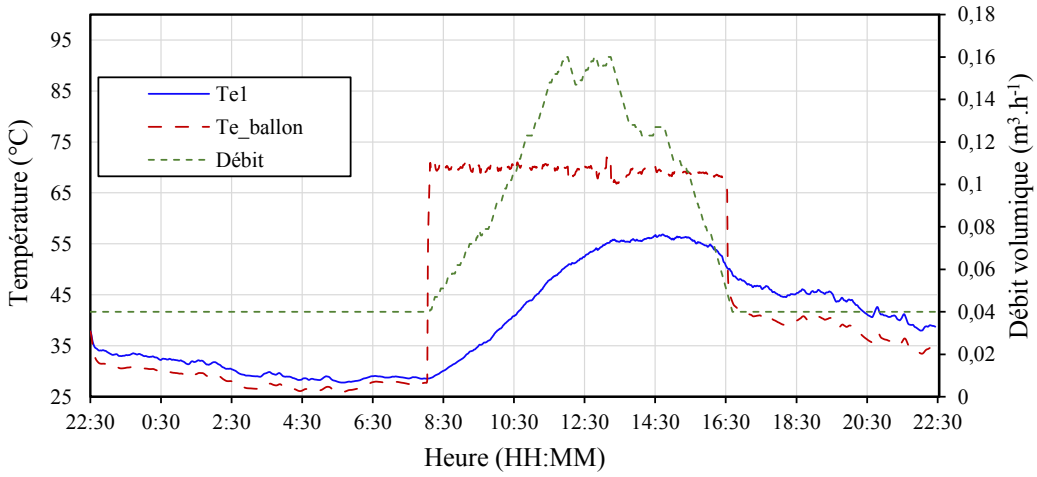


Figure 4.30 – Température d'entrée du ballon et débit des pompes

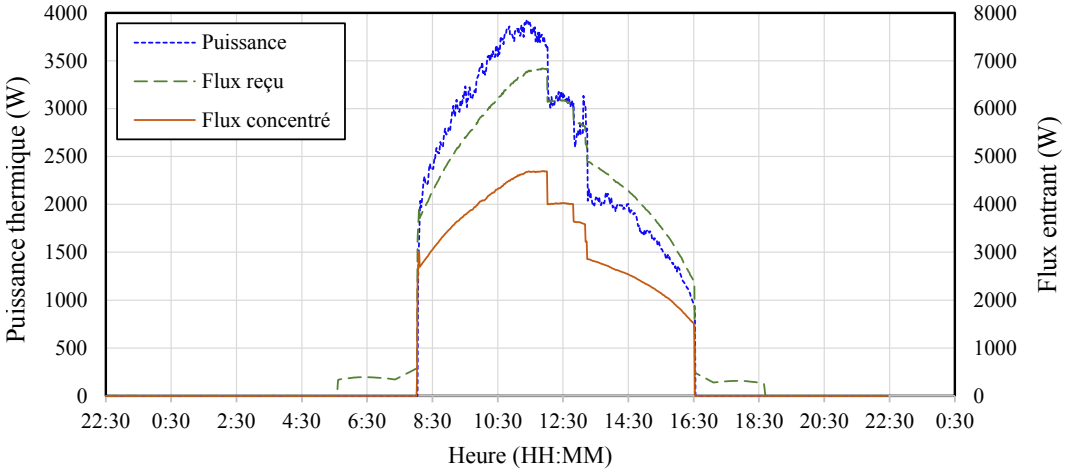


Figure 4.31 – Puissance thermique

4.6 Potentiel énergétique du système PV/TH

L'étude du potentiel énergétique du système permet de quantifier l'énergie électrique et thermique produite par le système. Le « mode photovoltaïque » permet de produire exclusivement de l'énergie électrique. De la même façon, le « mode thermique » permet de produire seulement de l'énergie thermique. Dans l'étude du potentiel énergétique de ces deux modes de fonctionnement, la charge n'est pas considéré (alimentation du contrôle-commande, des pompes, des moteurs, etc.). Enfin, nous étudions le « mode thermique et photovoltaïque combiné » permettant de produire de l'énergie électrique et/ou de l'énergie thermique. L'année simulée est l'année 2016, le pas de temps du calcul est d'une minute pour le modèle photovoltaïque et d'une seconde pour le modèle thermique. Tous les jours de l'année sont simulés.

4.6.1 Mode photovoltaïque

La figure 4.32 représente l'énergie électrique journalière produite lorsque le mode photovoltaïque est utilisée de façon continue. L'énergie électrique mensuelle et saisonnière sont respectivement représentées sur la figure 4.33 et 4.34.

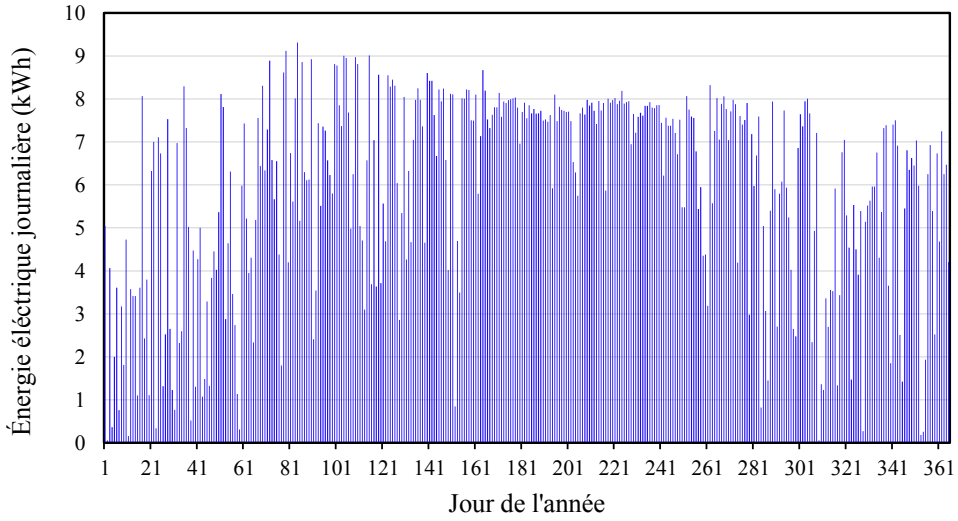


Figure 4.32 – Mode PV - Énergie journalière (kWh)

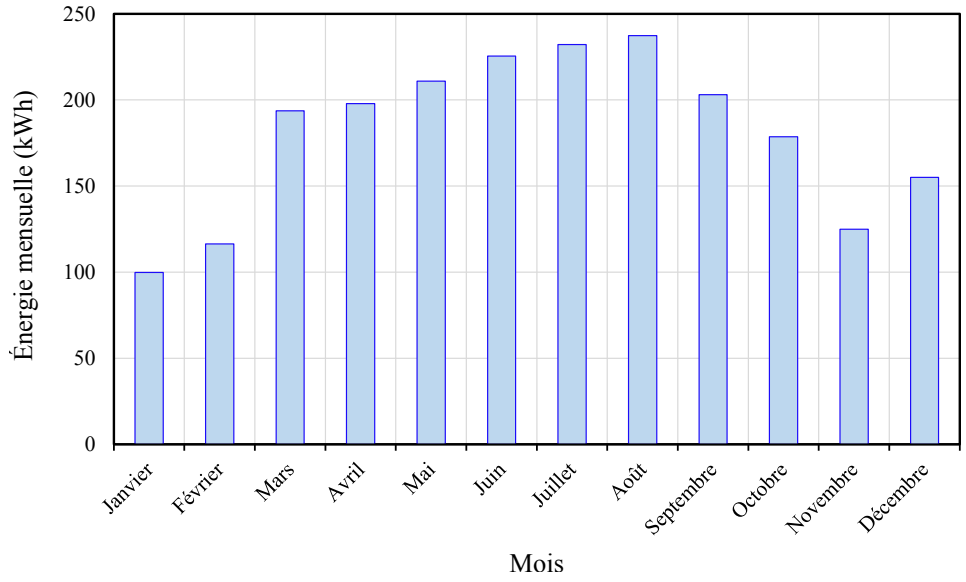


Figure 4.33 – Mode PV - Énergie mensuelle (kWh)

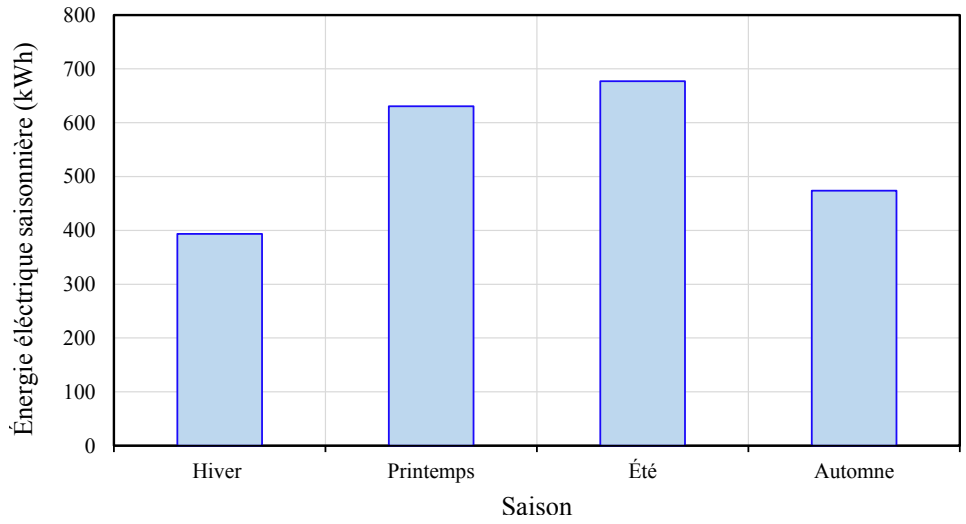


Figure 4.34 – Mode PV - Énergie pour chaque saison (kWh)

La production d'énergie électrique est plus importante en été. En utilisant seulement le mode photovoltaïque, l'énergie électrique annuelle produite vaut 2,175 MWh.

4.6.2 Mode thermique

De la même façon, la figure 4.32 représente l'énergie thermique journalière produite lorsque le mode thermique est également utilisée de façon continue. L'énergie thermique mensuelle et saisonnière sont respectivement représentées sur la figure 4.33 et 4.34.

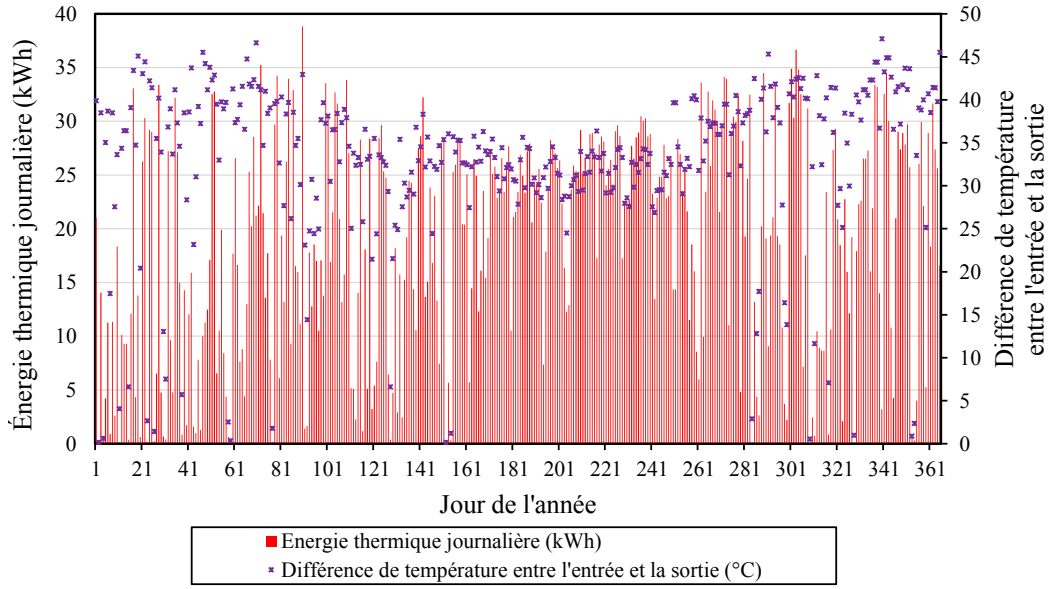


Figure 4.35 – Mode TH - Énergie journalière (kWh)

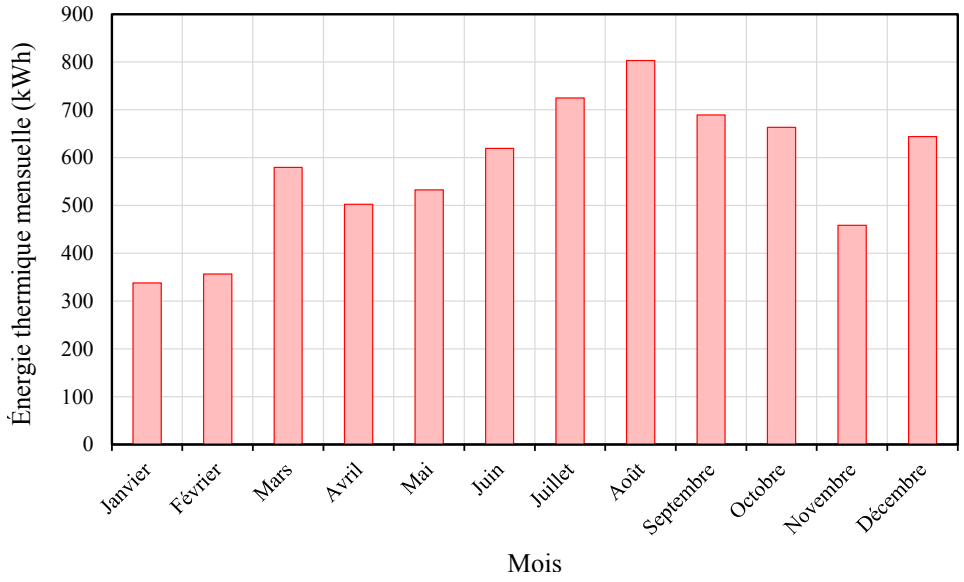


Figure 4.36 – Mode TH - Énergie mensuelle (kWh)

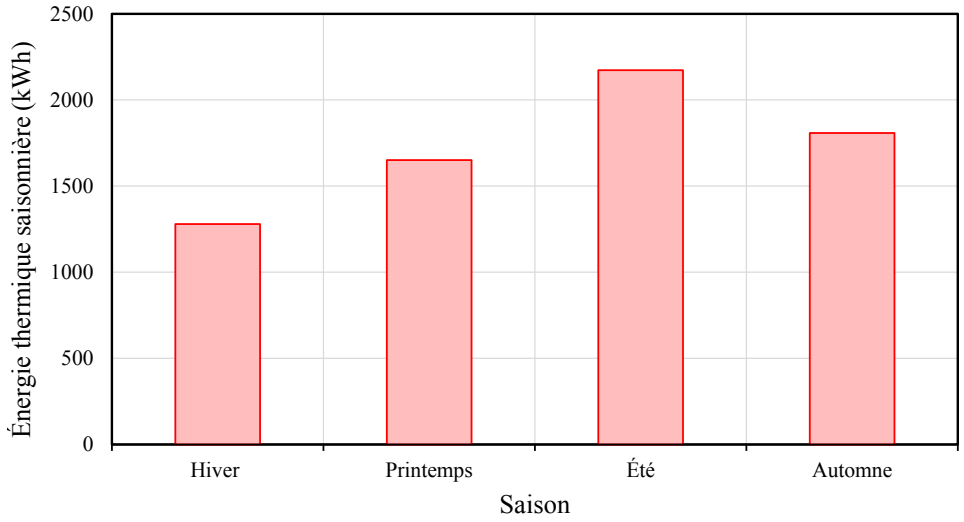


Figure 4.37 – Mode TH - Énergie pour chaque saison (kWh)

Nous constatons que l'énergie thermique produite est plus importante en été. L'énergie thermique annuelle vaut 6,913 MWh, lorsque le système est utilisé seulement en mode thermique.

4.6.3 Mode thermique et photovoltaïque

4.6.3.1 Charge réelle

L'utilisation du mode thermique seul n'est pas possible, puisque le système doit pouvoir être alimenté pour fonctionner. Une charge nominale et maximale ont été déterminées section 2.4.3. Nous déterminons la charge en fonction du mode d'utilisation. Si le mode utilisé est le mode thermique, nous considérons la charge maximale de façon constante. Si c'est le mode photovoltaïque qui est utilisé, alors la consommation est calculée avec la charge nominale. La charge constante moyenne est donc de 98 W. Les simulations prennent en compte le rendement de l'onduleur (figure 4.38). Les journées sont simulées en privilégiant le mode thermique. Si à la fin de la journée simulée, l'énergie stockée ne permet pas d'alimenter le système la journée suivante, alors une autre simulation est effectuée pour cette même journée en diminuant le pas de temps du mode thermique. La diminution du pas de temps est réalisée de telle sorte que la production d'énergie électrique s'effectue en début de journée et en fin de journée. Cette méthode permet d'optimiser le mode thermique en le faisant fonctionner autour du midi solaire. L'alimentation de la charge du contrôle-commande est toujours assurée durant toute l'année. L'alimentation de cette charge engendre une production d'énergie thermique moindre. Pour augmenter la production d'énergie thermique, il est impératif de réduire la consommation électrique du système. De plus, plusieurs organes, de par leurs technologies, doivent être alimentés de façon continue (moteurs, électrovannes, etc.). Lors du transfert technologique la consommation du système pourra être réduite d'avantage.

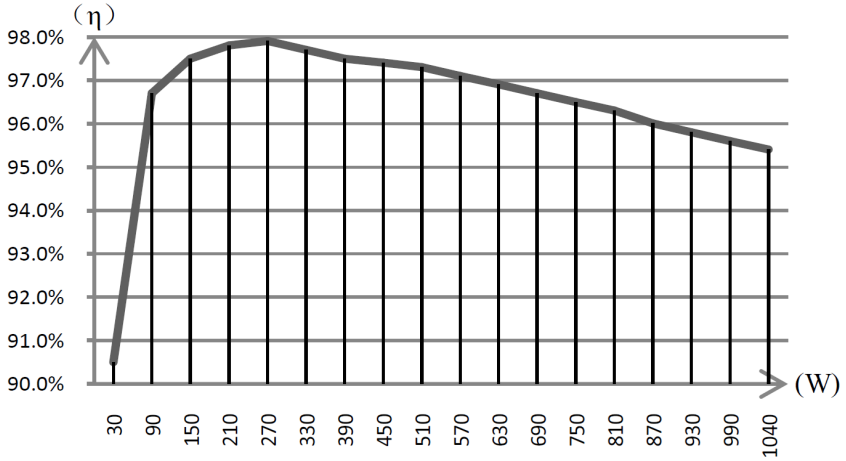


Figure 4.38 – Rendement du régulateur MPPT

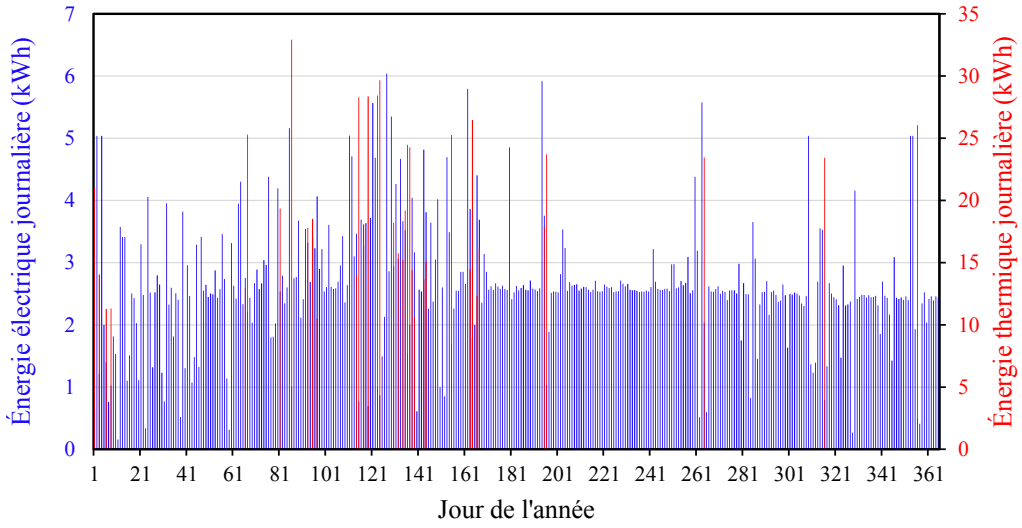


Figure 4.39 – Mode PV/TH - Énergie journalière (kWh)

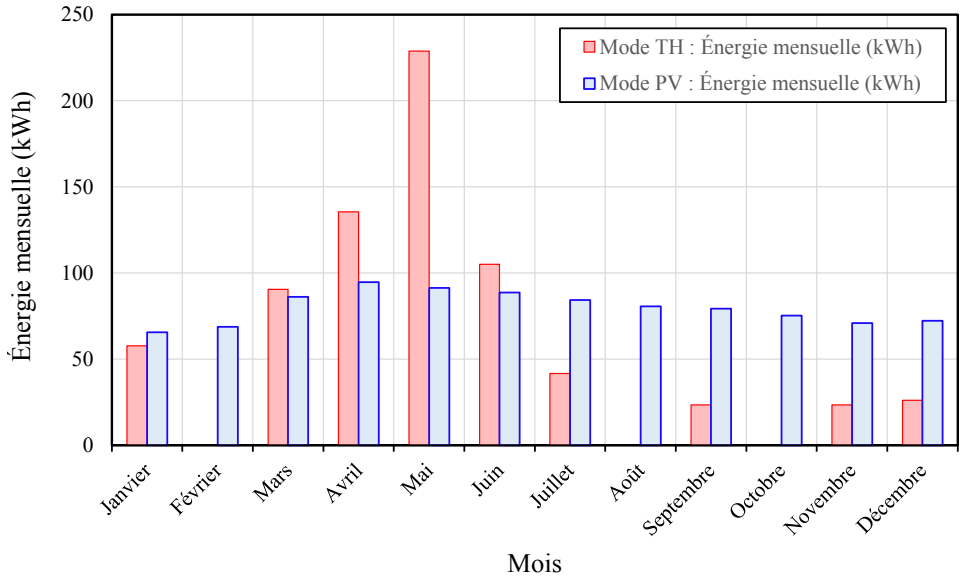


Figure 4.40 – Mode PV/TH - Énergie mensuelle (kWh)

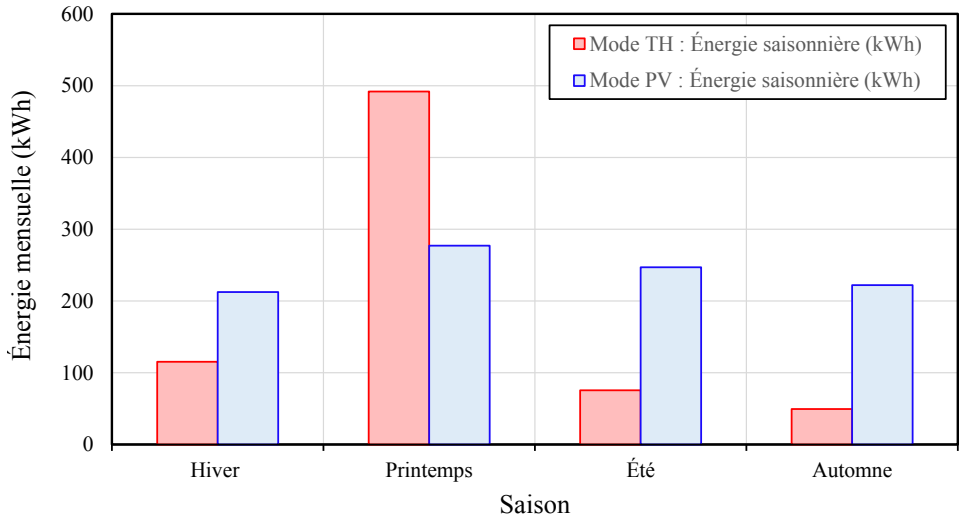


Figure 4.41 – Mode PV/TH - Énergie pour chaque saison (kWh)

Les énergies thermique et électrique annuelles produites valent respectivement 732 kWh et 958 kWh.

4.6.3.2 Charge réduite

Il est important de noter qu'il est possible et recommandé de réduire la charge électrique du contrôle-commande, car elle impacte considérablement la production d'énergie thermique. En effet, le changement de certains équipements permet de réduire la consommation du système comme les moteurs et les électrovannes. Par exemple, les figures 4.42, 4.43 et 4.44 représentent l'énergie thermique et électrique produite par le système pour assurer l'alimentation d'une charge constante de 50 W.

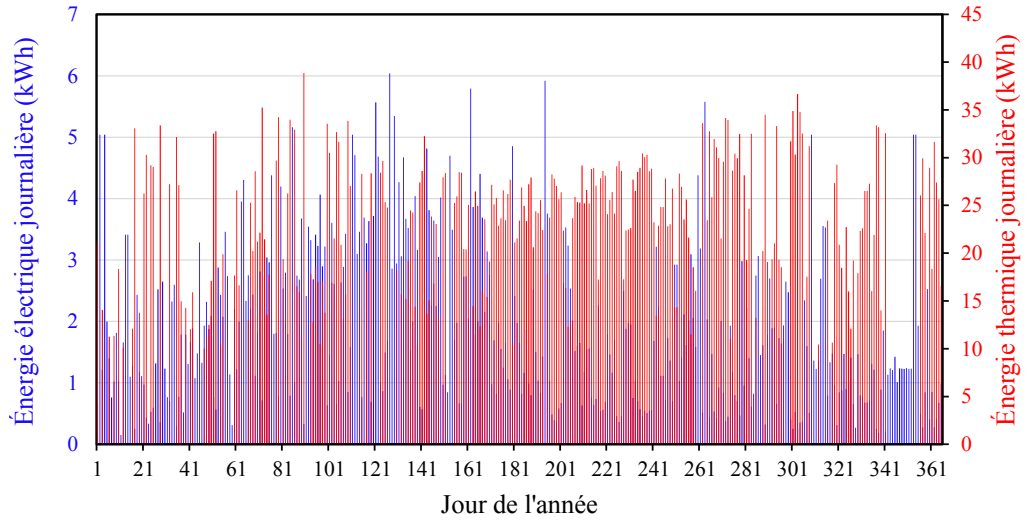


Figure 4.42 – Mode PV/TH - Énergie journalière (kWh)

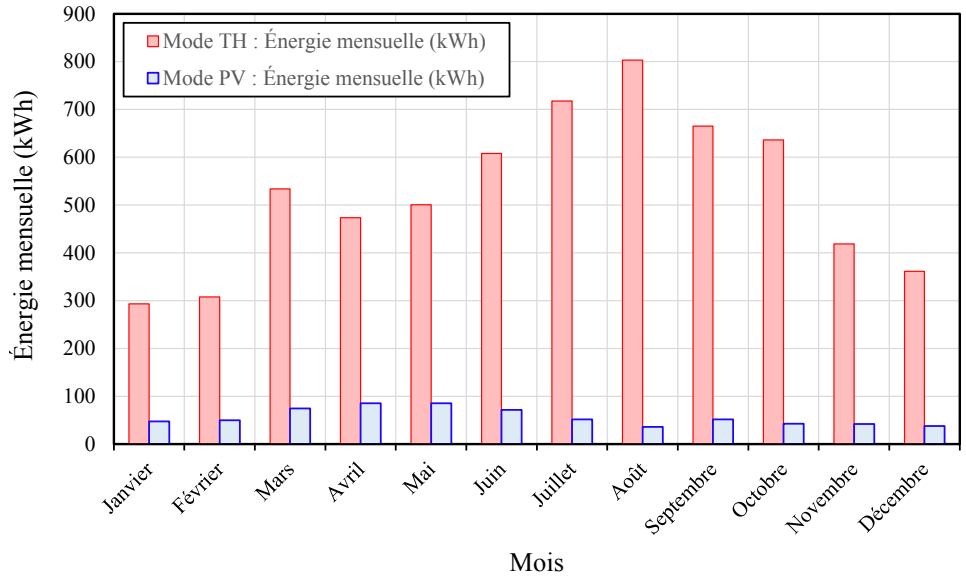


Figure 4.43 – Mode PV/TH - Énergie mensuelle (kWh)

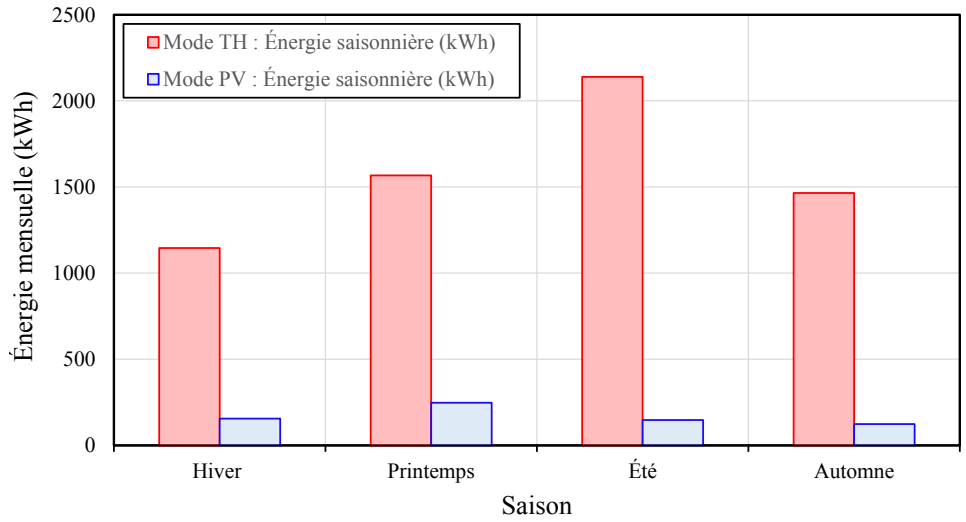


Figure 4.44 – Mode PV/TH - Énergie pour chaque saison (kWh)

Dans cette configuration, les énergies thermique et électriqueannuelles produites valent respectivement 6,320 MWh et 675 kWh. Dans ce cas, la production énergétique du système est considérablement augmentée par rapport aux résultats de l'étude précédente (732 kWh et 958 kWh).

Chapitre 5

Analyse du cycle de vie

Sommaire

5.1 Introduction 223
5.2 Matériaux et méthodes 225
5.2.1 Paramètres 225
5.2.2 Production d'énergie 225
5.2.3 Hypothèses 225
5.2.4 Inventaire du cycle de vie 226
5.2.5 Scénarios 228
5.2.6 Méthodes d'évaluation de l'impact du cycle de vie 228
5.3 Résultats et discussions 229
5.3.1 Fabrication de matériaux 229
5.3.2 Potentiel de réchauffement climatique 229
5.3.3 Demande d'énergie cumulée 229
5.3.4 ReCiPe endpoint (single-score) 230
5.3.5 ReCiPe endpoint avec caractérisation 231
5.3.6 ReCiPe midpoint avec caractérisation 233
5.3.7 Empreinte écologique 233
5.3.8 USEtox 233
5.3.9 Structure en aluminium 233
5.3.10 Résultat du cycle de vie 236
5.4 Comparaisons supplémentaires avec la littérature 239
5.4.1 Comparaisons des systèmes PV/T sans batterie 239
5.4.2 Comparaisons des systèmes PV/T avec batteries 239
5.4.3 Comparaisons au niveau des réservoirs de stockage 240
5.5 Conclusion 241

5.1 Introduction

Je tiens à souligner que cette étude sur l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) a été effectuée en collaboration avec le département des sciences de l'environnent de l'université de Lleida située en Espagne et plus étroitement avec le docteur Chryssa Lamnatou.

La littérature montre que les systèmes hybrides PV/TH de différents types (PV/TH-air, PV/TH-eau, en circulation naturelle ou forcée, etc.) offrent des avantages énergétiques et environnementaux plus importants, par rapport aux systèmes photovoltaïques simples qui produisent seulement de l'énergie électrique [TSBC05]. Plusieurs études sur l'analyse du cycle de vie (ACV) abordent les faiblesses et les avantages des différents systèmes afin d'évaluer leurs profils environnementaux. Un article sur l'ACV des PV/TH [LC17] révèle que plusieurs études incluant des questions d'ACV et environnementales sur les systèmes PV/TH en intégration bâti ont été présentées. La plupart de ces études se réfèrent au chauffage et à l'utilisation domestique en examinant les temps de retour énergétique, les émissions de CO_2 et les problèmes de coût. Quelques exemples sont présentés dans les articles suivants [TSBC06], [TSBC05],[FBC$^+$16], [KT06], [DT08].

En ce qui concerne les systèmes PV avec intégration bâti, peu d'études incluent des questions d'ACV et environnementales [LC17]. Ces études se concentrent sur les différentes technologies de modules PV intégrées aux façades et au toit. Elles examinent également les temps de retour énergétique, les émissions de CO_2, ainsi que les retours sur investissement [LC17]. Par exemple, [CJ12] ont montré que le temps de retour énergétique pour des systèmes PV/TH ajouté et intégré aux bâtiments sont respectivement de 2,8 et 3,8 ans. [KT14] étudie le temps de retour énergétique et la réduction des émissions de CO_2 d'une façade hybride PV/TH semi-transparente à double passage à base de cellules photovoltaïques Silicium (Si) et non-Si. D'autres études se concentrent sur la phase de fabrication d'un module PV/TH intégré au bâti, selon différentes méthodes :Méthode ReCiPe (ReCiPe), Méthode USEtox (USEtox), etc. Enfin, [RAKD$^+$16] et [BC05] étudient les configurations PV/TH intégrées au bâti en évaluant des problèmes tels que le temps de retour énergétique et les émissions de CO_2.

À ce jour, pour les systèmes PV/TH avec batteries, il existe peu d'études. [KV13] ont présenté une étude sur un système PV/TH intégré au bâti composé de matériaux de construction, d'un ventilateur, d'un cadre photovoltaïque, de cellules photovoltaïques, d'une batterie, d'un onduleur et d'un contrôleur de charge. L'étude porte essentiellement sur l'énergie intrinsèque et le temps de retour énergétique. Les résultats ont montré un temps de retour énergétique allant de 4,26 à 5,26 ans, en fonction du type de cellule PV. Une autre étude est menée [HSMT16] sur les performances environnementales des systèmes PV/TH à base de nano-fluides, par rapport aux systèmes PV et PV/TH standard. Cette étude souligne que la plus grande partie de l'énergie consommée est due aux batteries au plomb et aux cellules photovoltaïques. Un autre exemple [FBC$^+$16] sur l'ACV est réalisé sur un système de refroidissement par évaporation compact déshydratant qui comprend un collecteur PV/TH-air, des batteries (deux batteries solaires Plombs-Calcium (Pb-Ca) : 12 V, 65 Ah) et d'autres composants. Les indicateurs environnementaux, comme la Méthode ILCD (ILCD) et la Demande d'Énergie Cumulée (DEC) ont montré que les batteries solaires ont un impact important en termes de toxicité humaine, de toxicité en eau douce et de facteur abiotique-minéraux. Cette étude évalue le profil environnemental du SRLO, basé sur ReCiPe et d'autres méthodes, ainsi que sur différents indicateurs environnementaux et scénarios.

5.2 Matériaux et méthodes

Selon les normes ISO 14040 (2006) et ISO 14044 (2006), les phases suivantes ont été adoptées : définition de l'objectif et du périmètre, inventaire du cycle de vie, évaluation de l'impact sur le cycle de vie et interprétation.

5.2.1 Paramètres

Il faut tout d'abord déterminer les paramètres à considérer :

— 1,28 kWc d'électricité et 3,75 kWp d'énergie thermique ;

— surface du module PV : 15,36 m^2 ;

— surface de la cellule PV : 9,34 m^2 ;

— surface absorbante thermique : 1,15 m^2 ;

— surface du miroir : 16 m^2 ;

— 4 batteries au plomb de 150 Ah et de 12 V.

En ce qui concerne les calculs du cycle de vie, les phases suivantes ont été considérées :

— la fabrication de matériaux ;

— l'installation,

— l'utilisation,

— la maintenance,

— le transport,

— l'élimination.

Néanmoins, il convient de noter que certains résultats ne concernent que la phase de fabrication des matériaux. De plus, pour certains cas, l'impact est présenté :

— par m^2 de surface de module PV,

— par kg de batterie (pour les batteries),

— par 300 litres (stockage d'ECS).

5.2.2 Production d'énergie

Le SRLO peut produire de l'énergie électrique et thermique. La figure 5.1 représente la production annuelle du système.

5.2.3 Hypothèses

Pendant la phase d'utilisation du SRLO, il faut considérer certains remplacements des composants suivants :

— un remplacement des batteries (scénario optimiste) ;

— un remplacement des pompes.

De plus, nous considérons que la fabrication des matériaux et la maintenance générale du système (nettoyage, etc.) représentent 10 % de l'impact de la fabrication matérielle [LNCC14] [LCCC16]. En ce qui concerne la durée de vie du système du SRLO, on a supposé qu'il était de 20 ans. L'impact de l'installation du système a été évalué comme étant de 3 % de l'impact de la fabrication matérielle. Celui des procédés de fabrication des capteurs PV a été estimé à 27 %. Pour le transport des matériaux et des composants, les hypothèses suivantes ont été adoptées : une distance de 50 km (de la porte de l'usine au bâtiment et du bâtiment au site d'élimination) effectuée par camion. La phase d'élimination, qui est effectuée par une mise en

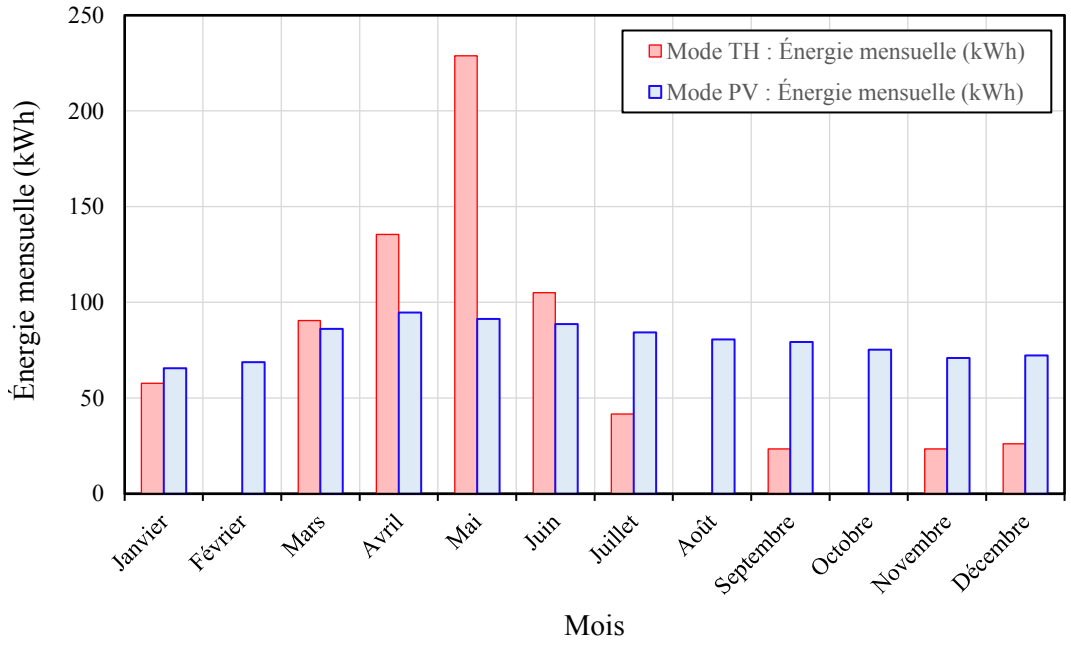


Figure 5.1 – Production d'énergie mensuelle (kWh)

décharge a été supposée et comprend les éléments qui sont remplacés au cours de la durée de vie du système ainsi que tous les composants du SRLO. Les scénarios de recyclage (pour les métaux, le verre et les plastiques) ont également été abordés.

5.2.4 Inventaire du cycle de vie

Les logiciels utilisés sont *SimaPro 8* et *ecoinvent 3*. Le tableau 5.1 intègre l'ensemble des composants et des matériaux du système. La structure de support (masse : 295,27 kg d'aluminium) rassemble différents composants en aluminium (barres de maintien, lames, carter, raccords, vis, etc.). Les batteries sont également considérées ([Mws11]).

Pour l'évaluation du temps de retour énergétique, nous utilisons [LNCC14] [LCCC16] :

$$EPBT = \frac{E_{in}}{E_{out.a} - E_{OM.a}} = \frac{E_{mat} + E_{inst} + E_{transp} + E_{disp}}{E_{out.a} - E_{OM.a}} \quad (année) \qquad (5.1)$$

Où :

— E_{in} représente le total des entrées en termes d'énergie primaire pour : la fabrication des différents matériaux, le transport et l'élimination du système complet ;

— $E_{out.a}$ représente la production annuelle d'énergie électrique et thermique du système convertie en énergie primaire ;

— $E_{OM.a}$ est l'énergie primaire annuelle pour la phase d'utilisation et d'exploitation ;

— E_{mat} représente l'énergie primaire pour la fabrication de matériaux (matériaux des récepteurs, batteries, composants supplémentaires du système, etc.) ainsi que pour la fabrication des modules PV ;

— E_{inst} est l'énergie primaire nécessaire à l'installation du système ;

— E_{transp} représente l'énergie primaire pour le transport des matériaux et des composants ;

— E_{disp} est l'énergie primaire nécessaire pour l'élimination des composants et des matériaux en fin de vie.

Composants	**Masse en kg**
Structure (aluminium)	295,27
Surface réfléchissante (verre)	116,16
Surface réfléchissante (aluminium)	0,84
Absorbeur (verre)	11,76
Absorbeur (aluminium)	52,85
Absorbeur (laine de verre)	4,95
Absorbeur (cuivre)	2,46
Module PV (polycristalline)	3,27
Module PV (verre)	122,88
Réservoir de stockage (cuivre)	10,73
Réservoir de stockage (acier)	47,94
Réservoir de stockage (mousse de polyuréthane)	5,56
Réservoir de stockage (plastique)	25,77
Vis (acier)	2,90
Deux pompes (laiton)	2,80
Deux pompes (noryl)	1,40
Tubes (cuivre)	8,59
Isolation tubes (caoutchouc)	3,21
Batterie (plombs) [Mws11]	227,26
Batterie (oxygène) [Mws11]	8,46
Batterie (polyéthylène) [Mws11]	6,85
Batterie (polypropylène) [Mws11]	25,16
Batterie (acide sulfurique) [Mws11]	38,56
Batterie (eau non salée) [Mws11]	63,27
Batterie (cuivre) [Mws11]	0,04
Batterie (verre) [Mws11]	0,07

Tableau 5.1 – Matériaux utilisés pour l'ACV

L'équation suivante représente le temps de retour énergétique avec la méthode ReCiPe [BLCVM17] :

$$ReCiPe\,PBT = \frac{I_{mat} + I_{inst} + I_{transp} + I_{disp}}{I_{out.a} - I_{OM.a}} \tag{5.2}$$

où I est le score ReCiPe de point final total (en Pts), avec :

— I_{mat} : fabrication des matériaux ;

— I_{inst} : transport ;

— I_{disp} : élimination ;

— I_{inst} : impact annuel évité grâce à l'utilisation de l'énergie électrique issue du PV au lieu d'utiliser l'énergie électrique du réseau ;

— $I_{OM.a}$ impact annuel en phase d'utilisation (exploitation et maintenance).

Le concept de Méthode ReCiPe avec temps de récupération (ReCiPe PBT) a été abordé dans les études de [LC14] et [LC17]. Les temps de récupération ont été évalué sur la base de l'étude de [BT08] pour les systèmes PV/TH. De cette manière, la production d'énergie électrique est convertie en une production thermique équivalente, en utilisant la valeur de 0,38 qui est le rendement de production d'énergie électrique d'une centrale électrique conventionnelle ([HLHS01], [BT08]). Ensuite, pour l'évaluation de $E_{out.a}$ (qui pour le temps de récupération de l'énergie, représente l'énergie primaire évitée pour la production de la même quantité d'énergie fournie par le système solaire [ZVAUZB$^+$15]) et $I_{out.a}$ (pour ReCiPe PBT), on suppose l'utilisation d'un chauffe-eau à résistance électrique avec une efficacité de 90 % ([SP16]).

Concernant l'impact des batteries, celui-ci est intégré dans E_{mat} (pour le temps de récupération de l'énergie) et dans I_{mat} (pour ReCiPe PBT), basé sur l'étude [KV13] sur le temps de récupération de l'énergie et l'énergie intrinsèque d'un système PV/TH intégré au bâti avec batteries.

5.2.5 Scénarios

En ce qui concerne les scénarios de recyclage, certains cas incluent le recyclage des matériaux suivants : métaux, verre et plastiques. Concernant l'horizon temporel du Potentiel de Réchauffement Global (PRG), trois scénarios sont évalués :

— Potentiel de Réchauffement Global basé sur un horizon temporel de 20 ans (PRG 20) ;

— Potentiel de Réchauffement Global basé sur un horizon temporel de 100 ans (PRG 100) ;

— Potentiel de Réchauffement Global basé sur un horizon temporel de 500 ans (PRG 500).

Ces trois cas sont examinés afin de fournir une vue d'ensemble sur le PRG puisque certaines substances (associées au PRG) présentent une décomposition graduelle et deviennent inactives à long terme. Sachant que le PRG 100 est le plus utilisé ([noab]).

5.2.6 Méthodes d'évaluation de l'impact du cycle de vie

L'évaluation de la performance environnementale du système PV/TH étudié a été réalisée selon (*SimaPro 8*, *ecoinvent 3*) :

— IPCC 2013 PRG 20 V1.00 ; IPCC 2013 PRG 100 V1.00 ; IPCC 2013 PRG 500 V1.00 ;

— demande d'énergie cumulée V1.08 / DEC ;

— ReCiPe Endpoint (H) V1.10 / Europe ReCiPe H/A (score unique) ;

— ReCiPe Endpoint (H) V1.10 / Europe ReCiPe H/A (avec caractérisation) ;

— ReCiPe Midpoint (H) V1.10 / Europe ReCiPe H (avec caractérisation) ;

— empreinte écologique V1.01 / Empreinte écologique (score unique) ;

— USEtox (par défaut) V1.03 / Europe 2004 (avec caractérisation).

Voici quelques informations sur les méthodes mentionnées ci-dessus :

— IPCC 2013 correspond au changement climatique basé sur une période de 20, 100 et 500 ans ;

— la DEC comprend cinq catégories d'impact (non renouvelable et renouvelable) ;

— ReCiPe inclut des approches de point médian et d'extrémité ;

— l'empreinte écologique désigne l'occupation des sols, l'utilisation de l'énergie nucléaire et les émissions de CO_2 ;

— USEtox concerne les impacts humains et éco-toxicologiques.

5.3 Résultats et discussions

5.3.1 Fabrication de matériaux

En ce qui concerne les résultats présentés section 5.3.10, il convient de préciser qu'ils concernent la phase de fabrication des matériaux pour les composants et matériaux du système PV/TH (tableau 5.1). Les résultats sont illustrés dans des graphiques séparés selon la méthode adoptée.

5.3.2 Potentiel de réchauffement climatique

Sur la figure 5.2, les résultats en termes de PRG 20, PRG 100 et PRG 500 sont illustrés. Sur la figure 5.2, ont été inclus uniquement les composants ayant un PRG 100 supérieur à 0,1 $t.CO_{2.eq}$. La figure 5.2 montre que :

- avec l'augmentation de l'horizon temporel le PRG diminue, comme suggéré ;
- l'aluminium de la structure et des récepteurs présente le PRG le plus élevé, avec des valeurs allant de 5,7 à 6,1 $t.CO_{2.eq}$ (selon l'horizon temporel) ;
- les modules PV montrent le deuxième plus haut PRG (de 1,4 à 1,8 $t.CO_{2.eq}$) ;
- le verre (pour la structure réfléchissante et pour la couverture PV) et l'acier (pour le récepteur) présentent des valeurs de PRG considérablement plus basses (respectivement de $0,1$-$0,2$ $t.CO_{2.eq}$).

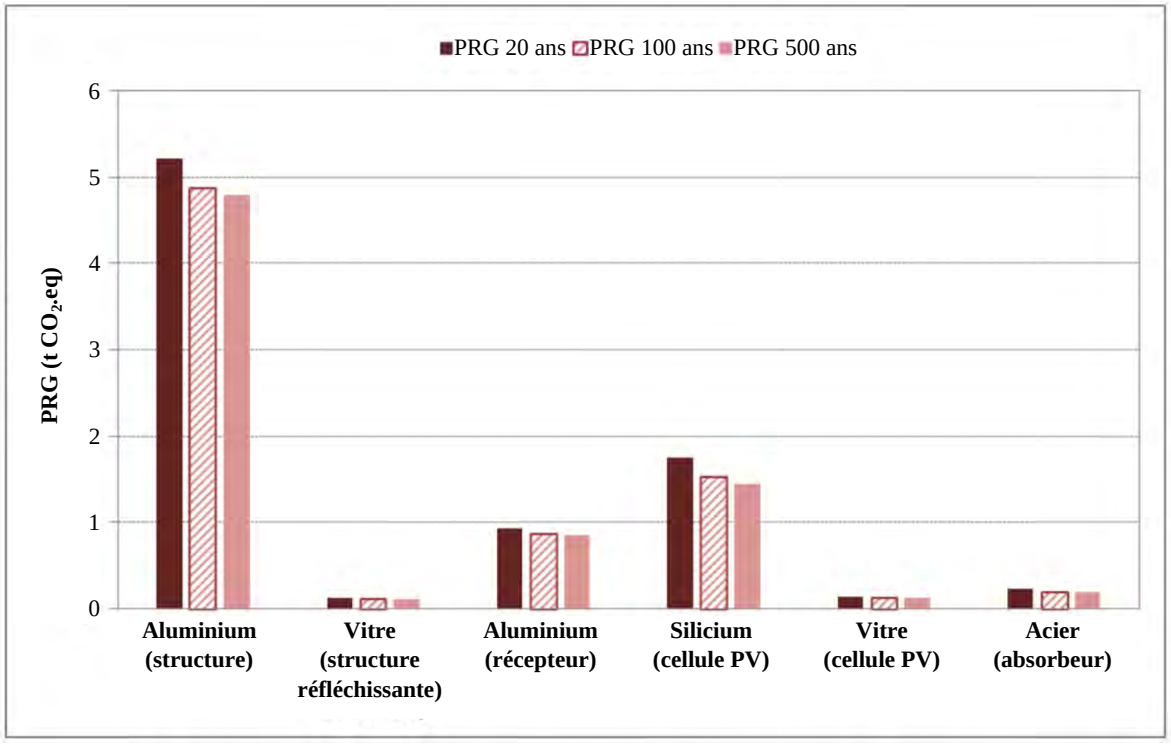


Figure 5.2 – PRG (20a, 100a, 500a) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO

5.3.3 Demande d'énergie cumulée

Dans la figure 5.3, les résultats, selon la DEC, sont présentés pour les composants qui présentent des valeurs de demande d'énergie cumulée supérieures à 1 GJ_{ptim}. La figure 5.3 montre que l'aluminium présente la DEC la plus élevée avec une valeur totale de 60,3 GJ_{ptim}

pour la structure et le récepteur. Les cellules photovoltaïques sont responsables de la seconde valeur la plus importante (22,3 GJ_{ptim}). C'est ensuite le verre (pour la structure réfléchissante et pour la couverture PV), puis l'acier et le polyéthylène haute densité (pour l'absorbeur), qui présentent une DEC totale de 7,7 GJ_{ptim}.

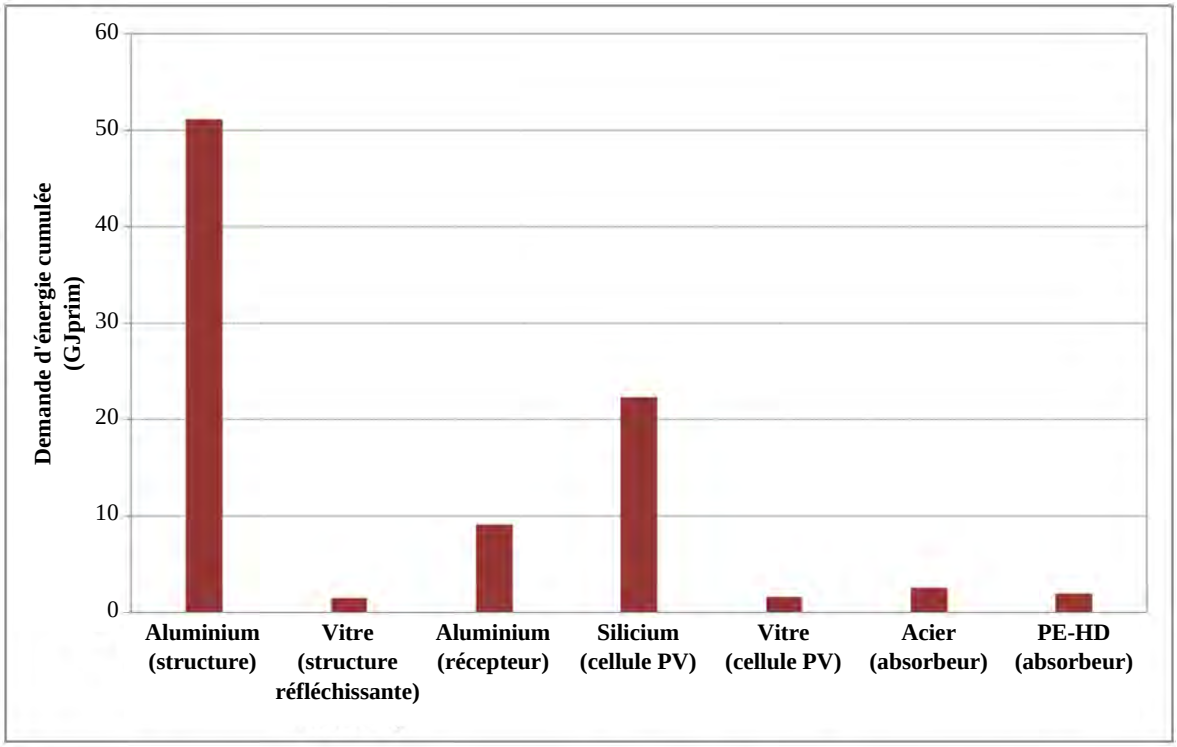


Figure 5.3 – DEC : Phase de fabrication de matériaux pour certains composants et matériaux du SRLO

5.3.4 ReCiPe endpoint (single-score)

Sur la figure 5.4, les résultats, selon l'approche endpoint ReCiPe (single-score), sont illustrés. Il convient de préciser que sur la figure 5.4, seuls les composants et les matériaux contenant plus de 5 points ont été inclus dans la catégorie d'impact sur la santé humaine. À partir de la figure 5.4, on peut noter que :

— la catégorie d'impact avec le score le plus élevé est la catégorie de la santé humaine et la catégorie avec le deuxième score le plus élevé est la catégorie des ressources ;

— les écosystèmes, en général, présentent des scores considérablement inférieurs à ceux de la santé humaine et des ressources, en particulier pour les parties à base d'acier et de cuivre ;

— l'aluminium (pour la structure et pour le récepteur) montre le score le plus élevé, en particulier pour la santé humaine. Il est de 2 à 3 fois supérieur aux scores des écosystèmes et des ressources. Plus analytiquement, les valeurs totales de la structure et du récepteur sont de 293 Pts pour la santé humaine, 107 Pts pour les écosystèmes et 145 Pts pour les ressources ;

— le cuivre (pour le récepteur, la chaudière et les tubes) présente le deuxième score le plus élevé. Pour ce cas, il convient de souligner qu'il existe une différence remarquable entre les catégories de la santé humaine et des ressources (avec des scores de 105 et 111 Pts, respectivement) et la catégorie des écosystèmes (avec un score de 4 Pts) ;

— les cellules PV sont responsables du troisième score le plus élevé (73 Pts pour la santé humaine, 32 Pts pour les écosystèmes et 48 Pts pour les ressources).

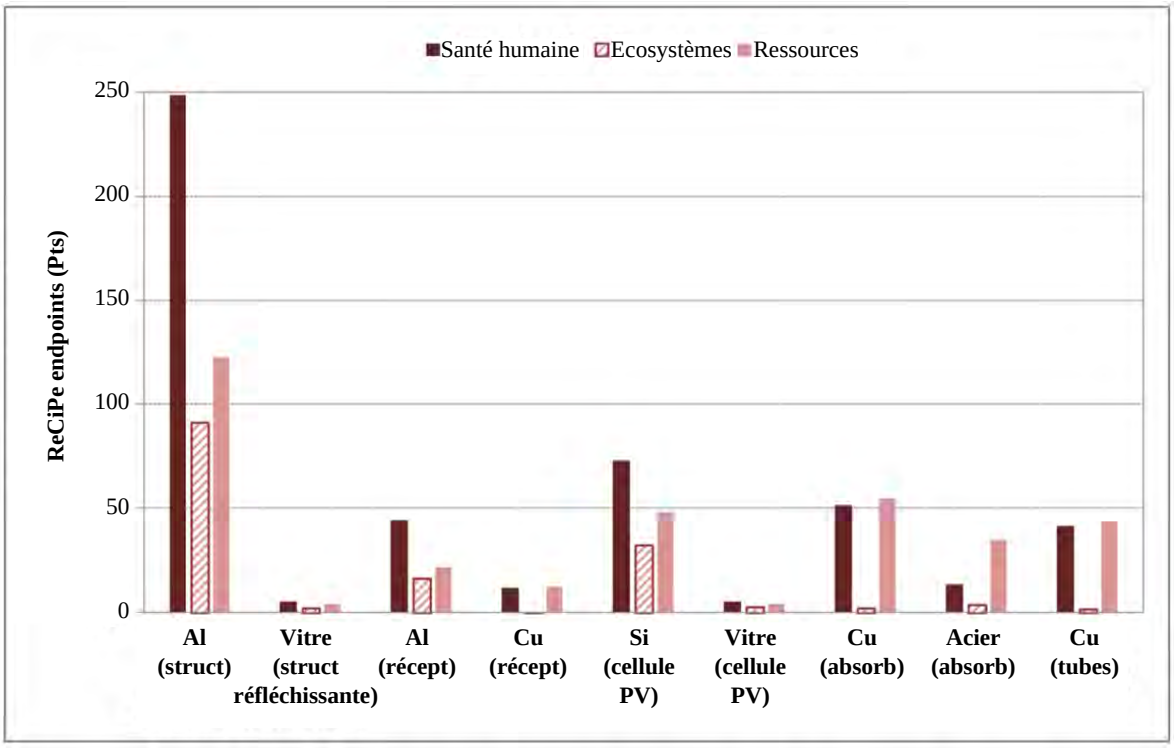


Figure 5.4 – (ReCiPe endpoint (single-score) (santé humaine, écosystèmes, ressources) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO

5.3.5 ReCiPe endpoint avec caractérisation

Dans cette sous-section, les résultats, selon le paramètre ReCiPe avec caractérisation, sont présentés et séparés en Disability Adjusted Life Years :espérance de vie corrigée de l'incapacité (DALY) et Espèces par an (species.yr). Le concept de DALY est lié à la quantification des indicateurs de résultats en ce qui concerne la santé humaine dans les études d'ACV ([KPA$^+$15]). D'autre part, la notion de species.yr concerne la perte d'espèces sur une certaine zone, pendant un certain temps. Dans les graphiques (figure 5.5 et 5.6) sont inclus uniquement les composants avec un DALY supérieur à 0,002 et un species.yr supérieur à $1,0.10^{-6}$. A partir de la figure 5.5 et 5.6, on peut observer que :

— les composants ayant les DALY les plus élevées et species.yr sont à base d'aluminium (structure et récepteur) avec une valeur totale de 0,015 DALY et de $4,9.10^{-5}$ species.yr ;

— les composants avec la deuxième DALY la plus élevée sont à base de cuivre (récepteur et tubes) avec une valeur totale de 0,005 DALY, tandis que pour les modules PV, species.yr sont responsables du deuxième impact le plus élevé avec une valeur de $1,5.10^{-5}$ species.yr ;

— les cellules PV présentent la troisième DALY la plus élevée (0,004) alors que le verre (pour la structure réfléchissante et pour la couverture PV) montre la troisième plus haute valeur species.yr avec une valeur totale de $2,2.10^{-6}$ species.yr.

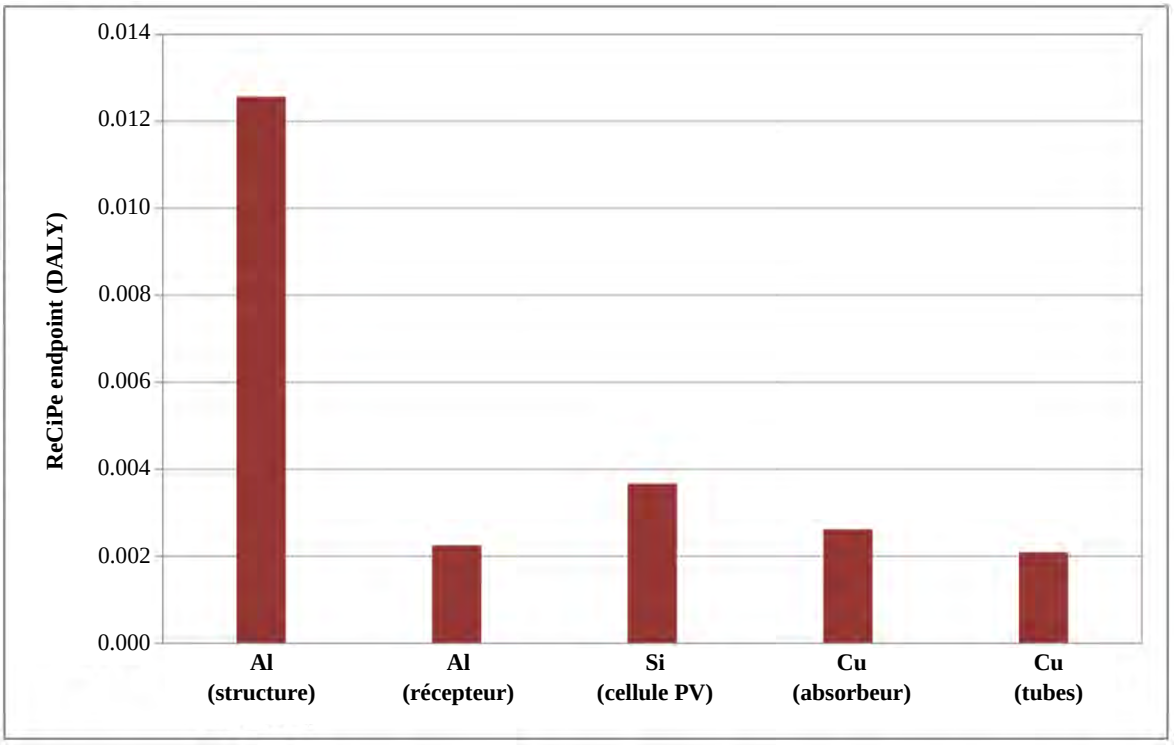


Figure 5.5 – ReCiPe endpoint avec caractérisation (DALY) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO

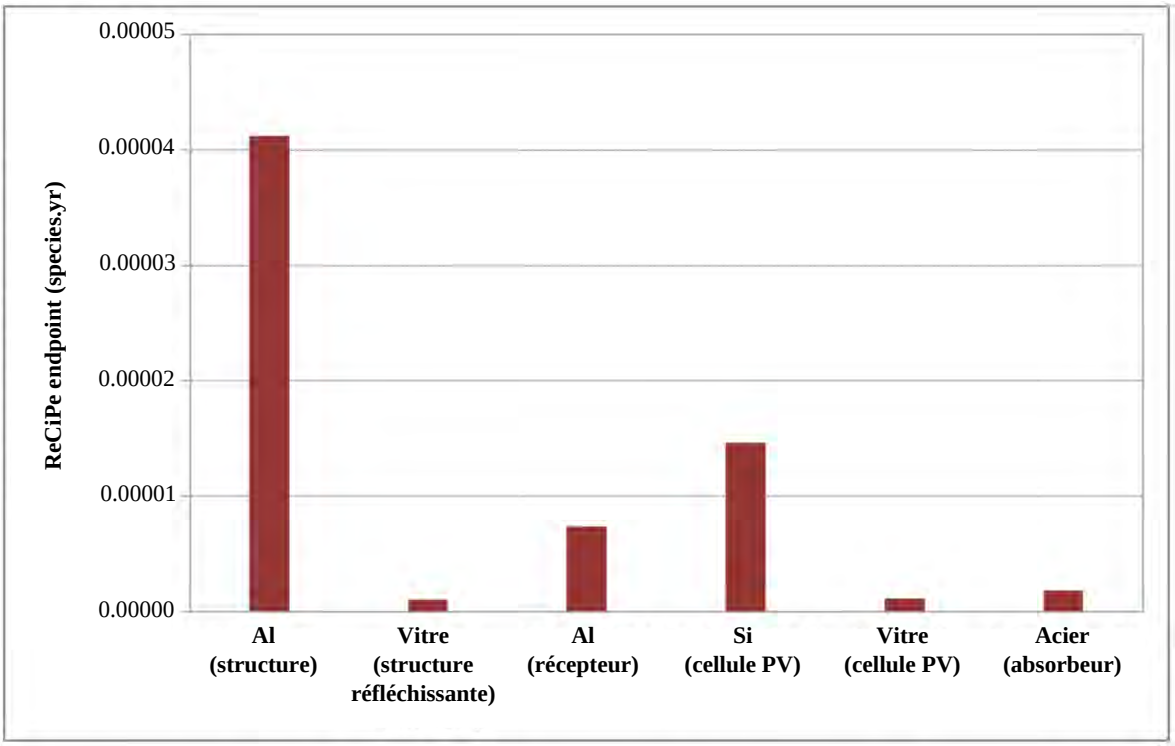


Figure 5.6 – ReCiPe endpoint avec caractérisation (species.yr) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO

5.3.6 ReCiPe midpoint avec caractérisation

Dans le tableau 5.2, les résultats selon ReCiPe midpoint avec caractérisation sont présentés, pour le composant ayant le plus fort impact pour chaque catégorie. On peut noter que :

- la structure en aluminium présente le plus grand impact sur 11 (changement climatique, acidification terrestre, eutrophisation des eaux douces, etc.) des 18 catégories intermédiaires ;
- les cellules PV sont responsables de l'impact le plus élevé pour 4 catégories : appauvrissement de l'ozone, éco-toxicité terrestre, rayonnement ionisant et occupation des terres agricoles ;
- le cuivre (pour le récepteur) montre l'impact le plus élevé pour 3 catégories : eutrophisation marine, toxicité humaine et épuisement des métaux.

5.3.7 Empreinte écologique

La figure 5.7 présente les résultats selon l'empreinte écologique pour le dioxyde de carbone (dans le graphique ont été inclus seulement les composants qui présentent plus de 300 Pts) et la figure 5.8 pour le nucléaire. La structure en aluminium représente l'empreinte écologique (dioxyde de carbone) la plus élevée. Pour la figure 5.8, ce sont les cellules PV qui ont la valeur la plus importante. On remarque sur la figure 5.7 que la valeur pour la structure en aluminium est environ 3 fois plus élevée que celle des cellules PV, alors que pour la figure 5.8 ce sont les cellules PV qui représentent presque le double de la valeur totale de la structure en aluminium.

5.3.8 USEtox

Sur la figure 5.9 et 5.10, les résultats basés sur USEtox sont illustrés. La figure 5.9 concerne la toxicité humaine (pour tous les composants : tableau 5.2) et la figure 5.10 concerne l'éco-toxicité (uniquement pour les composants qui présentent plus de 1 CTU_e). À partir de la figure 5.9, on peut voir que :

- en ce qui concerne la toxicité humaine cancérigène, la structure en aluminium, les cellules PV et le *Noryl* pour les pompes sont respectivement les composants avec les premières, deuxièmes et troisièmes valeurs les plus élevées ;
- en ce qui concerne la toxicité humaine non cancérigène, les cellules PV montrent l'impact le plus élevé ;
- en tenant compte des deux catégories de toxicité humaine, les composants ayant les deux valeurs les plus élevées sont la structure en aluminium et les cellules PV.
- en ce qui concerne l'éco-toxicité, les Noryl (pour les pompes) et les cellules PV sont les deux composants ayant le plus fort impact, avec respectivement 62,5 CTU_e et 16,6 CTU_e.

5.3.9 Structure en aluminium

Sur la base des résultats mentionnés ci-dessus, on peut voir que selon le PRG (figure 5.2), et la DEC (figure 5.3), pour la plupart des catégories médianes de ReCiPe (tableau 5.2) ainsi que sur la base du ReCiPe single-score (figure 5.4), ReCiPe endpoint avec caractérisation (figure 5.5 et 5.6), empreinte écologique (single-score) pour le dioxyde de carbone (figure 5.7), USEtox toxicité humaine cancérigène (figure 5.9), la structure de support en aluminium montre un impact considérable et pour certains cas, cet impact est remarquablement supérieur à celui des autres composants du SRLO.

Néanmoins, il convient de prendre compte que pour les calculs ci-dessus, le recyclage n'a pas été inclus. Des calculs avec recyclage de certains matériaux (métaux, verre, plastiques) ont

Catégorie	**Composante ayant le plus d'impact : valeur**
Changement climatique	Structure de en aluminium : 4 877, 1 $kg\ CO_2$
Appauvrissement de l'ozone	Cellule PV : $3, 9.10 - 4\ kg\ CFC$-11 eq
Acidification terrestre	Structure en aluminium : $33, 9\ kg\ SO_2\ eq$
Eutrophisation d'eau douce	Structure en aluminium : $2, 7\ kg\ P\ eq$
Eutrophisation marine	Cuivre (pour l'absorbeur) : $2, 4\ kg\ N\ eq$
Toxicité humaine	Cuivre (pour l'absorbeur) : 3 243.0 $kg\ 1, 4\ DB\ eq$
Formation d'oxydant photochimique	Structure en aluminium : $16, 9\ kg\ NMVOC$
Formation de particules	Structure en aluminium : $15, 1\ kg\ PM10\ eq$
Écotoxicité terrestre	$4, 9\ kg 1, 4\ DB\ eq$
Éco-toxicité en eau douce	Structure en aluminium : $70, 8\ kg\ 1, 4\ DB\ eq$
Éco-toxicité marine	Structure en aluminium : $69, 4\ kg\ 1, 4\ DB\ eq$
Rayonnement ionisant	Cellules PV : $365, 8\ kBq\ U235\ eq$
Occupation des terres agricoles	Cellules PV : $102, 4\ m^2$
Occupation des terres urbaines	Structure en aluminium : $44, 8\ m^2$
Transformation naturelle des terres	Structure en aluminium : $0, 5\ m^2$
Appauvrissement en eau	Structure en aluminium : 43 133.2 m^3
Épuisement du cuivre	Cuivre (pour l'absorbeur) : 1 144, 9 $kg\ Fe\ eq$
Épuisement des énergies fossiles	Structure en aluminium : 1 104, 1 kg *de pétrole* eq

Tableau 5.2 – ReCiPe midpoint avec caractérisation : Phase de fabrication des matériau pour certains composants et matériaux du SRLO. Pour chaque catégorie est indiqué le composant ayant le plus fort impact

également été réalisés et dans la section 5.3.10, ces résultats sont présentés, démontrant que le recyclage peut considérablement améliorer le profil environnemental du SRLO.

Plus précisément, les performances environnementales du système peuvent être améliorées. Par exemple, en utilisant moins d'aluminium (ou en utilisant d'autres matériaux ayant un impact plus faible). La partie solaire thermique concentrée et la surface réfléchissante comprennent des quantités considérables de matériaux, en particulier d'aluminium et de verre. Certes, grâce au recyclage, l'impact de ces matériaux peut être remarquablement réduit. L'influence du recyclage de l'aluminium sur la performance environnementale d'un capteur solaire thermique a été examinée [ABCLB05] : il a été souligné que l'aluminium présente un effet considérable sur le bilan énergétique mondial et ceci est principalement dû à la consommation d'énergie spécifique élevée pendant la phase de production d'aluminium.

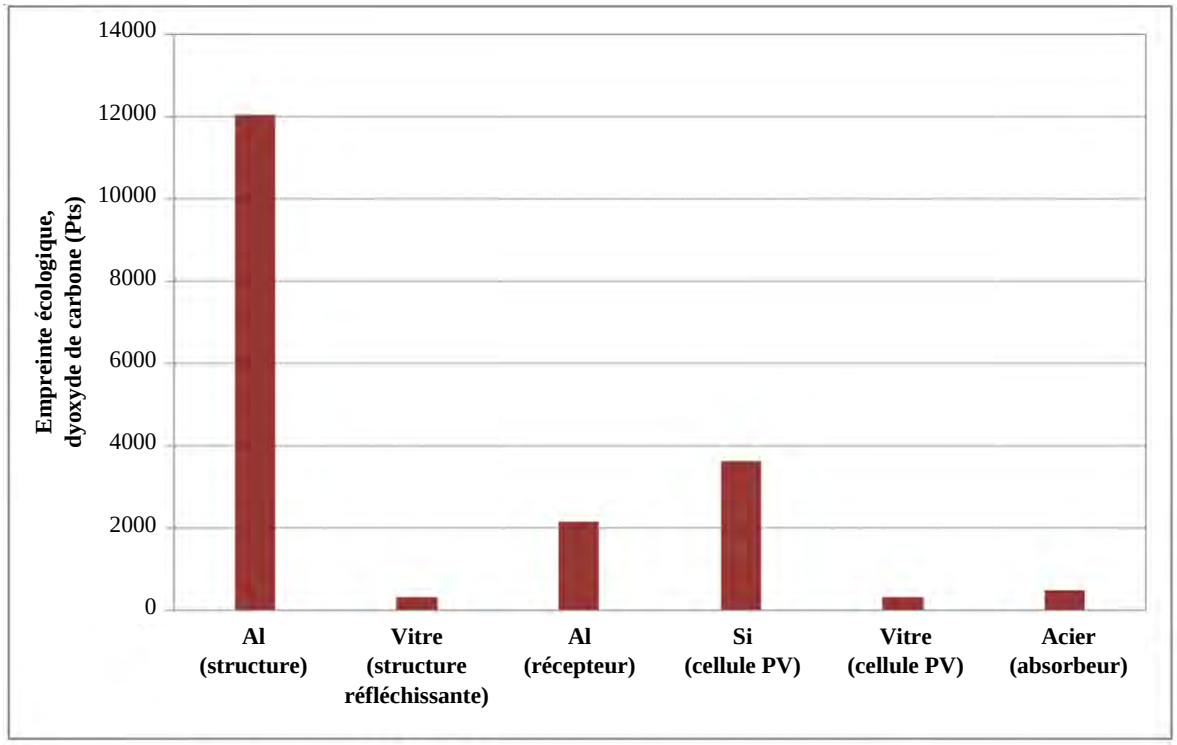


Figure 5.7 – Empreinte écologique (single-score) dioxyde de carbone : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO

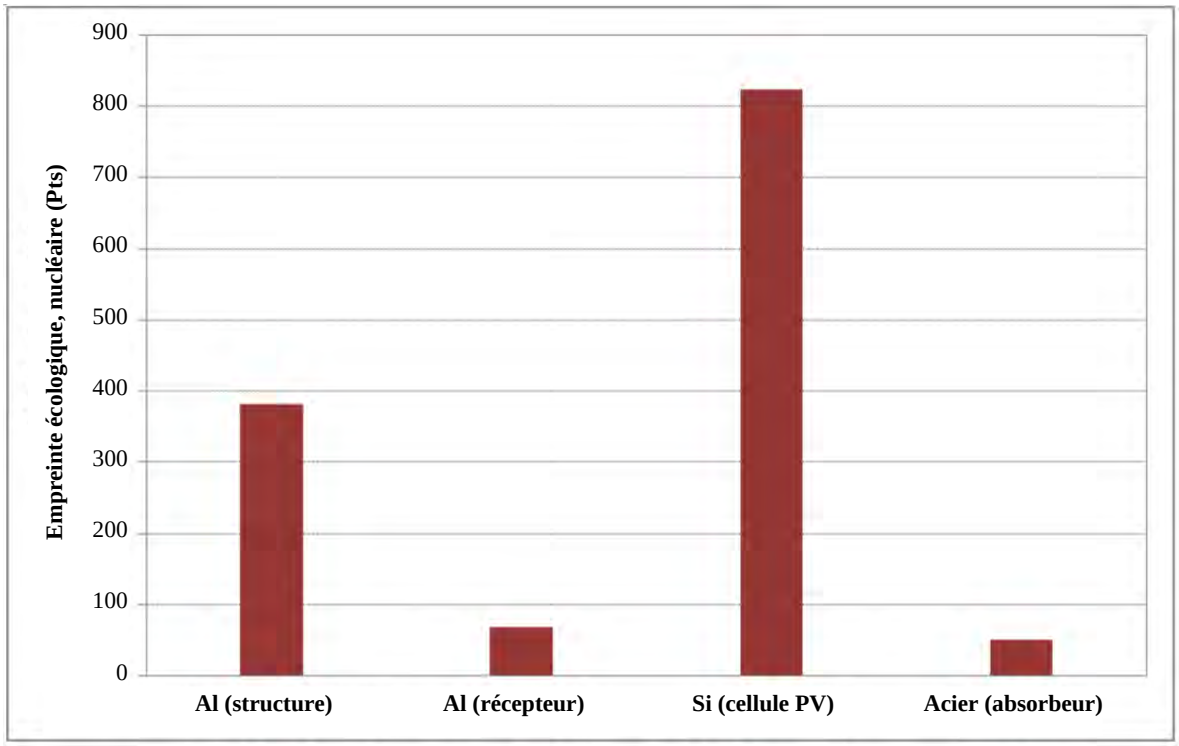


Figure 5.8 – Empreinte écologique (single-score) nucléaire : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO

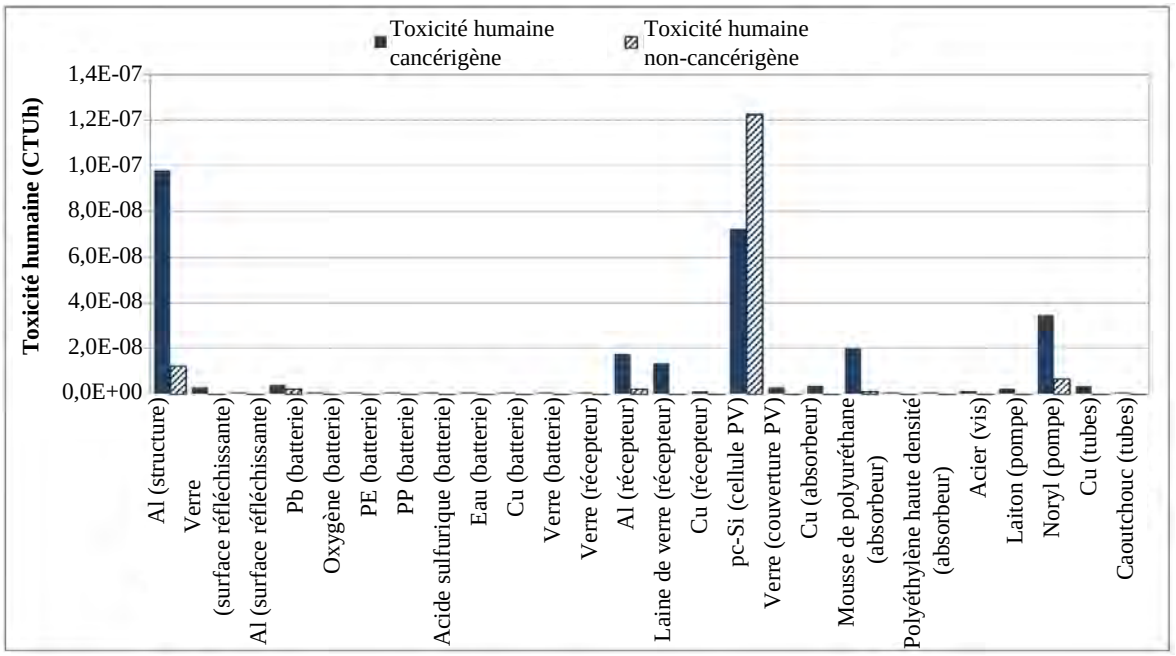


Figure 5.9 – USEtox : toxicité humaine cancérigène et non-cancérigène (en CTU_h)

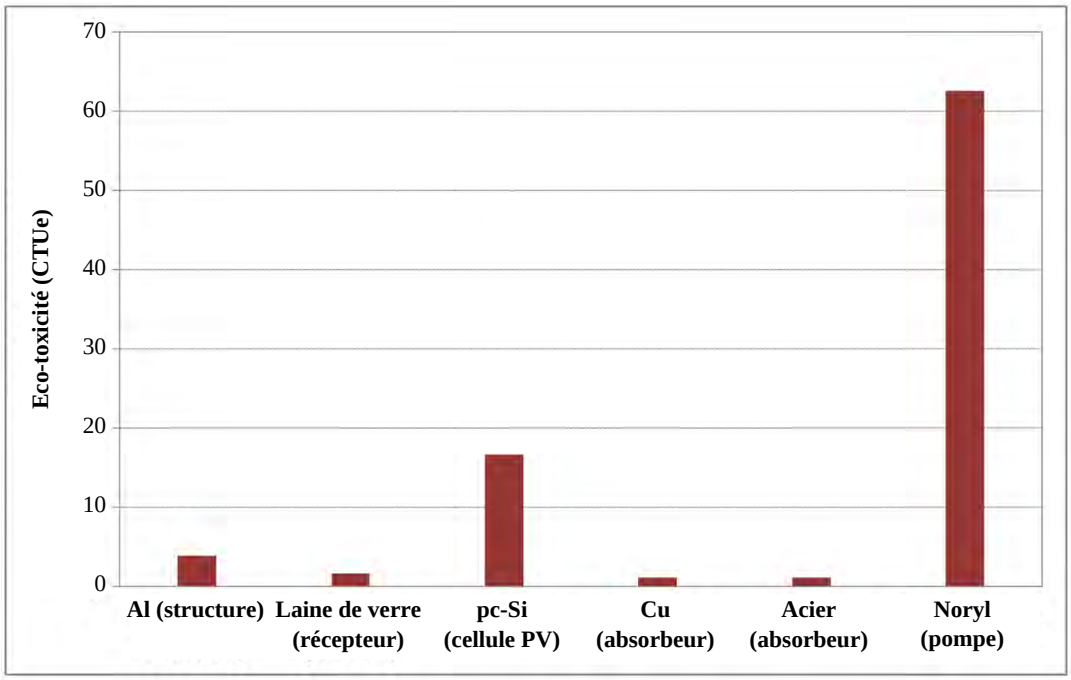


Figure 5.10 – Éco-toxicité (en CTU_e) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO

5.3.10 Résultat du cycle de vie

Basé sur les calculs concernant la base du cycle de vie, le temps de retour de l'énergie a été évalué. Les résultats du SRLO montrent des temps de retour de l'énergie de 1,6 ans et de 0,6 ans, respectivement pour le scénario sans recyclage et avec recyclage. Ainsi, on peut observer que le recyclage réduit considérablement les temps de retour de l'énergie.

Concernant la littérature, [TSBC05] ont évalué plusieurs configurations PV/TH (avec et sans vitrage, avec et sans réflecteur, etc.) pour le chauffage de l'eau (installations de toiture) et

les résultats (pour remplacer l'énergie électrique uniquement) montrent des valeurs de temps de retour de l'énergie de 0,8 à 3,8 ans, selon le scénario. [BC05] ont présenté les temps de retour de l'énergie, pour différents systèmes PV/TH, allant de 1,7 an (PV/TH pour le chauffage de l'eau domestique, remplacement de l'énergie électrique) à 2,8 ans (PV/TH pour le chauffage des locaux). De plus, [DT08] ont calculé un temps de retour de l'énergie de 1,3 an pour un chauffe-eau solaire PV/TH pour des applications domestiques. Ainsi, on peut voir qu'il y a une convergence entre les présents résultats et ceux de la littérature, en tenant compte du fait qu'une comparaison directe n'est pas possible en raison de différences (par exemple : des composants spécifiques différents pour chaque système).

En ce qui concerne les temps de retour ReCiPe, les résultats montrent des valeurs de 17 et 8,4 ans, respectivement pour le scénario sans recyclage et avec recyclage. Les temps de retour ReCiPe élevés sont associés à l'impact faible ReCiPe évité ($Iout.a$) et ceci est lié aux caractéristiques spécifiques du mix électrique français (forte pénétration de l'énergie nucléaire, faibles émissions de CO_2, etc.) (Source : EDF). A ce stade, il convient de noter que des temps de retour ReCiPe élevés, pour le cas de la France, ont également été rapportés dans l'étude [LC17] pour un système à concentration photovoltaïque intégré au bâti, avec un système à concentration parabolique et un rapport de concentration géométrique de 3,6. Différentes villes ont été étudiées et les résultats ont montré des temps de retour ReCiPe (scénario sans remplacement matériel) :

— moins de 5 ans pour Barcelone, Séville, Londres et Aberdeen ;
— 16,52 ans pour Marseille ;
— 29,58 ans pour Paris.

Ainsi, le résultat de 17 ans de temps de retour ReCiPe pour le SRLO (conditions climatiques d'Ajaccio et du mix électrique français) est proche du résultat étudié à Marseille pour un système à concentration photovoltaïque intégré au bâti [LC17].

5.4 Comparaisons supplémentaires avec la littérature

5.4.1 Comparaisons des systèmes PV/T sans batterie

Dans le tableau 5.11, les résultats de l'étude (selon la DEC et le PRG) pour le SRLO sont comparés avec les résultats de la littérature (pour les PV/TH ajoutés au bâti ainsi que pour les PV/TH intégrés au bâti) et on peut constater que, en général, il y a similitude. En considérant toutes les études du tableau 5.11, on peut voir que :

— les valeurs de $GJ.m^{-}2$ vont de 4,59 à 6,3 ;

— les valeurs de $CO_{2.eq}.m^{-2}$ vont d'environ 0,4 à 0,5.

Étude / type d'intégration	**Cellule PV**	**Type de fluide**	**Application**	**Questions environnementales examinées**	**Surface**	**Impact par m^2 : phase fabrication des matériaux**
SRLO	Polycristallin	Eau	PV/TH convient aux applications hors réseau	DEC, PRG, ReCiPe, USEtox, etc.	15,36 m^2 de module PV	Valeurs par m^2 de surface de module PV : Sans batteries, avec réservoir de stockage : 6,10 GJ_{prim} (CED) Sans batteries, sans réservoir de stockage : 5,71 GJ_{prim} (CED) Sans batteries, avec réservoir de stockage : $0,52$ t $CO_{2.eq}$ (PRG 100) Sans batteries, sans réservoir de stockage : $0,50$ t $CO_{2.eq}$ (PRG 100)
PV/TH [TSBC05]	Polycristallin	Eau	PV/TH (avec vitrage et réflecteur en aluminium) pour toit horizontal	Énergie incorporée, émissions de $CO_{2.eq}$, etc.	Surface 30 m^2	Valeurs attendues pour une surface de 1 m^2 : 4,94 GJ LHV 0,43 t $CO_{2.eq}$ (PRG 100)
PV/TH intégré au bâti [KT14]	Monocristallin	Air	PV/TH semi-transparent	Temps de récupération de l'énergie, atténuation du CO_2, etc.	12 unités de $(1,2 \times 0,62)$ m_2 chacune	Valeur prévue pour 1 m^2 : $6,38$ GJ
PV/TH intégré au bâti [BC05]	Monocristallin	Air	PV/TH à air pour toitures	Énergie incorporée, émissions de $CO_{2.eq}$, etc.	9.4 m^2 surface active	Valeur prévue pour 1 m^2 : 5,15 GJ LHV0,46 t $CO_{2.eq}$
PV/TH intégré au bâti [Sun14]	Monocristallin	Eau	Intégration résidentielle	Temps de récupération de l'énergie, DEC,PRG 100, etc.	25 m^2 de toit	Valeur prévue pour 1 m^2 de cellule solaire : 4,59 GJ (DEC) 0,43 t $CO_{2.eq}$ (PRG 100)

Figure 5.11 – Comparaison des résultats avec la littérature

5.4.2 Comparaisons des systèmes PV/T avec batteries

Pour les batteries au plomb-acide, la DEC et le PRG 100 ont été calculés respectivement à 12,25 MJ_{prim} et 0,56 kg $CO_{2.eq}$ par kg de batterie. Pour les valeurs mentionnées ci-dessus, les principaux contributeurs sont la production de plomb et de polypropylène. Plus précisément, le traitement au plomb et à l'hydroxyde de sodium de la batterie présente un impact remarquable au cours de la production de plomb. D'autre part, pour la production de polypropylène, une part considérable sur l'impact total est liée aux procédés d'incinération (Sources : *SimaPro 8*, *ecoinvent 3*).

La base de données ICE (2011) présente des valeurs de 10 $MJ.kg^{-1}$ (énergie intrinsèque) et de 0,58 kg $CO_{2.eq}.kg^{-1}$ (carbone incorporé) pour le plomb recyclé, soulignant que les batteries usagées sont la principale matière première pour le plomb recyclé. [SGGG12] ont estimé

l'énergie nécessaire à la production de matériaux des batteries industrielles au plomb-acide. Une valeur de 26 $MJ.kg^{-1}$ a été trouvée pour le scénario sans recyclage et il a été noté que cette valeur peut être réduite à 12,7 ou 7,0 $MJ.kg^{-1}$ en adoptant le recyclage, en fonction du pourcentage de matériaux recyclés. En outre, il a été mentionné que les batteries au plomb-acide sont fortement recyclées : elles présentent des pourcentages élevés de contenu recyclé ([SGGG12]).

5.4.3 Comparaisons au niveau des réservoirs de stockage

Dans le tableau 5.11, les résultats pour le réservoir de stockage (uniquement les matériaux pour le réservoir de stockage) sont comparés à la littérature. Le tableau 5.11 montre que :

— en général, il y a similitude entre les résultats actuels et ceux de la littérature,

— en ayant comme référence un réservoir de stockage de 300 l, les valeurs de GJ_{prim} vont de 4,3 à 7,5 et les valeurs de tonnes de $CO_{2.eq}$ vont de 0,3 à 0,5.

5.5 Conclusion

L'évaluation environnementale du SRLO est basée sur différentes méthodes et indicateurs environnementaux. Les indicateurs utilisés sont :

— le PRG et la DEC,

— la plupart des catégories ReCiPe midpoint,

— ReCiPe endpoint single-score,

— ReCiPe endpoint avec caractérisation,

— l'empreinte écologique (single-score) pour le dioxyde de carbone,

— USEtox toxicité humaine cancérigène.

La structure de support en aluminium présente un impact remarquable et pour certains cas, cet impact est considérablement plus élevé par rapport aux autres composants du système.

De plus, les résultats de ReCiPe (single-score) montrent que les composants à base de cuivre (pour le récepteur, l'absorbeur et les tubes) présentent le deuxième score le plus élevé.

En ce qui concerne les résultats de l'empreinte écologique, pour l'empreinte écologique *dioxyde de carbone*, la structure en aluminium présente le score le plus élevé (remarquablement plus élevé que les autres composants) et pour l'empreinte écologique *nucléaires* », les cellules PV montrent le score le plus élevé.

Selon USEtox toxicité humaine cancérigène, la structure en aluminium, les cellules PV et le Noryl pour les pompes sont les composants avec les premières, deuxièmes et troisièmes valeurs les plus élevées.

En utilisant le recyclage, le profil environnemental du SRLO montre une amélioration considérable. Plus analytiquement, grâce au recyclage, le temps de récupération de l'énergie est réduit de 1,6 à 0,6 ans et le PRG ReCiPe est réduit de 17 à 8,4 ans. On remarque que le recyclage de l'aluminium a un impact important. Une comparaison avec la littérature est également présentée et en général, une similitude est observée.

En conclusion, des informations utiles sur les performances environnementales du SRLO, couvrant différentes catégories d'impact liées à la santé humaine, aux écosystèmes, aux ressources de l'air, du sol, de l'eau, à la pollution de l'air et aux changements climatiques sont présentées.

Conclusion générale

Le SRLO est un système hybride pouvant produire de l'énergie thermique et de l'énergie électrique. Ce type de système répond parfaitement à la problématique énergétique actuelle. La réduction des émissions de CO_2 est un enjeu majeur pour réduire le réchauffement climatique. La COP21 vise comme objectif une limitation du réchauffement mondial entre 1,5°C et 2°C d'ici 2100. En France, la loi relative à la transition énergétique s'est fixée deux objectifs principaux : de réduire de 40 % ses émissions d'ici 2030, par rapport au niveau de 1990 et de réduire ses émissions de 75 % d'ici 2050, par rapport au niveau de 1990. Pour ce faire, elle s'est engagée sur l'évolution du mix énergétique : à porter à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en 2030 et à réduire de 50 % la consommation énergétique à l'horizon 2050. Ce projet de recherche s'inscrit dans cette politique énergétique.

Les besoins d'un site isolé peuvent être divers (besoins électriques, besoins de chaleur, besoins de froid, etc.). Mais dans la plupart des cas, la production d'énergie électrique combinée à la production d'énergie thermique (température supérieure à 100°C) permet de satisfaire la plupart des besoins. La satisfaction de la charge est directement liée aux dimensions du système. Le SRLO est un système développé par le Pr. Georges PERI à l'université de Corse. À partir d'une première version prometteuse, nous avons amélioré et optimisé sa conception en lui fournissant un certain nombre de fonctions supplémentaires. En effet, un système modulaire et flexible, générant une température d'eau supérieure à 100°C et une production électrique, a été finalisé.

La structure du système initial était composé d'une structure fixe supportant une série de seize lames de miroirs mobiles, qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur fixe. Ce système de concentration solaire servait à produire de l'énergie thermique à moyenne température. Une première approche avait déterminé un asservissement unique de l'ensemble des miroirs et un récepteur linéaire muni d'un simple absorbeur. Cependant, ce système disposait d'éléments qui nécessitaient une source d'énergie électrique pour fonctionner (pompes, vérin, vannes, etc.). Par conséquent, ce système ne pouvait pas être utilisé hors réseau. De plus, aucun composant du système permettait d'asservir précisément la température de sortie.

Pour répondre à ces inconvénients, nous avons décidé d'améliorer certaines fonctions de ce système à concentration solaire. Le but étant de fournir de la chaleur à température constante en toutes circonstances, nous avons équipé l'arrière des miroirs avec des modules photovoltaïques et asservi tous les miroirs de manière indépendante, grâce à des moto-réducteurs placés en bout de chaque lame. Les modules photovoltaïques en silicium polycristallin ont été installés en face arrière. Il est alors possible de défocaliser chacun des miroirs de manière individuelle, afin de moduler la concentration et donc d'asservir le niveau de température. Parallèlement, le miroir défocalisé peut être orienté vers le rayonnement direct ou diffus en fonction de la météo, pour produire de l'énergie électrique avec la possibilité de la stocker dans des batteries. Si l'énergie produite par les modules photovoltaïques est suffisante, alors la boucle primaire est équipée de six vannes trois voies supplémentaires, pour utiliser les quatre récepteurs en cinq modes différents. Du mode série au mode parallèle, le contrôle-commande peut, en temps réel, adapter le fonctionnement de la boucle primaire en fonction du rayonnement incident, de la chaleur stockée et de la puissance de la charge. Pour améliorer le niveau de température, deux

pompes solaires permettent de réguler le débit du circuit hydraulique. L'asservissement de la température de sortie peut être réalisé de trois manières différentes. Une première consiste à réguler la température en faisant varier le débit de la boucle hydraulique. Une deuxième est réalisée en agissant sur le taux de concentration. Enfin, une troisième est réalisée en combinant la variation du débit et la modulation du taux de concentration.

L'étude des paramètres solaire permet de connaître la position du soleil. Lorsque les données astronomiques sont obtenues, il est possible de calculer les paramètres propres au système. La détermination de tous les paramètres géométriques permet, à chaque instant, de connaître la position du rayonnement solaire, avec ou sans réflexion, sur tous les éléments du système. Pour cela, les calculs trigonométriques des réflexions et des ombres portées, propres aux systèmes, sont incontournables. Ils permettent d'établir l'optimum énergétique, d'alimenter le contrôle-commande et d'affiner les profils de fonctionnement. Ces paramètres ont permis de déterminer la position du récepteur par rapport à la structure. Le récepteur doit être positionné à une distance d'un mètre devant la structure et à une hauteur de 67 cm. Pour déterminer la hauteur du récepteur, une modélisation de l'ombre des récepteurs portée sur la structure a permis de quantifier les pertes engendrées par cette ombre. Il en résulte une énergie issue de la surface réfléchissante bien supérieure à l'énergie reçue par les absorbeurs. Les pertes sont dues essentiellement à l'effet de la déviation solaire et au fait que les absorbeurs soient espacés. Pour récupérer cette énergie perdue, il faudrait tout d'abord supprimer l'espace entre les absorbeurs, et ensuite, supprimer l'effet d'azimut. Pour cela, deux manières de procéder. Premièrement, augmenter la longueur des miroirs, sachant que l'énergie issue de la surface réfléchissante sera encore augmentée par rapport à l'énergie reçue par les absorbeurs (concentration géométrique plus élevée). Deuxièmement, installer des réflecteurs aux extrémités de l'ensemble des récepteurs.

Le développement et la conception du contrôle-commande et d'un outil de supervision, sont essentiels pour assurer le contrôle et la surveillance du système. Le contrôle-commande doit pouvoir à chaque instant agir sur la structure du système en fonction du jour, de l'heure, du rayonnement, du vent, des niveaux de tension, etc. Pour ce faire, nous avons tout d'abord déterminé les différents organes de puissances permettant d'assurer le contrôle du système et la récupération de l'ensemble des données. Ce système doit pouvoir être implanté sur un site isolé, il faut donc des éléments qui consomment peu d'énergie. Le choix de l'intelligence du contrôle-commande se porte donc vers une carte électronique. Cette carte dispose de différentes entrées supportant plusieurs protocoles de communication. Elle est composée d'un micro-contrôleur pouvant être programmé, ainsi que d'une mémoire, pour analyser et produire des signaux électriques. Ensuite, l'intelligence du contrôle-commande agit sur différents éléments : des modules de commande moteurs, des régulateurs de tension des pompes, des relais de puissance, etc. Elle permet également la récupération de données des différents capteurs : de rayonnement global et diffus, de température, de vent, de pluie, de débit, de position, d'énergie, etc. Enfin, un programme élaboré est téléversé dans la carte et permet de sauvegarder les données. Le contrôle-commande peut ainsi calculer les paramètres permettant de choisir le profil de fonctionnement optimal et ainsi contrôler le système en conséquence. Dans un but de recherche, nous avons connecté la carte électronique à un ordinateur et grâce à un logiciel de programmation graphique, nous avons reprogrammé cette carte afin de pouvoir communiquer avec ce logiciel. L'utilisation de ce logiciel a permis de réaliser une interface de contrôle-commande et de supervision. La première version de cette interface permet de contrôler le système grâce à des profils de fonctionnement et de voir de façon exhaustive toutes les données du système. Une deuxième version, plus légère, est utilisée pour affiner les profils de fonctionnement et agir sur des paramètres déterminants.

Plusieurs modèles physiques permettant de réaliser des simulations photovoltaïques ont été établis, testés et validés. Ces modèles ont permis de connaître le poids et la sensibilité des différents paramètres pouvant avoir un impact sur le comportement et la production

énergétique du système. Dans notre cas, les données constructeurs des panneaux sont assez restreintes et ne suffisent pas à élaborer un modèle correct. De plus, ces données sont vraies à sa conception, cependant, elles peuvent évoluer en fonction de plusieurs paramètres. Grâce aux données constructeurs, une première estimation est réalisée permettant d'appréhender la production d'énergie électrique, grâce au rendement des modules. Ensuite, un premier modèle s'appuyant sur un circuit équivalent *simple diode* est réalisé en utilisant également les paramètres constructeurs, ce qui permet de réduire les erreurs. Cependant, cette réduction n'est pas significative. Les courbes IV simulées avec le premier modèle, montre une différence importante avec celles mesurées. C'est pourquoi, un deuxième modèle est réalisé avec ce même circuit équivalent, en utilisant cette fois-ci des paramètres mesurés. Pour l'ensemble des journées, ce deuxième modèle permet de réduire les erreurs de façon significative. Les courbes IV simulées avec ce deuxième modèle sont très proches des courbes mesurées. Nous utilisons ainsi ce modèle pour déterminer la méthode de suivi la plus efficace.

Pour la réalisation du modèle thermique, nous avons utilisé l'analogie électrique grâce à la méthode *Nodale*, puis résolu le système d'équation grâce à la méthode d'*Euler* ou la méthode de *Runge Kutta* d'ordre un. Un premier modèle en une dimension permet de valider les choix des paramètres caractérisant les éléments de la boucle thermique. L'efficacité des récepteurs n'est pas la même. On devrait retrouver une efficacité maximum puis décroissante jusqu'au quatrième récepteur. Or, nous avons une technologie différente des récepteurs 1 et 3 par rapport aux récepteurs 2 et 4. En effet, les récepteurs 1 et 3 sont composés de tubes anti-radiatif et les récepteurs 2 et 4 sont équipés d'une simple vitre. Le type de récepteur composé d'une simple vitre pour favoriser l'effet de serre est le plus performant. Les valeurs de rendement obtenues avec le modèle en une dimension sont perfectibles. En effet, cette modélisation en une dimension prend seulement en compte les flux reçus sur le devant et l'arrière du récepteur. Les flux reçus sur les autres faces ne sont pas caractérisés. Dans ce cas, les valeurs des rendements sont surestimées. Le deuxième modèle considère tous les flux arrivant sur les récepteurs et permet ainsi d'obtenir des rendements plus précis. Le rendement des récepteurs 1 et 4 est plus faible que celui des récepteurs 2 et 3. Cette différence est due à la déviation solaire. La puissance et le rendement maximums obtenus sont respectivement de 2 063 W et de 0,54 pour l'ensemble de l'installation. La température de sortie obtenue lors des différentes expérimentations n'est pas suffisante au regard des exigences de fonctionnalités que nous nous sommes fixées. L'objectif étant d'atteindre une température supérieure à $100°C$. Les simulations nous montrent que le rayonnement concentré sur les récepteurs n'est pas assez important. Une estimation des pertes lors de la concentration du rayonnement direct est réalisée et des nouveaux rendements plus précis ont été calculés. Plusieurs solutions sont proposées afin de réduire les pertes issues de la concentration du rayonnement solaire. Un des paramètres permettant d'augmenter nettement la puissance du système est le facteur de réflexion des miroirs. Les simulations confirment que le facteur de réflexion estimé d'une valeur de 0,65 est une bonne estimation (facteur utilisé pour les simulations en une et deux dimensions précédentes). En disposant des miroirs présentant un facteur de réflexion de 0,98, nous atteignons notre objectif, qui est de d'obtenir d'une température supérieure à $100°C$ avec un débit acceptable de 84 $l.h^{-1}$. La puissance maximale atteinte et l'énergie produite par l'installation sont respectivement de 2,06 kW et de 10,19 kWh, pour un facteur de réflexion des miroirs de 0,65. Pour un facteur de réflexion des miroirs de 0,98, elles sont respectivement de 5,02 kW et de 24,68 kWh.

L'optimisation du suivi solaire permet d'augmenter la production d'énergie électrique. Les lames de la structure sont orientables indépendamment, il est alors intéressant de mettre en place une méthode de suivi pour augmenter la production des modules photovoltaïques. La production d'énergie thermique, en fonction de plusieurs inclinaisons et méthodes de suivi, est modélisée. Après plusieurs simulations, nous préconisons un positionnement par jour à l'inclinaison optimale journalière durant la période située entre l'équinoxe de septembre et

l'équinoxe de mars. Le reste du temps, il serait intéressant de positionner les modules à l'angle optimal journalier durant la journée et lorsqu'on approche des extrêmes, (valeur de l'azimut proche de 90 ou -90 degrés), positionner les modules de façon horizontale (inclinaison de 0° c'est à dire face au ciel). Aussi, il pourrait être intéressant de développer un système de gestion d'énergie pour optimiser la production énergétique du système. En effet, le système pourrait changer de mode automatiquement en fonction de la charge. Il pourrait également couper la charge, en fonction du niveau d'énergie présente dans les batteries, pour assurer le fonctionnement du contrôle-commande. L'ajout d'un algorithme de prédiction peut améliorer le système de gestion d'énergie. Il serait alors possible de répartir la production d'énergie électrique en début et fin de journée, afin d'utiliser le mode thermique pendant la période de la journée optimale (proche du midi solaire). Plusieurs solutions sont proposées pour améliorer la structure du système, afin d'augmenter le rendement énergétique du système comme le changement des lames, des accouplements et des miroirs par exemple. Le circuit hydraulique est composé d'électrovannes trois voies permettant plusieurs configurations des récepteurs, mais il ne permet pas de pouvoir isoler certains récepteurs. En effet, lors d'une déviation solaire importante tous les récepteurs ne sont pas « éclairés » et le fluide qui transite à l'intérieur de ces récepteurs a une perte thermique plus importante que si il circulait dans un tube isolé. C'est pourquoi, nous préconisons une intervention sur le circuit hydraulique. Plusieurs asservissements de la température de sortie sont simulés. Tout d'abord, le taux de concentration peut être utilisé pour ajuster le niveau de température, en focalisant ou défocalisant un ou plusieurs miroirs ; il est important de défocaliser le miroir qui concentre le moins d'énergie sur les récepteurs pour augmenter le rendement global de l'installation. Ensuite, la variation du débit permet de réguler finement la température de sortie. Enfin, l'ajout de l'asservissement du débit à l'asservissement réalisé grâce au taux de concentration, permet de réduire les écarts entre la température de sortie et la température de consigne. Inversement, l'ajout de l'asservissement du taux de concentration à celui réalisé en utilisant la variation du débit des pompes permet d'atteindre une température de consigne plus faible. Pour conclure, une étude du potentiel énergétique du système permet de quantifier l'énergie électrique et thermique produite par le système. Le « mode photovoltaïque » permet de produire exclusivement de l'énergie électrique. De la même façon, le « mode thermique » permet de produire seulement de l'énergie thermique. Dans l'étude du potentiel énergétique de ces deux modes de fonctionnement, la charge n'est pas considérée (alimentation du contrôle-commande, des pompes, des moteurs, etc.). Enfin, nous étudions le « mode thermique et photovoltaïque » reflétant la réalité de fonctionnement autonome et qui permet donc de produire de l'énergie électrique et/ou de l'énergie thermique en assurant l'alimentation électrique de la charge du système. Avec la charge actuelle, l'énergie électrique et thermique annuelle produite valent respectivement 732 kWh et 958 kWh. Ainsi, au vu des résultats, nous préconisons de réduire la charge assurant le contrôle-commande du système. Lorsque la charge est réduite, l'énergie électrique et thermique annuelle produite valent respectivement 6,320 MWh et 675 kWh.

Nous avons ensuite développé une analyse du cycle de vie du système. L'ACV est une méthode d'évaluation normalisée (ISO 14040 et ISO 14044) qui permet de réaliser le bilan environnemental d'un système selon plusieurs critères. Elle permet de quantifier les impacts environnementaux de la fabrication, du transport, de l'utilisation, de la maintenance et du traitement en fin de vie des différents éléments du système et selon plusieurs critères. Cette étude a déterminé que la structure de support en aluminium présente un impact environnemental important, considérablement plus élevé que les autres composants du système. En ce qui concerne les résultats pour l'empreinte écologique *dioxyde de carbone*, la structure en aluminium présente le score le plus élevé (remarquablement plus élevé que les autres composants) et pour l'empreinte écologique *nucléaires*, les cellules PV montrent le score le plus élevé. Selon USEtox toxicité humaine cancérigène, la structure en aluminium, les cellules PV et le Noryl pour les pompes sont les composants avec les premières, deuxièmes et troisièmes

valeurs les plus élevées. En utilisant le recyclage, le profil environnemental du SRLO montre une amélioration considérable. Plus analytiquement, le recyclage réduit le temps de récupération de l'énergie de 1,6 à 0,6 an et le PRG ReCiPe est réduit de 17 à 8,4 ans. On remarque que le recyclage de l'aluminium a un impact important. Une comparaison avec la littérature est également présentée et en général, une similitude est observée.

Le SRLO est un outil solaire autonome, automatisé, capable de répondre à une demande énergétique PV/TH dans des situations normales, spécifiques ou urgentes. Grâce à une mise à jour technologique judicieuse, il a acquis une précision et une souplesse d'utilisation remarquable. A partir d'une énergie intermittente difficile à maitriser, il est capable de produire de l'énergie thermique et électrique à des niveaux de qualité constants. Les marges de progression vers le niveau industriel sont encore grandes et la compétence et le savoir faire des ingénieurs du secteur permettront de faire évoluer cet outil vers l'excellence en terme de robustesse, longévité et portabilité. Les perspectives d'un transfert heureux de technologie vers l'industrie seraient la juste récompense des travaux initiés par l'éminent Professeur Georges PERI et tous les chercheurs en énergétique appliquée qui lui ont succédés sur l'avancement de ce projet. Plus globalement, ce projet s'inscrit parfaitement dans les objectifs du projet ENR de l'université de Corse, c'est-à-dire dans ses recherches appliquées et sa volonté de transférer son expérience pour la valorisation industrielle.

Communication et publication

Annexe A

A.1 Documentations techniques

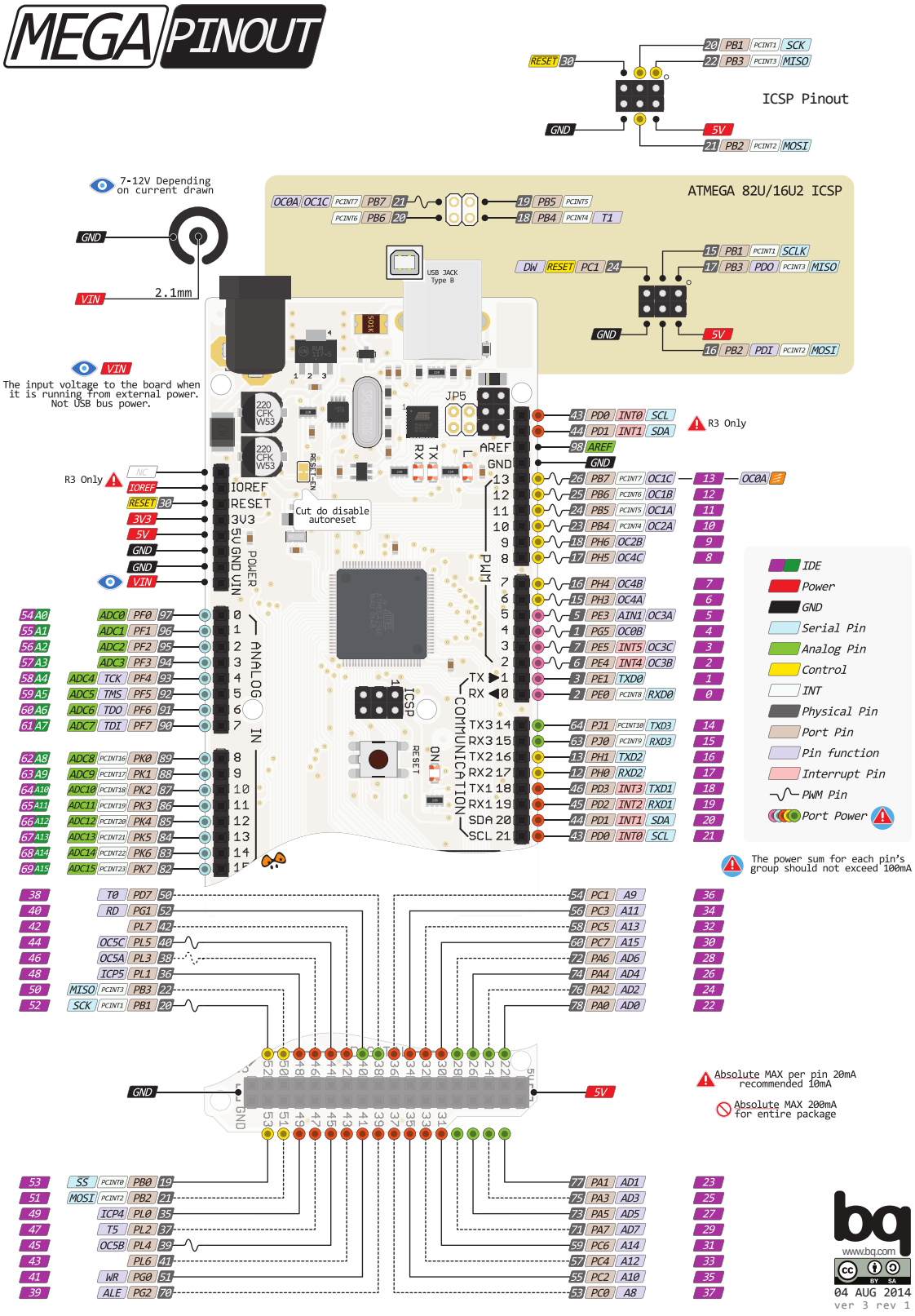


Figure A.1 – Variables définissant la géométrie du S.R.L.O

Bibliographie

[AAENAO11] M. R. AlRashidi, M. F. AlHajri, K. M. El-Naggar, and A. K. Al-Othman. A new estimation approach for determining the I–V characteristics of solar cells. *Solar Energy*, 85(7) :1543–1550, 2011.

[ABCLB05] Fulvio Ardente, Giorgio Beccali, Maurizio Cellura, and Valerio Lo Brano. Life cycle assessment of a solar thermal collector : Sensitivity analysis, energy and environmental balances. *Renewable Energy*, 30 :109–130, February 2005.

[ADE15] ADEME. Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations. Technical report, 2015.

[Afr75] Thomas W. Africa. Archimedes through the Looking-Glass. *The Classical World*, 68(5) :305–308, 1975.

[AR12] Alireza Askarzadeh and Alireza Rezazadeh. Parameter identification for solar cell models using harmony search-based algorithms. *Solar Energy*, 86(11) :3241–3249, 2012.

[BC05] Riccardo Battisti and Annalisa Corrado. Evaluation of technical improvements of photovoltaic systems through life cycle assessment methodology. *Energy*, 30(7) :952–967, June 2005.

[BEG14] Jean-Claude Bernier, Alain Ehrlacher, and Daniel Gronier. *La chimie et l'habitat*. EDP Sciences, 2014.

[BHH+75] R. Bruno, W. Herman, H. Horster, R. Kersten, and F. Mahdjuri. High efficiency solar collectors. *ISES International Solar Energy Society*, 1975.

[BLCVM17] H. Baig, Chrysovalantou Lamnatou, Daniel Chemisana Villegas, and T. K. Mallick. Dielectric-based 3d building-integrated concentrating photovoltaic modules : An environmental life-cycle assessment. 2017.

[BM75] D.C. Beekley and G.R. Mather. Analysis and experimental tests of a high-performance evacuated tubular collector. *ISES International Solar Energy Society*, 1975.

[Bou14] Vincent Bourdin. Calculs astronomiques simplifiés, 2014.

[BT08] P. Barnwal and G. N. Tiwari. Life cycle energy metrics and CO2 credit analysis of a hybrid photovoltaic/thermal greenhouse dryer. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 3(3) :203–220, July 2008.

[CAA07] C. Carrero, J. Amador, and S. Arnaltes. A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances. *Renewable Energy*, 32(15) :2579–2589, December 2007.

[Can90] J.L. Canaletti. Etude et conception de l'assetrvissement d'un dispositif de concentration du rayonnement solaire, 1990.

[CCP10] Julio Chaves and Manuel Collares-Pereira. Etendue-matched two-stage concentrators with multiple receivers. *Solar Energy*, 84(2) :196–207, February 2010.

[CHC+17] Claude Acket, Hubert Flocard, Claude Jeandron, Hervé Nifenecker, Henri Prévot, and Jean Marie Seiler. Quelles énergies pour demain - Scénario Negatep-2017. Technical report, 2017.

[CJ12] Tin-Tai Chow and Jie Ji. Environmental Life-Cycle Analysis of Hybrid Solar Photovoltaic/Thermal Systems for Use in Hong Kong. *International Journal of Photoenergy*, 2012. DOI : 10.1155/2012/101968.

[CPdM14] Javier Cubas, Santiago Pindado, and Carlos de Manuel. Explicit Expressions for Solar Panel Equivalent Circuit Parameters Based on Analytical Formulation and the Lambert W-Function. *Energies*, 7(7) :4098–4115, June 2014.

[CPV14] Javier Cubas, Santiago Pindado, and Marta Victoria. On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior. *Journal of Power Sources*, 247 :467–474, 2014.

[DB13] John A. Duffie and William A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes / John A. Duffie, William A. Beckman.* John Wiley, Hoboken, 4th ed edition, 2013.

[DBTPG02] M. A. De Blas, J. L. Torres, E. Prieto, and A. Garcıa. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. *Renewable energy*, 25(3) :371–380, 2002.

[dMCedcdé14] Institut de Mécanique Céleste et de calcul des éphémérides. *Guides des données astronomiques 2015.* EDP Sciences, 2014.

[DSKB06] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1) :78–88, January 2006.

[DT08] Swapnil Dubey and G Tiwari. Life Cycle Cost Analysis and Carbon Credit Earned by Hybrid PV/T Solar Water Heater for Delhi Climatic Conditions. *The Open Environmental Journal*, 2 :15–25, November 2008.

[ENAAAO12] K. M. El-Naggar, M. R. AlRashidi, M. F. AlHajri, and A. K. Al-Othman. Simulated Annealing algorithm for photovoltaic parameters identification. *Solar Energy*, 86(1) :266–274, 2012.

[Eva81] D. L. Evans. Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy*, 27(6) :555–560, January 1981.

[FBC+16] Pietro Finocchiaro, Marco Beccali, Maurizio Cellura, Francesco Guarino, and Sonia Longo. Life Cycle Assessment of a compact Desiccant Evaporative Cooling system : The case study of the “Freescoo”. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 156(Supplement C) :83–91, November 2016.

[GAF15] Pierrick Haurant Ghjuvan Antone Faggianelli. An outdoor platform for PV ageing studies : electrical parameters extraction from IV curves. 2015.

[Gar04] María del Carmen Alonso García. *Caracterización y modelado de asociaciones de dispositivos fotovoltaicos.* M.C. Alonso García, 2004. Google-Books-ID : 3xh9NAAACAAJ.

[GIE13] GIEC. CHANGEMENTS CLIMATIQUES 2013 Les éléments scientifiques. Technical report, 2013.

[GPP80] P. Gallet, F. Papini, and G. Peri. *Physique des convertisseurs héliothermiques.* Edisud, la calade edition, 1980.

[GRIK99] R. Gottschalg, M. Rommel, D. G. Infield, and M. J. Kearney. The influence of the measurement environment on the accuracy of the extraction of the physical parameters of solar cells. *Measurement Science and Technology*, 10(9) :796, 1999.

[Haw54] George A. Hawkins. *Heat Transmission. William H. McAdams. McGraw-Hill, New York-London, ed. 3, 1954*, volume 120. December 1954.

[HLHS01] B. J Huang, T. H Lin, W. C Hung, and F. S Sun. Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems. *Solar Energy*, 70(5) :443–448, January 2001.

[HSMT16] Samir Hassani, R. Saidur, Saad Mekhilef, and Robert A. Taylor. Environmental and exergy benefit of nanofluid-based hybrid PV/T systems. *Energy Conversion and Management*, 123(Supplement C) :431–444, September 2016.

[IEA11] IEA. Technology Roadmap - Concentrating Solar Power. Technical report, 2011.

[IEA16] IEA. Energy Policies of IEA Countries France 2016 Review -. Technical report, 2016.

[inf] Influence of the flow rate and the tank stratification degree on the performances of a solar flat-plate collector - ScienceDirect.

[IS11] Kashif Ishaque and Zainal Salam. An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE). *Solar Energy*, 85(9) :2349–2359, 2011.

[Jai04] A Jain. Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W-function. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 81(2) :269–277, February 2004.

[JBAL01] Joseph A. Jervase, Hadj Bourdoucen, and Ali Al-Lawati. Solar cell parameter extraction using genetic algorithms. *Measurement Science and Technology*, 12(11) :1922, 2001.

[Jea] Yves Jeannot. *ThermiqueSolaireENSEM-2011-2 - thermiquesolaire.pdf*.

[Jea12] Yves Jeannot. *ThermiqueYvesJannot - thermique.pdf*. Ecole des Mines Nancy, 2012.

[JWK12] Dirk C. Jordan, John H. Wohlgemuth, and Sarah R. Kurtz. Technology and climate trends in PV module degradation. In *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pages 3118–3124, 2012.

[key] Key world energy statistics - KeyWorld2016.pdf.

[KPA+15] Yumi Kobayashi, Greg M. Peters, Nicholas J. Ashbolt, Sean Shiels, and Stuart J. Khan. Assessing burden of disease as disability adjusted life years in life cycle assessment. *The Science of the Total Environment*, 530-531 :120–128, October 2015.

[KT06] S. A. Kalogirou and Y. Tripanagnostopoulos. Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production. *Energy Conversion and Management*, 47(18-19) :3368–3382, 2006.

[KT14] Deepali Kamthania and G. N. Tiwari. Energy metrics analysis of semi-transparent hybrid PVT double pass facade considering various silicon and non-silicon based PV module Hyphen is accepted. *Solar Energy*, 100 :124–140, February 2014.

[KV13] Deepali Kamthania and Kanchan Vats. Energy Payback Time Calculation for a Building Integrated Semitransparent Thermal (BISPVT) System with Air Duct. *International Journal of Information Technology*, 5 :593–596, July 2013.

[LC14] Chr. Lamnatou and D. Chemisana. Photovoltaic-green roofs : a life cycle assessment approach with emphasis on warm months of Mediterranean climate. *Journal of Cleaner Production*, 72(Supplement C) :57–75, June 2014.

[LC17] Chr Lamnatou and D. Chemisana. Photovoltaic/thermal (PVT) systems : A review with emphasis on environmental issues. *Renewable Energy*, 105(C) :270–287, 2017.

[LCCC16] Chr. Lamnatou, C. Cristofari, D. Chemisana, and J. L. Canaletti. Building-integrated solar thermal systems based on vacuum-tube technology : Critical factors focusing on life-cycle environmental profile. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65(Supplement C) :1199–1215, November 2016.

[LEC13] Brice LECOEUVRE. Rapport d'activité. Technical report, Université de Corse UMR 6134, June 2013.

[LNCC14] Chr. Lamnatou, G. Notton, D. Chemisana, and C. Cristofari. Life cycle analysis of a building-integrated solar thermal collector, based on embodied energy and embodied carbon methodologies. *Energy and Buildings*, 84(Supplement C) :378–387, December 2014.

[MM76] Aden B. Meinel and Marjorie Pettit Meinel. *Applied solar energy : an introduction*. Addison-Wesley Pub. Co., 1976. Google-Books-ID : zNBSAAAAMAAJ.

[MSK12] S. Mekhilef, R. Saidur, and M. Kamalisarvestani. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5) :2920–2925, 2012.

[Mws11] Marcelle McManus and web support@bath.ac.uk. Environmental consequences of the use of batteries in sustainable systems : battery production. In *2nd International Conference on Microgeneration and Related Technologies*. University of Bath, 2011.

[NCMP05] G. Notton, C. Cristofari, M. Mattei, and P. Poggi. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. *Applied Thermal Engineering*, 25(17-18) :2854–2877, December 2005.

[noaa] Modélisation et dimensionnement d\'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE - Free Download PDF.

[noab] SimaPro | Methods manual.

[Pas84] R. Pasquetti. Détermination numérique de la distribution des concentrations ponctuelles au foyer des concentrateurs à facettes. *Revue de Physique Appliquée*, 19(6) :455–460, 1984.

[Pfa54] W. G. Pfann. Radioactive and Photoelectric p-n Junction Power Sources. *Journal of Applied Physics*, 25(11) :1422, 1954.

[PMT80] G. Peri, R. Masse, and J.C. Tantardini. Concentrateur héliothermique à moyenne température utilisant la concentration d'une structure reflechissante à lames orientables. *Coopération Méditerranéenne sur l'Energie Solaire*, 1980.

[PPL87] R. Pasquetti, G. Peri, and A. Louche. A new approach for designing a solar concentrating system. 1987.

[Pri55] MBr Prince. Silicon solar energy converters. *Journal of Applied Physics*, 26(5) :534–540, 1955.

[RAKD+16] Chandra Rajoria, S Agrawal, Amit K. Dash, G Tiwari, and M.S. Sodha. A newer approach on cash flow diagram to investigate the effect of energy payback time and earned carbon credits on life cycle cost of different photovoltaic thermal array systems. *Solar Energy*, 124 :254–267, February 2016.

[S.] S. M. Sze. *Physics of Semiconductor Devices*.

[SC13] Vikrant Sharma and S. S. Chandel. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems : a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27 :753–767, 2013.

[scea] Scenario-transition-energetique-greenpeace-2013.pdf.

[sceb] ScÃ©nario nÃ©gaWatt 2017-2050 dossier de synthÃ¨se.

[scec] ScÃ©narios de l'ANCRE pour la transistion Ã©nergÃ©tique.

[SGGG12] J.L. Sullivan, L. L. Gaines, L. L. Gaines, and L. L. Gaines. Status of Life Cycle Inventories for Batteries. *Energy Conversion and Management*, 58 :16, 2012.

[Sho49] William Shockley. The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors. *Bell System Technical Journal*, 28(3) :435–489, 1949.

[Sil05] Cesare Silvi. The Work of Italian Solar Energy Pioneer Giovanni Francia (1911-1980). January 2005.

[SKNK16] Vashi Sharma, Sourav Khanna, Jayanta K. Nayak, and Shireesh B. Kedare. Effects of shading and blocking in compact linear fresnel reflector field. *Energy*, 94 :633–653, January 2016.

[SP16] Carl Shapiro and Srikanth Puttagunta. Field Performance of Heat Pump Water Heaters in the Northeast. Technical Report NREL/SR-5500-64904 ; DOE/GO-102016-4759, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), February 2016. DOI : 10.2172/1238325.

[SSB10] Panna Lal Singh, R. M. Sarviya, and J. L. Bhagoria. Thermal performance of linear Fresnel reflecting solar concentrator with trapezoidal cavity absorbers. *Applied Energy*, 87(2) :541–550, 2010.

[Sun14] Yunda Sun. *Life cycle assessment of a novel building-integrated photovoltaic-thermal (BIPVT) system.* PhD thesis, Columbia, University, 2014.

[TG] Rituraj Tamrakar and Archana Gupta. A review : extraction of solar cell modelling parameters.

[TSBC05] Y. Tripanagnostopoulos, M. Souliotis, R. Battisti, and A. Corrado. Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 13(3) :235–250, May 2005.

[TSBC06] Y. Tripanagnostopoulos, M. Souliotis, R. Battisti, and A. Corrado. Performance, cost and life-cycle assessment study of hybrid PVT/AIR solar systems. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 14(1) :65–76, January 2006.

[VDM04] E. E. Van Dyk and E. L. Meyer. Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules. *Renewable energy*, 29(3) :333–344, 2004.

[VRS08] Manuel Vazquez and Ignacio Rey-Stolle. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications Volume 16*, pages 419 – 433, 2008.

[WCP77] J. H. Watmuff, W. W. S. Charters, and D. Proctor. Solar and wind induced external coefficients-solar collectors. *Cooperation Mediterraneenne pour l'Energie Solaire*, 1 :56, 1977.

[WR63] Martin Wolf and Hans Rauschenbach. Series resistance effects on solar cell measurements. *Advanced energy conversion*, 3(2) :455–479, 1963.

[YHL15] Xiaofang Yuan, Yuqing He, and Liangjiang Liu. Parameter extraction of solar cell models using chaotic asexual reproduction optimization. *Neural Computing and Applications*, 26(5) :1227–1239, 2015.

[ZBDC13] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degrève, and G. Cacères. Concentrated solar power plants : Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22 :466–481, June 2013.

[ZVAUZB+15] David Zambrana-Vasquez, Alfonso Aranda-Usón, Ignacio Zabalza-Bribián, Alberto Jañez, Eva Llera-Sastresa, Patxi Hernandez, and Eneko Arrizabalaga. Environmental assessment of domestic solar hot water systems : a case study in residential and hotel buildings. *Journal of Cleaner Production*, 88(Supplement C) :29–42, February 2015.

[ZZH+11] Chunfu Zhang, Jincheng Zhang, Yue Hao, Zhenhua Lin, and Chunxiang Zhu. A simple and efficient solar cell parameter extraction method from a single current-voltage curve. *Journal of applied physics*, 110(6) :064504, 2011.

Table des matières

1 Contexte énergétique et systèmes à concentration solaire 5
1.1 Problématique énergétique . . . 9
1.2 Systèmes à concentration solaire . . . 13
1.2.1 Historique . . . 13
1.2.2 Conversion d'énergie . . . 13
1.2.2.1 L'énergie solaire thermique . . . 13
1.2.2.2 L'énergie solaire thermodynamique . . . 14
1.2.2.3 L'énergie solaire photovoltaïque . . . 14
1.2.3 Différentes technologies . . . 15
1.2.3.1 Système à concentration solaire cylindro-parabolique . . . 15
1.2.3.2 Système à concentration solaire linéaire de Fresnel . . . 16
1.2.3.3 Système à concentration solaire à tour . . . 17
1.2.3.4 Système à concentration solaire parabolique . . . 18
1.2.3.5 Conclusion . . . 18
1.2.3.6 Particularités du système étudié . . . 20
1.3 Système Réfléchissant à Lames Orientables . . . 21
1.3.1 Premier prototype . . . 21
1.3.1.1 Introduction . . . 21
1.3.1.2 Fonctionnement . . . 23
1.3.1.3 Bilan de production . . . 23
1.3.1.4 Perspectives . . . 24
1.3.2 Deuxième prototype . . . 25
1.3.3 Troisième prototype . . . 25
1.3.3.1 Cahier des charges . . . 26
1.3.3.2 Résultats . . . 26
1.3.3.3 Conclusion . . . 26
1.4 Prototype actuel . . . 27
1.4.1 Description générale du nouveau prototype . . . 27
1.4.2 Les lames : deux utilisations possibles . . . 29
1.4.3 Les récepteurs . . . 29
1.4.4 Le circuit hydraulique . . . 29

2 Développement et conception du prototype 33
2.1 Étude solaire . . . 37
2.1.1 Description des paramètres solaires . . . 37
2.1.2 Description des paramètres solaires relatifs au SRLO . . . 40
2.2 Paramètres géométriques du SRLO . . . 43
2.2.1 Angles d'inclinaison des miroirs . . . 43
2.2.2 Vitesse de déplacement vertical de la « tâche » . . . 46
2.3 Optimisation de la hauteur du récepteur . . . 51
2.3.1 Étude 1 : sans déviation solaire . . . 51

2.3.2 Étude 2 : avec déviation solaire . . . 53
2.3.3 Étude 3 : avec déviation solaire et ombre . . . 53
2.3.4 Conclusion . . . 55
2.4 Réalisation du prototype . . . 57
2.4.1 Introduction . . . 57
2.4.2 Choix des différents organes électriques . . . 57
2.4.2.1 Contrôle général du système . . . 57
2.4.2.2 Le circuit hydraulique . . . 59
2.4.2.3 L'asservissement de la positon des lames . . . 63
2.4.2.4 Les différents capteurs du système . . . 68
2.4.2.5 Alimentation des organes électriques du système . . . 70
2.4.3 Consommation du contrôle-commande . . . 76
2.5 Interfaçage et programmation . . . 79
2.5.1 Introduction . . . 79
2.5.1.1 Présentation générale . . . 79
2.5.1.2 Système d'acquisition . . . 80
2.5.2 Paramètres solaires . . . 80
2.5.3 Paramètres géométriques propres au SRLO . . . 81
2.5.4 Calcul des angles d'inclinaison des moteurs . . . 81
2.5.5 Conditions de fonctionnement . . . 81
2.5.5.1 Gestion de la batterie . . . 81
2.5.5.2 Conditions de rayonnement solaire . . . 82
2.5.5.3 Condition de concentration . . . 82
2.5.6 Modes de fonctionnement . . . 83
2.5.6.1 Mode photovoltaïque . . . 85
2.5.6.2 Mode thermique . . . 86
2.5.6.3 Différents types d'asservissement . . . 86
2.6 Interface graphique de supervision . . . 93
2.6.1 Données astronomiques . . . 93
2.6.2 Données d'acquisition météo . . . 93
2.6.3 Données de positionnement des lames . . . 94
2.6.4 Partie thermique . . . 96
2.6.5 Partie photovoltaïque . . . 96

3 Modélisation du SRLO **99**
3.1 Production d'énergie électrique . . . 103
3.1.1 Première approche . . . 103
3.1.1.1 Description générale . . . 103
3.1.1.2 Description de l'expérimentation . . . 103
3.1.2 Estimation de la puissance électrique du système . . . 106
3.1.2.1 Rendement . . . 106
3.1.2.2 Ombrage . . . 107
3.1.2.3 Estimation de la puissance électrique de sortie . . . 108
3.1.2.4 Erreurs de l'estimation . . . 109
3.1.3 Modèle simple diode (méthode 1) . . . 112
3.1.3.1 Généralités . . . 112
3.1.3.2 Calcul des paramètres . . . 113
3.1.3.3 Extraction des paramètres . . . 114
3.1.3.4 Résultats du modèle simple diode (méthode 1) . . . 115
3.1.3.5 Erreurs du modèle simple diode (méthode 1) . . . 115
3.1.3.6 Courbe IV . . . 117
3.1.4 Modèle simple diode (méthode 2) . . . 118

3.1.4.1 Méthode d'extraction de paramètres . . . 118
3.1.4.2 Méthode de résolution . . . 119
3.1.4.3 Paramètres du modèle simple diode (méthode 2) . . . 120
3.1.4.4 Résultat modèle simple diode (méthode 2) . . . 120
3.1.4.5 Erreurs modèle simple diode (méthode 2) . . . 122
3.1.4.6 Courbes IV . . . 123
3.2 Production d'énergie thermique . . . 125
3.2.1 Description . . . 125
3.2.1.1 Introduction . . . 125
3.2.1.2 Détails du circuit hydraulique . . . 125
3.2.1.3 Taux de concentration . . . 125
3.2.1.4 Rayonnement direct reçu par l'absorbeur . . . 127
3.2.1.5 Méthode nodale . . . 127
3.2.1.6 Analogie électrique . . . 128
3.2.1.7 Représentation électrique des éléments . . . 128
3.2.2 Méthode . . . 130
3.2.2.1 Mise en équation . . . 131
3.2.2.2 Factorisation . . . 131
3.2.2.3 Insertion des coefficients . . . 132
3.2.2.4 Coefficients . . . 133
3.2.2.5 Matrice . . . 134
3.2.3 Calcul des paramètres du circuit hydraulique . . . 135
3.2.3.1 Résistance de convection . . . 135
3.2.3.2 Résistance de conduction . . . 141
3.2.3.3 Facteurs de forme . . . 143
3.2.3.4 Résistance de rayonnement . . . 144
3.2.3.5 Flux thermiques . . . 144
3.2.3.6 Ballon de décharge et de stockage . . . 146
3.2.4 Méthode de résolution . . . 149
3.2.5 Expérimentation . . . 150
3.2.6 Modélisation en une dimension . . . 150
3.2.6.1 Température de sortie (modèle 1D) . . . 151
3.2.6.2 Puissance . . . 155
3.2.6.3 Rendement . . . 157
3.2.6.4 Le ballon de décharge . . . 160
3.2.7 Modélisation en deux dimensions . . . 162
3.2.7.1 Température de sortie . . . 163
3.2.7.2 Puissance . . . 167
3.2.7.3 Rendement . . . 169
3.2.7.4 Le ballon de décharge . . . 170
3.2.7.5 L'ensemble des récepteurs . . . 171
3.2.8 Résultats et discussions . . . 174
3.2.8.1 Température de sortie des récepteurs . . . 174
3.2.8.2 Puissance thermique des récepteurs . . . 177
3.2.8.3 Rendement des récepteurs . . . 179
3.2.8.4 Le ballon de décharge et l'ensemble des récepteurs . . . 180
3.3 Conclusion . . . 182

4 Préconisations pour l'optimisation PV/TH et potentiel énergétique 185
4.1 Préconisations pour l'optimisation de la partie électrique . . . 189
4.1.1 Méthode de suivi . . . 189
4.1.1.1 Description de l'étude . . . 189
4.1.1.2 Résultats de l'étude . . . 189
4.1.2 Gestion prédiction charge . . . 192
4.2 Préconisations pour l'optimisation technique . . . 195
4.2.1 Préconisations pour l'optimisation de la structure . . . 195
4.2.1.1 Accouplement . . . 195
4.2.1.2 Les lames . . . 195
4.2.1.3 Surface de réception des récepteurs . . . 196
4.2.1.4 Fixation de miroirs . . . 196
4.2.1.5 Facteur de réflexion des miroirs . . . 197
4.2.1.6 Les récepteurs . . . 197
4.2.1.7 Procédure d'étalonnage des inclinaisons des lames . . . 198
4.2.2 Préconisations pour l'optimisation du circuit hydraulique . . . 198
4.3 Préconisations pour l'optimisation de la puissance thermique . . . 201
4.3.1 Perte aux extrémités . . . 201
4.3.2 Perte aux interstices . . . 201
4.4 Préconisations pour l'optimisation de l'utilisation du système . . . 203
4.5 Modularité des récepteurs . . . 203
4.5.1 Asservissement de la température . . . 205
4.5.1.1 Taux de concentration . . . 205
4.5.1.2 Variation de débit . . . 207
4.5.1.3 Taux de concentration et variation de débit . . . 208
4.6 Potentiel énergétique du système PV/TH . . . 211
4.6.1 Mode photovoltaïque . . . 211
4.6.2 Mode thermique . . . 212
4.6.3 Mode thermique et photovoltaïque . . . 215
4.6.3.1 Charge réelle . . . 215
4.6.3.2 Charge réduite . . . 217

5 Analyse du cycle de vie 219
5.1 Introduction . . . 223
5.2 Matériaux et méthodes . . . 225
5.2.1 Paramètres . . . 225
5.2.2 Production d'énergie . . . 225
5.2.3 Hypothèses . . . 225
5.2.4 Inventaire du cycle de vie . . . 226
5.2.5 Scénarios . . . 228
5.2.6 Méthodes d'évaluation de l'impact du cycle de vie . . . 228
5.3 Résultats et discussions . . . 229
5.3.1 Fabrication de matériaux . . . 229
5.3.2 Potentiel de réchauffement climatique . . . 229
5.3.3 Demande d'énergie cumulée . . . 229
5.3.4 ReCiPe endpoint (single-score) . . . 230
5.3.5 ReCiPe endpoint avec caractérisation . . . 231
5.3.6 ReCiPe midpoint avec caractérisation . . . 233
5.3.7 Empreinte écologique . . . 233
5.3.8 USEtox . . . 233
5.3.9 Structure en aluminium . . . 233
5.3.10 Résultat du cycle de vie . . . 236

5.4 Comparaisons supplémentaires avec la littérature 239
5.4.1 Comparaisons des systèmes PV/T sans batterie 239
5.4.2 Comparaisons des systèmes PV/T avec batteries 239
5.4.3 Comparaisons au niveau des réservoirs de stockage 240
5.5 Conclusion 241

A **251**
A.1 Documentations techniques 253

Liste des figures

1.1 Énergie mondiale primaire entre 1971 et 2014 en million de tonnes équivalent pétrole (Mtoe) . . . 9
1.2 Anomalies observées de températures moyennes en surface, combinant les terres émergées et les océans, de 1850 à 2012 . . . 10
1.3 Augmentation de la quantité de CO_2 dans l'atmosphère, de 1950 à 2012 . . . 11
1.4 Émissions de CO_2 liées aux combustibles fossiles et au ciment en milliard de tonnes de CO_2 par an . . . 11
1.5 Part des énergies renouvelables dans la production totale d'énergie . . . 12
1.6 Croissance de la production de CSP par région (TWh/an) . . . 12
1.7 Imprimerie solaire, 1878 et centrale solaire - Egypte, pour l'irrigation, 1913 . . . 13
1.8 Schéma de principe de la conversion solaire thermodynamique . . . 14
1.9 Ressource solaire ($W \cdot m^{-}2$) . . . 15
1.10 Différentes technologies de systèmes à concentration solaire . . . 16
1.11 Centrale solaire cylindro-parabolique . . . 16
1.12 Centrale solaire à concentration linéaire de Fresnel . . . 17
1.13 Centrale solaire à tour . . . 17
1.14 Centrale solaire parabolique . . . 18
1.15 Four solaire d'Odeillo . . . 18
1.16 Schéma du SRLO lors du dépôt de brevet . . . 22
1.17 Schéma de la boucle d'essai du SRLO . . . 23
1.18 Représentation en trois dimensions du nouveau prototype (partie thermique) . . . 28
1.19 Représentation en trois dimensions du nouveau prototype (partie électrique) . . . 28
1.20 Modélisation en trois dimensions des récepteurs . . . 30
1.21 Schéma du circuit hydraulique . . . 30
1.22 Récepteurs modulaires : différentes configurations possibles . . . 32

2.1 Schéma de la course apparente du soleil . . . 39
2.2 Position du soleil par rapport à une surface inclinée . . . 40
2.3 Paramètres solaires relatifs au plan du système . . . 41
2.4 Paramètres géométriques du SRLO . . . 43
2.5 Optimisation de la hauteur du récepteur . . . 51
2.6 Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 1) . . . 52
2.7 Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 234$) durant une année . . . 52
2.8 Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 2) . . . 53
2.9 Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 168$) durant une année . . . 54
2.10 Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 3) . . . 54
2.11 Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 74$) durant une année . . . 55
2.12 Énergie annuelle reçue par l'absorbeur durant une année . . . 55
2.13 Énergie annuelle reçue par l'absorbeur en fonction de sa hauteur (étude 1, 2 et 3) 56
2.14 Énergie journalière reçue par l'absorbeur ($H_1 = 74$) durant une année . . . 56
2.15 Gestion du système . . . 57

2.16 Carte *Arduino Mega 2560* . . . 58
2.17 Horloge RTC *Groove* . . . 59
2.18 Pompe *D5solar Laing* . . . 60
2.19 Régulateur de tension des pompes . . . 60
2.20 Électrovanne trois voies . . . 61
2.21 Configurations des récepteurs détaillés . . . 63
2.22 Moteur avec encodeur . . . 64
2.23 Accouplement semi-rigide . . . 65
2.24 Module de commande moteur *MD25* . . . 66
2.25 Détecteur de position *TCST2103* . . . 67
2.26 Station météo *Davis Vantage Pro 2 (6162CFR)* . . . 68
2.27 Pyranomètre *CMP11 Kipp & Zonen* . . . 69
2.28 Pyranomètre *CMP11* avec arceau d'ombrage *Kipp & Zonen* . . . 69
2.29 Capteur de température *DS18B20* . . . 70
2.30 Régulateur MPPT : *Tracer 4210rn* . . . 70
2.31 Rendement du régulateur . . . 71
2.32 Convertisseur de tension continu 24/12 V . . . 73
2.33 Carte huit relais (197720) . . . 74
2.34 Convertisseur *Phoenix Victron Energy 24/800* . . . 76
2.35 Schéma général du fonctionnement du S.R.L.O . . . 79
2.36 Organigramme des paramètres d'acquisitions . . . 80
2.37 Organigramme des paramètres solaires . . . 81
2.38 Organigramme des paramètres géométriques du système . . . 82
2.39 Organigramme permettant de calculer la position des moteurs . . . 83
2.40 Position de la « tâche » sur le récepteur issue du miroir 16 (miroir le plus haut) 84
2.41 Positions des « tâches » sur les récepteurs issues du miroir 1 (miroir le plus bas) et du miroir 16 (miroir le plus haut) . . . 84
2.42 Les différentes configurations de la structure . . . 85
2.43 Organigramme mode photovoltaïque . . . 86
2.44 Organigramme du mode thermique . . . 87
2.45 Corrélation débit (Config 1) . . . 88
2.46 Organigramme d'asservissement de la température en fonction du débit . . . 89
2.47 Asservissement de la température de sortie . . . 89
2.48 Gestion de la modularité des récepteurs . . . 90
2.49 Focalisation du rayonnement solaire par un miroir sur le plan des récepteurs . . 90
2.50 Surface issue de chaque miroir arrivant sur la surface utile des récepteurs (équinoxe) 91
2.51 Surface issue de chaque miroir arrivant sur la surface utile des récepteurs (solstice été) . . . 91
2.52 Surface issue de chaque miroir arrivant sur la surface utile des récepteurs (solstice hiver) . . . 92
2.53 Interface de commande et de supervision 1 . . . 94
2.54 Interface de commande et de supervision 2 . . . 95
2.55 Interface de commande et de supervision 3 . . . 95
2.56 Modélisation 3D de la structure selon le mode de fonctionnement . . . 96
2.57 Interface de commande et de supervision 4 . . . 97
2.58 Interface de commande et de supervision 5 . . . 98

3.1 Schéma électrique général du S.R.L.O . . . 104
3.2 Câblage de l'expérimentation pour l'acquisition de courbe I.V . . . 105
3.3 Journées utilisées pour les modèles photovoltaïques (27/08 au 05/09) . . . 105
3.4 Dimensions d'un module . . . 106
3.5 Rendement photovoltaïque réel en fonction de la température . . . 106

3.6 Rendement photovoltaïque mesuré et calculé . . . 107
3.7 Masque solaire du S.R.L.O . . . 108
3.8 Facteur d'éclairement pour chaque module . . . 109
3.9 Facteur d'éclairement pour les rangées de 1 à 6 . . . 109
3.10 Estimation de la puissance photovoltaïque pour une journée ensoleillée . . . 110
3.11 Estimation de la puissance photovoltaïque pour une journée nuageuse . . . 110
3.12 Diagramme de dispersion de l'estimation de la puissance électrique de sortie . . . 111
3.13 MAE et RMSE de l'estimation de la puissance électrique de sortie . . . 111
3.14 Circuit équivalent simple diode . . . 112
3.15 Courbe IV d'une cellule (méthode 1) . . . 115
3.16 Modèle photovoltaïque pour une journée ensoleillée (méthode 1) . . . 115
3.17 Modèle photovoltaïque pour une journée nuageuse (méthode 1) . . . 116
3.18 Diagramme de dispersion de l'estimation et du modèle 1 . . . 116
3.19 MAE et RMSE de l'estimation et du modèle 1 . . . 116
3.20 MAE et RMSE de l'estimation et du modèle 1 pour l'ensemble des journées . . . 117
3.21 Courbe IV modèle 1 . . . 117
3.22 Courbe IV mesurée représentative d'une cellule . . . 118
3.23 Module photovoltaïque de type polycristallin . . . 118
3.24 Courbe IV d'une cellule . . . 121
3.25 Modèle photovoltaïque pour une journée ensoleillée (méthode 2) . . . 121
3.26 Modèle photovoltaïque pour une journée nuageuse (méthode 2) . . . 121
3.27 Diagramme de dispersion de l'estimation et du modèle 1 et 2 . . . 122
3.28 MAE de l'estimation et du modèle 1 et 2 . . . 122
3.29 RMSEde l'estimation et du modèle 1 et 2 . . . 123
3.30 MAE et RMSE de l'estimation et du modèle 1 et 2 pour l'ensemble des journées 123
3.31 Courbe IV modèle 2 . . . 124
3.32 Positon des capteurs du circuit hydraulique (*DS18B20*) . . . 125
3.33 Positon des capteurs du circuit hydraulique . . . 126
3.34 Taux de concentration durant une journée d'équinoxe, d'été et d'hiver . . . 127
3.35 Rayonnement direct arrivant sur chaque récepteur . . . 128
3.36 Coupe d'un récepteur . . . 129
3.37 Coupe d'un récepteur muni de tubes anti-radiatifs . . . 130
3.38 Modélisation d'un récepteur en une dimension . . . 130
3.39 Corrélation de la capacité thermique massique de l'air . . . 136
3.40 Cellule fermée rectangulaire inclinée . . . 138
3.41 Corrélation de la capacité thermique massique de l'eau . . . 139
3.42 Schéma en coupe de l'absorbeur . . . 142
3.43 Facteur de forme entre deux plans rectangulaires de même aire . . . 143
3.44 Corrélation du facteur de transmission de la vitre en fonction de l'angle d'incidence 145
3.45 Coefficient de réflexion des miroirs suivant les zones du miroir . . . 146
3.46 Mesure du facteur de réflexion du miroir . . . 146
3.47 Modélisation du ballon de stockage . . . 148
3.48 Procédure de résolution du modèle thermique . . . 150
3.49 Journées utilisées pour le modèle thermique . . . 150
3.50 Température de sortie du récepteur 1 . . . 151
3.51 MAE et NRMSE pour le récepteur 1 . . . 152
3.52 Température de sortie du récepteur 2 . . . 152
3.53 MAE et NRMSE pour le récepteur 2 . . . 152
3.54 Température de sortie du récepteur 3 . . . 153
3.55 MAE et NRMSE pour le récepteur 3 . . . 153
3.56 Température de sortie du récepteur 4 . . . 153

3.57 MAE et NRMSE pour le récepteur 4 . . . 154
3.58 Mesure de température durant la nuit (débit maximum) . . . 155
3.59 Puissance du récepteur 1 . . . 156
3.60 Puissance du récepteur 2 . . . 156
3.61 Puissance du récepteur 3 . . . 156
3.62 Puissance du récepteur 4 . . . 157
3.63 Rendement du récepteur 1 . . . 158
3.64 Rendement du récepteur 2 . . . 158
3.65 Rendement du récepteur 3 . . . 158
3.66 Rendement du récepteur 4 . . . 159
3.67 Température de sortie du ballon de décharge . . . 160
3.68 MAE et NRMSE pour le ballon de décharge . . . 161
3.69 Modélisation d'un récepteur en deux dimensions . . . 163
3.70 Température de sortie du récepteur 1 . . . 164
3.71 MAE et NRMSE pour le récepteur 1 . . . 164
3.72 Température de sortie du récepteur 2 . . . 164
3.73 MAE et NRMSE pour le récepteur 2 . . . 165
3.74 Température de sortie du récepteur 3 . . . 165
3.75 MAE et NRMSE pour le récepteur 3 . . . 165
3.76 Température de sortie du récepteur 4 . . . 166
3.77 MAE et NRMSE pour le récepteur 4 . . . 166
3.78 Puissance du récepteur 1 . . . 167
3.79 Puissance du récepteur 2 . . . 167
3.80 Puissance du récepteur 3 . . . 168
3.81 Puissance du récepteur 4 . . . 168
3.82 Rendement du récepteur 1 . . . 169
3.83 Rendement du récepteur 2 . . . 169
3.84 Rendement du récepteur 3 . . . 170
3.85 Rendement du récepteur 4 . . . 170
3.86 Température de sortie du ballon de décharge . . . 171
3.87 MAE et NRMSE pour le ballon de décharge . . . 171
3.88 Puissance thermique de l'ensemble des récepteurs . . . 172
3.89 Rendement de l'ensemble des récepteurs . . . 172
3.90 Énergie thermique produite par l'ensemble des récepteurs pour chaque journée 172
3.91 Estimation du flux reçu sur toute de la surface de la vitre du récepteur. . . . 174
3.92 Température de sortie du récepteur 1 . . . 175
3.93 Température de sortie du récepteur 2 . . . 175
3.94 Température de sortie du récepteur 3 . . . 175
3.95 Température de sortie du récepteur 4 . . . 176
3.96 Puissance du récepteur 1 . . . 177
3.97 Puissance du récepteur 2 . . . 177
3.98 Puissance du récepteur 3 . . . 178
3.99 Puissance du récepteur 4 . . . 178
3.100Rendement du récepteur 1 . . . 179
3.101Rendement du récepteur 2 . . . 179
3.102Rendement du récepteur 3 . . . 180
3.103Rendement du récepteur 4 . . . 180
3.104Température de sortie du ballon de décharge . . . 181
3.105Puissance thermique de l'ensemble des récepteurs . . . 181
3.106Rendement de l'ensemble des récepteurs . . . 181
3.107Énergie thermique produite par l'ensemble des récepteurs pour chaque journée 182

3.108Énergie thermique produite pour chaque récepteur par journée 182

4.1 Méthode de suivi : solstice d'hiver 190
4.2 Gain d'énergie : solstice d'hiver 190
4.3 Méthode de suivi : équinoxe 190
4.4 Méthode de suivi : solstice d'été 191
4.5 Gain d'énergie : solstice d'hiver 191
4.6 Procédure de gestion d'énergie 193
4.7 Accouplement semi rigide avec cale 195
4.8 Accouplement rigide 195
4.9 Lame composée de deux voiles 196
4.10 Récepteur composé de réflecteurs 196
4.11 Fixation des miroirs sur les lames 196
4.12 Fixation des miroirs sur les lames 197
4.13 Capteur sous vide *Schott* 197
4.14 Fixation des miroirs sur les lames 198
4.15 Nouvelles configurations possibles 199
4.16 Récepteur avec réflecteurs positionnés aux extrémités 201
4.17 Température de sortie pour chaque récepteur (config : 1) 203
4.18 Température de sortie pour chaque récepteur (config : 2) 203
4.19 Température de sortie pour chaque récepteur (config : 3) 204
4.20 Température de sortie pour chaque récepteur (config : 4) 204
4.21 Température de sortie pour chaque récepteur (config : 5) 204
4.22 Température de sortie pour chaque récepteur 206
4.23 Température d'entrée du ballon et nombre de lames 206
4.24 Puissance thermique 206
4.25 Température de sortie pour chaque récepteur 207
4.26 Température d'entrée du ballon et débit des pompes 207
4.27 Puissance thermique 208
4.28 Température de sortie pour chaque récepteur 208
4.29 Température d'entrée du ballon et nombre de lames 209
4.30 Température d'entrée du ballon et débit des pompes 209
4.31 Puissance thermique 209
4.32 Mode PV - Énergie journalière (kWh) 211
4.33 Mode PV - Énergie mensuelle (kWh) 212
4.34 Mode PV - Énergie pour chaque saison (kWh) 212
4.35 Mode TH - Énergie journalière (kWh) 213
4.36 Mode TH - Énergie mensuelle (kWh) 213
4.37 Mode TH - Énergie pour chaque saison (kWh) 214
4.38 Rendement du régulateur MPPT 215
4.39 Mode PV/TH - Énergie journalière (kWh) 216
4.40 Mode PV/TH - Énergie mensuelle (kWh) 216
4.41 Mode PV/TH - Énergie pour chaque saison (kWh) 217
4.42 Mode PV/TH - Énergie journalière (kWh) 217
4.43 Mode PV/TH - Énergie mensuelle (kWh) 218
4.44 Mode PV/TH - Énergie pour chaque saison (kWh) 218

5.1 Production d'énergie mensuelle (kWh) 226
5.2 PRG (20a, 100a, 500a) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO 229
5.3 DEC : Phase de fabrication de matériaux pour certains composants et matériaux du SRLO 230

5.4 (ReCiPe endpoint (single-score) (santé humaine, écosystèmes, ressources) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO 231
5.5 ReCiPe endpoint avec caractérisation (DALY) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO 232
5.6 ReCiPe endpoint avec caractérisation (species.yr) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO 232
5.7 Empreinte écologique (single-score) dioxyde de carbone : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO 235
5.8 Empreinte écologique (single-score) nucléaire : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO 235
5.9 USEtox : toxicité humaine cancérigène et non-cancérigène (en CTU_h) 236
5.10 Éco-toxicité (en CTU_e) : phase de fabrication des matériaux pour certains des composants et des matériaux du SRLO 236
5.11 Comparaison des résultats avec la littérature 239

A.1 Variables définissant la géométrie du S.R.L.O 254

Liste des tableaux

1.1 Tableau des résistances thermiques légionelles 31

2.1 Caractéristiques techniques de la carte *Arduino Mega 2560* 58
2.2 Caractéristiques techniques des pompes 60
2.3 Caractéristiques techniques du régulateur de tension 61
2.4 Caractéristiques techniques des électrovannes 61
2.5 Caractéristiques techniques des moteurs 64
2.6 Connectiques des moteurs 64
2.7 Caractéristiques techniques des moteurs 66
2.8 Caractéristiques techniques des détecteurs de position 67
2.9 Caractéristiques techniques de la station météo *Vantage* 68
2.10 Caractéristiques techniques du régulateur M.P.P.T *Tracer 4210rn* 71
2.11 Caractéristiques techniques des batteries (FG2F009) 72
2.12 Courant constant de décharge en fonction du temps 72
2.13 Puissance de décharge en fonction du temps 73
2.14 Caractéristiques techniques du convertisseur 24/12 V DC 74
2.15 Caractéristiques techniques d'une carte relais 74
2.16 Utilisation des différents relais 75
2.17 Caractéristiques techniques de l'onduleur 76
2.18 Liste et consommation de tous les organes électriques 77
2.19 Temps de fonctionnement moyen en fonction de la période 85

3.1 Caractéristiques techniques du tracer *IV Eko MP-170* 104
3.2 Caractéristiques techniques d'un module polycristallin 105
3.3 Caractéristiques techniques d'une rangée comportant quatre lames supportant chacune quatre modules PV 110
3.4 Paramètres du modèle simple diode (méthode 1) 114
3.5 Paramètres du modèle simple diode 1 et 2 120
3.6 Dimensions des éléments du circuit hydraulique 126
3.7 Analogie électrique 129
3.8 Coefficients affectés aux températures 133
3.9 Température maximum de sortie et erreur du modèle en une dimension pour chaque récepteur 155
3.10 Puissance maximum et énergie journalière pour chaque récepteur (modèle 1D) 157
3.11 Température maximum de sortie et erreur du modèle en deux dimensions pour chaque récepteur 166
3.12 Puissance maximum et énergie journalière pour chaque récepteur (modèle 2D) 168
3.13 Puissance maximum et énergie moyenne journalière pour l'ensemble des récepteurs (modèle 2D) 173
3.14 Température de sortie maximum pour chaque récepteur 176
3.15 Puissance maximum et énergie journalière pour chaque récepteur 178

3.16 Puissance maximum et énergie moyenne journalière pour l'ensemble des récepteurs 182

4.1 Température de sortie maximum en fonction de la configuration des récepteurs 205

5.1 Matériaux utilisés pour l'ACV 227
5.2 ReCiPe midpoint avec caractérisation : Phase de fabrication des matériau pour certains composants et matériaux du SRLO. Pour chaque catégorie est indiqué le composant ayant le plus fort impact 234

Liste des symboles

hc_{1_n}	Angle balayé par un rayon réfléchi par l'extrémité supérieur de chaque miroir n pour parcourir la distance entre le bord supérieur de la tâche et des récepteurs	[cm]
hc_{2_n}	Angle balayé par un rayon réfléchi par l'extrémité inférieur de chaque miroir n pour parcourir la distance entre le bord inférieur de la tâche et des récepteurs	[cm]
α	Facteur d'idéalité	[ ]
α_{air}	Viscosité cinématique de l'air	$[m^2.s^{-1}]$
α_{air}	Viscosité cinématique de l'eau	$[m^2.s^{-1}]$
β	Angle d'inclinaison de la structure (chevalet) par rapport à l'horizontal	[rad]
β_0	Angle d'inclinaison d'une surface par rapport à l'horizontal	[rad]
β_0	Coefficient de température du module	[ ]
β_{1_n}	Inclinaison de chaque miroir n par rapport à la vertical	[rad]
β_2	Angle d'inclinaison des récepteurs par rapport à la verticale	[rad]
β_{air}	Coefficient de dilatation cubique de l'air	$[K^{-1}]$
β_{recep}	Angle d'inclinaison du récepteur en fonction de l'horizontale	[radians]
δ	Déclinaison solaire	[rad]
$\dot{m}$	Débit massique du fluide	$[kg.s^{-1}]$
$\eta_{ailette}$	Rendement de l'ailette	[ ]
η_{cal}	Rendement calculé du module	[ ]
η_{conv}	Rendement du convertisseur	[ ]
η_{mes}	Rendement mesuré du module	[ ]
η_{th}	Rendement de référence du module	[ ]
Γ	Angle journalier	[rad]
γ	Angle de déviation de la normale à la surface par rapport au méridien local	[rad]
γ	Coefficient de rayonnement du module	[ ]
λ	Longitude d'un lieu donné	[rad]
λ_{air}	Conductivité thermique de l'air	$[W.m^{-1}.^\circ C^{-1}]$
λ_{cuivre}	Conductivité thermique du tube en cuivre	$[W.m^{-1}.^\circ C^{-1}]$
λ_{eau}	Conductivité thermique de l'eau	$[W.m^{-1}.^\circ C^{-1}]$

μ_{air}	Viscosité de l'air	$[Pa.s]$
μ_{eau}	Viscosité de l'eau	$[Pa.s]$
μ_{paroi}	Viscosité de l'eau en fonction de la température de la paroi du tube en cuivre	$[Pa.s]$
ω_{min}	Angle horaire	[min]
ω_{rad}	Angle horaire	[rad]
ω_{S_n}	Angle horaire corrigé de hc_{1_n} ou de hc_{2_n} (qui est donc fonction de chaque miroir n)	[rad]
Φ	Rayonnement incident	$[W.m^{-2}]$
ϕ	Latitude d'un lieu donné	[rad]
$\phi 1_N$	Rayonnement incident influant sur la vitre	$[W.m^{-2}]$
$\phi 1_S$	Rayonnement incident influant sur le carter en aluminium	$[W.m^{-2}]$
$\phi 2$	Rayonnement incident influant sur l'absorbeur et le tube en cuivre	$[W.m^{-2}]$
ϕ_{net}	Flux net échangée entre deux corps à différentes températures	[W]
Ψ	Angle azimutal	[rad]
Ψ_p	Déviation angulaire projetée du soleil	[rad]
ρ_{air}	Masse volumique de l'air	$[kg.m^(-3)]$
ρ_{eau}	Masse volumique de l'eau	$[kg.m^(-3)]$
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	$[W.m^{-2}.K^{-4}]$
τe_{vitre}	Transmittance de la vitre	[ ]
τi_{vitre}	Facteur de transmission de la vitre en fonction de l'inclinaison	[ ]
Θ_0	Angle d'incidence d'une surface orientée arbitrairement	[rad]
Θ_{p_n}	Angle d'incidence projetée sur le plan Nord-Sud, pour chaque miroir n	[rad]
θ_z	Angle zénithal	[rad]
ε_{abs}	Émissivité de l'absorbeur	[ ]
ε_{alu}	Émissivité du carter en aluminium	[ ]
ε_{vitre}	Émissivité de la vitre	[ ]
B_{1_n}	Distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité inférieure de chaque miroir n à l'extrémité inférieure des récepteurs	[cm]
B_{2_n}	Distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité inférieure de chaque miroir n à l'extrémité inférieure de la tâche	[cm]
B_{3_n}	Distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité supérieure de chaque miroir n à l'extrémité supérieure des récepteurs	[cm]
B_{4_n}	Distance projetée sur le plan horizontal de l'extrémité supérieure de chaque miroir n à l'extrémité supérieure de la tâche	[cm]
C_{1_n}	Différence de hauteur entre l'extrémité inférieure de chaque miroir n et l'extrémité inférieure des récepteurs	[cm]
C_{2_n}	Différence de hauteur entre l'extrémité inférieure de chaque miroir n et l'extrémité inférieure de la tâche	[cm]

C_{3_n}	Différence de hauteur entre l'extrémité supérieure de chaque miroir n et l'extrémité supérieure des récepteurs	[cm]
C_{4_n}	Différence de hauteur entre l'extrémité supérieure de chaque miroir n et l'extrémité supérieure de la tâche	[cm]
CG	Concentration géométrique	[ ]
Cp_{air}	Capacité thermique massique de l'air	$[J.kg^{-1}.^{\circ}C^{-1}]$
Cp_{eau}	Capacité thermique massique de l'eau	$[J.kg^{-1}.^{\circ}C^{-1}]$
Ct_{air}	Capacité thermique de l'air entre la vitre et l'absorbeur	$[J.^{\circ}C^{-1}]$
Ct_{vitre}	Capacité thermique de l'absorbeur et du tube en cuivre	$[J.^{\circ}C^{-1}]$
Ct_{vitre}	Capacité thermique de l'eau dans le tube en cuivre	$[J.^{\circ}C^{-1}]$
Ct_{vitre}	Capacité thermique de la vitre	$[J.^{\circ}C^{-1}]$
D	Distance projetée sur le plan horizontal entre le bâti et les récepteurs	[cm]
D_{1_n}	Distance entre l'extrémité inférieure de chaque miroir n et l'extrémité inférieure des récepteurs	[cm]
D_{2_n}	Distance entre l'extrémité inférieure de chaque miroir n et l'extrémité inférieure de la tâche	[cm]
D_{3_n}	Distance entre l'extrémité supérieure de chaque miroir n et l'extrémité supérieure des récepteurs	[cm]
D_{4_n}	Distance entre l'extrémité supérieure de chaque miroir n et l'extrémité supérieure de la tâche	[cm]
D_e	Diamètre extérieur du tube de l'ailette	$[m]$
D_n	Distance projetée sur le plan horizontal entre chaque miroir n et les récepteurs	[cm]
d_n	Numéro du jour	[ ]
D_{v_n}	Déviation latérale de la tâche sur les récepteurs en fonction de chaque miroir n	[cm]
D_{v_n}	Déviation latérale de la tâche sur les récepteurs en fonction de chaque miroir n	[rad]
D_{X_n}	Distance entre chaque miroir n et les récepteurs	[cm]
Dh_{air}	Diamètre hydraulique de la cellule fermée	$[m]$
Dh_{eau}	Diamètre hydraulique du tube en cuivre	$[m]$
$Dint_{eau}$	Diamètre intérieure du tube en cuivre	$[m]$
E	Énergie rayonnante	$[W.m^{-2}]$
$E_{ailette}$	Épaisseur de l'ailette	$[m]$
E_{air}	Épaisseur de l'air entre la vitre et l'absorbeur	$[m]$
E_{alu}	Épaisseur du carter en aluminium	$[m]$
E_{iso}	Épaisseur de l'isolation	$[m]$
E_n	Énergie reçue par l'absorbeur des récepteurs sur une année	$[W.h]$

$E_{t_{min}}$	Équation du temps	[min]
$E_{t_{rad}}$	Équation du temps	[rad]
E_{vitre}	Épaisseur de la vitre	$[m]$
F	Projection de la demi-largeur des récepteur sur la verticale	[cm]
$F_{1\longleftrightarrow 2}$	Facteur de forme entre deux plan rectangulaire de même aire	[ ]
F_{1_n}	Projection de la demi-largeur de la tâche sur la verticale en fonction de chaque miroir n	[cm]
$F_{alu\rightarrow ciel}$	Facteur de forme entre le carter en aluminium et le ciel	[ ]
$F_{alu\rightarrow sol}$	Facteur de forme entre le carter en aluminium et le sol	[ ]
$F_{vitre\rightarrow ciel}$	Facteur de forme entre la vitre et le ciel	[ ]
$F_{vitre\rightarrow sol}$	Facteur de forme entre la vitre et le sol	[ ]
g	Accélération du champ de pesanteur à la surface de la terre	$[m.s^{-1}]$
G_{diffus}	Rayonnement direct	$[W.m^{-2}]$
G_{direct}	Rayonnement direct	$[W.m^{-2}]$
G_{global}	Rayonnement direct	$[W.m^{-2}]$
$G_{Réfléchi}$	Rayonnement réfléchi	$[W.m^{-2}]$
Gr_{air}	Nombre de Grashoff de l'air	[ ]
h	Hauteur angulaire du soleil	[rad]
H_1	Hauteur des récepteurs	[cm]
H_{2_n}	Hauteur de chaque miroir n	[cm]
h_{air}	Coefficient de convection thermique de l'air dans le récepteur	$[W.m^{-2}.^{\circ}C^{-1}]$
h_{m_n}	Différence de hauteur angulaire entre chaque miroir n et les récepteurs	[rad]
h_{midi}	Hauteur du soleil au midi solaire	$[Radians]$
h_p	Hauteur angulaire projetée du soleil dans le plan Nord-Sud	[rad]
h_{V1}	Coefficient de convection thermique de l'air ambiant	$[W.m^2.^{\circ}C^{-1}]$
I_0	Rayonnement nominal	$[W.m^{-2}]$
I	Projection de la demi-largeur des récepteurs sur l'horizontale	[cm]
I_0	Courant de saturation de la diode	$[A]$
I_{1_n}	Projection de la demi-largeur de la tâche sur l'horizontale en fonction de chaque miroir n	[cm]
I_{mp}	Courant à puissance maximale d'un module	$[A]$
I_{ph}	Photo-courant	$[A]$
I_{SC}	Courant de court-circuit d'un module	$[A]$
I_{sh}	Courant de la résistance shunt	$[A]$
J	rang du jour compté à partir du premier janvier 2013	[ ]
k	La constance de Bolztmann	$[m^2.kg.s^{-2}.K^{-1}]$

K_n	Projection de la demi-largeur de chaque miroir n sur l'horizontale	[cm]
l	Largeur de l'absorbeur	[cm]
l_mir	Largeur des miroirs	[cm]
l_{A_n}	Largeur de la tâche de chaque miroir n	[cm]
L_{abs}	Longueur absorbeur	[cm]
l_{abs}	Largeur absorbeur	[cm]
L_{air}	Longueur de l'air entre la vitre et l'absorbeur	$[m]$
l_{air}	Largeur de l'air entre la vitre et l'absorbeur	$[m]$
L_{alu}	Longueur du carter en aluminium	$[m]$
l_{alu}	Largeur du carter en aluminium	$[m]$
L_{eau}	Longueur du tube en cuivre	$[m]$
L_{iso}	Longueur de l'isolation	$[m]$
l_{iso}	Largeur de l'isolation	$[m]$
$L_{mir_{rang}}$	Longueur d'une ligne de miroirs	[m]
L_{mir}	Longueur d'un miroir	[m]
L_{recept}	Longueur récepteur	[cm]
l_{recept}	Largeur récepteur	[cm]
L_{vitre}	Longueur de la vitre	$[m]$
l_{vitre}	Largeur de la vitre	$[m]$
$la_{ailette}$	Largeur de l'ailette	$[m]$
M_n	Projection de la demi-largeur de chaque miroir n sur la verticale	[cm]
Mv_{eau}	Débit volumique de l'eau	$[m^3.s^{-1}]$
n	« Numéro » du miroirs, le miroir le plus bas correspond au numéro 1 et donc celui le plus haut correspond au numéro 16	[ ]
Nu_{60}	Nombre de Nusselt dans une cellule fermée inclinée à 60°	[ ]
Nu_{90}	Nombre de Nusselt dans une cellule fermée inclinée à 90°	[ ]
Nu_{eau}	Nombre de Nusselt de l'eau	[ ]
Nu_i	Nombre de Nusselt dans une cellule fermée inclinée en fonction d'une inclinaison i	[ ]
P_{1_n}	Puissance réfléchie par le miroir n sur l'absorbeur des récepteurs	[W]
P_G	Perte thermique globale	$[W.m^{-2}]$
P_{mp}	Puissance maximale d'un module	$[V]$
P_O	Puissance arrivant au niveau du convertisseur	$[W.m^{-2}]$
P_U	Puissance utile nette	$[W.m^{-2}]$
$Pc_{ph_{mod}}$	Puissance crête d'un module	[]
$Pc_{ph_{tot}}$	Puissance crête totale	$[Wc]$

$Pe_{ailette}$	Périmètre de l'ailette	$[m]$
Pr_{air}	Nombre de Prandtl de l'air	[ ]
Pr_{eau}	Nombre de Prandtl de l'eau	[ ]
q	La charge de l'électron	$[C]$
Q_E	Quantité d'énergie entrante	$[J.s--1]$
Q_S	Quantité d'énergie entrante	$[J.s--1]$
r_{ext}	Rayon extérieur du tube en cuivre	$[m]$
r_{int}	Rayon de l'intérieur du tube en cuivre	$[m]$
R_{sh}	Résistance shunt	$[\Omega]$
R_s	Résistance série	$[\Omega]$
Ra_{air}	Nombre de Rayleigh	[ ]
Re_{eau}	Nombre de Reynolds	[ ]
$S_{abs_{tot}}$	Surface totale des absorbeurs	$[m^2]$
S_{abs}	Surface d'un absorbeur	$[m^2]$
$S_{mir_{rang}}$	Surface d'une rangée de miroirs	$[m^2]$
$S_{mir_{tot}}$	Surface totale des miroirs	$[m^2]$
$S_{ph_{tot}}$	Surface totale des modules	$[m^2]$
$Sec_{ailette}$	Section transversale de l'ailette	$[m^2]$
t_0	L'heure où le soleil passe au méridien de tous les lieux de même longitude	[h]
T_{1_n}	Temps de recalage intermédiaire (troisième et quatrième cas avec première condition) en fonction de chaque miroir n	[s]
T_{2_n}	Temps de recalage intermédiaire (troisième et quatrième cas avec seconde condition) en fonction de chaque miroir n	[s]
T_{abs}	Température de l'absorbeur et du tube en cuivre	$[°C]$
T_{air}	Température de l'air entre la vitre et l'absorbeur	$[°C]$
T_{alu}	Température du carter en aluminium	$[°C]$
T_{amb}	Température de l'air ambiant	$[°C]$
T_{ciel}	Température du ciel	$[°C]$
T_{eau}	Température de l'absorbeur et du tube en cuivre	$[°C]$
T_{module}	Température du module	$[°C]$
T_n	Temps de recalage, en fonction de chaque miroir n	[s]
T_{sol}	Température du sol	$[°C]$
T_{vitre}	Température de la vitre	$[°C]$
$Taux_{SRLO}$	Taux de concentration	[ ]
TL	Temps local	[h]
TSM	Temps solaire moyen	[h]

TSV	Temps solaire vrai	[h]
TU	Temps universel	[h]
u_{eau}	Vitesse du fluide	$[m.s^{-1}]$
V_{mp}	Tension à puissance maximale d'un module	$[V]$
V_{OC}	Tension en circuit ouvert d'un module	$[V]$
v_{vent}	Vitesse du vent	$[m.s^{-1}]$
X	Pas entre chaque miroir	[cm]
Z_{C1}	Résistance de conduction de la vitre	$[°C.W^{-1}]$
Z_{C2}	Résistance de conduction de l'absorbeur	$[°C.W^{-1}]$
Z_{C3}	Résistance de conduction du tube en cuivre	$[°C.W^{-1}]$
Z_{C4}	Résistance de conduction de l'isolant	$[°C.W^{-1}]$
Z_{C4}	Résistance de conduction du carter en aluminium	$[°C.W^{-1}]$
Z_{R1}	Résistance de rayonnement entre la vitre et le ciel	$[°C.W^{-1}]$
Z_{R2}	Résistance de rayonnement entre la vitre et le sol	$[°C.W^{-1}]$
Z_{R3}	Résistance de rayonnement entre la vitre et l'absorbeur	$[°C.W^{-1}]$
Z_{R4}	Résistance de rayonnement entre le carter en aluminium et le ciel	$[°C.W^{-1}]$
Z_{R5}	Résistance de rayonnement entre le carter en aluminium et le sol	$[°C.W^{-1}]$
Z_{V1}	Résistance de convection de l'air ambiant influant sur la vitre	$[°C.W^{-1}]$
Z_{V2}	Résistance de convection de l'air entre la vitre et l'absorbeur	$[°C.W^{-1}]$
Z_{V3}	Résistance de convection de l'eau dans le tube en cuivre	$[°C.W^{-1}]$

Liste des abréviations

ACV Analyse du Cycle de Vie.
ADEME Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.
ANCRE Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie.

CAO Commande Assisté par Ordinateur.
CARO Chaotic Asexual Reproduction Optimization.
CLFR Compact Linear Fresnel Reflector.
COP21 $21^{ème}$ COnférence des Parties.
CSHPF Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France.
CSP Concentrated Solar Power.

DALY Disability Adjusted Life Years :espérance de vie corrigée de l'incapacité.
DE Differential Evolution.
DEA Diplôme d'Études Approfondies.
DEC Demande d'Énergie Cumulée.

ECS Eau Chaude Sanitaire.
EEPROM Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory.
ERP Établissements Recevant du Public.

FR Forçage Radiatif.

GA Genetic Algorithm.
GERES Groupe d'Exploitation Rationnelle de l'Énergie Solaire.
GIEC Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat.
GMT Temps Moyen de Greenwich.

HS Harmony Search.

I2C Inter-Integrated Circuit.
IEA International Energy Agency.
ILCD Méthode ILCD.
IMCCE Institut de Mécanique Céleste et de Calcul des Éphémérides.
IV courant-tension.

LFR Linear Fresnel Reflector.

MAE Mean Absolute Error.

MPPT Maximum Power Point Tracking.
Mtep Million de tonnes équivalent pétrole.
Mtoe Million tonnes of oil equivalent.

NI National Instrument.
NRMSE Normalized Root Mean Square Error.

ONU Organisation des Nations Unies.

Pb-Ca Plombs-Calcium.
PDC Parabolic Dish Collector.
PRG Potentiel de Réchauffement Global.
PRG 100 Potentiel de Réchauffement Global basé sur un horizon temporel de 100 ans.
PRG 20 Potentiel de Réchauffement Global basé sur un horizon temporel de 20 ans.
PRG 500 Potentiel de Réchauffement Global basé sur un horizon temporel de 500 ans.
PS Pattern Search.
PSO Particle Swarm Optimization.
PTC Parabolic Trough Collectors.
PV PhotoVoltaïque.
PV/TH PhotoVoltaïque/Thermique.
PWM Pulse Width Modulation.

ReCiPe Méthode ReCiPe.
ReCiPe PBT Méthode ReCiPe avec temps de récupération.
RMSE Root Mean Square Error.
RTC Real Time Control.

SA Simulated Annealing.
SCL Serial Clock Line.
SDA Serial DAta line.
Si Silicium.
species.yr Espèces par an.
SPI Serial Peripheral Interface.
SRAM Static Random Access Memory.
SRLO Système Réfléchissant à Lames Orientables.
STC Standard Test Conditions.
STC Solar Tower Collectors.

TH Thermique.
TL Temps Local.
TSM Temps Solaire Moyen.
TSV Temps Solaire Vrai.
TTL Transistor-Transistor logic.
TU Temps Universel.

USEtox Méthode USEtox.
[3cm]