

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE FRERES MENTOURI CONSTANTINE 1
FACULTE DES SCIENCES EXACTES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE**

N° d'ordre :
Série :

THÈSE

**PRESENTEE POUR OBTENIR LE DIPLOME DE DOCTORAT
EN SCIENCES EN PHYSIQUE**

SPECIALITE:

Physique Energétique

**Etude et modélisation d'un panneau solaire thermique
photovoltaïque**

Par :

Maifi Lyes

Soutenue le : 17 Décembre 2018

Devant le jury:

Président	: N.Bellel	Prof. Université Frères Mentouri Constantine 1
Rapporteur	: T.Kerbache	Prof. Université Frères Mentouri Constantine 1
Examineur	: M.Zaabat	Prof. Université Larbi BenM'hidi Oum El Bouaghi
	K.Latrous	Prof. Université Salah Bounider Constantine 3
	A.Nouiri	Prof. Université Larbi BenM'hidi Oum El Bouaghi
	R.Chenni	Prof. Université Frères Mentouri Constantine 1

~~~~~ Dédicaces ~~~~~

Merci mon DIEU de m'avoir permis d'arriver jusqu'ici et de m'avoir donné l'aptitude d'achever ce modeste travail que je dédie particulièrement à mes très chers et adorables parents qui m'ont inculqué toutes les bases de mon savoir, que DIEU me les garde.

A la pensée de mon père qui me manque beaucoup

A mes frères et sœurs : Ramzi , Mohamed , Lamia et Besma

A Soria Sahli

A Ouided

A Mes adorables : Abd el basset, abd elmoujib et zahra

A mes très chères ami(e) s : Walid, Tarek.

Je n'oublierai pas de dédier ce travail à tous ceux ou celles qui ont ne serai-ce qu'un moment partagé ma vie.

Lyes .M

Remerciements

Le grand merci revient encore et toujours à notre DIEU le tout puissant qui m'a donné le courage et la patience et qui a éclairé mon chemin pour achever ce travail. La réalisation de cette thèse est indissociable de son contexte familial, scientifique et matériel. Nombreux sont ceux qui m'ont soutenu, aidé ou supporté. Je suis reconnaissante à tous d'avoir été là quand il le fallait, de s'être investi, d'avoir partagé, d'avoir contribué autant que possible, pour que cette thèse se fasse. Je tiens tout d'abord à remercier :

- Monsieur. KERBACHE TAHAR, Professeur à l'université Mentouri 1 de Constantine, mon directeur de thèse qui a tout d'abord accepté de m'encadrer, puis a soutenu, orienté, enrichi, critiqué, bref, dirigé... ma recherche. Je lui dois évidemment aussi beaucoup pour le soutien moral et quotidien qu'il m'a apporté, ainsi que la patience qu'il a su montrer. Je tiens à lui exprimer toute ma reconnaissance et gratitude.

- Monsieur CHARI ABDELHAMID, Professeur à l'université Mentouri 1 de Constantine, de m'avoir accueillie dans son laboratoire, d'être toujours disponible en m'offrant ses conseils méthodologiques.

- Les membres du jury qui m'ont fait l'honneur de bien vouloir évaluer mon travail, et plus précisément :

Monsieur NADIR BELLEL , Professeur à l'Université Mentouri de Constantine¹, pour l'honneur qu'il m'a fait, en acceptant la présidence de ce jury.

Monsieur MOURAD ZAABAT, Professeur à Prof. Université Larbi BenM'hidi Oum El Bouaghi, Monsieur KHELIL LATROUS, Professeur à l'Université Mentouri de Constantine³, Monsieur ABDELKADER NOUIRI, Professeur à Prof. Université Larbi BenM'hidi Oum El Bouaghi et Monsieur RACHID CHENNI, Professeur à l'Université Mentouri de Constantine¹ qui m'ont fait l'honneur d'accepter de faire partie de mon jury en tant qu'examinateurs.

SOMMAIRE

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale	1
CHAPITRE 1. GISEMENT SOLAIRE	4
1. Introduction.....	5
2. Energies renouvelables	5
2.1. Le solaire thermique et photovoltaïque.....	5
2.2. La géothermie.....	6
2.3. La biomasse.....	7
2.4. L'hydraulique.....	7
2.5. L'éolien.....	8
3. Gisement solaire.....	8
3.1. Le spectre solaire.....	8
3.2. Gisement solaire au sol.....	10
3.3. Le rayonnement solaire.....	11
3.4. Dualité de la lumière.....	13
4. Position du soleil.....	14
4.1. Coordonnées équatoriales.....	14
4.2. Coordonnées horizontales.....	16
4.3. Orientation d'un plan.....	17
4.4. Angle d'incidence sur un plan.....	17
5. Rayonnement solaire.....	17
5.1. Constante solaire	17
5.2. Modèle de Capderou.....	17

5.3. Angle optimum d'un plan incliné.....	20
6. Conclusion.....	21
CHAPITRE 2. ETAT DE L'ART DES PANNEAUX HYBRIDES THERMIQUE PHOTOVOLTAÏQUE	22
1. Introduction.....	23
2. La conversion photovoltaïque.....	23
2.1. Principe de la conversion Photoélectrique.....	23
2.2. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque.....	26
2.3. Le modèle à plusieurs diodes	29
3. La conversion thermique	30
3.1. Synthèse bibliographique des capteurs solaires PV/T hybrides.....	31
3.1.1. Les capteurs solaires PV/T à air.....	33
3.1.2. Les capteurs solaires PV/T hybrides à eau.....	41
4. Conclusion.....	49
CHAPITRE 3. RAPPELS SUR LES TRANSFERTS DE CHALEUR ET CONCENTRATEUR SOLAIRE	57
1. Introduction.....	51
2. Conduction.....	51
3. Transfert de chaleur par convection.....	52
3.1. Convection naturelle et forcée.....	52
3.2. Régime d'écoulement.....	52
3.3. Calcul du coefficient d'échange par convection.....	53
4. Transfert de chaleur par rayonnement.....	54
5. Les différents concentrateurs solaires.....	55
5.1. Cylindro-paraboliques.....	55
5.2. Miroirs de Fresnel.....	57

5.3. Miroirs paraboliques.....	59
5.4. Héliostats.....	60
6. Concentrateur parabolique composé « CPC ».....	62
6.1. Définition des CPC.....	62
6.2. Coefficient de concentration géométrique.....	63
6.3. Géométrie de base.....	64
6.4. Troncature du CPC.....	66
6.5. Orientation et inclinaison.....	66
7. Application des CPC à d'autres dispositifs solaires.....	67
7.1. Tube sous vide.....	67
7.2. Capteur Photovoltaïque.....	69
8. Conclusion.....	71
CHAPITRE 4. ETUDE ET MODELISATION D'UN PANNEAU SOLAIRE SOUS	78
CONCENTRATION	
1. Introduction.....	73
2. Modèle du système.....	74
3. Modèle thermique.....	77
4. Equation de bilan énergétique	78
4.1. Pour la couverture de verre, nous avons.....	78
4.2. À la plaque thermique photovoltaïque, nous avons.....	78
4.3. L'échangeur de chaleur est décrit par.....	79
4.4. La plaque isolante est décrite par.....	79
5. Coefficients de transfert de chaleur.....	80
6. Modèle électrique.....	81
7. Paramètres de performance.....	82
8. Méthode de calcul.....	83
9. Résultats et discussion.....	84
10. Conclusion.....	99

Conclusion Générale	100
Bibliographie.....	102

LISTE DES FIGURES

1.1	Eclairement solaire [4].....	09
1.2	Schéma indiquant le nombre d'air masse AM _x en fonction de la position géographique.....	10
1.3	Irradiation globale (W/m ²) au sol à Toulouse du 11 juin au 14 juin 2009 (date proche du solstice d'été) [9].....	11
1.4	Disque Solaire pour la ville de Lyon [9].....	11
1.5	Rayonnement solaire transmis à la terre.....	12
1.6	Repère equatorial [13].....	15
1.7	Repère horizontal [13].....	16
2.1	Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	24
2.2	Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements.....	25
2.3	Schéma électrique équivalent d'une cellule en silicium cristallin.....	27
2.4	Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium multi-cristallin. (a) Courbe réelle mesurée par le constructeur, (b) Courbe simulée.....	27
2.5	Notion de facteur de forme FF pour une cellule photoélectrique.....	28
2.6	Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire en silicium sous PSIM.....	28
2.7	Modèle à plusieurs diodes	29
2.8	Schéma de principe d'un capteur solaire thermique plan.....	30
2.9	Exemple de capteurs solaires plans vitres [24], non vitres [25] et de capteurs solaires a tube sous-vide	31
2.10	Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux P [29].....	33
2.11	Schema du capteur solaire PV/T hybride a air [31].....	34
2.12	Les prototypes I, II, III et IV de capteur solaire PV/T a air[32]	35
2.13	Schéma d'intégration de composants solaires a la façade Sud d'un bâtiment [35]....	36
2.14	Banc d'essai du capteur solaire PV/T hybride a air [61].....	38
2.15	Coupe du capteur solaire PV/T hybride a air à ailettes [44].....	40
2.16	Quelques exemples de modifications du capteur solaire PV/T hybride a air[41].....	41
2.17	Coupe transversale du composant hybride a eau[47].....	42
2.18	Capteur solaire PV/T hybride a deux fluides et a fonctions superposées[49].....	43

2.19	Schéma du capteur solaire PV/T hybride a eau SolarNor[34].....	44
2.20	Coupe du capteur solaire PV/T hybride a eau [51].....	45
2.21	Coupe transversale du capteur solaire PV/T hybride a eau [54].....	46
2.22	Le capteur solaire PV/T hybride a eau [48].....	46
2.23	Premier et second prototypes construits[54].....	46
2.24	Section du capteur solaire hybride a eau étudiée[56].....	48
3.1	Schéma de principe d'un concentrateur cylindro-parabolique [60].....	56
3.2	Champ de miroir cylindro-parabolique à la centrale solaire de Kramer Junction en Californie. [62].....	57
3.3	Schéma de principe d'un concentrateur à miroir de Fresnel [60].....	58
3.4	Concentrateur à miroir de Fresnel à Almeria en Espagne [63].....	59
3.5	Schéma de principe d'un concentrateur parabolique [60].....	59
3.6	Miroir parabolique avec moteur Stirling [64].....	60
3.7	Schéma de principe d'une centrale à tour [60].....	61
3.8	Centrale thermique à tour (SolarTow en Californie) [66].....	62
3.9	Concentrateur parabolique composé [67].....	63
3.10	CPC à absorbeur cylindrique pour $R=20\text{cm}$ et $\theta_c=60^\circ$	66
3.11	Orientation plein sud du CPC sur l'hémisphère nord [69].....	67
3.12	Capteur solaire à tube sous vide [70].....	68
3.13	Tube sous vide associé à un CPC.....	69
3.14	Miroir en forme de CPC.....	69
3.15	Panneau solaire photovoltaïque avec miroir plan.....	70
3.16	Cellule solaire avec miroir parabolique.....	70
4.1	Capteur photovoltaïque-thermique a eau (nanofluide).....	75
4.2	Capteur photovoltaïque-thermique a l'air.....	76
4.3	Modèle thermique à air.....	77
4.4	Modèle thermique à eau (nanofluid).....	78
4.5	Modèle électrique.....	81
4.6	Valeurs horaires du rayonnement solaire G et de la température ambiante à Constantine calculés par le model de capderou.....	85
4.7	Effet de l'efficacité thermique et de l'efficacité photovoltaïque-thermique sur la hauteur du canal d'air.....	86
4.8	Effet des températures du panneau photovoltaïque et du fluide caloporteur (air) sur la hauteur du canal d'air... ..	87
4.9	Effet de la profondeur du canal d'air sur les variations horaires du débit massique..	88
4.10	Effet de la profondeur du canal d'air sur les variations horaires du rendement.....	88
4.11	Influence du débit massique sur le fluide, les cellules et la température de la plaque isolante.....	89
4.12	L'influence du débit massique sur l'efficacité thermique.....	90
4.13	L'influence du débit massique sur l'efficacité électrique.....	91
4.14	L'influence du débit massique sur l'efficacité thermique photovoltaïque.....	91

4.15	L'influence du débit massique sur la puissance électrique de chaque Cellule	92
4.16	L'influence du débit massique sur la puissance électrique du capteur	92
4.17	La variation du courant de référence en fonction de la bobine de température de la cellule.....	93
4.18	La variation du courant du panneau en fonction de la tension du panneau.....	94
4.19	Variation de la température du système dans le sens de la longueur.....	96
4.20	Variation de l'efficacité totale avec et sans concentration	96
4.21	Variation du système d'efficacité totale avec un débit de masse d'eau différent.....	97
4.22	Variation de l'efficacité totale avec différents diamètres hydrauliques.....	98
4.23	Variation du rendement thermique électrique total dans le sens de la longueur.....	98

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.....	13
Tableau 4.1	Paramètres thermo-physiques et internes du système et des panneaux photovoltaïques	84
Tableau 4.2	paramètres thermo physiques pour le système à eau	95

INTRODUCTION GENERALE

1. Contexte du travail

En raison d'une demande mondiale d'énergie croissante, notamment dans le domaine du bâtiment, les ressources d'énergies fossiles voire fissiles se réduisent progressivement. Ainsi, les gisements de pétrole brut et de gaz naturel seront pratiquement épuisés à plus ou moins long terme. De plus, la forte utilisation de combustibles fossiles et de bois est la cause de graves dommages environnementaux et d'un réchauffement climatique au niveau mondial.

Les conséquences économiques des chocs pétroliers des années 1970 ont attiré l'attention sur ces problèmes et sur les solutions pouvant être apportées. De plus, elles ont lancé, bien que faiblement le développement de la technologie solaire dans de nombreux pays, l'énergie solaire étant une source inépuisable d'approvisionnement en énergie. Ces dernières années, plusieurs pays ont intensifié leurs mesures en faveur de l'utilisation de l'énergie solaire. Ces pays ont notamment institué des taxes environnementales, des programmes de subventions et d'autres incitations en faveur des systèmes liées aux énergies renouvelables.

Cependant, le photovoltaïque (PV) a un faible rendement et requiert donc une intégration à grande échelle. Cette intégration de composants solaires permet une optimisation des surfaces de captation de l'énergie solaire. Toutefois, elle peut provoquer l'échauffement des modules PV et par conséquent, la baisse de leur rendement électrique. Une des solutions proposées est en constante évolution et la conception de composants dits hybrides permettant la production simultanée d'énergie thermique et d'énergie électrique.

L'avantage de ces capteurs solaires hybrides est de permettre la réduction de la température de fonctionnement des panneaux photovoltaïques et par conséquent l'amélioration de leur rendement électrique par la récupération de l'énergie thermique qu'ils dissipent à l'aide d'un fluide caloporteur.

2. Problématique et objectifs

Un module photovoltaïque (PV) classique de technologie silicium cristallin convertit entre 12 et 18 % de l'énergie solaire incidente. Pour arriver à ce résultat, un module PV absorbe en réalité entre 80 et 90% du rayonnement incident, dont la majeure partie est dissipée sous forme de chaleur, augmentant ainsi la température interne du module. Cette augmentation de la température réduit sensiblement les performances électriques du module. Partant du constat que le rendement du panneau photovoltaïque décroît avec l'augmentation de la température, et que la fonction d'un capteur solaire est de transférer la chaleur captée par sa surface à un fluide caloporteur, l'idée est née d'associer ces deux technologies et d'en faire un prototype hybride nommé PV/T, qui permet à la fois de convertir l'énergie solaire captée en électricité mais aussi de valoriser l'autre part, habituellement perdue, en chaleur.

L'objectif de notre travail consiste plus précisément à l'étude d'un nouveau concept de capteur solaire PV/T hybride avec concentrateur cylindro parabolique avec un fluide caloporteur (à air et à eau), véritable composant d'enveloppe (élément de toiture). Il consiste en l'analyse de la faisabilité d'un tel composant et en l'évaluation préalable de son efficacité. Le but est de calculer l'effet de débit massique de concentration et de la hauteur de canal d'air et diamètre hydraulique et d'autres paramètres sur l'efficacité des systèmes proposés

3. Organisation de la thèse

Cette thèse de doctorat a pour but d'étudier théoriquement un capteur solaire photovoltaïque thermique PVT sous concentration avec un échangeur de chaleur à air et à eau comme fluide caloporteur. Pour cela nous avons établis le plan de travail suivant :

Le manuscrit est structuré en quatre chapitres et une introduction conclusion générale.

- 1- Dans le premier chapitre, nous décrivons les notions essentielles sur le gisement solaire à savoir les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour du soleil et les différents types de rayonnements.
- 2- Dans le second chapitre, nous avons présenté un état de l'art des panneaux hybrides thermique photovoltaïque.
- 3- Le troisième chapitre est consacré pour des rappels sur les transferts de chaleur ainsi que la représentation des différents types des concentrateurs solaires et le principe de base pour calculer le degré de concentration pour un concentrateur cylindro parabolique.

- 4- Dans le quatrième chapitre, nous décrivons nos modèles mathématiques de bilan énergétique permettant de calculer le rendement thermique, électrique et total et la puissance délivrée par les deux modèles ainsi que les températures de sortie fluide et températures de panneaux photovoltaïques à partir de l'effet de différents paramètres externes (débit, concentration, canal hauteur du canal d'air et diamètre hydraulique).
- 5- Enfin nous terminons ce manuscrit par une conclusion générale qui récapitule le travail réalisé et propose quelques travaux en perspective.

Chapitre 01

Gisement solaire

1. Introduction

Ce premier chapitre est consacré à des rappels qui sont en l'occurrence le bagage scientifique utile et nécessaire pour développer les présentes études. Nous nous intéressons plus particulièrement :

- Aux différents types des énergies renouvelables.
- Au repérage de la position du soleil.
- A la description les modèles semi-empiriques, permettant de calculer l'intensité des rayonnements solaires incidents et diffus, absorbés par différentes surfaces.

2. Les énergies renouvelables

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau de la terre et de la biomasse, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité, ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires [1]. L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle, elles ont été exploitées par l'homme depuis l'aube de l'humanité, bois de feu, traction animale, bateau à voile, moulin à vent ...

Malheureusement, ces énergies furent délaissées au profit d'autres sources d'énergies que l'on pensait à l'époque plus intéressantes.

Les énergies dites renouvelables et propres constituent une alternative aux énergies fossiles sur plusieurs points :

- Elles respectent l'environnement (sont propres) ne dégagent pas de gaz à effet de serre, ni de déchets toxiques.
- Elles sont comme leurs noms l'indiquent « inépuisables ».
- Elles permettent une production décentralisée adaptée aux besoins locaux.

Parmi les énergies renouvelables nous citons :

L'éolien, le solaire thermique et photovoltaïque, la biomasse, la géothermie, l'hydraulique.

2.1. Le solaire thermique et photovoltaïque

L'énergie solaire est l'une des ressources renouvelables les plus abondantes sur terre. Le flux d'énergie solaire reçu annuellement sur la surface de la terre représente environ 15000 fois la consommation d'énergie [2].

L'énergie solaire est actuellement exploitée selon deux techniques :

- La conversion du rayonnement solaire en chaleur par des capteurs thermiques c'est le solaire thermique. Il est utilisé dans les chauffe-eau solaires qui sont très répandus en Europe, plus de 600.000 familles ont en équipé leurs habitations. Il est aussi utilisé dans les plans chers thermiques.
- La conversion directe du rayonnement lumineux en électricité par des capteurs (cellule photovoltaïque), c'est le solaire photovoltaïque. Les panneaux photovoltaïques composés de cellules à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. La technique photovoltaïque est en très forte croissance, en 2001 on comptait en Europe environ 250 MW installés et en 2003 ce chiffre est monté à 560 MW. La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil.

2.2. La géothermie

La géothermie consiste à capter la chaleur de la croûte terrestre pour produire du chauffage ou de l'électricité. Le sous-sol est naturellement chaud surtout à grande profondeur. Plus on s'enfonce dans les entrailles de la terre, plus les températures augmentent, de 3à4°C tous les 100m. L'eau chaude de l'intérieur de la terre est utilisée pour le chauffage des maisons et autres immeubles [2].

L'exploitation des eaux souterraines et le développement des pompes à chaleurs pourraient faire de la géothermie une des grandes énergies durables de demain. Le principe de la pompe à chaleur est le suivant : Un capteur prélève de la chaleur du sol à l'extérieur par exemple sous une pelouse. Son origine se trouve d'ailleurs dans le rayonnement solaire. Cette chaleur est transmise dans la maison via un plan cher chauffant. Dans tous les cas le transfert de la chaleur nécessite un fluide caloporteur.

La géothermie s'est développée au 20ème siècle dans de nombreux pays pour la production d'électricité, avec des eaux de très hautes températures transformées en vapeur à titre d'exemple citent la centrale bouillante en GUADLOUPE Française. Actuellement : une vingtaine de pays produisent de l'électricité à partir de la géothermie.

Dans le monde entier, la capacité de production des installations géothermiques dans 18 pays était d'environ 5800 MW en1990. Elle atteint aujourd'hui les 8700 MW. La géothermie joue un

rôle essentiel pour les pays en développement. Elle représente 22% de l'électricité produite aux philippines, 12% au Salvador 15% en Islande. Le Japon est le premier producteur mondial d'équipement géothermique.

2.3. La biomasse

Le terme biomasse désigne au sens large l'ensemble de la matière vivante.

Depuis le premier choc pétrolier, ce concept s'applique aux produits organiques végétaux utilisés à des fins énergétiques. La biomasse désigne donc l'ensemble des végétaux capables par le biais de diverses transformations, de restituer l'énergie solaire qu'ils ont stockée. Cette énergie solaire est convertie en différentes sources énergétiques tel les que :

- **La chaleur et électricité**

Cette énergie est produite par le bois et les déchets agricoles (paille), les déchets urbains comme les ordures ménagères et les déchets industriels du secteur agroalimentaire. Ces déchets subissent des transformations thermochimiques (combustion, pyrolyse, gazéification) permettant principalement de créer de la chaleur et de l'électricité.

- **Le biocarburant**

Le carburant bioéthanol : l'amidon et le glucose extraits des cultures sucrières (betterave, canne à sucre) et céréalières (blé, maïs) produisent de l'éthanol par procédé de fermentation alcoolique.

Le carburant bio gazole : il comprend les végétaux riches en huile (colza, tournesol et soja). L'huile extraite de leurs graines permet de produire du bio gazole qui peut remplacer le gazole actuel pour moteur diesel.

2.4. L'hydraulique

L'hydraulique, première des énergies renouvelables au monde, se distingue par sa souplesse d'utilisation, ses atouts écologiques et économiques. Comme les ancestrales roues entraînées par le débit d'un cours d'eau, les turbines des centrales hydrauliques sont activées par la force de l'eau passant d'un niveau supérieur à un niveau inférieur. Plus la hauteur de la chute d'eau et le débit sont importants plus la puissance électrique développée sera élevée.

Chaque ouvrage hydraulique est donc adapté à la typologie des lieux pour atteindre un rendement optimal. Notons aussi dans le domaine de l'énergie hydraulique, les ressources marémotrices de la houle et celles des courants marins qui sont très importants. De nombreux travaux dans le

monde ont montré la faisabilité de l'exploitation des ressources de la houle. La plus grande usine marémotrice au monde se trouve en France (la Rance) avec une puissance de 240 MW [1].

Le développement attendu de l'énergie éolienne offshore pourrait être avantageusement couplé à une production par les vagues où l'on pourrait mettre en commun les coûteuses infrastructures de génie civil.

2.5. L'éolien

Parmi toutes les énergies renouvelables l'éolien est l'une des plus prometteuses. L'évolution technologique (augmentation de la taille et de la puissance des installations, optimisation des matériaux) alliée à la baisse continue des coûts de production (effet de série) font actuellement de l'éolien l'une des énergies renouvelables les plus compétitives.

Pour toutes ces raisons l'énergie issue du vent fait déjà partie intégrante du paysage et la tendance s'annonce irréversible.

3. Le gisement solaire

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïques et thermiques. Par gisement solaire, on entend ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire, susceptibles d'influencer les performances d'un système en un lieu donné.

Dans un premier temps, on rappellera quelques données de base concernant le spectre du rayonnement solaire.

3.1. Le spectre solaire

Le spectre du rayonnement électromagnétique solaire comporte une très grande étendue, depuis les rayonnements radio jusqu'aux rayons X. On distingue en général le spectre continu, qui est sensiblement celui d'un corps noir à environ 6000K et le spectre réel d'émission du soleil [3].

La figure 1-1 présente la courbe d'énergie du corps noir à 6000K, le rayonnement solaire hors de l'atmosphère et le rayonnement solaire au niveau de la mer en fonction de la longueur d'onde. Ces courbes montrent que 9,2% de l'énergie de ce spectre se trouve dans l'ultraviolet, 42,4% dans le visible et 48,4% dans l'infrarouge.

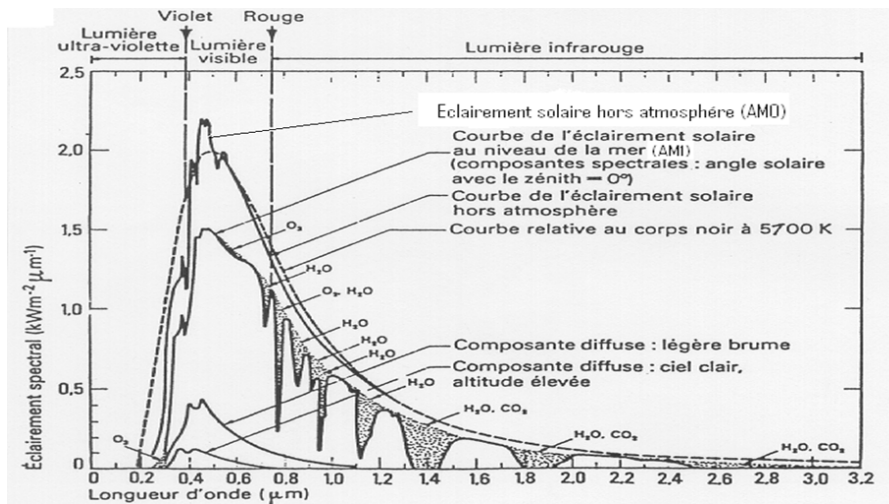


Figure 1.1 : Eclairement solaire [4].

D’après la figure 1.1, nous constatons que le rayonnement solaire peut être réfléchi, diffusé ou absorbé. Par ailleurs, les spectres des rayonnements réfléchi, diffusé, et absorbé sont différents.

A la surface de la terre, le spectre solaire n’est pas le même que dans l’espace, car il est pondéré par l’absorption des molécules présentes dans l’atmosphère (O_3 , CO_3 , H_2O ,.....). Les conditions climatiques ainsi que la présence de particules influencent également la valeur réelle du spectre. Pour tenir compte de ces différences, comparer les performances des cellules solaires et qualifier les différents spectres solaires utilisés, on introduit un coefficient appelé masse d’air (AM_x) dont l’expression est:

$$AM_x = \frac{1}{\sin(\theta)} \tag{1.1}$$

Où θ est l’angle que fait le soleil avec son zénith. Par définition, AM_0 correspond aux conditions hors atmosphère. Quand le soleil fait un angle de 48.19° par rapport au zénith, la lumière incidente est dite $AM_{1.5}$. Le nombre de masse d’air caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire (83.3 mW/cm^2 pour $AM_{1.5}$ dont la surface est inclinée à 37° du soleil) et de plus, sert de standard pour quantifier les performances de nouveaux dispositifs photovoltaïques. Les conditions standards de caractérisation sont définis par les normes IEC-60904 de l’International Electrotechnical Commission (IEC) selon une distribution spectrale $AM_{1.5}$ globale (somme des rayonnements directs et diffus), d’intensité 100 mW/cm^2 et pour une température de cellule de 25°C [5,6].

Au sol, le rayonnement solaire a au moins deux composantes : Une composante directe et une composant diffuse (rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle : nuages, sol)

formant le rayonnement global. La Figure 1-2 montre le spectre d'émission solaire sous AM1.5 global normalisé à 100 mW/cm^2 [7,8].

Sa valeur dépend de la pression, de l'altitude et de l'angle d'incidence des rayons lumineux. L'intégration de l'irradiante sur la totalité du spectre permet d'obtenir la puissance P (en W.m^{-2}) fournie par le rayonnement. Pour simplifier on utilise les notions suivantes [7]:

AM0: Hors atmosphère (application spatiale). $P=1.36\text{KW.m}^{-2}$

AM1: Le soleil est au zénith du lieu d'observation (à l'équateur).

AM1.5G : Spectre standard, le soleil est à 45° . $P = 1\text{KW.m}^{-2}$.

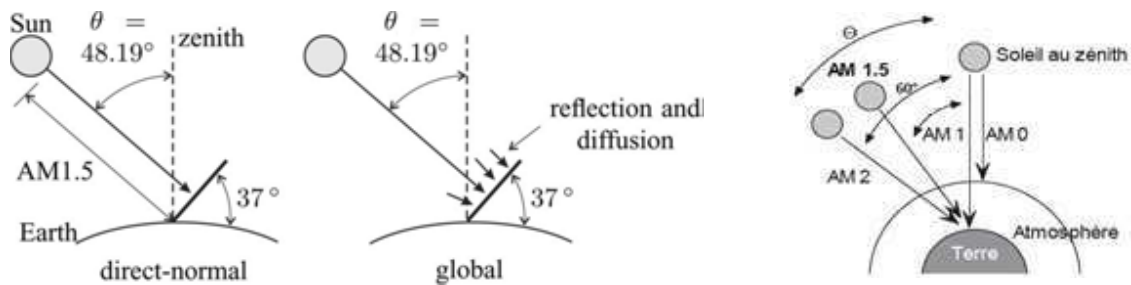


Figure 1.2: Schéma indiquant le nombre d'air masse AMx en fonction de la position géographique.

3.2. Le gisement solaire au sol

Le gisement solaire au sol est très variable comme présenté sur la figure 1-3. La mesure a été faite à l'université Paul Sabatier à Toulouse [9].

Nous constatons une variabilité importante les jours nuageux (1) par rapport aux jours avec éclaircies (2) et les jours de soleil (3). L'irradiation du soleil les jours nuageux est environ 200W/m^2 alors qu'elle est de 1000W/m^2 pour les jours ensoleillés. La présence de nuages modifie sensiblement l'importance des rayonnements du soleil, les nuages jouant un rôle de milieu diffusant [9].

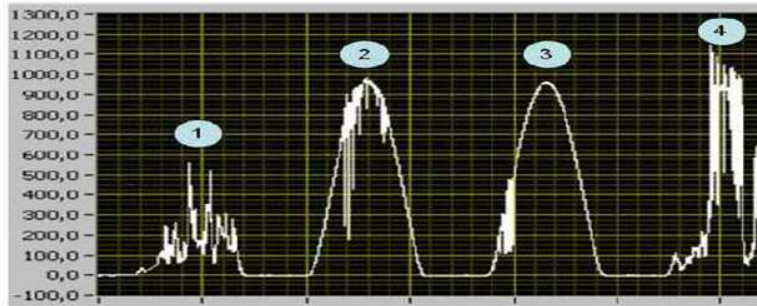


Figure 1.3 : Irradiation globale (W/m^2) au sol à Toulouse du 11 juin au 14 juin 2009 (date proche du solstice d'été) [9].

Par ailleurs, l'orientation et l'inclinaison sont essentielles. D'après l'exemple de la figure 1.4, l'idéal est une orientation plein sud. Néanmoins on voit que avec une orientation Est et une pente de 20° le rendement est d'environ 87% (donc 13% de pertes par rapport au plein sud).

Sur le disque solaire de la figure 1.4, on constate que dans toutes les orientations et inclinaisons, les pertes par rapport à un positionnement optimal restent inférieures à 50%, ce qui montre que l'on peut généralement utiliser l'énergie solaire quelle que soit le positionnement [9].

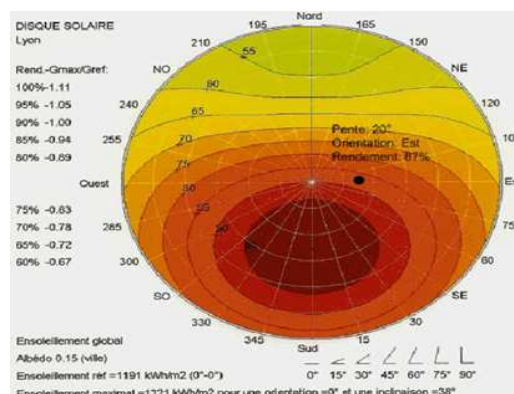


Figure 1.4 : Disque Solaire pour la ville de Lyon [9].

3.3. Le rayonnement solaire

Le rayonnement émis par le soleil est constitué d'ondes électromagnétiques dont une partie parvient constamment à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. En raison de la température superficielle du soleil (environ 5800 K), ce rayonnement électromagnétique se situe dans la gamme de longueur d'onde de la lumière visible (entre 0,4 et 0,75 μm) et dans le proche infrarouge (au-delà de 0,75 et jusqu'à 4 μm environ). L'énergie véhiculée par ce rayonnement,

moyennée sur une année et sur l'ensemble de la limite supérieure de l'atmosphère, correspond à un éclairement de 340 W.m^{-2} (Figure 1.5). Un bilan énergétique montre que, sur cette quantité d'éclairement qu'apporte le soleil au système terre+atmosphère, environ 100 W.m^{-2} sont réfléchis vers l'espace ; seul le reste est absorbé, pour un tiers par l'atmosphère et pour les deux tiers par la surface de la terre [5,10].

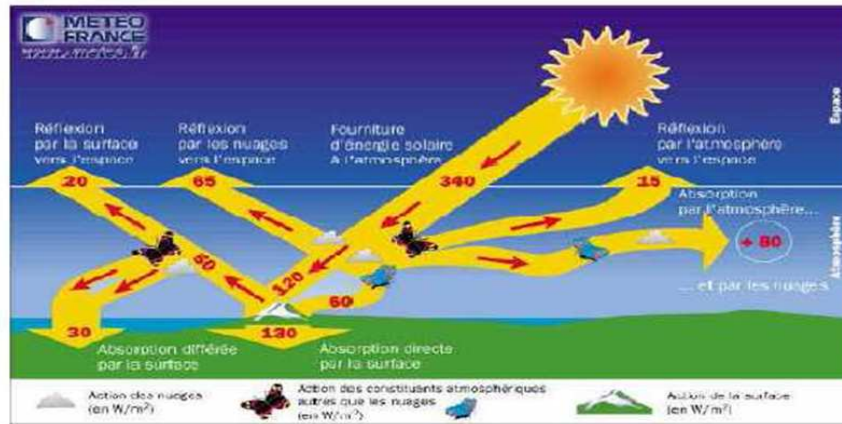


Figure 1.5 : Rayonnement solaire transmis à la terre

La figure 1.5, publiée par Météo France, montre que près du quart de cet éclairement incident est réfléchi dans l'espace par l'atmosphère : pareille réflexion est essentiellement le fait des nuages (65 W.m^{-2}), le reste (15 W.m^{-2}) étant dû aux autres constituants atmosphériques comme les gaz et aérosols. Il reste donc 180 W.m^{-2} qui parviennent à la surface terrestre au terme d'une transmission dont les deux tiers (120 W.m^{-2}) se font directement, le reste (60 W.m^{-2}) s'effectuant par diffusion vers le bas. Intervient alors un processus complexe d'interaction entre la diffusion vers le bas et la réflexion. Sur les 180 W.m^{-2} incidents, la surface terrestre, qui possède un albédo moyen élevé, devrait renvoyer dans l'atmosphère environ 50 W.m^{-2} . En fait, la majeure partie de l'éclairement qu'elle réfléchit ainsi lui revient tôt ou tard et s'ajoute partiellement aux $180 - 50 = 130 \text{ W.m}^{-2}$ de rayonnement solaire non réfléchis à son contact. Bien que l'absorption du rayonnement solaire soit un phénomène continu, on peut simplifier la compréhension du processus précédent en supposant que les 50 W.m^{-2} réfléchis par la surface du globe se répartissent entre 20 W.m^{-2} définitivement renvoyés vers l'espace interplanétaire et 30 W.m^{-2} qui reviennent à la surface terrestre après diffusion différée vers le bas. Cette énergie s'ajoute aux 130

$W.m^{-2}$ initialement non réfléchis pour constituer approximativement les $160 W.m^{-2}$ qu'absorbe la surface terrestre [5].

3.4. La dualité de la lumière

La lumière peut être considérée sous forme d'ondes électromagnétiques de longueur d'onde λ ou sous forme de photons, corpuscules possédant une énergie E liée à λ par la relation suivante [7]

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (1.2)$$

Avec : h : Constante de planck (j.s-1)

c : Vitesse de la lumière dans le vide (m.s-1)

ν : Fréquence (s-1)

λ : Longueur d'onde (m)

La notion de dualité onde/corpuscule est importante pour comprendre les phénomènes d'interaction entre un rayonnement et un matériau.

Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre $0,2\mu m$ (ultra-violet) et $4\mu m$ (infra-rouge) avec un maximum d'énergie pour $0,5\mu m$. 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre $0,2\mu m$ et $2,5\mu m$. De $0,4\mu m$ à $0,78\mu m$, le spectre correspond au domaine du visible. Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons.

Le tableau 1-1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux [11].

$\lambda (\mu m)$	$E (ev)$	Zone
0,2	6.2	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

Tableau 1.1 : Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, faisant alors office de capteur, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons. Puis, l'énergie des photons excite des électrons, qui sont ensuite collectés afin de constituer un courant électrique global.

4. La position du soleil

La position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents [12].

4.1. Les coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles : d et H .

a- La déclinaison du soleil (d)

On appelle déclinaison d l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes de printemps et automne (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$d = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(N + 284)\right) \quad (1.3)$$

N est le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier

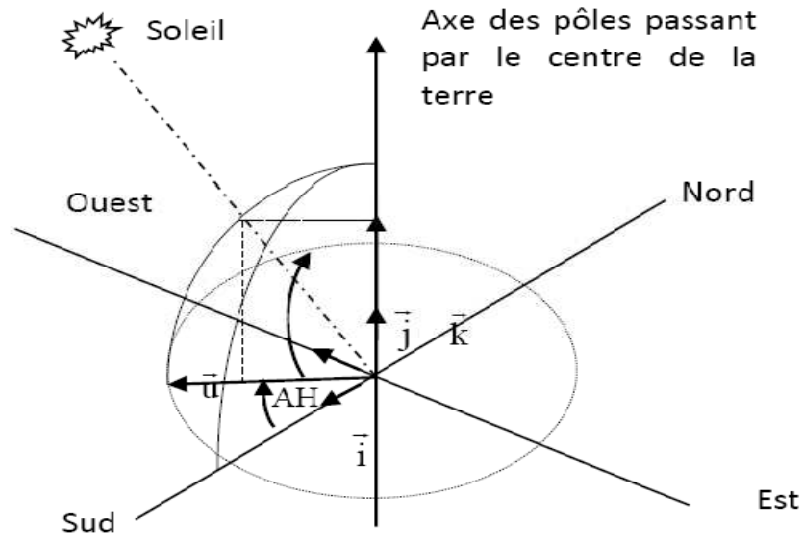


Figure 1.6 : Repère équatorial [13]

b- L'angle horaire du soleil (H)

C'est l'angle compris entre la méridienne origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial. Il permet d'estimer la course du soleil dans le ciel.

$$H = 15(TSV - 12) \tag{1.4}$$

L'angle H vaut 0° à midi, 90° à 18 heure et - 90° à 6 heure en heure solaire vraie.

Le TSV : temps solaire vrai, est égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence selon la relation suivante. :

$$TSV = TL - DE + \left(\frac{E_t + 4\lambda}{60}\right) \tag{1.5}$$

DE : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich. Egale 1 pour l'Algérie

TL : Temps légal. Donné par une montre.

E_t : Correction de l'équation du temps.

$$E_t = 9.87 \sin(2\lambda) - 7.53 \cos(\lambda) - 1.5 \sin(\lambda) \tag{1.6}$$

λ : Longitude de lieu

$$\lambda = \frac{360}{365}(N - 81) \tag{1.7}$$

Le terme relatif à l'équation du temps est généralement négligeable.

4.2. Les coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu. Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur h et l'azimut a (Figure I.6).

a. La hauteur du soleil (h)

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Il est particulièrement égal à :

0° au lever et au coucher astronomiques du soleil, 90° à midi temps solaire vrai φ est la latitude du lieu.

$$\sin(h) = \cos(d) \cos(\varphi) \cos(H) + \sin(\varphi) \sin(d) \quad (1.8)$$

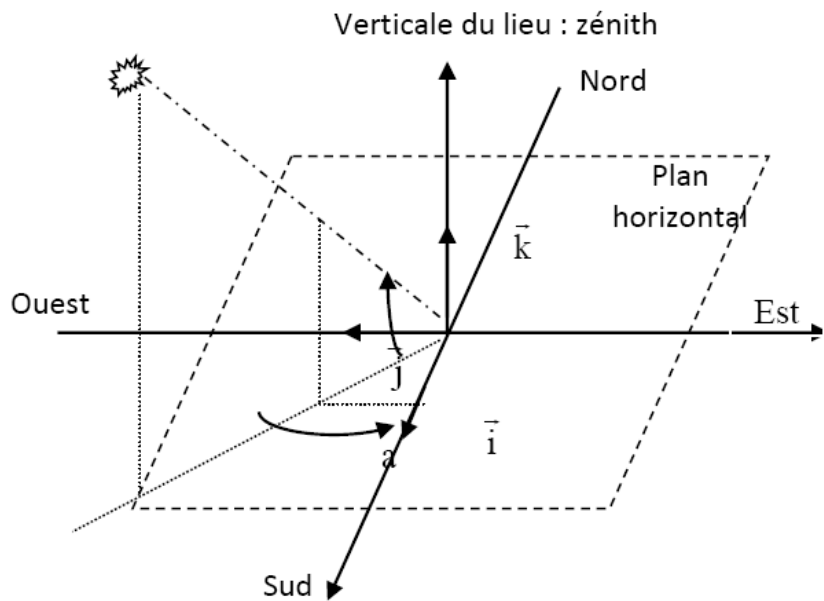


Figure 1.7: Repère horizontal [13]

b. L'azimut du soleil (a)

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction Sud.

$$\sin(a) = \frac{\cos(d) \sin(H)}{\cos(h)} \quad (1.9)$$

4.3. L'orientation d'un plan

Un plan quelconque est défini par deux angles α , γ .

γ est la hauteur du plan. Il s'agit de l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal.

α est l'azimut du plan c'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud. L'inclinaison β du plan par rapport au plan horizontal est donnée par :

$$\beta = 90 - \gamma \quad (1.10)$$

4.4. L'angle d'incidence sur un plan

L'angle d'incidence i est l'angle entre la direction du soleil et la normale du plan. Cet angle est déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident et la normale en coordonnées horizontales selon la relation suivante :

$$\cos(i) = \sin(\alpha - a) \cos(\gamma) \cos(h) - \sin(\gamma) \sin(h) \quad (1.11)$$

En coordonnées horaires:

$$\cos(i) = \sin(\alpha) \cos(\gamma) \cos(d) \sin(h) + \cos(\alpha) \cos(\gamma) (\cos(H) \cos(d) \sin(\varphi) - \sin(d) \sin(\varphi)) + \sin(\gamma) (\cos(H) \cos(d) \cos(\varphi) + \sin(d) \sin(\varphi)) \quad (1.12)$$

5. Calcul le rayonnement solaire

5.1. La constante solaire

La constante solaire représente l'énergie reçue par une surface extraterrestre et elle est prise égale à 1367 W.m^{-2} . Cependant, on peut introduire un facteur de correction pour tenir compte de la distance variable terre-soleil par la formule suivante [14] :

$$f = 1 + 0.034 \cos\left(\frac{360}{365}(N - 5)\right) \quad (1.13)$$

5.2. Le modèle de Capderou

Le modèle de Capderou est basé sur l'utilisation du trouble atmosphérique pour calculer les composantes directe et diffusée de l'irradiation reçue sur un plan. L'absorption et la diffusion

causées par les constituants de l'atmosphère peuvent être exprimées par des facteurs des troubles. A partir de ces facteurs, on peut exprimer les irradiances directes et diffusées par ciel clair.

a- Eclairage reçue sur un plan horizontal par ciel clair

La connaissance du facteur de trouble atmosphérique est nécessaire pour déterminer les irradiances par ciel clair. Ce facteur est le rapport entre l'extinction du rayonnement directe traversant une atmosphère de référence constituée uniquement d'air pur et sec sous la même incidence. Dans ce modèle, le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair est donné par :

$$\mathbf{T_L^* = T_0 + T_1 + T_2} \quad (1.14)$$

T_0 : est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seuls paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer l'expression suivante :

$$\mathbf{T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\varphi) + 0.1(2 + \sin(\varphi))A_{he} - 0.2Z - (1.22 + 0.14A_{he}(1 - \sin(h)))} \quad (1.15)$$

$$\mathbf{A_{he} = \sin\left(\frac{360}{365}(N - 121)\right)} \quad (1.16)$$

z : l'altitude du lieu.

T_1 : est le trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 , et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh. Il est :

$$\mathbf{T_1 = 0.89^z} \quad (1.17)$$

T_2 : est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption (dépendent à la fois de la nature et de la quantité des aérosols). En fonction du coefficient de trouble d'Angstrom β , T_2 est donnée par :

$$\mathbf{T_2 = (0.9 + 0.4A_{he})0.63^z} \quad (1.18)$$

L'éclairage direct I_n par ciel clair obtenu sur un plan horizontal est donné par :

$$\mathbf{I_n = I_0 \sin(h) C_{t-s} \exp(-T_L^* (0.9 + \frac{0.4}{0.89^z} \sin(h)))^{-1}} \quad (1.19)$$

$$I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$$

L'éclairement diffus incident **D** sur un plan horizontal est exprimé par :

$$\mathbf{a} = \mathbf{1.1b} = \log(\mathbf{T_L^* - T_0}) - \mathbf{2.8} + \mathbf{1.02(1 - \sin(h))^2} \quad (1.20)$$

$$\mathbf{D} = \mathbf{I_0 C_{t-s} \exp(-1 + 1.06 \log(\sin(h)))} + \mathbf{a - \sqrt{a^2 - b^2}} \quad (1.21)$$

L'éclairement global reçu sur un plan horizontal est donné par :

$$\mathbf{G} = \mathbf{I} + \mathbf{D} \quad (1.22)$$

b- Eclairement globale reçu sur un plan incliné

L'éclairement direct est la projection de la composante normale sur un plan incliné. Il est défini par la relation suivante:

$$\mathbf{I} = \mathbf{I_n \cos(i)} = \mathbf{I_0 \cos(i) C_{t-s} \exp(-T_L^*(0.9 + \frac{0.4}{0.89z} \sin(h)))^{-1}} \quad (1.23)$$

I_n : est l'éclairement direct normal,

i : est l'angle d'incidence

L'éclairement diffus du ciel est composé de trois parties :

- La composante directe ou circumpolaire δ_d . Elle provient du voisinage du soleil dans un cône de demi-angle au sommet compris entre 3° et 15° . Elle peut être considérée comme si elle provient directement du soleil.

$$\mathbf{b} = \log(\mathbf{T_L^* - T_0}) - \mathbf{2.8} - \mathbf{0.5 \log(\sin(h))} \quad (1.24)$$

$$\mathbf{a} = \mathbf{3.1 - 0.4b} \quad (1.25)$$

$$\mathbf{\delta_d} = \mathbf{I_0 C_{t-s} \exp(-2.48 + \sin(h) + a - \sqrt{a^2 - b^2})} \quad (1.26)$$

- La composante isotrope correspond à un ciel de luminance uniforme δ_t

$$\mathbf{\delta_t} = \mathbf{D - \delta_d \sin(h)} \quad (1.27)$$

D est le diffus sur un plan horizontal.

-La composante du cercle de l'horizon provient d'une bande d'horizon d'une hauteur de 6° δ_h . Elle semble être associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques.

$$\mathbf{b} = \exp(0.2 + 1.75 \log(\sin(\mathbf{h}))) \quad (1.28)$$

$$\mathbf{a} = \log(\mathbf{T}_L^* - \mathbf{T}_0) - 3.1 - \log(\sin(\mathbf{h})) \quad (1.29)$$

$$\delta_h = \mathbf{I}_0 \mathbf{C}_{t-s} \frac{-0.02a}{a^2 + ab + 1.8} \exp(\sin(\mathbf{h})) \quad (1.30)$$

Le diffus du ciel est l'éclairement diffus incident en provenance du ciel.

$$\mathbf{d}_{ciel} = \delta_d \cos(\mathbf{i}) + \delta_t \frac{1 + \sin(\gamma)}{2} + \delta_h \cos(\gamma) \quad (1.31)$$

$$\gamma = 90^\circ - \beta \quad (1.32)$$

β : Inclinaison du plan

L'éclairement diffus du sol est caractérisé par l'albédo du sol qui indique la réflexion de la lumière incidente. Pour un plan quelconque (α, β).

$$\mathbf{d}_{sol} = \delta_a \frac{1 - \sin(\gamma)}{2} \quad (1.33)$$

$$\delta_a = \rho G \quad (1.34)$$

G : est l'éclairement global horizontal

ρ : est l'Albédo du sol

L'éclairement diffus rétrodiffusé est celui diffusé à nouveau par le ciel vers le sol. Selon le raisonnement de Capderou, cette composante a la forme suivante :

$$\delta_i^1 = 0.9(\rho - 0.2) G \exp\left(-\frac{4}{\sqrt{\mathbf{T}_L^* - \mathbf{T}_0}}\right) \quad (1.35)$$

L'éclairement diffus incident sur un plan incliné est donné par (1.33).

$$\mathbf{D} = \mathbf{d}_{ciel} + \mathbf{d}_{sol} + \delta_i^1 \frac{1 + \sin(\gamma)}{2} \quad (1.36)$$

D'où l'éclairement global incident, à un instant donné sur un plan (α, γ) est :

$$\mathbf{G} = \mathbf{I} + \mathbf{D} \quad (1.37)$$

5.3. Angle optimum d'un plan incliné

On calcul l'angle d'inclinaison pour que l'énergie du global hors atmosphère G_e reçu sur un plan soit maximum :

$$G_e = C_{t-s} I_0 \int_{HL}^{HC} \cos(i) dH \quad (1.38)$$

HL : est l'angle horaire au lever du soleil.

HC :est l'angle horaire au coucher du soleil

Le maximum d'énergie sera reçu sur un plan sud ($\alpha = 0$) . C'est un plan mobile autour d'un axe horizontal est-ouest. L'angle d'incidence est donné par l'équation (1.36).

$$\cos(i) = \sin(\gamma + \varphi) \cos(H) \cos(d) - \sin(d) \cos(\gamma + \varphi) \quad (1.39)$$

$$G_e = 2C_{t-s} I_0 (\sin(\gamma + \varphi) \cos(d) + HC \sin(d) \sin(\gamma + \varphi) \sin(HC)) \quad (1.40)$$

Pour $\alpha = 0$,HL=-HC. La détermination du maximum d'énergie revient à résoudre l'équation $\frac{dG_e}{dt} = 0$.

On trouve que :

$$\gamma_{opt} = -\varphi + \arctg\left(-\frac{\sin(HC)}{HC \tan(d)}\right) \quad (1.41)$$

$$\beta_{opt} = 90^0 - \gamma_{opt} \quad (1.42)$$

6. Conclusion

Les données météorologiques concernant le rayonnement solaire ne sont généralement pas suffisantes pour pouvoir quantifier tous les phénomènes qui se produisent lorsqu'un panneau photovoltaïque reçoit de la lumière. Une bonne connaissance du gisement solaire s'avère nécessaire.

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base et le mouvement de la terre autour de soleil. Ensuite, nous avons présenté les différents types de rayonnements (direct, diffus, albédo et global) et les expressions mathématiques de chaque rayonnement selon la variation d'inclinaison et d'orientation.

Chapitre 02

*Etat de l'art des panneaux hybrides
thermique photovoltaïque*

1. Introduction

La plus grande partie du rayonnement solaire absorbé par les cellules solaires n'est pas convertie en électricité et accroît leur température, entraînant ainsi une baisse de leur rendement électrique. Les capteurs solaires PV/T hybrides sont des systèmes utilisant des panneaux PV comme absorbeur thermique. Par récupération d'une partie de la chaleur dissipée par les panneaux PV à l'aide d'un fluide caloporteur, ces capteurs solaires hybrides permettent la production simultanée d'énergies thermiques et électriques. Dans ce chapitre, sont définis le concept de composant hybride ainsi que les principaux paramètres intervenant dans cette étude en vue d'en faciliter la compréhension. Nous passons pour cela en revue les caractéristiques des systèmes photovoltaïques et des capteurs solaires thermiques.

2. La conversion photovoltaïque

2.1. Principe de la conversion Photoélectrique

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique.

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [15]. Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer tout ou partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un autre semi-conducteur dopé P,

Figure 2.1. L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes. Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm.

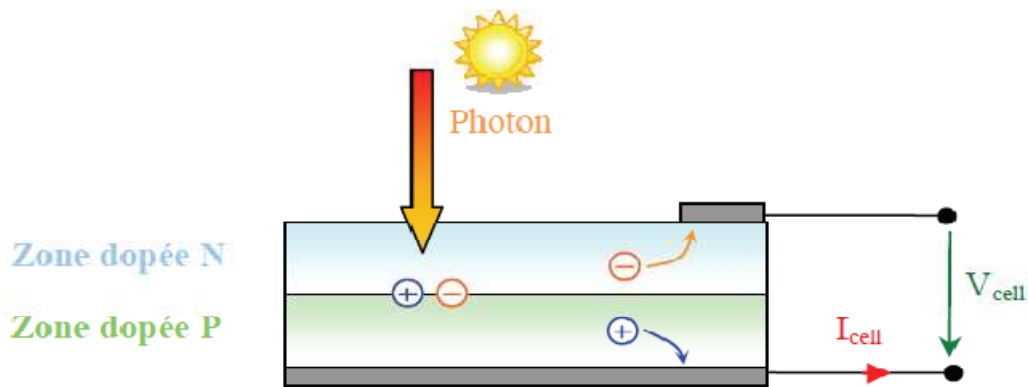


Figure 2.1 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau, ...). De plus, un autre compromis doit être fait par le concepteur de capteurs PV. Si le gap du matériau est grand, peu de photons auront assez

d'énergie pour créer du courant mais aux bornes de la cellule, la tension en circuit ouvert sera grande et facilitera d'autant plus l'exploitation de l'énergie électrique. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes. Ce compromis a été quantifié par Shockley et Quessier [16]. Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1.4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas très loin de cet optimum avec 1.12eV.

Ainsi, le maximum théorique pour une simple jonction Si est d'environ 29%. La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court circuit (I_{cc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement. La Figure 2-2 représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et dans l'obscurité [17].

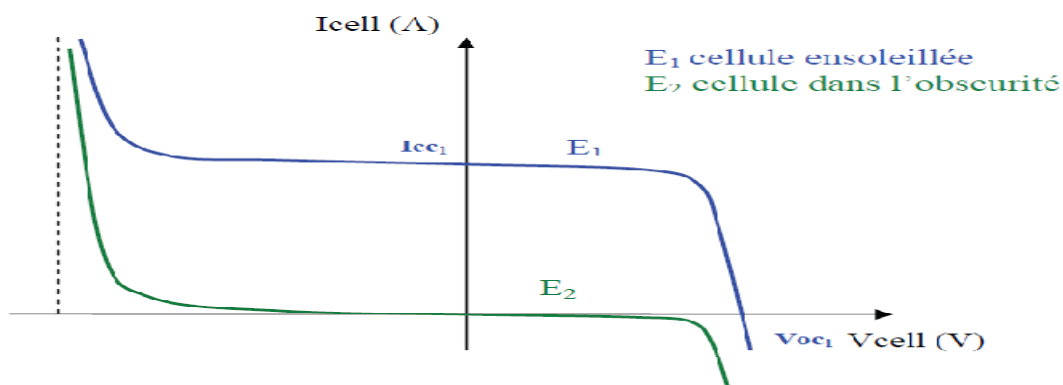


Figure 2.2 : Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements.

On parle souvent de rendement de conversion pour des cellules photovoltaïques, ce terme correspond à la capacité de la cellule à transformer l'énergie des photons qui la percutent. Ces mesures sont aujourd'hui normalisées. Les cellules solaires sont donc testées par les constructeurs sous un spectre lumineux artificiel correspondant à un spectre solaire typique AM1.5 (soit à

l'irradiance totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de 0° avec un angle de 48°) sous une température fixé de 25°C. Pour simplifier, cette convention a permis de normaliser les rendements donnés dans les notices des capteurs afin de pouvoir les comparer. La puissance moyenne totale reçue lors des tests par les cellules assemblées en module PV est de 1000 W.m⁻² sous 25°C.

De nombreux scientifiques travaillent sur l'augmentation des rendements de conversion des cellules photovoltaïques. Actuellement, les panneaux commerciaux ont pour la plupart d'entre eux, un rendement d'environ 14%. Ceci peut se traduire par la production de 140 Watts crêtes pour un module PV qui reçoit 1000 W.m⁻². Les recherches sur les matériaux qui constituent les cellules sont en plein essor de même que celles sur l'optimisation de fabrication de cellules et de panneaux PV.

2.2. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque

Lorsqu'une jonction PN réalisée à partir de matériaux sensibles à la lumière est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur d'énergie. Ce comportement en statique peut être décrit par l'équation électrique définissant le comportement d'une diode classique. Ainsi, le régime électrique statique d'une cellule photovoltaïque constituée d'une jonction PN en silicium peut être décrit via l'équation suivante :

$$I = I_{cc} - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + IR_s}{\gamma V} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

Ou $V = \frac{KT}{q}$ représente la potentielle thermodynamique.

I_0 : le courant de saturation de la jonction.

K : la constante de Boltzman (1.381 10²³Joules/Kelvin).

T : la température de la cellule en Kelvin.

q : la charge d'un électron.

γ : le facteur de non idéalité de la jonction.

I : le courant fourni par la cellule.

V : la tension aux bornes de la cellule.

I_{cc} : le courant produit par la cellule lorsqu'elle est mise en court-circuit.

R_{sh} : la résistance modélisant les courants de fuites de la jonction.

Et finalement, R_s : la résistance série caractérisant les diverses résistances de contacts et de connexions.

La Figure 2.3 représente avec des composants électriques, le comportement électrique équivalent déduit de l'équation (2.1).

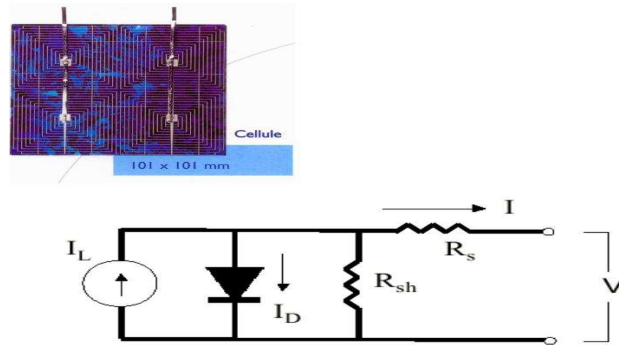


Figure 2.3 : Schéma électrique équivalent d'une cellule en silicium cristallin.

La courbe présentée en Figure 2-4, représente la caractéristique courant-tension normalisée notée $I(V)$ d'une cellule solaire en silicium multi-cristallin ayant un rendement de 19.8%. La densité de courant délivrée par la cellule, ici notée J , est exprimée en ampère par unité de surface (cm^2). La tension présente aux bornes de la cellule est exprimée en volt et ne dépend pas de la surface de la cellule. Le courant de court-circuit de la cellule est de $38.1\text{mA}/\text{cm}^2$ (noté dans les notices constructeurs I_{cc} ou alors I_{sc} pour la terminologie anglaise signifiant (Short-Circuit current) et la tension de circuit ouvert s'élève à 654mV (V_{oc} , pour Open Circuit Voltage).

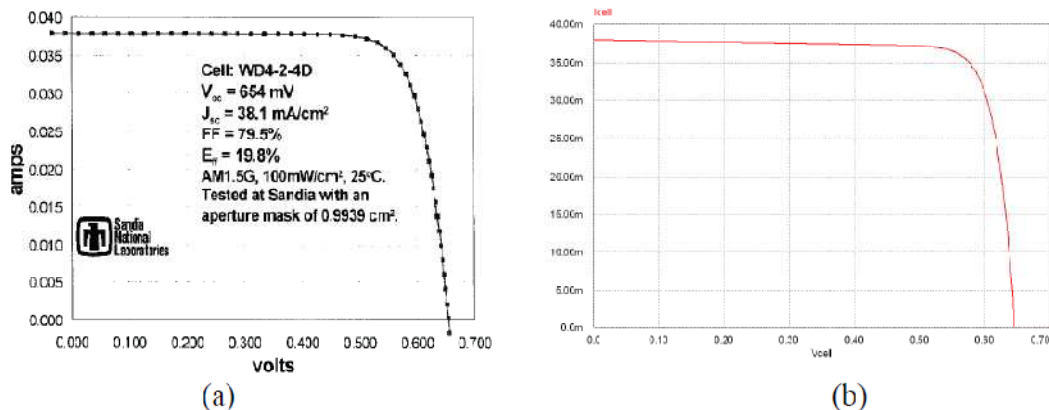


Figure 2.4 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium multi-cristallin.
(a) Courbe réelle mesurée par le constructeur, (b) Courbe simulée.

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou fill factor (FF). Il est illustré sur la Figure 2-5. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} * V_{oc}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

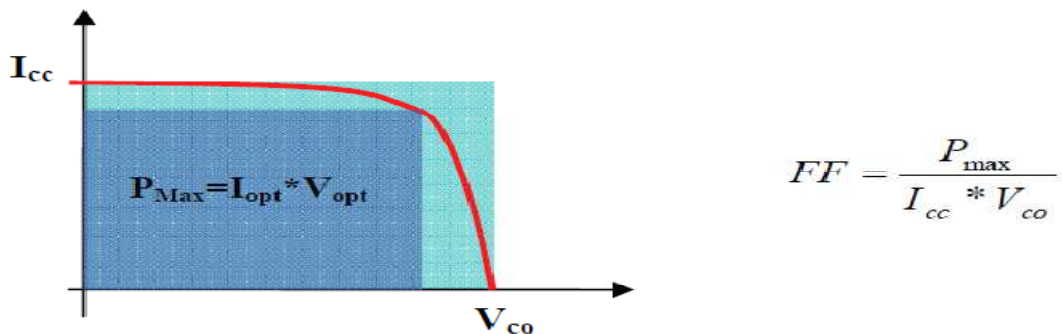


Figure 2.5 : Notion de facteur de forme FF pour une cellule photoélectrique.

Le modèle électrique de la Figure 2-6 est facilement adaptable à tout logiciel de type circuit. Nous l'avons utilisé pour modéliser par exemple la caractéristique d'une cellule en silicium multi-cristallin à l'aide du logiciel de simulation électrique PSIM. Nous retrouvons en Figure 2-6, les éléments du schéma électrique équivalent présenté précédemment. La résistance non-linéaire nous a servi à reproduire la caractéristique réelle d'une diode à jonction PN.

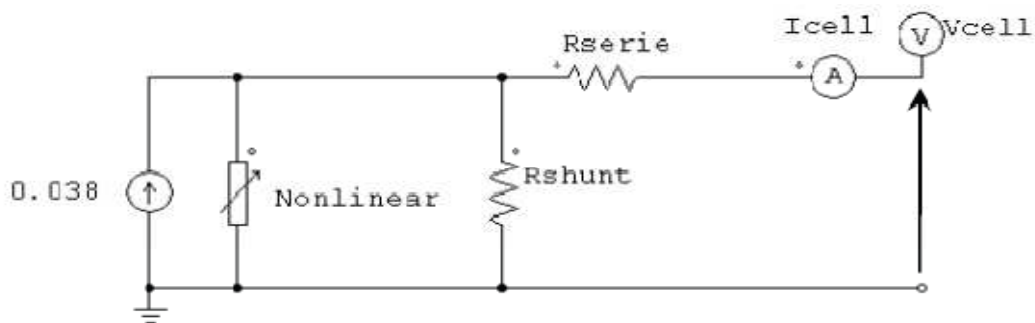


Figure 2.6 : Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire en silicium sous PSIM.

Grâce à ce montage simplifié, nous pouvons simuler les caractéristiques statiques d'une cellule photovoltaïque soumise à un ensoleillement et à une température constante donnés, quelle que

soit sa technologie. Il suffit simplement de modifier les paramètres du modèle pour avoir les bonnes caractéristiques.

2.3. Le modèle à plusieurs diodes

Pour les phénomènes liés à la recombinaison génération de porteurs au sein de la jonction, on a une forme légèrement différente, parce que ces phénomènes dépendent de l'épaisseur de la jonction, qui dépend elle-même de la tension de jonction, on aura donc la forme :

$$I_d = I_0(1 - bV)^n \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma KT}\right) - 1 \right) \quad (2.2)$$

Où n est un exposant qui vaut 1/2 dans le cas d'une jonction abrupte et 1/3 dans le cas d'une jonction graduelle. C'est ce dernier cas que nous considérerons par la suite dans le cadre des cellules photovoltaïques.

De formule comme (2.2) est souvent adoptée pour modéliser les diodes à semi conducteur utilisées en électronique, ces termes sont dès lors représentés dans le schéma ci-dessous par plusieurs "diodes" en parallèle, chacune de ces diodes représente le courant de jonction dû à un des phénomènes en présence (diffusion de porteurs, génération recombinaison de porteurs dans la zone de déplétion...). Nous supposons que ces phénomènes n'interagissent pas (chaque "diode" est définie par son propre jeu de paramètres).

Il peut aussi être utile de prévoir des branches pour tenir compte de phénomènes moins bien identifiés et que nous représenterons par une résistance non linéaire " de fuite" R_{sh} . Le courant correspondant à cet élément ne sera pas considéré comme faisant partie du "courant de jonction" car il représente surtout un courant perdu aux bords de la cellule, dans les joints de grain ...

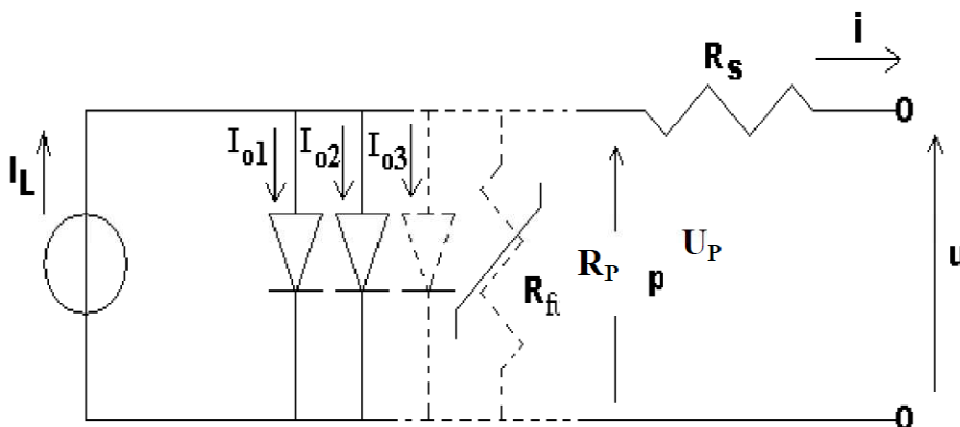


Figure 2.7 :Modèle à plusieurs diodes

En établissant le bilan électrique au circuit (figure 2.7), nous obtenons la relation entre la tension et le courant disponible aux bornes de la cellule PV :

$$I = I_{cc} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} - \sum_n I_{d(n)} \quad (2.3)$$

$$I_{dn} = I_{0n} \exp \left(\frac{q}{\gamma_n K T} (V + IR_s) - 1 \right) \quad (2.4)$$

$$I_{0n} = I_{0nr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \exp \left(\frac{q \varepsilon_g}{\gamma_n K} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (2.5)$$

3. La conversion thermique

Les capteurs solaires thermiques permettent la production d'énergie thermique à partir du rayonnement solaire. Ils sont composés d'un corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant, d'un système de refroidissement à l'aide d'un fluide caloporteur (air ou liquide), d'un isolant thermique latéralement et en sous-face, le plus souvent d'une couverture transparente (en face avant et exposée au rayonnement) qui assure l'effet de serre, et éventuellement d'un coffrage étanche à l'eau et d'un système de support mécanique de l'ensemble [18]. L'énergie solaire récupérée par le capteur solaire et transformée en énergie thermique est cédée au fluide caloporteur (air ou eau) (Figure 2.8).

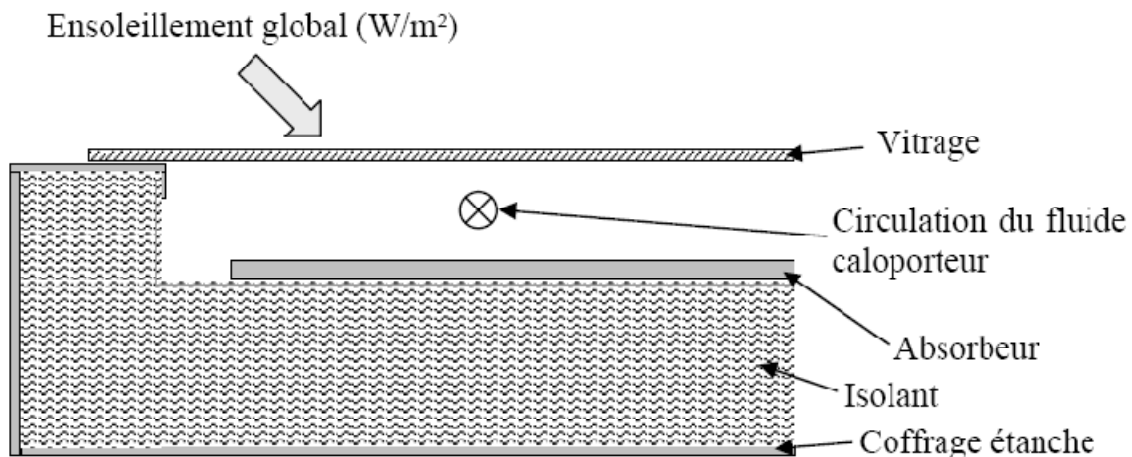


Figure 2.8: Schéma de principe d'un capteur solaire thermique plan

Cette énergie thermique peut être transférée vers un réservoir de stockage d'énergie ou utilisée directement. Ce transfert se fait soit par circulation naturelle, soit par circulation forcée du fluide.

Les principaux types de capteurs solaires indépendamment du fluide caloporteur, sont les capteurs solaires à concentration qui sont pris en compte dans le cadre de ce travail, et les capteurs solaires thermiques plans. Ces capteurs solaires plans se distinguent par leur fonction, leur forme géométrique ou leur température d'application (Figure 2.9).



Figure 2.9: Exemple de capteurs solaires plans vitrés [19], non vitrés [20] et de capteurs solaires à tube sous-vide

Il existe ainsi les capteurs solaires plans vitrés convenant mieux à des applications à température modérée (comprises entre 30 et 70 °C) tels que le chauffage de l'eau sanitaire, des piscines d'intérieur et le chauffage des bâtiments. De même, se distinguent les capteurs solaires plans sans vitrage convenant à des applications à basse température (inférieure à 30 °C), telles que le chauffage des piscines d'extérieur et d'intérieur. De plus, se rencontrent les capteurs solaires sous vide (ou caloducs) qui sont parmi les types de capteurs solaires les plus efficaces mais aussi les plus coûteux. Ces capteurs solaires conviennent mieux à des applications à hautes températures pour lesquelles la température demandée atteint 50 à 95 °C (couplage au froid solaire). Ils sont particulièrement employés pour le chauffage de l'eau des résidences, des bâtiments commerciaux, ainsi que celui des piscines d'intérieur.

3.1. Synthèse bibliographique des capteurs solaires PV/T hybrides

Afin de mener à bien la conception de notre capteur solaire PV/T sous concentration, une synthèse bibliographique des capteurs solaires PV/T hybrides a été réalisée. De ce fait, notons que la recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80. En 2005, Zondag [21] propose un état de l'art sur les capteurs solaires PV/T hybrides

en se basant sur le rapport du projet européen PV-Catapult [21]. Parmi les premières études recensées par Zondag [21], certaines mettent l'accent sur l'évolution de la configuration géométrique des composants et d'autres sur les méthodes de modélisation.

Ainsi, il cite le travail de Wolf [22] qui en 1976, effectue l'analyse d'un capteur solaire thermique comportant des modules PV à base de silicium et couple à un système de stockage de chaleur.

Par la suite, l'étude réalisée par Kern et Russel en 1978 [23] donne les principes de base des capteurs solaires employant de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. Hendrie, en 1982 [24] développe un modèle théorique de système PV/T hybride en se basant sur des corrélations liées à des capteurs solaires standards. En 1981, Raghuraman [25] présente des méthodes numériques permettant la prévision des performances des capteurs solaires plans PV/T à eau ou à air. Plus tard, en 1985, Cox et Raghuraman [26] développent des logiciels de simulation permettant l'étude des performances des systèmes PV/T hybrides à air, et mettent l'accent sur l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique de ces composants solaires. En 1986, Lalovic et al [27] proposent un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes comme solution économique pour la construction de modules PV. Diverses études expérimentales et théoriques ont été réalisées ensuite, en vue du développement des systèmes PV/T hybrides [28].

La plupart des recherches menées dans ce domaine ont pour objectif d'évaluer les performances thermiques et électriques ou d'analyser l'aspect économique des systèmes hybrides à travers l'estimation du taux de couverture solaire assuré. Pour cela, quelques auteurs mettent l'accent sur le développement de modèles thermiques analytiques ou réalisés suivant une analogie électrique, et plus rarement de modèles électriques de photo-conversion en régime permanent ou dynamique. Certaines de ces analyses s'appuient en outre sur des confrontations avec des études expérimentales en conditions contrôlées ou in situ sur divers sites.

D'autres recherches ont pour but l'optimisation des performances des composants solaires existants en améliorant les conditions de fonctionnement (inclinaison, orientation du composant...) ou en proposant des configurations géométriques innovantes. Ainsi, elles se basent sur la modification des dimensions ou des propriétés des matériaux de constitution (isolant thermique, absorbeur, cellules PV...) ou des fluides caloporteurs (air, eau ...). Ces améliorations visent à accroître la quantité d'énergie solaire absorbée et les transferts thermiques entre le fluide

caloporteur et l'absorbeur ou à réduire voire éliminer les pertes thermiques extérieures du capteur solaire hybride.

Dans cette synthèse bibliographique, nous présentons essentiellement l'évolution de la recherche sur le concept de capteurs solaires hybrides intégrables aux bâtiments suivant le fluide caloporteur employé (air ou liquide), sur lequel est basé notre travail de thèse. Aussi, nous présentons tout d'abord quelques exemples de capteurs solaires PV/T hybrides à air. Puis, nous décrivons quelques systèmes PV/T hybrides à liquide caloporteur recensés dans la littérature.

3.1.1. Les capteurs solaires PV/T à air

Ici, sont pris en compte les capteurs solaires PV/T à air et les capteurs solaires PV intégrés aux bâtiments dans une configuration de type double-peau avec récupération de chaleur dans la lame d'air en sous-face. Compte tenu de la faible demande en chauffage solaire sur le marché, peu d'études ont été menées sur les capteurs solaires PV/T à air isolés ou intégrés aux bâtiments en comparaison avec les capteurs solaires PV intégrés. Ainsi, par exemple, en 1998, Sandberg et Moshfegh [29] [30] proposent l'étude théorique et expérimentale des phénomènes thermiques et aérodynamiques au sein d'une lame d'air (Figure 2.10) permettant la ventilation naturelle en sous-face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture comportant des panneaux PV.

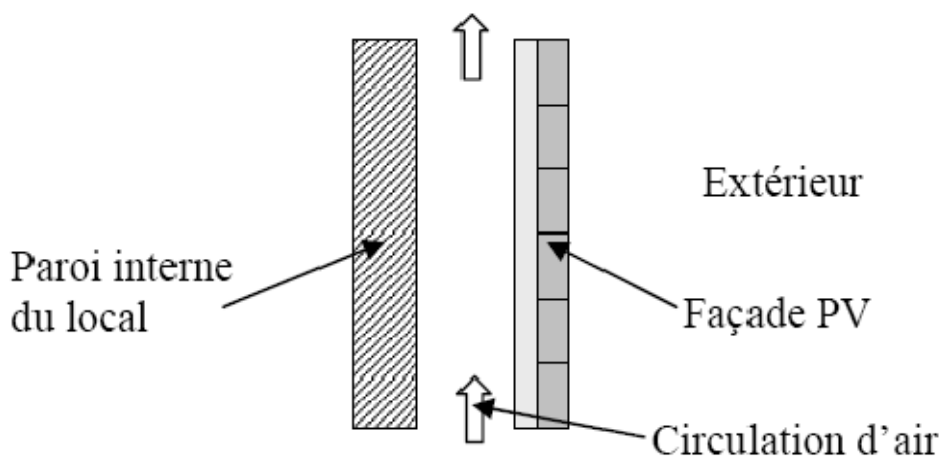


Figure 2.10 : Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux PV [29]

Les études paramétriques menées par ces auteurs [29] ont montré que les dimensions et la position des modules PV le long de la lame, ont une forte influence sur le comportement thermique et aérodynamique du système.

En 1999, Garg et Adhikari [31] proposent un programme de modélisation d'un capteur solaire PV/T hybride a air permettant d'en prédire les productivités thermique et électrique.

Le rendement des panneaux PV est calculé à partir d'une fonction linéaire décroissante.

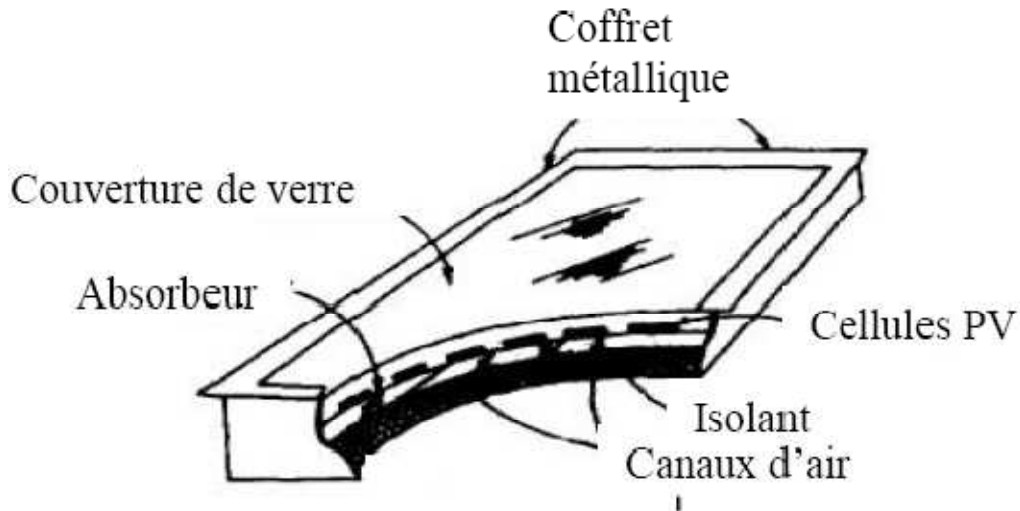


Figure 2.11: Schema du capteur solaire PV/T hybride a air [31]

Ce capteur solaire est composé d'une couverture transparente, d'un absorbeur peint en noir et d'un support arrière bien isolé (Figure 2.11). Les cellules PV sont collées sur l'absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive choisie pour ses bonnes propriétés de conduction thermique et d'isolation électrique.

Hegazy [32] compare en 2000, les performances thermiques et électriques de quatre capteurs solaires PV/T hybrides à air qui sont différenciés par le mode de refroidissement (mécanique) des panneaux PV, à savoir au-dessus (prototype I), en dessous (prototype II), de part et d'autre (prototype III) de l'absorbeur, et par double circulation d'air (prototype IV) (Figure 2.12).

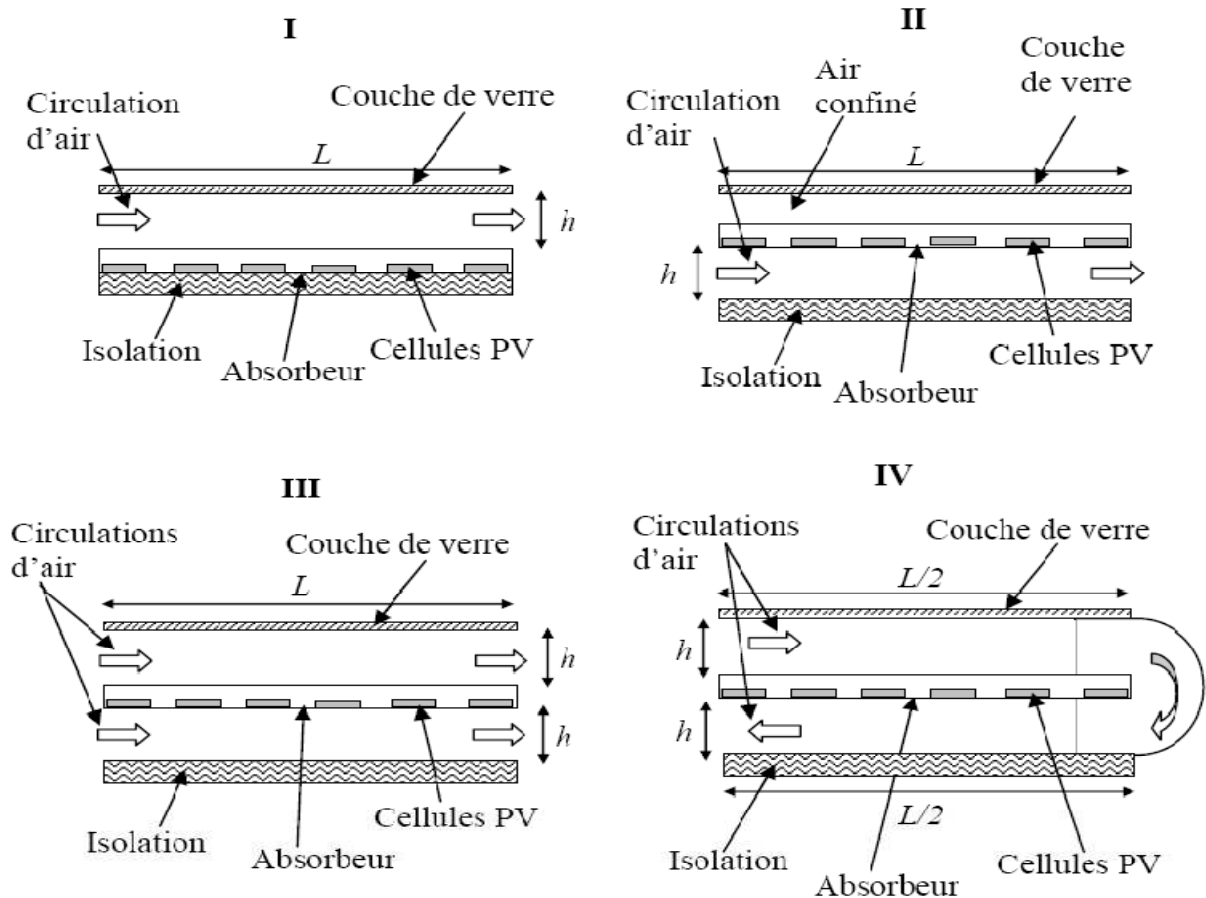


Figure 2.12 : Les prototypes I, II, III et IV de capteur solaire PV/T a air [32]

Chacun de ces capteurs est vitre et a une longueur de 9 m et une largeur de 1 m.

L'épaisseur de la lame d'air a été choisie en fonction d'un critère d'optimisation propose par Hegazy [33] [34] pour divers débits massiques.

$$\left(\frac{h}{L}\right)_{optimum} = 0.0025$$

Avec ici, h la hauteur de la lame d'air et L la longueur du canal traverse par le flux turbulent d'air. Le panneau PV est compose de 20 modules constitues chacun de 36 cellules PV en silicium cristallin montées en série. Il couvre 62.8 % de la surface de l'absorbeur qui est de 9 m². La tension nominale aux bornes d'un module PV est 16.5 V, soit une puissance nominale de 50 Wc. Le modèle stationnaire réalisé pour chacun de ces composants est unidirectionnel.

Hegazy [32] souligne que les performances d'un capteur solaire PV/T hybride à air dépendent de la température maximale d'air en sortie, des rendements thermiques et électriques, et de l'énergie

électrique nette disponible après soustraction de l'énergie nécessaire au fonctionnement du ventilateur et des autres appareils alimentés. La simulation réalisée pour une journée ensoleillée a montré que l'accroissement du débit massique de ventilation améliore comme attendu, le rendement thermique. Le prototype I (cf. Figure 2.12) a le plus faible rendement global alors que le prototype III semble donner les meilleures performances pour un fort ensoleillement et peut être aisément assemblé en usine. Les résultats obtenus ont montré de plus, que pour de faibles débits massiques de ventilation, l'utilisation d'un absorbeur sélectif est inappropriée pour ce type de capteur solaire car elle réduit la production d'énergie électrique.

Puis, en 2003, Mei et al [35] présentent le modèle dynamique d'un capteur solaire PV/T à air intégré à la façade d'un bâtiment. Cette étude s'inscrit dans le prolongement d'un projet européen précédent [36] visant l'intégration des systèmes photovoltaïques au bâtiment (ventilation naturelle sur les deux faces de panneaux PV intégrés à la façade et à la toiture de la bibliothèque publique Mataró (Espagne) en 1997 par la société Taillades Multi-Fonctionnel(TFM)). La façade sud du bâtiment considérée par Mei et al [35] comporte de haut en bas, des capteurs solaires à air, des panneaux PV connectés en série et séparés d'un double vitrage intérieur par une lame d'air de 14 cm, et une paroi en briques. Les modules PV sont composés de cellules polycristallines encapsulées entre deux couches de verre. Les autres façades sont composées de béton cellulaire et de bardages métalliques. L'air est aspiré à la base de la lame d'air située à l'arrière des panneaux PV (Figure 2.13).

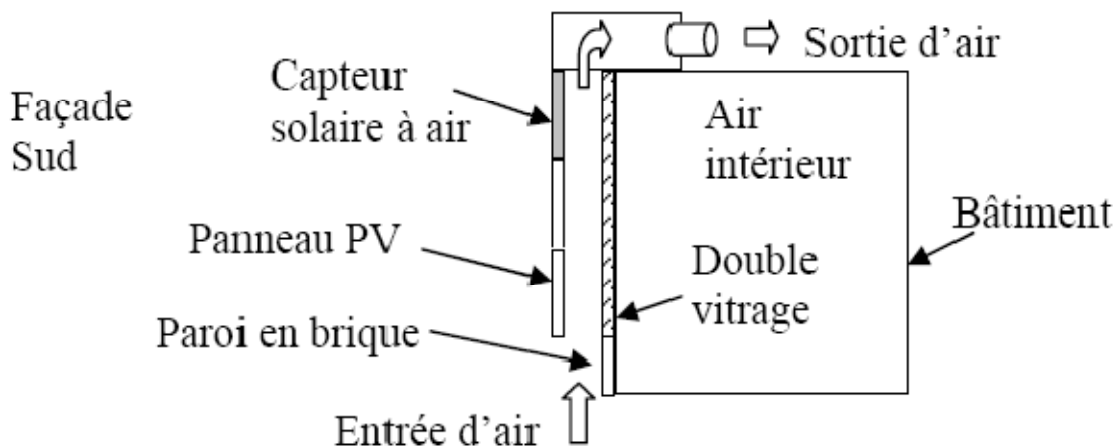


Figure 2.13: Schéma d'intégration de composants solaires à la façade Sud d'un bâtiment [35]

Le modèle unidirectionnel de la façade a été validé à partir de mesures expérimentales réalisées in situ. Les besoins en chauffage et en rafraîchissement d'un bâtiment avec et sans intégration de capteur solaire à air ont été comparés. De plus, l'influence des conditions météorologiques sur les performances de ces bâtiments a été évaluée sur divers sites en Europe. Les résultats présentés ont montré que le capteur solaire à air ventilé couvre 12 % des charges de chauffage pour les sites ensoleillés (Barcelone) mais ne couvrent que 2 % des charges de chauffage dans les sites localisés plus au nord (tel que Stuttgart). Il faut malgré tout moduler ces résultats car les besoins de chauffage sont très différents suivant les sites.

Durant la même période, Carmel et al [40] réalisent une étude similaire sur le Centre Environnemental Brockshill (BHEC) situé au sud de Leicester en Grande-Bretagne en vue de le rendre autonome du point de vue énergétique. Pour cela, ce bâtiment a été équipé d'installations utilisant des énergies renouvelables dont un capteur solaire PV ventilé, un capteur solaire à air et un capteur solaire à eau. Le capteur solaire PV monté sur la toiture du bâtiment inclinée à 35°, est combiné au capteur solaire à air. Le panneau PV est composé de 20 modules d'une surface totale de 37 m². Le capteur solaire à air de 12.5 m² de surface comporte une lame d'air isolée et un absorbeur noir muni d'ailettes afin d'accroître les transferts thermiques par convection entre l'absorbeur et l'air. L'air circule mécaniquement tout d'abord à l'intérieur du capteur solaire PV entre un isolant arrière et le panneau PV, puis dans le capteur solaire à air avant d'être injecté dans le local.

Dans le cas où les besoins en chauffage du bâtiment sont nuls, cet air est dirigé vers un échangeur de chaleur en vue d'une production d'eau chaude sanitaire. Ce système combiné a été construit et installé par la société Grammer Solar luft-Technik GmbH. Les simulations ont été effectuées à l'aide de quelques logiciels (dont TRNSYS) ayant permis la réalisation de sous-programmes de calcul de la productivité (thermique et électrique) du système combiné.

Il est constaté que ce système couvre 64.4 % des besoins en eau chaude sanitaire du bâtiment (contre 26.5 % avec le capteur solaire thermique à eau) et 35 % des besoins en chauffage pendant la période froide.

La différence entre cette analyse et celle effectuée par Mie et al [35] réside dans le fait que dans l'étude de Carmel et al [37], les interactions entre les capteurs solaires et le bâtiment sont négligeables compte tenu de l'épaisse couche d'isolant les séparant.

Plus tard, en 2005, Tiwari et al [33] présentent l'étude théorique et expérimentale en régime permanent d'un capteur solaire PV/T à air ventilé naturellement ou mécaniquement. Ce capteur solaire est constitué de deux modules PV de 0.61 m^2 de surface chacun, connectés en série et montés sur une couche isolante non-corrosive de Tedlar. Le module PV est composé de cellules photovoltaïques collées entre elles par l'intermédiaire d'une couche d'EVA et protégés par une couche de verre. Ce composant a été intégré à un banc d'essais en acier inclinable et monté à New Delhi, en Inde (Figure 2.14). Des ventilateurs disposés à l'entrée de la lame d'air située entre le Tedlar et une couche isolante en bois permettent la ventilation forcée des modules PV en face arrière. L'énergie électrique produite est stockée dans une batterie électrique. Cette analyse a montré que la récupération complémentaire de l'énergie thermique produite permet une amélioration du rendement global du système PV/T à air d'environ 18 %.

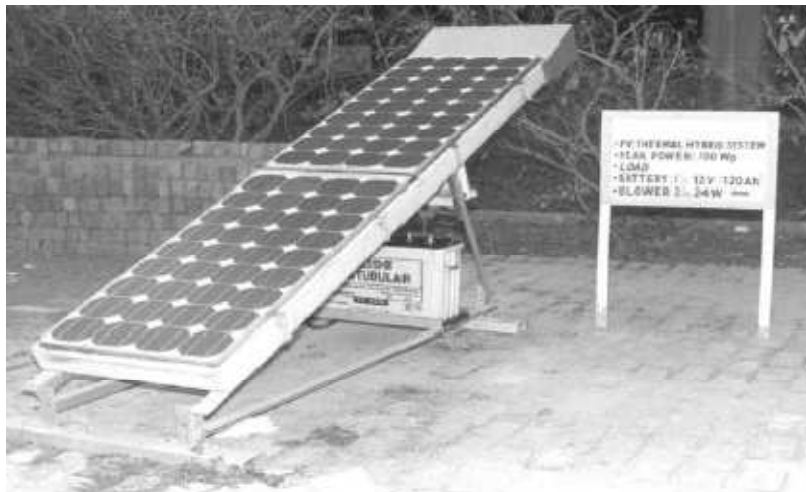


Figure 2.14: Banc d'essai du capteur solaire PV/T hybride à air [61]

En 2007, Tiwari et Sodha [39] proposent l'étude paramétrique comparative de quatre types de capteurs solaires à air proches du système présenté précédemment. Ces systèmes se différencient par la présence ou non d'un vitrage et d'un support en Tedlar. Les modèles thermiques réalisés ont été validés expérimentalement sur le banc d'essais monté à New Delhi. Les résultats obtenus ont montré que le composant à air vitré sans Tedlar est le plus performant et présente l'accroissement de rendement global (thermique et électrique) le plus élevé. Ce système vitré peut être utilisé pour diverses applications telles que le chauffage des locaux et l'éclairage.

Les capteurs solaires à air non vitrés avec et sans Tedlar donnent des températures des cellules PV équivalentes. Enfin, le constat est fait que pour une longueur de capteur solaire donnée, la connexion en série de modules PV de plus petite surface permet une nette amélioration du rendement global du capteur solaire.

Plus tard, en novembre 2007, Joshi et Tiwari [40] présentent l'étude des rendements énergétique et exégétique [41] du capteur solaire hybride PV/T à air sans vitrage et comportant une couche de Tedlar. Les résultats valides expérimentalement indiquent que le rendement énergétique du capteur solaire varie de 55 à 65 %. Le rendement électrique de ce capteur solaire est compris entre 14 % et 15 %. Le point de vue exégétique ne sera pas décrit car il n'est pas pris en compte dans le cadre de notre travail de thèse. En 2006, Vokas et al [42] ont mené l'étude théorique d'un capteur solaire PV/T hybride à air en mettant l'accent sur ses performances thermiques. Le capteur solaire consiste en un capteur solaire thermique sur lequel est colle un panneau PV. Le modèle réalise est basé sur celui d'un capteur solaire plan et sur les travaux de Duffie et Beckman [43]. Le rendement thermique de ce capteur solaire PV/T hybride à air (de 1.32 m² de surface) a été comparé à ceux d'un capteur solaire thermique à air standard (de 1.32 m² de surface) et à ceux d'un capteur solaire thermique à air a absorbeur sélectif (de 2 m²). Dans le cas où la température d'entrée d'air dans le capteur solaire est égale à la température de l'air ambiant, les résultats obtenus montrent que le capteur solaire PV/T hybride à air à un rendement thermique inférieur de 9 % à celui du capteur solaire thermique standard (dont le rendement est de 70 %). Le capteur solaire à absorbeur sélectif a le rendement thermique le plus élevé (75 % environ). Cependant, l'avantage du capteur solaire hybride est qu'il peut produire outre une quantité importante d'énergie thermique, de l'énergie électrique sur une surface équivalente a celle du capteur solaire standard (soit 1.32 m², ici) et sur une surface inférieure a celle du capteur solaire a absorbeur sélectif (2 m²).

De même, Vokas et al [42] montrent que la part des besoins en chauffage couverte par une surface de 30 m² de ce système PV/T hybride à air est de 47.79 % en moyenne, à Athènes. Le capteur solaire standard peut couvrir 54.26 % des besoins en chauffage dans la même ville. Cependant, la différence entre ces valeurs n'étant que d'environ 6.65 %, les performances du capteur solaire hybride peuvent être considérées satisfaisantes. Enfin, une autre étude paramétrique montre que comme attendu, la localisation géographique ainsi que la surface de captation ont une forte influence sur la productivité du composant hybride.

En 2007, Othman et al [44] mènent l'étude théorique et expérimentale des productivités thermique et électrique d'un capteur solaire PV/T hybride à air à double circulation d'air. Le composant est constitué de deux lames dans lesquelles l'air circule successivement. La première lame d'une hauteur de 16.5 cm est comprise entre une couche de verre en face avant et les modules PV. La seconde lame d'air dont l'épaisseur est comprise entre 30 et 120 cm, se situe en sous-face des modules PV. La face arrière des modules est munie d'ailettes verticales n'étant pas en contact avec la plaque arrière du capteur solaire. Ces ailettes permettent d'accroître les transferts thermiques convectifs entre l'air et les modules PV (Figure 2.19). La surface totale couverte par les cellules PV en silicium monocristallin est de 0.38 m^2 .

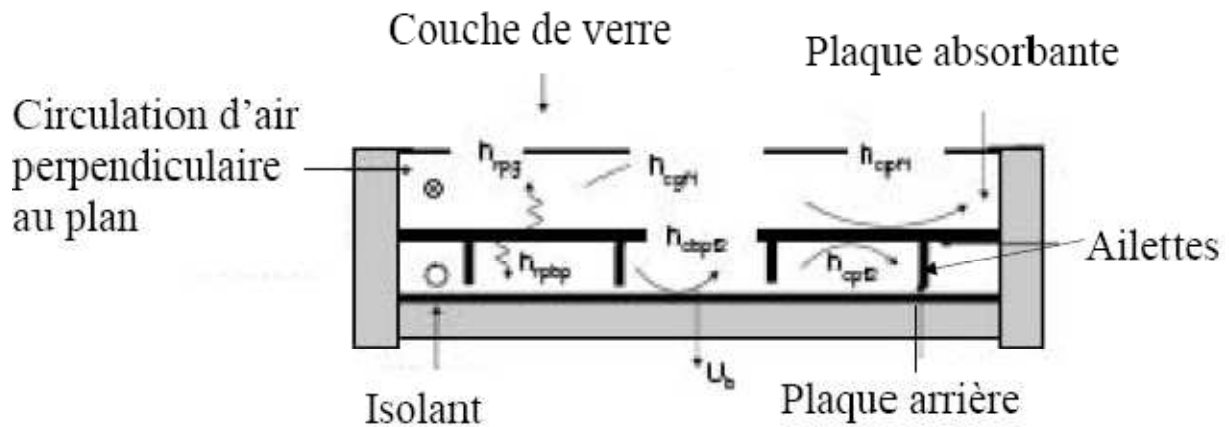


Figure 2.15: Coupe du capteur solaire PV/T hybride à air à ailettes [44]

Othman et al [44] développent un modèle thermique unidirectionnel en régime permanent de ce composant hybride. La confrontation des données de la simulation réalisée par la suite avec les résultats d'une étude expérimentale effectuée in situ a permis de noter que l'emploi des ailettes permet d'améliorer à la fois le rendement thermique et les performances électriques du composant hybride.

En 2007, Trip Anagnostopoulos [45] réalise à l'Université de Patras, l'étude de capteurs solaires PV/T hybrides dont le fluide caloporteur est soit de l'air soit de l'eau, et pouvant être intégrés au bâtiment. L'objectif de ces travaux était de réduire la température de fonctionnement des modules PV, d'accroître la production d'air préchauffé et de réduire les pertes thermiques à travers l'isolant en sous-face du composant. Pour cela, la configuration d'un capteur solaire PV/T à air a été modifiée à moindre coût. Des études paramétriques menées sur un système PV/T à air ont montré qu'une faible épaisseur de lame d'air améliore les transferts thermiques mais réduit le

débit massique de ventilation de la lame, d'où une réduction du rendement thermique du système. Pour pallier ce problème en optimisant les transferts de chaleur convectifs et radiatifs, la solution proposée est d'accroître la surface d'échange entre l'air et les modules PV. Pour cela, des configurations intégrant des plaques nervurées ou planes, des tubes soudés à l'absorbeur ou des ailettes au sein de la lame d'air ont été envisagées (Figure 2.20).

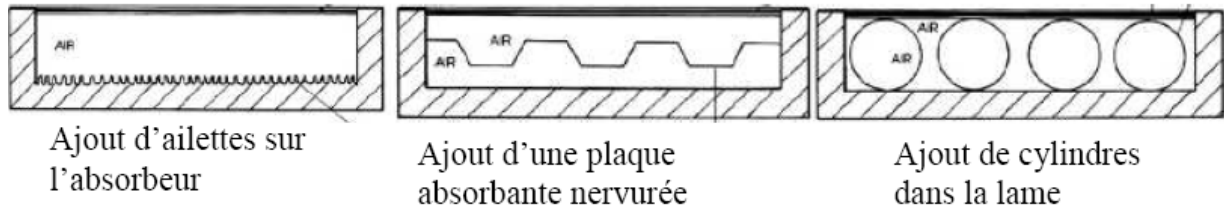


Figure 2.16: Quelques exemples de modifications du capteur solaire PV/T hybride à air [41]

Ainsi, divers projets de recherche ont été menés sur l'intégration des capteurs solaires PV au bâtiment et sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air. Certains ont abouti à une mise sur le marché du composant. Un recensement des dispositifs ayant été étudiés et commercialisés [46] est présenté en 2005.

En ce qui concerne les capteurs solaires PV/T hybrides à air recensés, le nombre de dispositifs est très réduit. Cependant, Zondag et al [46] notent que le taux de commercialisation de ces capteurs solaires est très élevé par rapport aux autres types de systèmes plus complexes du point de vue technologique. Ainsi, citons le cas de l'entreprise Grammer Solar ayant commercialisé un capteur solaire PV/T hybride à air suite à divers tests.

Ce domaine étant vaste, la liste de composants que nous avons présentée est réduite mais, elle permet de définir les principales caractéristiques des composants solaires PV/T à air et PV intégrés rencontrés dans la littérature. Dans le cas des capteurs solaires PV/T hybrides à eau, la même démarche a été appliquée.

3.1.2. Les capteurs solaires PV/T hybrides à eau

En 1997, Fujisawa et Tania [50] ont conçu et construit un capteur solaire PV/T hybride à eau sur une cité universitaire à Tokyo, au Japon.

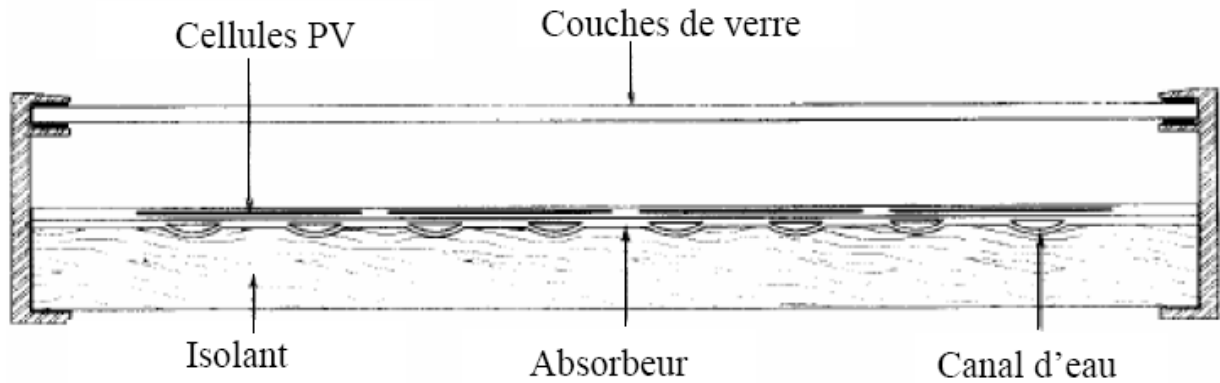


Figure 2.17: Coupe transversale du composant hybride a eau [47]

Ils étudient ainsi un composant solaire hybride composé d'un capteur solaire vitre à liquide caloporteur et à absorbeur plan en aluminium non-sélectif, et de modules PV en silicium monocristallin (rendement électrique de 13 %) (Figure 2.21). Ce capteur solaire a une longueur de 1.3 m et une largeur de 0.5 m. Cette analyse a consisté en l'évaluation des performances énergétiques du composant étudié. Ainsi, une étude expérimentale in situ a été menée sur ce capteur solaire vitre et sur un capteur solaire similaire mais sans vitrage en vue d'estimer et de comparer leurs performances énergétiques annuelles. Les résultats obtenus ont été confrontés à ceux d'un capteur solaire PV et d'un capteur solaire thermique. Il est noté que le capteur solaire hybride vitre produit autant d'énergie que le capteur solaire thermique. Le capteur solaire hybride non vitre produit le moins d'énergie thermique mais offre la plus grande quantité d'énergie électrique. Le capteur solaire PV a une surface de 0.48 m^2 et le capteur solaire thermique plan à une surface de 0.61 m^2 . Quant aux capteurs solaires hybrides, ils ont une surface de panneaux PV de 0.48 m^2 et une surface d'absorbeur de 0.61 m^2 . Il est montré qu'en ce qui concerne le gain total d'énergie (thermique et électrique), le système le plus performant est le capteur solaire hybride vitre qui a une production totale de 615 kWh/an, suivi du capteur solaire thermique plan (575 kWh/an), du capteur solaire hybride non vitre (480 kWh/an) et enfin du capteur solaire PV (72.6 kWh/an).

Cependant, la production d'énergie électrique du capteur solaire hybride non vitre est supérieure de 8 % à celle du capteur solaire PV. En effet, l'absence de vitrage permet la réduction des pertes thermiques par réflexion et une baisse du niveau de température de fonctionnement des modules PV [48]. De plus, la ventilation des modules PV en face arrière au niveau du composant PV/T

hybride non vitre permet une réduction de la température de fonctionnement des modules PV par rapport au capteur solaire PV isolé.

Quant au capteur solaire PV/T hybride vitré, il produit presque autant d'énergies thermique et électrique que le capteur solaire PV et le capteur solaire thermique plan réunis. En 2001, Tripanagno stopoulos [49] effectue l'étude d'un capteur solaire hybride faisant appel à deux types de fluides caloporteurs disposés de manière superposée. Trois configurations ont été conçues et analysées expérimentalement afin d'évaluer le comportement de chacune des formes de production thermique (à air ou à eau). Le système le plus performant schématisé sur la Figure 2.22 comporte un absorbeur soudé à des tubes en cuivre situés en face avant du composant, une plaque métallique plane et des ailettes disposées sur la paroi inférieure de la lame d'air.

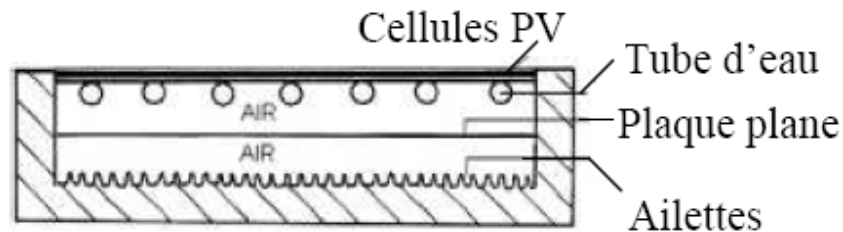


Figure 2.18: Capteur solaire PV/T hybride à deux fluides et à fonctions superposées [49]

Des cellules PV en silicium poly-cristallin ont été utilisées car assurant un bon rendement et ayant un coût plus réduit que les cellules PV en silicium monocristallin. Cependant, des cellules en silicium monocristallin et amorphe peuvent être employées. En 2002, un capteur solaire PV/T hybride vitré est étudié par Sandnes et Resta [50].

Ce système est composé de cellules PV en silicium monocristallin collées sur un absorbeur en plastique noir polyphénilenoxyde par l'intermédiaire de 0.5 mm d'adhésif à base de silicium. Cet absorbeur est muni de canaux de circulation d'eau en sous-face (Figure 2.23).

L'eau circule par l'intermédiaire de la force de gravité. Le panneau PV est constitué de 6 rangées de 5 cellules PV en série de 1.5 Wc chacune et a une surface de 0.32 m². Précisons que ce capteur solaire thermique a été construit par la société Solar Nor AS, l'Université de Oslo et la société General Electric Plastics. L'analyse de ce prototype a consisté en la conception, en la modélisation du composant et en une étude expérimentale en vue d'évaluer ses performances thermique et électrique, et les interactions entre la production thermique en eau et la production électrique. Pour cela, des modèles analytiques existants ont été modifiés en vue de les adapter à

ce système hybride. La température de l'absorbeur croit dans la direction d'écoulement du fluide caloporteur, soit du haut vers le bas du capteur solaire.

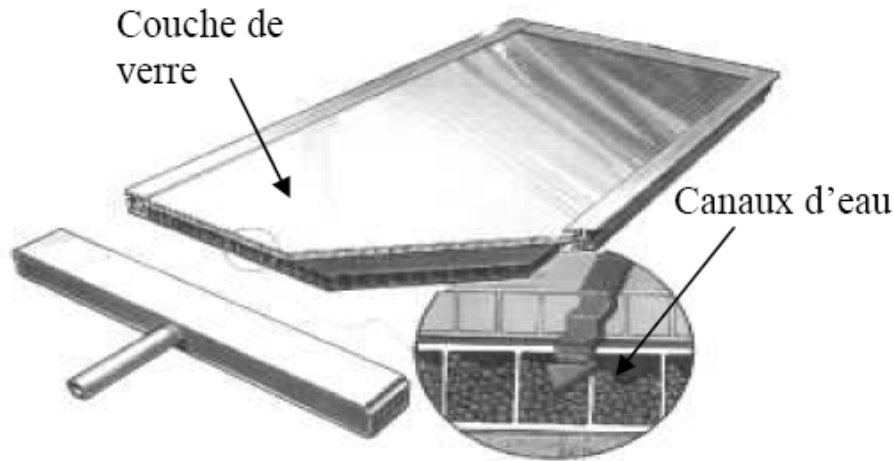


Figure 2.19: Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau SolarNor [34]

Les résultats de la simulation pour la journée du 3 novembre 2007 ont montré que ce capteur solaire hybride vitre à une production électrique journalière de 339.3 Wh. De plus, en ajoutant une couche de verre supplémentaire en face avant du composant afin de réduire les pertes thermiques, la production électrique journalière se réduit à 296.2 Wh.

En 2003, un capteur solaire PV/T hybride à eau est étudié en régime dynamique par Chow [51] qui en réalise un modèle adapté aux simulations thermiques en régime transitoire. Il s'appuie pour cela, sur les travaux de Bergene et Lovvik [52] qui présentent en 1995, la modélisation d'une configuration similaire de capteur solaire PV/T hybride à eau. Ce modèle thermique se base sur la méthode des volumes finis et permet le calcul des performances horaires, des gains thermiques et électriques, des rendements et du comportement thermique des diverses couches de ce capteur solaire. Le composant est constitué d'une couche de verre séparée d'un panneau PV par une lame d'air confinée (Figure 2.24). Le panneau PV est fixé à un absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive composée d'EVA (éthylèneacetate de vinyl) et de Tedlar. Cet absorbeur se présente sous forme d'ailette soudée à des tubes de circulation d'eau parallèles, régulièrement espacés et connectés aux deux extrémités par des tubes de jonction. Cette disposition permet d'uniformiser le débit d'eau dans chacun des tubes. Les cotes et le fond du capteur solaire sont isolés.

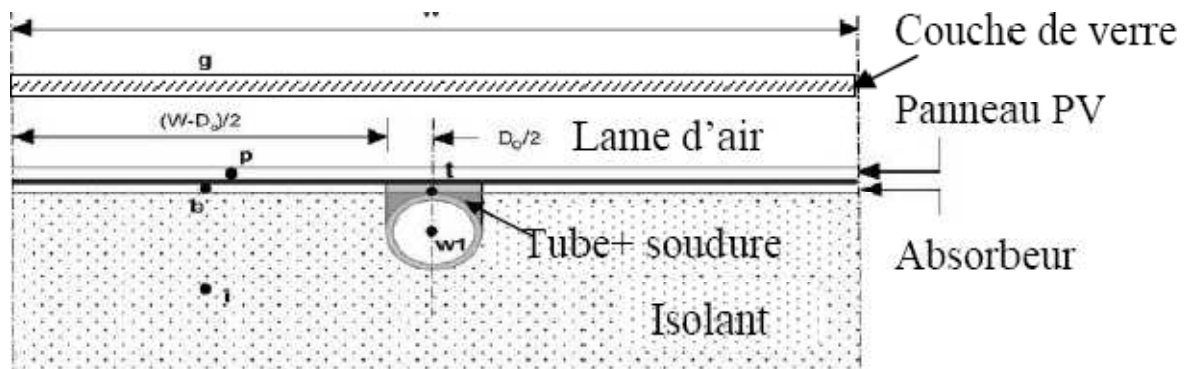


Figure 2.20: Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau [51]

Des études paramétriques sont réalisées en faisant varier les coefficients de transfert par conduction entre l'absorbeur et le tube, et entre l'absorbeur et le panneau PV. Il montre ainsi que le capteur solaire comportant un contact idéal entre l'absorbeur et le tube et entre l'absorbeur et les panneaux PV donne le rendement global le plus élevé, soit 70 %. Dans le cas où ces coefficients de transfert thermique sont faibles, le rendement descend à 60 %. Les diverses simulations réalisées ont montré que le modèle basé sur la représentation de chaque couche par un seul nœud de température est convenable pour l'étude des capteurs solaires de configuration similaire.

En 2006, en vue d'améliorer les transferts de chaleur entre les panneaux PV et l'absorbeur d'un capteur solaire hybride, Ji et al [53] proposent l'analyse d'une combinaison de six prototypes de capteurs solaires PV/T à absorbeur en aluminium séparé d'un isolant en mousse de polyuréthane par des canaux d'eau disposés en sous-face. Entre les panneaux PV et une couverture de verre se trouve une lame d'air de 25 mm (Figure 2.25). Ces capteurs solaires étaient disposés en trois rangées en parallèle de deux capteurs solaires en série. Ces prototypes intégrés à un bâtiment ont chacun une surface de 1.173 m^2 et sont couplés à un ballon de stockage de 420 litres de volume. Chaque panneau PV est composé de 72 cellules PV en silicium poly-cristallin.

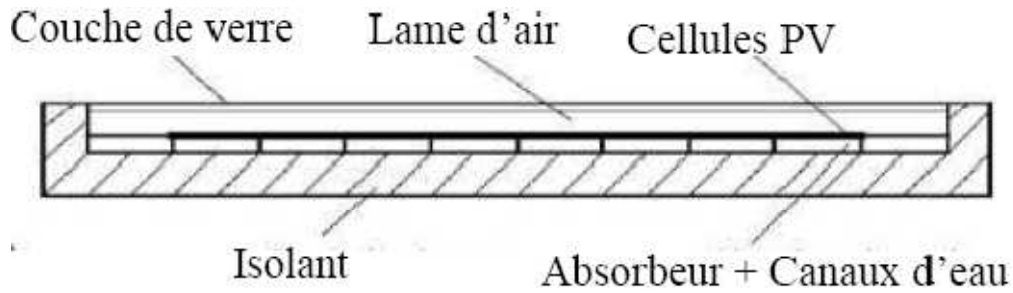


Figure 2.21: Coupe transversale du capteur solaire PV/T hybride a eau [54]

Des tests réalisés in situ ont permis de valider le modèle développé. Le modèle thermique dynamique réalisé est basé sur une analogie électrique et tient compte des transferts thermiques dans le ballon de stockage. Les pertes thermiques latérales du capteur solaire sont prises en compte dans le bilan thermique. Les résultats obtenus ont indiqué qu'une conception adaptée de la lame d'air permet de réduire la température de fonctionnement des panneaux PV de 15 °C. De plus, ils ont montré que l'augmentation du débit de circulation de l'eau améliore le refroidissement des modules PV. Cependant, Ji et al [53] constatent qu'il existe un débit massique critique au-delà duquel le rendement thermique se dégrade.

En 2007, Fraisse et al [48] étudient un système combinant un capteur solaire hybride à eau et un plancher solaire dans une phase d'intégration à un bâtiment située à Macon. Le système est composé de cellules mono et poly-cristallines (Figure 2.26).



Figure 2.22: Le capteur solaire PV/T hybride a eau [48]

Ils démontrent qu'en présence d'un vitrage le rendement électrique annuel du système hybride combine est de 6.8 %, ce qui est inférieur de 28 % au rendement d'un capteur solaire PV non intégré (9.4 %). Ils expliquent cette baisse de rendement électrique par un accroissement de la température de fonctionnement des panneaux PV (pouvant être supérieure à 100 °C) du à la couverture de verre. Par contre, en absence de vitrage le rendement électrique est de 10 %, ce qui est supérieur de 6 % à celui du capteur solaire PV non intégré. La forte augmentation de la température des modules PV en été, empêche l'utilisation de l'EVA comme adhésif des panneaux PV dans un composant vitré. De plus, Fraisse et al [48] notent que dans ce type de configuration, l'utilisation de cellules amorphes est la plus adaptée car elles sont moins sensibles aux variations de température. Cependant, les rendements électriques obtenus sont faibles étant donné le bas rendement électrique des cellules PV amorphes (à savoir, 4 à 7 %) et les pertes thermiques liées au vitrage.

Récemment, en 2007, Chow et al [54] présentent la modélisation et l'étude comparative des performances d'un capteur solaire PV/T hybride à eau, d'un capteur solaire PV et d'un capteur solaire à eau. Deux prototypes de capteurs solaires hybrides ont été construits, le premier ayant été modélisé en 2006 [55].

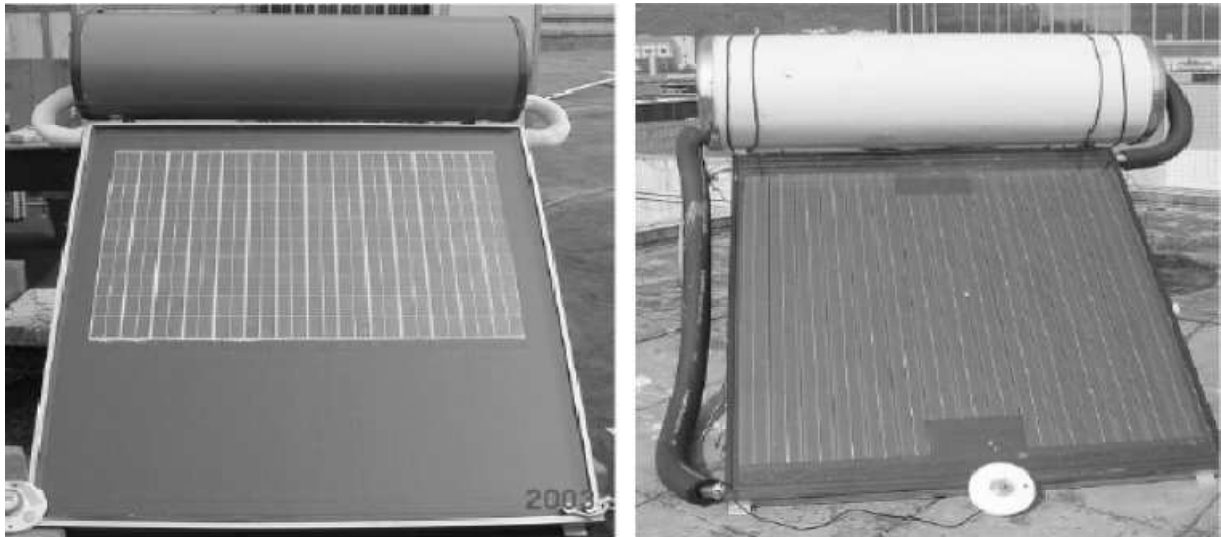


Figure 2.23: Premier et second prototypes construits [54]

Le second composant, plus performant a été modélisé plus finement [54]. C'est un capteur solaire vitre compose d'un panneau PV en silicium cristallin colle à un absorbeur métallique (Figure 2.27). Des tubes de circulation d'eau sont soudés à l'arrière de cet absorbeur. Le système est

couplé à un ballon de stockage horizontal. Les résultats de la simulation montrent que le rendement thermique annuel moyen en eau de ce capteur solaire PV/T hybride à eau est de 38.1 % et celui du capteur solaire à eau, de 43.2 %. De plus, la comparaison du capteur solaire hybride avec un capteur solaire PV montre que le refroidissement avec de l'eau comme fluide caloporteur permet de réduire la température fonctionnement des modules PV. Dans ce sens, la production d'énergie électrique annuelle du capteur solaire hybride est supérieure de 2.2 % à celle du capteur solaire PV.

Chow et al [56] ont poursuivi cette étude des capteurs solaires hybrides PV/T à eau à travers l'intégration d'un système à la façade d'un bâtiment et l'étude expérimentale de ses performances thermiques et électriques. Le rendement thermique a été estimé à 38.9 % à basse température et le rendement électrique à 8.56 %.

En 2007, Kalogirou et Tripanagnostopoulos [57] poursuivent une étude précédente menée sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air [45] en analysant cette fois, le comportement de capteurs solaires PV/T hybrides à eau comportant des panneaux PV à base de cellules en silicium polycristallin ou de cellules amorphes, sur trois sites. Ces composants ont été intégrés à des bâtiments industriels et ont chacun une surface totale de 300 m².

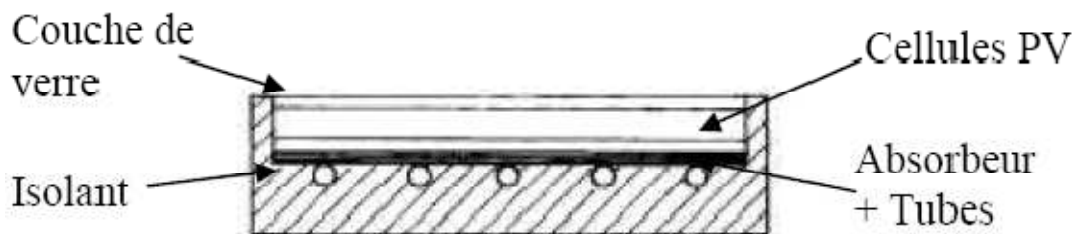


Figure 2.24: Section du capteur solaire hybride a eau étudié [56]

Le capteur solaire hybride a été isolé en face arrière par une couche de 5 cm de polyuréthane (. Figure 2.28). Les résultats des simulations réalisées à partir du logiciel TRNSYS montrent que la production électrique d'un capteur solaire PV est supérieure de 25 % à celle du composant hybride. Mais, le système hybride permet de couvrir une grande partie des besoins en énergie thermique des bâtiments considérés. L'évaluation de l'aspect économique de ces systèmes a montré qu'ils sont avantageux en particulier pour les sites bien ensoleillés. Le constat à été fait que les systèmes hybrides à eau constitués de modules PV sans protection thermique en face avant, ont d'importantes pertes thermiques entraînant ainsi un faible niveau de température de

fonctionnement du système. Une couverture de verre peut ainsi être ajoutée en face avant pour y remédier, bien que les absorptions et réflexion supplémentaires inhérentes du rayonnement solaire entraînent une baisse du rendement électrique.

La recherche sur les capteurs solaires hybrides à liquide caloporteur est en constante évolution, ainsi la liste de systèmes proposée précédemment n'est pas exhaustive. Au niveau du marché, la recherche bibliographique effectuée en particulier dans le rapport de synthèse EU-Project PV - Catapulta sur les composants hybrides [46] nous a permis de constater que peu de capteurs solaires à liquide caloporteurs ont été commercialisés, jusqu'à présent.

4. Conclusion

La synthèse bibliographique sur les capteurs solaires photovoltaïques et thermiques hybrides présentée nous a permis de contribuer à imaginer des voies d'évolution en vue de la conception d'un prototype de capteur solaire PV/T hybride et à sa modification en vue d'obtenir un second prototype avec concentrateur à air et eau. Concernant le capteur solaire PV, il est composé de cellules PV en silicium polycristallin afin d'obtenir un bon rendement électrique à un coût relativement réduit. La configuration du capteur solaire à eau a été définie de manière à se rapprocher de celle d'un four solaire muni de réflecteurs solaires de part et d'autre de l'absorbeur afin d'accroître éventuellement l'efficacité thermique en eau chaude sanitaire du système.

Chapitre 03

*Rappels sur les transferts de chaleur
et concentrateur solaire*

1. Introduction

La thermodynamique permet de prévoir la quantité totale d'énergie qu'un système doit échanger avec l'extérieur pour passer d'un état d'équilibre à un autre. La thermique (ou thermocinétique) se propose de décrire quantitativement (dans l'espace et dans le temps) l'évolution des grandeurs caractéristiques du système, en particulier la température, entre l'état d'équilibre initial et l'état d'équilibre final. La chaleur s'écoule sous l'influence d'un gradient de température par conduction des hautes vers les basses températures. La quantité de chaleur transmise par unité de temps et par unité d'aire de la surface isotherme est appelée densité de flux de chaleur.

Dans ce chapitre on va présenter les différentes manières de transfert de chaleurs et différents types de concentrateur solaire

2. Conduction

C'est le transfert de chaleur au sein d'un milieu opaque, sans déplacement de matière, sous l'influence d'une différence de température. La propagation de la chaleur par conduction à l'intérieur d'un corps s'effectue selon deux mécanismes distincts : une transmission par les vibrations des atomes ou molécules et une transmission par les électrons libres. La théorie de la conduction repose sur l'hypothèse de Fourier : la densité de flux est proportionnelle au gradient de température. En absence d'hypothèses simplificatrices, la propagation de la chaleur est un phénomène tridimensionnel qui répond à la loi de Fourier sous la forme générale [58] :

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \nabla^2 T + q^2 \quad (3.1)$$

ρ Est la masse volumique ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$).

λ Est la conductivité thermique du matériau ($\text{W} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$).

C_p Est la capacité thermique massique ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$).

Q Est la densité volumique du flux développé dans l'échantillon ($\text{W} \cdot \text{m}^{-3}$).

En faisant les hypothèses :

Si λ est constant, aucune puissance dissipée ne peut être produite $q^m=0$

Dans le cas du régime permanent, $\frac{\partial T}{\partial t} = 0$

. En plus, si le flux est monodimensionnel alors nous avons : $\frac{\partial T}{\partial t} = 0$

$\frac{\partial T}{\partial y} = \frac{\partial T}{\partial z} = 0$. La forme simplifiée d'une telle loi qui stipule que la valeur instantanée du débit calorifique est égal à :

$$\Phi = \lambda \text{ grad}(T) = -\lambda S \frac{\partial T}{\partial x} \quad (3.2)$$

ϕ est le flux de chaleur transmis par conduction (w).

S est l'aire de la section de passage du flux de chaleur (m²).

3. Transfert de chaleur par convection

Les transferts de chaleur qui s'effectuent simultanément avec des transferts de masse sont dits transferts de chaleur par convection. Ce mode d'échange de chaleur existe au sein des milieux fluides [58].

3.1. Convection naturelle et forcée

Selon la nature du mécanisme qui provoque le mouvement du fluide, on distingue :

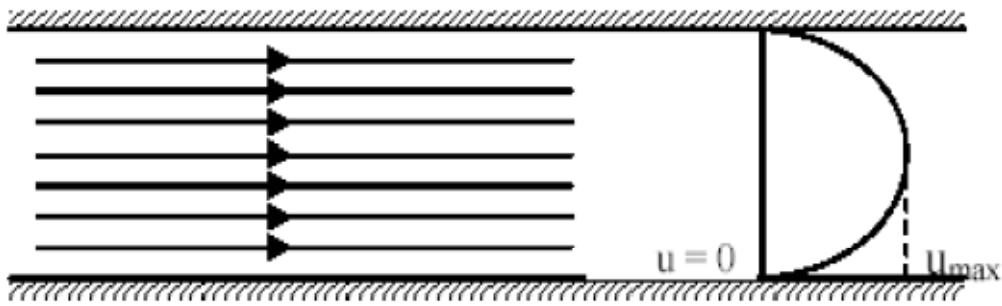
- La convection libre ou naturelle : le fluide est mis en mouvement sous le seul effet des différences de masse volumique résultant des différences de températures sur les frontières et d'un champ de forces extérieures (la pesanteur).
- La convection forcée : le mouvement du fluide est induit par une cause indépendante des différences de température (pompage, ventilation...).

L'étude du transfert de chaleur par convection permet de déterminer les échanges de chaleur se produisant entre un fluide et une paroi.

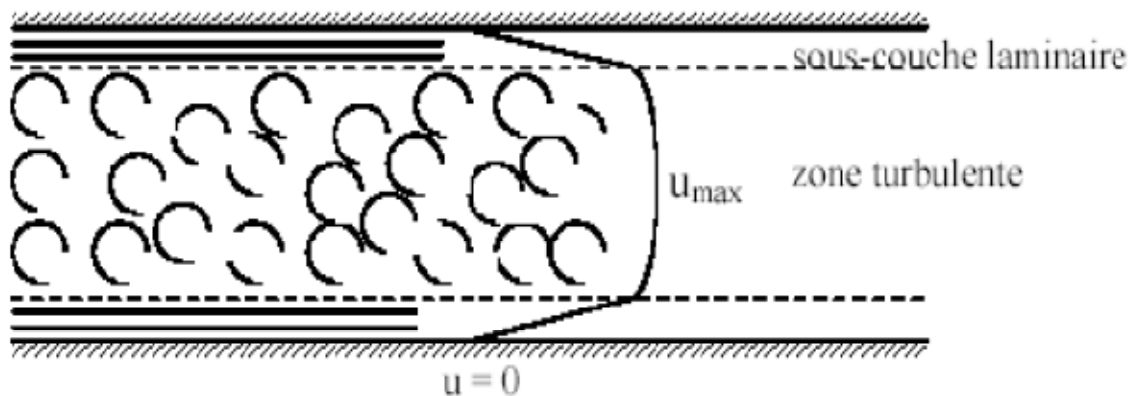
3.2. Régime d'écoulement

Compte tenu du lien entre le transfert de masse et le transfert de chaleur, il est nécessaire de considérer le régime d'écoulement. Considérons à titre d'exemple l'écoulement d'un fluide dans une conduite :

- En régime laminaire, l'écoulement s'effectue par couches pratiquement indépendantes : entre deux filets fluides adjacents les échanges de chaleur s'effectuent donc :



- Par conduction uniquement si l'on considère une direction normale aux filets fluides.
 - Par convection (conduction négligeable) si l'on considère une direction non normale aux filets fluides.
- En régime turbulent, l'écoulement n'est pas unidirectionnel : l'échange de chaleur dans la zone turbulente s'effectue par convection et conduction dans toutes les directions. On vérifie que la conduction est généralement négligeable par rapport à la convection.



3.3. Calcul du coefficient d'échange par convection

On exprime le flux thermique échangé par convection par :

$$\phi = h S(\theta_m - \theta) \quad (3.3)$$

h est appelée coefficient d'échange par convection. ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{C}^{-1}$).

$(\theta_m - \theta)$ Différence entre la température de la paroi et celle du fluide.

- En convection forcée, le coefficient d'échange **h** est indépendant de la différence de la température de la paroi et du fluide mais il dépend des grandeurs suivantes : **U_m** vitesse moyenne du fluide, **ρ** masse volumique du fluide, **C_p** chaleur spécifique du fluide, **μ** viscosité dynamique

du fluide, λ conductivité thermique du fluide et D dimension caractéristique de la surface d'échange.

A partir de ces grandeurs, on définit les nombres sans dimension suivants :

Nombre de Nusselt

$$N_u = \frac{hD}{\lambda} \quad (3.4)$$

Nombre de Reynolds

$$R_e = \rho \frac{U_m D}{\mu} \quad (3.5)$$

Nombre de Prandtl

$$P_r = \frac{\mu C_p}{\rho} \quad (3.6)$$

Les travaux expérimentaux étudiant le transfert de chaleur par convection dans une situation donnée fournissent leurs résultats sous forme de corrélations mathématiques.

$$Nu = f(Re, Pr).$$

Re le nombre de Reynolds caractérise le régime d'écoulement du fluide.

Si $Re < 2000$ l'écoulement est laminaire.

Si $2000 < Re < 3000$ l'écoulement est intermédiaire.

Si $Re > 3000$ l'écoulement est turbulent.

Pr : le nombre de Prandtl caractérise les propriétés thermiques du fluide.

Nu : le nombre de Nusselt caractérise l'échange thermique entre le fluide et la paroi.

4. Transfert de chaleur par rayonnement

La chaleur du soleil atteint pourtant notre planète alors qu'il n'y a aucun support solide, liquide ou gazeux au-delà de l'atmosphère terrestre. Ceci signifie donc que l'énergie thermique peut tout de même traverser le vide. Ce mode de transfert s'appelle le rayonnement. Il correspond à un flux d'ondes électromagnétiques émises par tout corps, quelle que soit sa température. Comme on l'imagine, le rayonnement électromagnétique est d'autant plus élevé que sa température est grande. Comme pour la conduction, ce sont les interactions entre atomes et molécules qui sont à l'origine de ce rayonnement.

De par sa nature, le rayonnement n'intervient que dans les milieux transparents (gaz, verre, vide) ou semi-opaque (gaz + fumées de CO₂, gaz + vapeur d'eau). C'est une transmission d'énergie à distance, entre deux corps séparés ou non par un milieu matériel (transformation d'énergie thermique d'un émetteur en énergie électromagnétique, propagation, transformation partielle en énergie thermique sur un corps récepteur). C'est le cas de l'énergie qui nous vient du soleil. L'interprétation physique est la suivante : tout corps émet des particules désignées par «photons» ; ceux-ci se déplacent à la vitesse de la lumière et transportent une énergie en fonction de leur «longueur d'onde».

Un corps C émettant des photons dans toutes les directions possibles, certains d'entre eux sont reçus par l'autre corps C' et éventuellement absorbés, totalement ou en partie. Bien entendu, le corps C émet aussi des photons dont certains seront reçus et absorbés par C. Le bilan net se traduit par un échange d'énergie entre C et C'. La densité du flux (rayonnement) thermique émis par une surface dont la température est T, est donnée par la loi de Stéphane Boltzmann.

$$Q = \varepsilon \sigma T^4 \quad (3.7)$$

$$\sigma = 5,670.10^{-8} \text{Wm}^{-2}\text{K}^{-4}.$$

ε est l'émissivité du corps

5. Les différents concentrateurs solaires

La concentration du rayonnement solaire permet, pour une surface de capteur donnée, de diminuer la surface de réception effective et donc de minimiser l'influence des pertes thermiques du récepteur. Ainsi la température atteinte après transformation en chaleur est plus élevée que pour les dispositifs à capteurs sans concentration. En réduisant la surface du capteur solaire, le prix du dispositif diminue.

5.1. Cylindro-paraboliques

Le miroir cylindro-parabolique (MCP) est une des variantes du collecteur solaire thermique. Il est constitué d'un long miroir (généralement recouvert d'un plaquage en argent ou en aluminium poli), rectangulaire, en forme de cylindre parabolique et, complété par un tube à double

enveloppe sous vide (tube Dewar) qui court sur toute sa longueur le long de la droite focale. Les rayons solaires sont réfléchis par le miroir pour converger sur le tube Dewar [59].

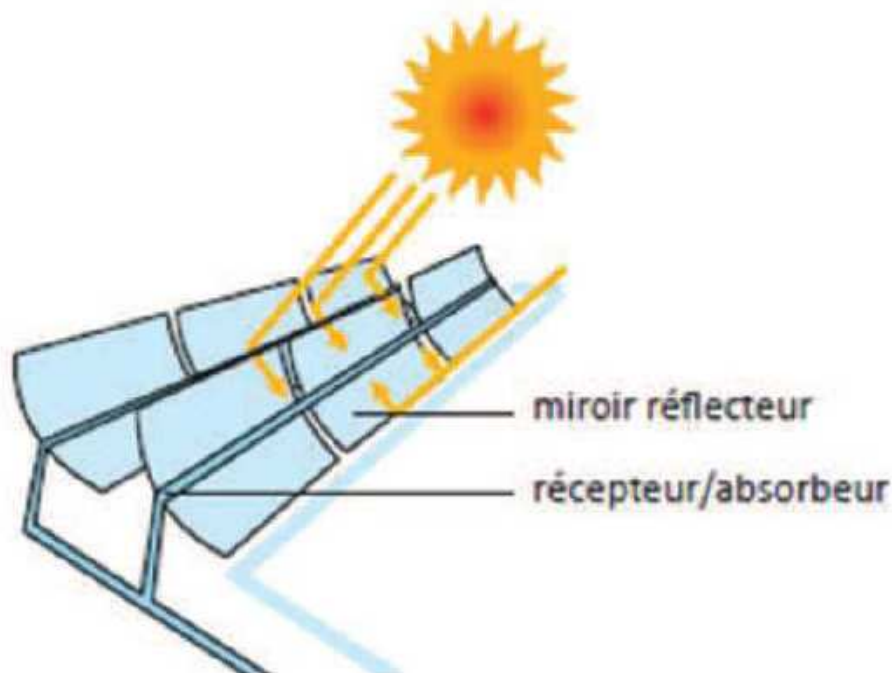


Figure 3.1 : Schéma de principe d'un concentrateur cylindro-parabolique [60]

Le panneau est le plus souvent aligné statique selon un axe primaire nord-sud et pivotant dans le plan perpendiculaire correspondant, de façon à suivre un plan de la course elliptique du Soleil au cours de la journée. Le fluide caloporteur qui accumule l'énergie captée au niveau du tube Dewar est le plus souvent une variété d'huile. Sa température optimale est de l'ordre de quelque 400°C. Lors de l'écoulement dans le circuit de transfert extérieur, la chaleur du fluide réchauffe la vapeur d'un générateur à turbine standard. Le procédé est très économique : le rendement thermique, restreint au tube Dewar, est de l'ordre de 60 à 80 %. Le rendement intégral, considéré depuis le collecteur jusqu'au réseau, soit : (énergie électrique fournie)/ (énergie solaire absorbée), est de l'ordre de 15 %, c'est-à-dire similaire au rendement photovoltaïque, mais inférieur cependant à celui obtenu par un concentrateur parabolique de type Stirling [61].

Les centrales thermodynamiques équipées de cylindro-paraboliques et en production commerciale actuellement sont des centrales hybrides où du combustible fossile étant utilisé durant la période nocturne. Les réglementations imposent une limitation de la consommation en

combustible fossile à un maximum de 27 % pour rendre la centrale éligible au statut de source d'énergie renouvelable. Ces centrales étant hybrides et comportant stations de refroidissement, condenseurs, accumulateurs et autres équipements.

Les rendements, relativement à la surface occupée sont très variables.



Figure 3.2 : Champ de miroir cylindro-parabolique à la centrale solaire de Kramer Junction en Californie. [62]

5.2. Miroirs de Fresnel

Encore marginales dans la filière de la solaire thermodynamique, les centrales solaires à miroir de Fresnel pourraient néanmoins devenir plus compétitives que leurs voisines : les centrales à réflecteurs paraboliques et cylindro-paraboliques. Inventé par le physicien français Augustin Fresnel en 1822, la lentille de Fresnel a été conçue pour équiper le système optique des phares de signalisation marine. Le système est aujourd'hui repris à grande échelle pour concentrer le rayonnement solaire sur un tube horizontal.

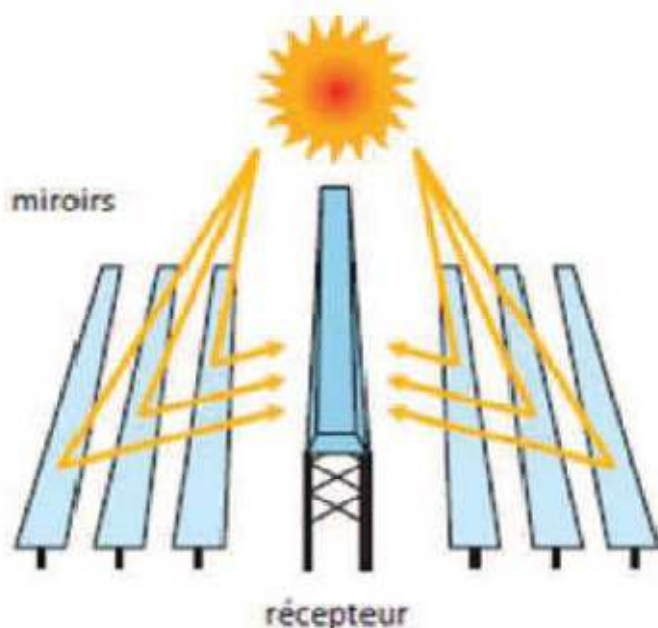


Figure 3.3 : Schéma de principe d'un concentrateur à miroir de Fresnel [60]

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses miroirs plans (plats) dits "réflecteurs compacts linéaires". Chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur. Un fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 500°C en circulant dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Principal avantage de cette technologie, les miroirs plats sont bien meilleur marché que les miroirs paraboliques [61].



Figure 3.4 : Concentrateur à miroir de Fresnel à Almeria en Espagne [63]

5.3. Miroirs paraboliques

Les miroirs paraboliques concaves sont beaucoup utilisés soit pour produire des faisceaux de lumières parallèles, notamment dans des projecteurs, soit pour recueillir la lumière provenant d'une source lointaine et la concentrer en son foyer. Le principe est le même en vertu du principe du retour inverse de la lumière. Ceci provient d'une propriété géométrique de la parabole : si l'on met une lampe au foyer de la parabole, les rayons réfléchis ressortent parallèles à l'axe de la parabole (le foyer géométrique est ici confondu avec le foyer optique).

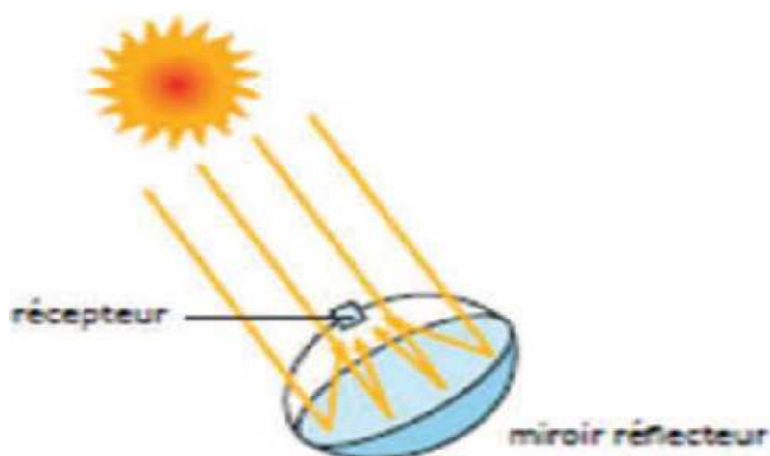


Figure 3.5 : Schéma de principe d'un concentrateur parabolique [60]

Le concentrateur parabolique solaire est composé soit d'un miroir parabolique soit d'une mosaïque de miroirs assemblés pour former une parabole. Ce dispositif permet de capter uniquement les rayons solaires directs. En général, un système permettant de suivre la trajectoire du soleil est installé. Par exemple, la parabole peut être installée sur un support mobile qui peut être muni de deux moteurs pas à pas [61].



Figure 3.6: Miroir parabolique avec moteur Stirling [64]

Pour un concentrateur ayant une surface collectrice de $56,7\text{m}^2$, la température du point de convergence peut atteindre 650°C . Cette source de chaleur sert à alimenter un moteur Stirling déjà installé au niveau du foyer optique. Le moteur de Stirling produit de l'énergie mécanique. Pour transformer cette énergie en énergie électrique, le moteur de Stirling peut être relié à une génératrice électrique.

5.4. Héliostats

Un héliostat est un dispositif permettant de suivre la course du Soleil, généralement pour orienter toute la journée les rayons solaires vers un point ou une petite surface fixe, à l'aide de miroirs. L'héliostat est également utilisé dans les centrales solaires où un champ d'héliostats est utilisé pour faire converger les rayons lumineux vers un même point qui est l'absorbeur situé au sommet

d'une tour. Ainsi le rayonnement solaire est directement concentré sur l'absorbeur qui transforme le rayonnement en chaleur à haute température et qui peut atteindre 1000°C [65].

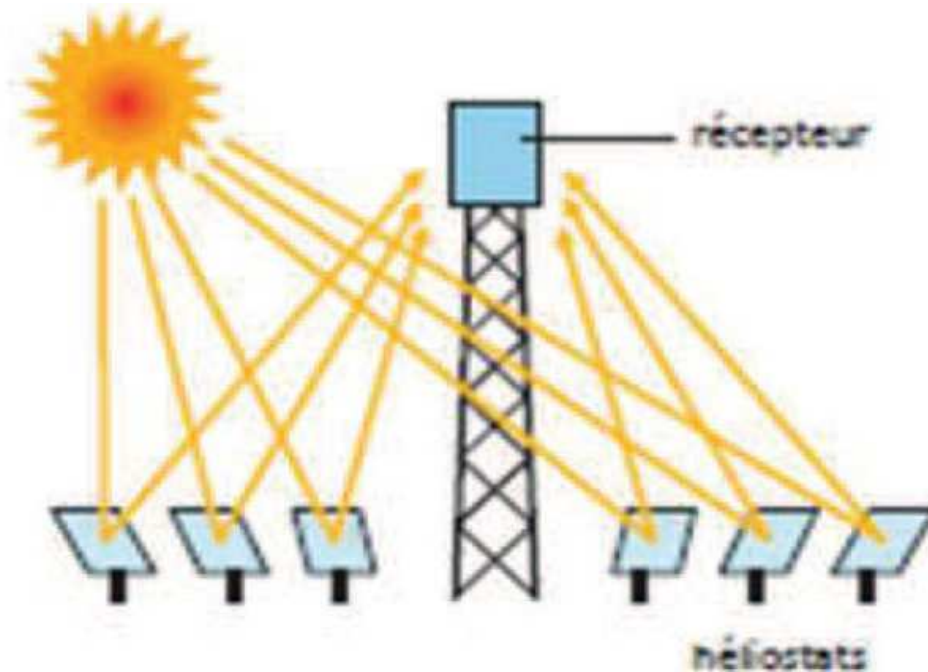


Figure 3.7 : Schéma de principe d'une centrale à tour [60]

Généralement, un fluide caloporteur (des sels fondus) circule au sommet de la tour. Chauffé par les rayons, celui-ci transfère son énergie à un circuit d'eau. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.



Figure 3.8 : Centrale thermique à tour (SolarTow en Californie) [66]

6. Concentrateur parabolique composé « CPC »

6.1. Définition des CPC

Le concentrateur parabolique composé (CPC) est une construction optique conçue dans les années soixante par un Américain R. Winston, un Soviétique V. Baranov, et un Allemand M. Ploke, chacun séparément. Utilisé en physique des hautes énergies notamment pour mesurer l'effet Cerenkov, son application à la collecte de l'énergie solaire fut développée par R. Winston au début des années 70. Dans notre travail, le Concentrateur Parabolique Composé est utilisé ici en raison de ses capacités à rediriger un faisceau de rayons non parallèles entre eux (diffus et direct) vers une cible déterminée. Par voie de conséquence, le CPC ne forme pas d'image (rayons parvenant après un nombre quelconque de réflexions), ce qui n'est pas gênant pour notre application. Autres propriétés intéressantes du CPC est le fait de simplifier le suivi du soleil [67]. Sous sa forme la plus simple, un CPC à absorbeur plan est composé de deux arcs de paraboles symétriques, n'appartenant pas à la même parabole.

Chacune des paraboles passe par le foyer de l'autre. Le segment AB joignant les foyers des deux paraboles est l'absorbeur. La perpendiculaire issue du milieu de l'absorbeur est l'axe de symétrie du système. Les paraboles sont coupées à une hauteur telle que leurs tangentes soient parallèles à

l'axe de symétrie. Le segment CD joignant ces deux points est l'ouverture du CPC. On peut remarquer que la droite DB est parallèle à l'axe de la parabole 1 (et AC parallèle à l'axe de la parabole 2). L'angle θ_c de la figure est appelé angle d'ouverture du CPC.

La propriété principale du CPC est que tout rayon lumineux traversant l'ouverture, et à condition que son angle d'incidence soit inférieur ou égal à θ_c , est renvoyé sur un point situé sur l'absorbeur. Les rayons arrivent directement ou indirectement, après une ou plusieurs réflexions sur une des parois [68].

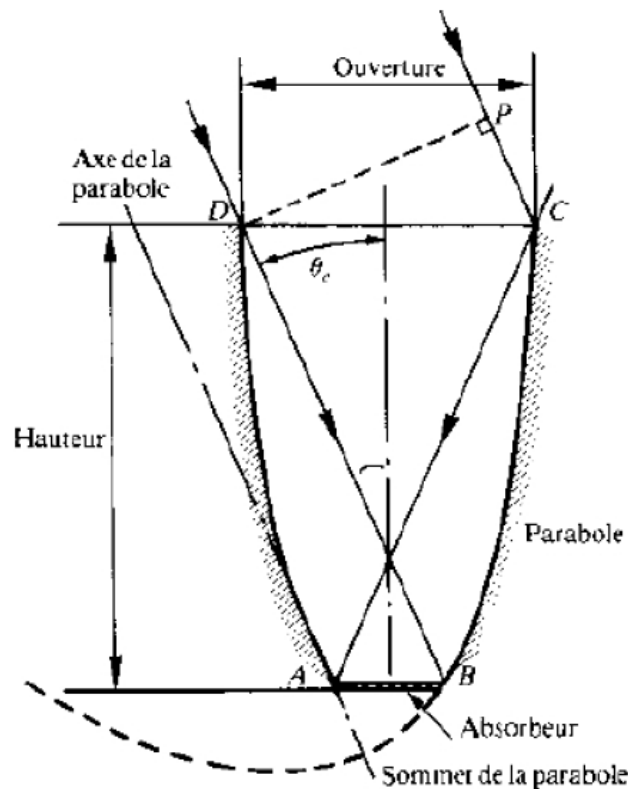


Figure 3.9 : Concentrateur parabolique composé [67].

6.2. Coefficient de concentration géométrique

Le taux de concentration géométrique du CPC est défini comme le rapport des largeurs de l'ouverture sur l'absorbeur [69].

$$C = \frac{CD}{AB} = \frac{1}{\sin(\theta_c)} \quad (3.8)$$

Le concentrateur est dit idéal

6.3. Géométrie de base

Pour tracer la forme développée du CPC à absorbeur plan, on a besoin de deux paramètres, la largeur de l'absorbeur ($S = AB$) et l'angle θ_c . On peut alors déduire l'ouverture ($W = CD$) La ligne focale de la parabole s'exprime par :

$$W = \frac{S}{\sin\theta_c} \quad (3.9)$$

Ainsi que la hauteur H du CPC

$$H = S \frac{1 + \frac{1}{\sin\theta_c}}{2 \tan\theta_c} \quad (3.10)$$

La ligne focale de la parabole s'exprime par :

$$F = \frac{S}{2} (1 + \sin\theta_c)$$

Il serait plus commode de déterminer une partie ou une branche du CPC dans un système de coordonnées convenable. Pour cela, nous allons calculer x' et y' , les coordonnées d'une parabole dans un repère donné. y' sera exprimée en fonction de x' et nous allons incrémenter x' comme un paramètre indépendant pour tracer la parabole complètement. Ensuite, nous effectuerons une rotation puis une translation des résultats x' et y' obtenus.

On définit les coordonnées d'origine (x_0 et y_0) du CPC dans le système par :

$$x_0 = -\frac{S}{2} + F \sin\theta_c \quad (3.11)$$

$$y_0 = -\frac{S}{2} (1 + \sin\theta_c) \cos\theta_c \quad (3.12)$$

Pour générer les coordonnées de la branche droite du CPC, nous allons commencer par le point B.

$$x'_1 = S \cos\theta_c \quad (3.13)$$

Et

$$y'_1 = \frac{S}{2} (1 - \cos\theta_c) \quad (3.14)$$

Nous allons incrémenter la variable x' pour obtenir la branche BC du CPC.

$$x'_{n+1} = x'_n + \delta'_n \quad (3.15)$$

Et

$$y'_{n+1} = \frac{(x'_{n+1})^2}{4F} \quad (3.16)$$

Avec $\delta x'$ étant une valeur d'incrémentation égale à W/N ou $N \geq 100$.

La branche BC du CPC dans le repère désiré est donnée par le système d'équation :

$$x_n = x'_n \cos \theta_c - y_n \sin \theta_c + x_0 \quad (3.17)$$

$$y_n(x_n) = x'_n \sin \theta_c + y'_n \cos \theta_c + y_0 \quad (3.18)$$

Pour déterminer la branche AD du CPC, on écrit l'équation suivante :

$$y_n(-x_n) = y_n(x_n)$$

Jusqu'à présent, nous nous sommes limités au cas d'un absorbeur plan ; le cas d'un absorbeur cylindrique est d'un intérêt pratique considérable. Pour un cylindre absorbeur de rayon R et un angle d'ouverture θ_c , la distance ρ illustrée sur la figure 2.10 est donnée en fonction de l'angle φ par [68] :

$$\rho(\varphi) = R\varphi \quad \text{Pour } |\varphi| \leq \theta_c + \frac{\pi}{2}$$

$$\rho(\varphi) = R \frac{\varphi + \theta_c + \frac{\pi}{2} - \cos(\varphi - \theta_c)}{1 + \sin(\varphi - \theta_c)} \quad \text{Pour } \theta_c + \frac{\pi}{2} < \varphi < \frac{3\pi}{2} - \theta_c \quad (3.20)$$

L'équation paramétrique de la courbe définissant la forme du miroir est donc :

$$x = R \sin \varphi - \rho \cos \varphi \quad (3.21)$$

$$y = -R \cos \varphi - \rho \sin \varphi \quad (3.22)$$

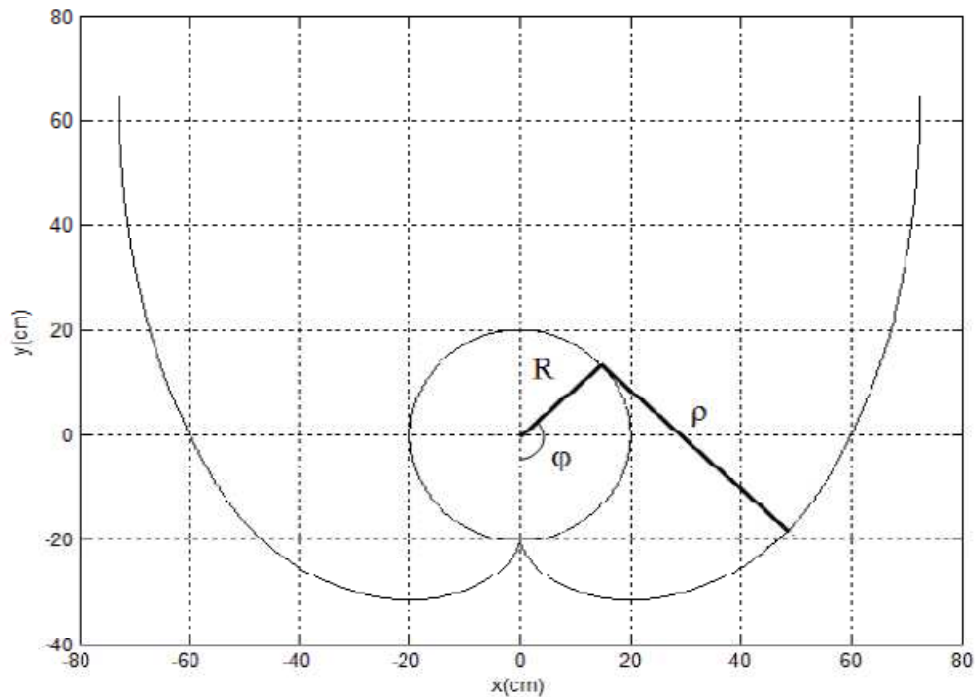


Figure 3.10 : CPC à absorbeur cylindrique pour $R=20\text{cm}$ et $\theta_c=60^\circ$.

6.4. Troncature du CPC

Si les CPC permettent d'atteindre la concentration idéale, ils présentent par contre l'inconvénient de nécessiter à concentration égale et pour un même absorbeur, une surface de miroir plus importante que d'autres concentrateurs (cylindro-paraboliques).

Heureusement, il est possible de réduire la surface des miroirs sans trop nuire aux performances du concentrateur. Il suffit pour cela de supprimer la partie supérieure du CPC. En effet, cette zone n'intervient que peu dans la concentration (environ 10%) car le rayonnement incident y est presque parallèle aux miroirs [69].

6.5. Orientation et inclinaison

L'amélioration fondamentale qu'on peut apporter à un CPC en particulier, est une augmentation du champ de vision pour une concentration géométrique donnée. Ce qui permet d'atteindre une concentration utile sans poursuite solaire. Pour cela, il y a plusieurs façons de le faire, la plus commune est illustrée à la figure 2.11.

Le grand axe du CPC creux est aligné suivant la direction de l'axe est-ouest, tandis que la normale aux ouvertures est inclinée vers le sud d'un angle égal à l'angle de la latitude (angle

optimal). Au solstice de juin, la déclinaison du Soleil atteint $+23^{\circ} 26'$; au solstice de décembre, la déclinaison du Soleil atteint $-23^{\circ} 26'$. Le reste de l'année, elle évolue entre ces deux extrêmes. Donc si l'angle d'ouverture θ_c est égal à $23^{\circ} 26'$, la totalité du rayonnement solaire direct est recueillie et concentrée directement sur l'absorbeur sans poursuite solaire.

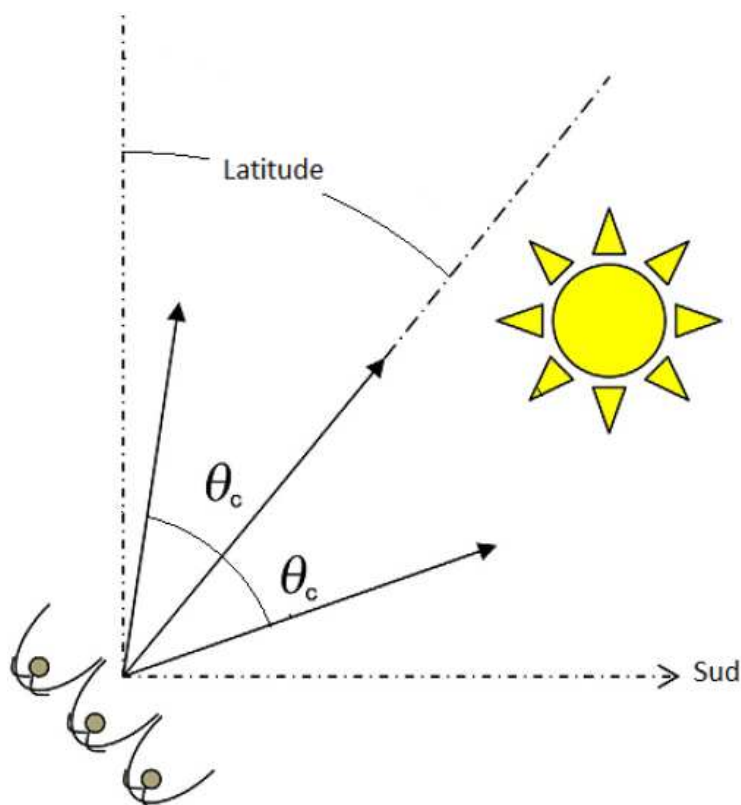


Figure 3.11 : Orientation plein sud du CPC sur l'hémisphère nord [69]

7. Application des CPC à d'autres dispositifs solaires

7.1. Tube sous vide

Un tube sous vide est un type de tube utilisé dans les capteurs solaires thermiques. Souvent présentée comme avant-gardiste, cette technologie, développée initialement par l'université de Sydney en Australie à partir de 1975, fût industrialisée initialement au Japon puis son développement s'en trouva fortement amplifié par une externalisation de la production vers la Chine.

Un capteur solaire "sous vide" est composé d'une série de tubes transparents en verre de 5 à 15 cm de diamètre. Dans chaque tube, il y a un absorbeur pour capter le rayonnement solaire et un

échangeur pour permettre le transfert de l'énergie thermique. Les tubes sont mis sous vide pour éviter les déperditions thermiques convectives de l'absorbeur et l'absorbeur reçoit un traitement sélectif pour piéger le rayonnement. Ainsi, on peut réaliser des capteurs solaires performants sans une isolation thermique rapportée ou un coffre de protection.



Figure 3.12 : Capteur solaire à tube sous vide [70].

Pour être efficace, le vide doit être poussé $< 10^{-3}$ Pa. Un tube devient inutile s'il n'est pas totalement hermétique et il faut le changer pour préserver la performance de l'ensemble du capteur. Afin de visualiser cette éventualité, les tubes sont munis d'un témoin (getter) en baryum, qui dépose une couche métallisée sur l'intérieur du tube pendant la fabrication.

Cette couche argentée de baryum devient blanche en contact avec l'air et ainsi sert de témoin à la perte de vide.

Ils sont complétés par des réflecteurs concentrateurs paraboliques composés (CPC) permettant de capter le rayonnement solaire diffus et optimiser ainsi l'absorption de l'énergie gratuite disponible. Fabriqués en inox poli, ils ne nécessitent aucun entretien particulier et ne sont pas susceptibles d'être abimés par des conditions climatiques même rudes.



Figure 3.13 : Tube sous vide associé à un CPC.



Figure 3.14 : Miroir en forme de CPC

7.2. Capteur Photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque à concentration ou Concentrated Photovoltaic (CPV) est une technologie qui concentre les rayons du soleil sur de petites cellules très efficaces afin de réduire la surface active de conversion photovoltaïque, ainsi les matériaux semi-conducteurs sont remplacés par des éléments optiques bien moins onéreux.



Figure 3.15 : Panneau solaire photovoltaïque avec miroir plan.

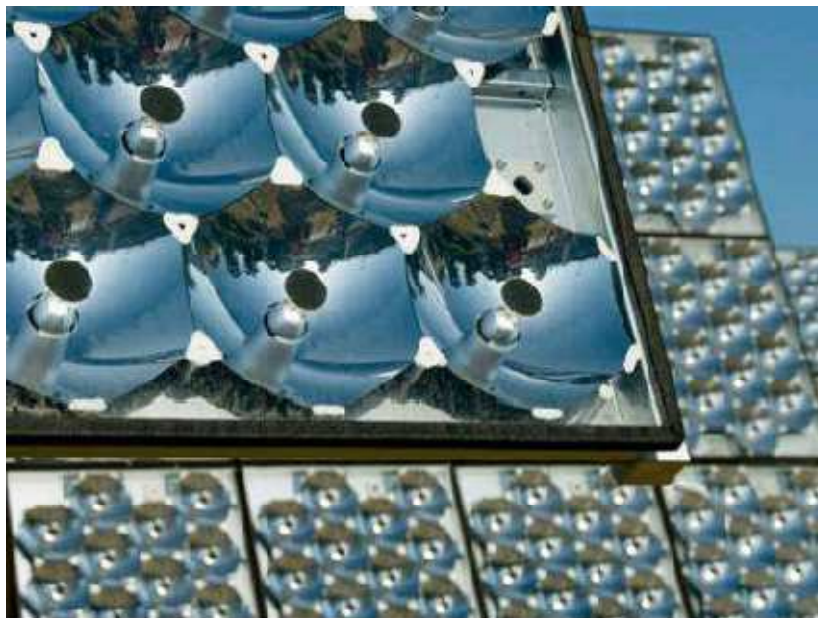


Figure 3.16 : Cellule solaire avec miroir parabolique

Pour obtenir la concentration, on peut utiliser le CPC comme concentrateur solaire pour éviter les systèmes de tracking, sinon plusieurs types de concentration sont possibles, les lentilles de Fresnel,

les miroirs paraboliques ou les miroirs plans. Mais le dispositif doit être muni d'un système de poursuite solaire. Cette technologie peut offrir une capacité de conversion deux fois supérieure à celle des technologies photovoltaïques traditionnelles.

8. Conclusion

Dans ce chapitre en utilisant les équations de transfert de chaleur, nous avons pu élaborer un code numérique pour déterminer la température moyenne d'un fluide caloporteur à l'intérieur de l'échangeur de chaleur et sur le panneau photovoltaïque. Pour fabriquer un prototype, nous avons réalisé un logiciel en utilisant le système d'équations 3.21, 3.22 qui permet de définir la forme d'un concentrateur CPC cylindro-parabolique.

Chapitre 04

*Etude et modélisation d'un panneau
solaire sous concentration*

1. Introduction

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. Le capteur hybride photovoltaïque/thermique PV/T sous concentration convertit l'énergie solaire en chaleur et en électricité. Nous présenterons dans ce chapitre, une étude des performances électriques et thermiques d'un capteur hybride à travers l'élaboration d'un bilan énergétique qui fait intervenir les échanges thermiques entre les différents composants du capteur hybride. Les résultats obtenus permettent de penser que ce type de collecteur constitue une bonne alternative aux modules photovoltaïques et aux capteurs thermiques classiques séparément installés. Nous présentons l'effet des paramètres externes sur l'efficacité du capteur hybride thermique-photovoltaïque. Une simulation numérique de la performance du capteur thermique-photovoltaïque avec un échangeur de chaleur comprenant des ailettes fixées à l'absorbeur (cas air) et tuyaux (cas eau) est présentée. Une analyse approfondie du débit massique et de l'influence de la profondeur du canal de l'échangeur sur l'efficacité et le fonctionnement du système sont examinées.

Les capteurs solaires transforment l'énergie radiante du soleil en énergie thermique et photovoltaïque extraite par le fluide caloporteur en écoulement dans le capteur. Cette énergie est utilisée dans différentes applications solaires, comme par exemple le séchage des grains ou du bois, le chauffage ainsi que dans la réfrigération solaire. Plusieurs types de capteurs ont été construits et testés à travers le monde, l'objectif principal étant de collecter le maximum d'énergies solaire à un coût minimum. Pour atteindre cet objectif une grande voie est aujourd'hui explorée : système solaire avec concentration [71]. une importante bibliographie est citée dans les références [66-72]. Il n'a cependant pas été possible de trouver dans la littérature une analyse des échanges thermiques et l'influence des paramètres externe comme débit massique et la hauteur de l'échangeur de chaleur dans un capteur thermique photovoltaïque sous concentration CPC. Dans cette thèse, une modélisation de ces transferts thermique et l'influence des paramètres externe est présentée, elle est complétée par une analyse de l'influence de divers paramètres, tel que le débit massique les températures de fluide caloporteur et de la cellule solaire, la distance entre l'absorbeur (panneau photovoltaïque) et l'échangeur de chaleur, sur comportement thermique photovoltaïque du capteur.

3.Modèle du système

Le modèle de système est composé de deux parties:

Dans la première partie, nous calculons les paramètres thermiques du système, comme la température (T), et l'efficacité thermique du capteur (Eff_{th}). La deuxième partie est consacrée au modèle électrique; dans lequel nous calculons l'intensité électrique (I), la tension (V) et la puissance électrique générée. La couverture transparente en plastique, dont le rôle est protéger le capteur contre d'éventuels jets de pierre tandis que la couverture interne en verre réalise l'effet de serre nécessaire pour échauffer concentrateur. La lumière est reflétée et concentrée sur la cellule solaire par deux concentrateurs cylindro-paraboliques réflexifs. Le système de focalisation est constitué des concentrateurs cylindro-paraboliques, Chacun d'eux concentre la lumière sur un panneau de 36 cellules connectées en série (générique 60 Wppoly cristallin). Les deux panneaux sont également connectés en série selon la direction du système. Ils sont collés et scellés pour maintenir la surface propre des cellules. Des ailettes sont fixées sur l'échangeur de chaleur pour améliorer le transfert de chaleur. L'échangeur de chaleur est recouvert d'un bon isolant pour minimiser les pertes de chaleur à la température ambiante [61-70]. L'air ou l'eau froide entre dans l'échangeur par un compresseur centrifuge cas de l'air et par une pompe cas de l'eau, ces derniers sont alimentés par un courant alternatif. Le contrôleur convertit une partie d'énergie électrique continue produite par les cellules solaire en courant alternatives qui fonctionne le compresseur ou la pompe. Le concentrateur parabolique composé est un concentrateur à axe de ligne non imageur (imagerie), constitué de deux réflecteurs concentrant le rayonnement de l'ouverture à l'absorbeur. Tous les rayons incidents sur l'ouverture à l'intérieur de l'angle d'acceptation. Il est conçu sur la base du principe du rayon de bord. Parce que la zone de miroir de ration à forte concentration est trop grande, il est nécessaire de couper la partie supérieure des réflecteurs, et cela ne perd pas beaucoup de rayonnement dans le concentrateur. Dans ce travail, le rapport de concentration est sélectionné comme 2, les réflecteurs sont tronqués par la troisième hauteur.

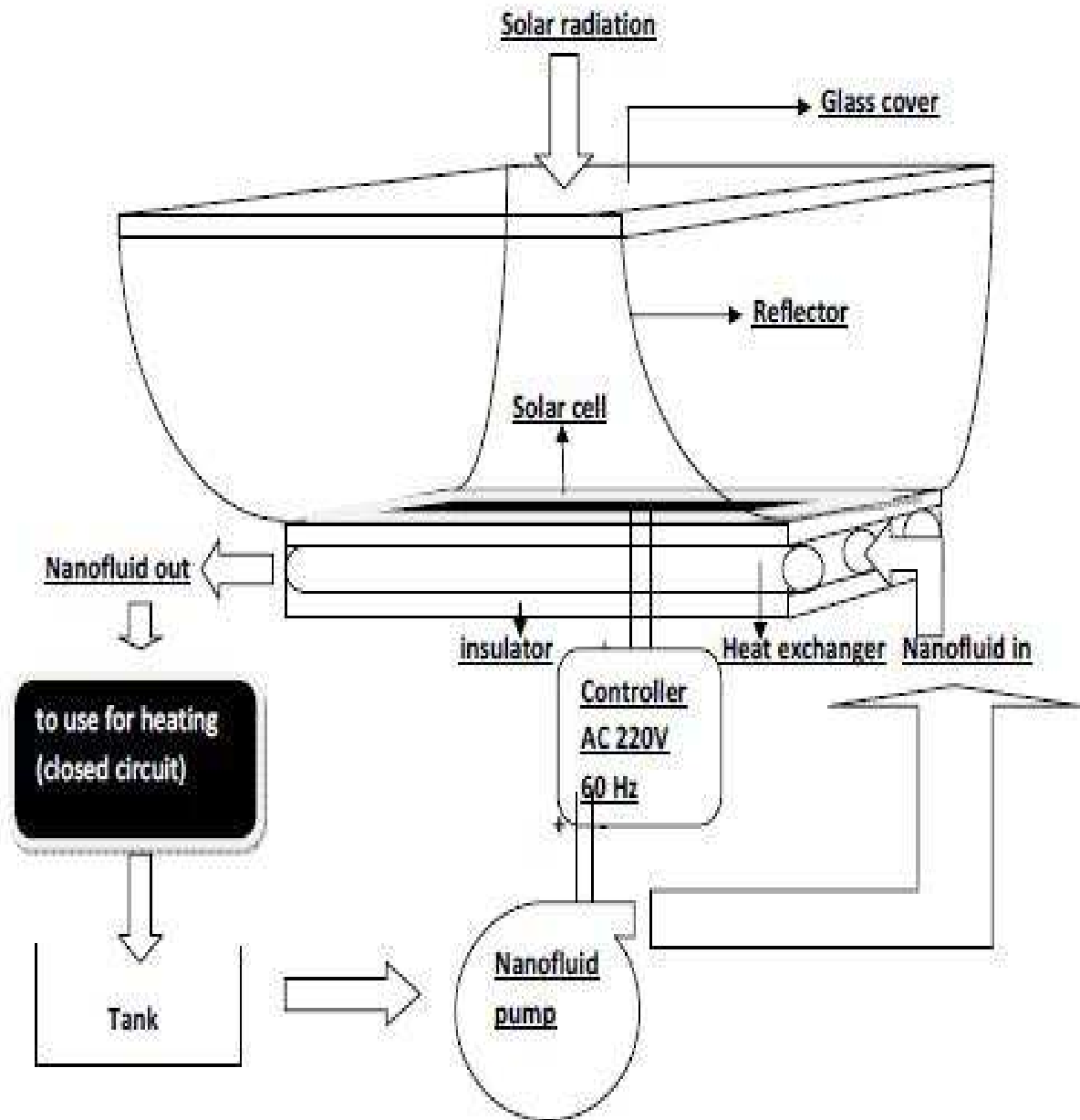


Figure 4.1 : Capteur photovoltaïque-thermique a eau (fluide avec nano particules)

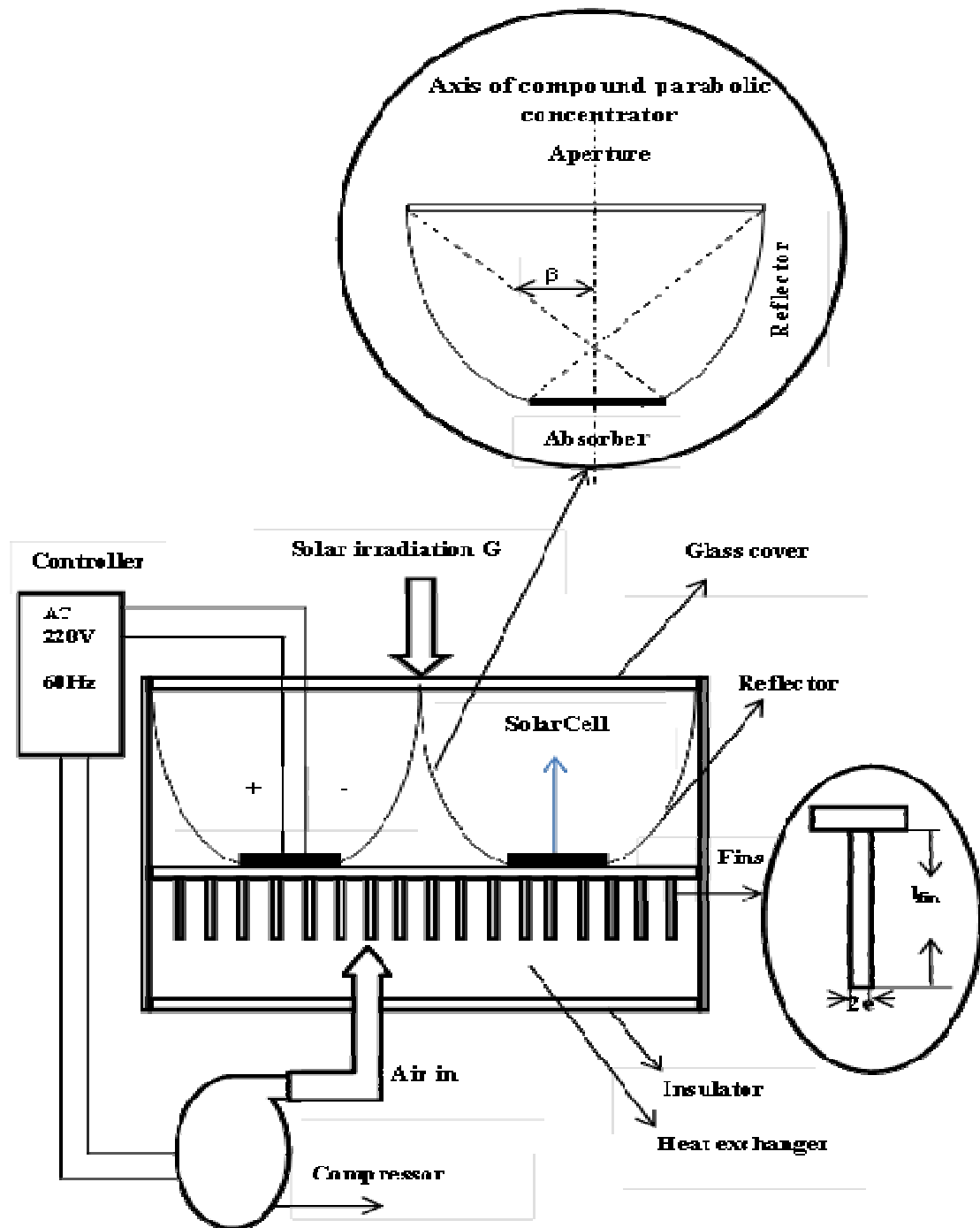


Figure 4.2 : Capteur photovoltaïque-thermique à l'air

3 .Modèle thermique

Les figures 4.3 et 4.4 représentent le modèle thermique du système.

Les hypothèses suivantes sont faites en régime permanent:

- Le transfert de chaleur est unidimensionnel et en régime permanent.
- Les capacités thermiques de la couverture en verre, du concentrateur, de la cellule solaire, des ailettes, de l'absorbeur et de la plaque isolante sont négligeables.
- Le concentrateur parabolique est idéal et tous les rayonnements incidents avec angle d'acceptation peuvent atteindre les cellules solaires.
- Les radiations solaires converties en énergie thermique sont complètement absorbées par les panneaux et l'absorbeur solaire.
- La température de la cellule solaire et de l'absorbeur sont uniformes.

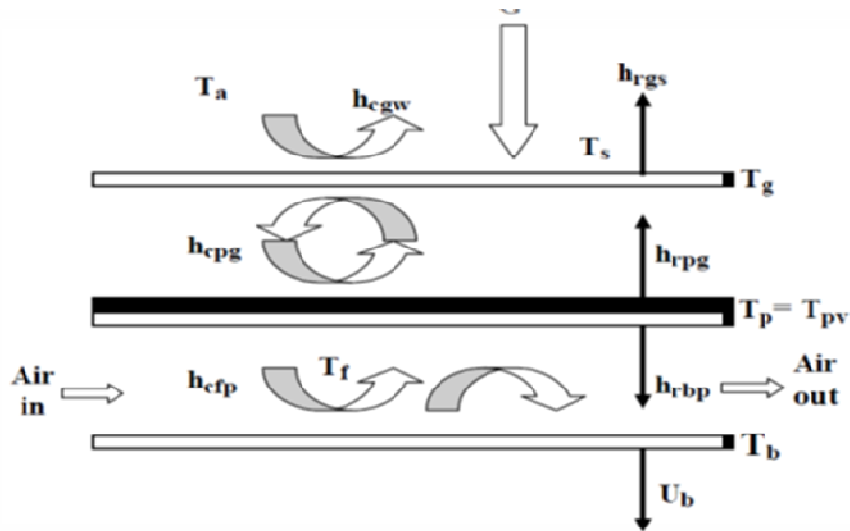


Figure 4.3 : Modèle thermique à air

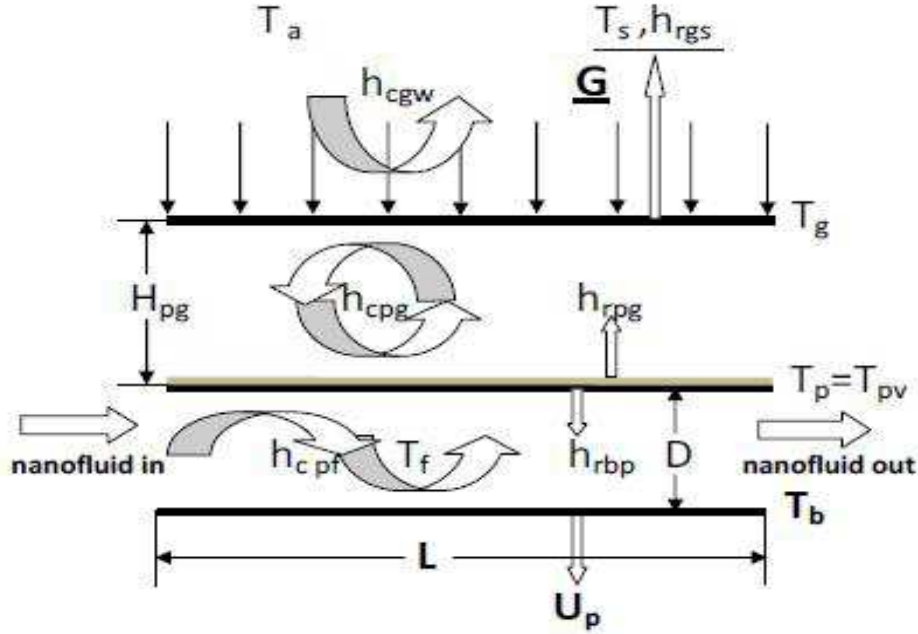


Figure 4.4 : Modèle thermique à eau (fluide avec nano particules)

4. Equation de bilan énergétique

La distance entre le plastique et le verre est choisie suffisamment petite (inferieur en 2 cm) afin de pouvoir négliger la convection entre les deux couvertures.

Sur la base des hypothèses ci-dessous, les équations d'énergie peuvent être écrites comme.

4.1. Pour la couverture de verre, nous avons

$$m_g C_g \frac{\partial T_g}{\partial t} + \alpha_g G C_0 (1 + \tau_g \rho_g \rho_R^{2n}) = h_{rgs} (T_g - T_s) + h_{cgw} (T_g - T_w) + h_{cpg} (T_g - T_p) + \frac{A_{ct}}{A} h_{rpg} (T_g - T_p) \quad (4.1)$$

Où n est le nombre moyen de réflexion pour le rayonnement à l'intérieur de l'angle d'acceptation, et C₀ est le rapport de concentration [72].

4.2. À la plaque thermique photovoltaïque, nous avons

$$m_p C_p \frac{\partial T_p}{\partial t} + \tau_g \alpha_p G \rho_R^n d \left(1 + \frac{\rho_p \rho_g \rho_R^{2n}}{C_0} \right) (1 - F) + \tau_g \alpha_p G F \rho_R^n d \left(1 + \frac{\rho_{pv} \rho_g \rho_R^{2n}}{C_0} \right) (1 - \text{Eff}_{pv}) = \frac{A_{cb}}{A} h_{cpf} (T_p - T_f) \text{Eff}_p + \frac{A_{cb}}{A} h_{rbp} (T_p - T_b) + \frac{A_{ct}}{A} h_{cpg} (T_p - T_g) + \frac{A_{ct}}{A} h_{rps} (T_p - T_g) \quad (4.2)$$

Où d est la correction de la perte d'écart. F est le facteur d'emballage des cellules solaires [73-74].

Pour le système a air :

Eff_p : est l'efficacité de la plaque [75].

$$Eff_p = \frac{A + A_{fin} Eff_{fin}}{A_{cb}}$$

L'efficacité de l'ailette pour le système à air est :

$$Eff_{fin} = \frac{\tanh(l_{fin} \sqrt{\frac{h_{cpf}}{e \lambda_{fin}}})}{l_{fin} \sqrt{\frac{h_{cpf}}{e \lambda_{fin}}}}$$

Avec : $A_{cb} = A + A_{fin} = wL + \sum 2(e + l_{fin})L$

Pour le système a eau

$$Eff_p = \frac{A}{A_{cb}}$$

4.3. L'échangeur de chaleur est décrit par

$$m_f C_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + \frac{m_p C_f}{w} \frac{dT_f}{dx} = h_{cpf} (T_b - T_f) + \frac{A_{cb}}{A} h_{cpf} Eff_p (T_p - T_f) \quad (4.3)$$

m_p est le débit massique (kg.s-1), la chaleur spécifique de C_f est (J.kg-1.k-1) et w est la largeur du système (m) [72-75].

5.4. La plaque isolante est décrite par

$$m_b C_b \frac{\partial T_b}{\partial t} + U_b (T_b - T_a) = h_{cpf} (T_f - T_b) + \frac{A_{cb}}{A} h_{rpb} (T_p - T_b) \quad (4.4)$$

Coefficient de pertes thermiques du capteur U_b is 0.0692 W.m⁻².k⁻¹ [75].

5. Coefficients de transfert de chaleur

L'utilisation de la notion de coefficients d'échange radiatif et convectif est fort en pratique, parce qu'elle simplifie la formulation mathématique des équations de transfert thermique dans le capteur.

Dans les équations ci-dessus, les coefficients de transfert thermique radiatif et convectif sont calculés en utilisant les relations rapportées dans les références [76-78].

La vitesse V du vent est prise égale à 3 m.s^{-1} dans tous nos calculs, c'est une valeur moyenne observée sur le site de Constantine.

Duffie et Beckmann [79], présentent que la corrélation de Nusselt établi par Sparrow [80] reste valable pour des nombres de Reynolds atteignant 10^5 .

Le coefficient de transfert de chaleur radiatif entre le système de couvertures et la voûte céleste est donné par : [77]

$$h_{rgs} = \frac{\varepsilon_g \sigma (T_g^4 - T_s^4)}{(T_g - T_s)} \quad (4.5)$$

La température du ciel T_s étant calculée à partir de la corrélation de Clark [81], déjà utilisée avec succès en zone tropicale sèche par d'autres auteurs [82].

$$T_s = 0.0552 T_a^{1.5}$$

Le coefficient de transfert de chaleur radiatif entre le système de couvertures et l'absorbeur: [83]

$$h_{rpg} = \frac{\sigma ((T_p^2 + T_g^2)(T_p + T_g))}{\left(\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_g} - 1\right)} \quad (4.6)$$

Le coefficient de transfert de chaleur radiatif entre l'absorbeur (panneaux photovoltaïques) et la plaque isolante est donné par : [83]

$$h_{rbp} = \frac{\sigma ((T_p^2 + T_b^2)(T_p + T_b))}{\left(\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_b} - 1\right)} \quad (4.7)$$

Le coefficient de transfert de chaleur par convection du vent est calculé par Sharples et al [84].

$$h_{egw} = 2.8 + 3V_v \quad (4.8)$$

V_v : La vitesse du vent est de 3 m / s .

Le coefficient de transfert de chaleur par convection naturelle entre les cellules solaires et la couverture de verre est calculé comme [85].

$$h_{\text{cpf}} = \left(\frac{\lambda_a}{H_{\text{pg}}} \right) \left(1 + 1.44 \left(1 - \frac{1708}{R_a \cos \beta} \right) \left(1 - \frac{\sin(1.8\beta)^{16} 1708}{R_a \cos \beta} \right) + (R_a \cos \beta / 5830)^{\frac{1}{3}} - 1 \right) \quad (4.9)$$

Le coefficient de transfert de chaleur par convection forcée de fluide caloporteur et les surfaces de l'échangeur est calculé à partir de la relation suivante [47-50].

$$h_{\text{cpf}} = \left(\frac{\lambda_f}{l} \right) \left(0.0158 R_e^{0.8} + (0.00181 R_e + 2.92) \exp^{-\frac{0.03795K}{l}} \right) \quad (4.10)$$

Où, Re et Ra et le nombre Reynolds et Rayleigh [86].

6. Modèle électrique

La jonction p-n des semi-conducteurs est une source de courant qui produit l'énergie électrique (photo courant) en convertissant le flux lumineux. Les pertes dues à la fuite de jonction, à la résistance des contacts et des connexions sont prises en compte par les résistances de shunt (R_{sh}) et de série (R_s). Le circuit électrique, modélise la cellule solaire ou le module photovoltaïque est représenté sur la figure 4.5. Les constructeurs donnent soit le I versus V soit Epv versus V, des courbes à différentes températures et puissances de lumière, ou des valeurs typiques (I, V) correspondant à un court-circuit (I_{cc} , 0), ou à une tension de courant de circuit ouvert (0, V_{oc}) respectivement, et à un point de puissance maximale (I, V). Ces trois paires de valeurs ont été mesurées dans des conditions d'essai standard d'éclairage $G_{\text{ref}} = 1000 \text{ W.m}^{-2}$, température $T_{\text{ref}} = 273 \text{ K}$ [87]

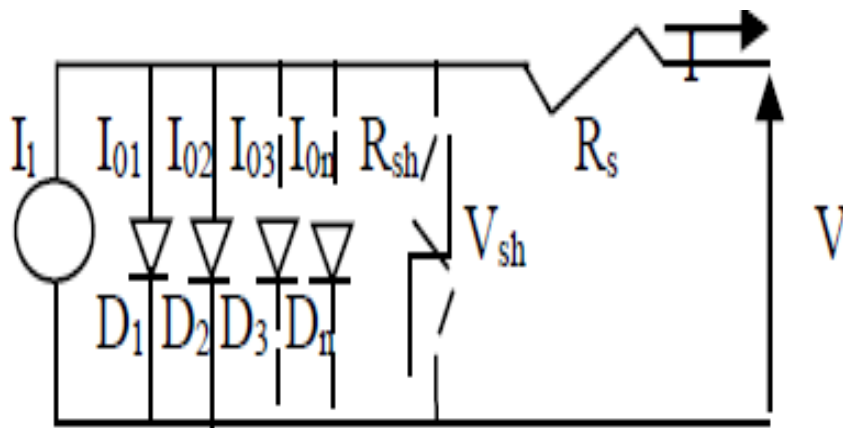


Figure 4.5 : Modèle électrique

$$I = I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V-R_s I)}{N_c \gamma_2 K T_c} \right) - 1 \right) + I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V-R_s I)}{N_c \gamma_1 K T_c} \right) - 1 \right) + \dots + I_{0n} \left(\exp \left(\frac{q(V-R_s I)}{N_c \gamma_n K T_c} \right) - 1 \right) + \frac{(V-R_s I)}{R_{sh}} - I_1 \quad (4.11)$$

$$I_1 = I_{ccref} \frac{G}{G_{ref}} + c_{cc} (T_c - T_{ref}) \quad (4.12)$$

$$I_0 = I_{0ref} \frac{T_c}{T_{ref}} \exp \left(\frac{q E_g}{n_s \gamma K} \left(\frac{1}{T_{ref}} \right) - \frac{1}{T_c} \right) \quad (4.13)$$

Où I_1 , I_{ccref} et I_0 sont le photo courant, courant de référence de court-circuit et le courant de diode de saturation (en A) respectivement, T_c est la température des cellules (K) et q est la charge de l'électron, K est le Boltzmann constante, E_g est l'énergie gap (ev), γ est le facteur d'idéalité de la jonction et I_{0ref} est un coefficient dépendant de la température et de la technologie cellulaire [94]. G est la radiation solaire ($W.m^{-2}$), I_{cc} est le courant de court-circuit (A) et c_{cc} est le coefficient de température du courant de court-circuit ($A.K^{-1}$) donné par le fabricant. Selon l'équation (4.12), il est facile de supposer que l'intensité du courant est principalement proportionnelle à l'éclairage, alors que les autres paramètres (E_g , I_{cc} , R_{sh} , R_s et γ) varient fortement avec la température et la technologie utilisée [88].

7. Paramètres de performance

Les paramètres de performance du capteur hybride thermique / photovoltaïque sont calculés comme suit:

L'efficacité thermique du système est:

$$Eff_{th} = \frac{\sum_{j=1}^n m_p C_f (T_{o,j} - T_{i,j})}{AGCo} \quad (4.14)$$

L'efficacité électrique du système est [86]:

$$Eff_{pv} = \frac{\sum_{j=1}^n \tau_g \alpha_{pv} G P P R_d \left(1 + \frac{P_{pv} P_g P R_d^2}{C_o} \right) (Eff_{pv,j})}{GC_o} \quad (4.15)$$

L'efficacité thermo-photovoltaïque combinée est la somme des efficacités photovoltaïques et thermiques du système.

$$Eff_{pvt} = Eff_{pv} + Eff_t - Eff_c \quad (4.16)$$

E_{ffc} : Efficacité du compresseur ou de la pompe

8. Méthode de calcul

Les équations de bilan énergétique des divers composants du capteur sont écrites.

Nous pouvons écrire l'équation 7 comme:

$$\frac{dT_f(x)}{dx} + pT_f(x) = q \quad (4.17)$$

Où p et q sont deux constantes obtenues par des manipulations algébriques. Les conditions aux limites sont:

$$T_f(x) = T_a, \text{ à } x = 0$$

$$T_f(x) = T_0, \text{ à } x = L$$

La solution de l'équation peut être obtenue comme:

$$T_f(x) = \frac{q}{p} + \left(T_a - \frac{q}{p}\right) \exp^{-px} \quad (4.18)$$

Dans la pratique la variation dans le temps de l'enthalpie des composants du capteur sont faibles, c'est-à-dire que les termes en $mcpdT/dt$ peuvent être négligés [83]. Nous pouvons donc raisonnablement faire l'hypothèse d'un fonctionnement quasi stationnaire du capteur. Cette hypothèse a pour conséquence de simplifier les équations sans toutefois masquer l'évolution temporaire des phénomènes qui restent liés au flux solaire G variable dans le temps. De plus nous négligerons l'absorptivité du système combiné plastique-verre.

En regroupant les équations de l'équation 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, nous obtenons une matrice à quatre variables. Dans l'équation 4.18, p et q sont les deux températures inconnues. Un algorithme itératif est appliqué pour déterminer ces températures. Afin de calculer la température de chaque cellule du concentrateur photovoltaïque, les panneaux sont divisés en $n = 252$ unités de longueur 0,031746 m (n est également le nombre de cellules en série dans le collecteur).

Pour commencer le calcul, les valeurs initiales à T_g , ($T_p = T_{pv}$) et T_b sont introduites. La température T_f du flux d'air à $x = 0$ est égale à la température ambiante. Les nouvelles températures peuvent être obtenues à partir de la matrice. La méthode de Gauss-seidel est utilisée pour calculer les températures de chaque cellule par un processus itératif qui est répété jusqu'à ce que les valeurs de température convergent. Ainsi, les températures des composants pour la première cellule peuvent être déterminées. En l'appliquant comme entrée à la cellule suivante, les températures des composants pour la seconde cellule peuvent être calculées de manière similaire.

En répétant cette étape, toutes les températures pour les différents composants peuvent être déterminées. En utilisant ces températures, on peut déduire l'influence du débit massique d'air sur les cellules et l'efficacité du panneau.

9. Résultats et discussion

Les paramètres thermophysiques utilisés dans le calcul sont présentés dans le tableau 4.1. La dimension du système est ($w * L = 2 * 7,8 \text{ m}^2$).

Pour le système a air les dimensions des ailettes sont ($e * l_{fin} * L = 0,00075 * 0,025 * 7,8\text{m}^3$).

Dimensions des cellules ($w_c * L_c = 0,189 * 0,031746 \text{ m}^2$).

Parameter	Value	Parameter	Value
α_g	0.04	ϵ_g	0.86
α_p	0.95	ϵ_p	0.95
τ_g	0.9	ϵ_b	0.95
ρ_g	0.06	q	$5.66.10^{-8} \text{ W.m}^{-2}.\text{k}^{-4}$
ρ_p	0.06	λ_{fin}	$203.6\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$
ρ_R	0.94	C_f	$1008 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$
n	0.61	ρ_{pv}	0.05
Co	2	F	0.52
U_p	$0.0692 \text{ W.m}^{-2}.\text{k}^{-1}$	d	0.95
G_{ref}	1000 W.m^{-2}	T_{ref}	273 K
K	$1.381.1033 \text{ J.k}^{-1}$	R_{sh}	300 Ω
E_g	1.12 eV	R_s	0.75 Ω
q	$1.602.10^{-19} \text{ C}$	I_{ccref}	3.8 A
N_s	72	V_v	3 m.s^{-1}
$\lambda_a = \lambda_f$	$0.044 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$	e	0.00075 m
l_{fin}	0.025 m		

Tableau 4.1 :Paramètres thermo-physiques et internes du système et des panneaux photovoltaïques

Les valeurs instantanées tracées par le modèle de Capderou de la puissance solaire G incidente sur le capteur et de la température ambiante T_a utilisées dans les différents programme de calcul sont indiquées en figure 4.6.

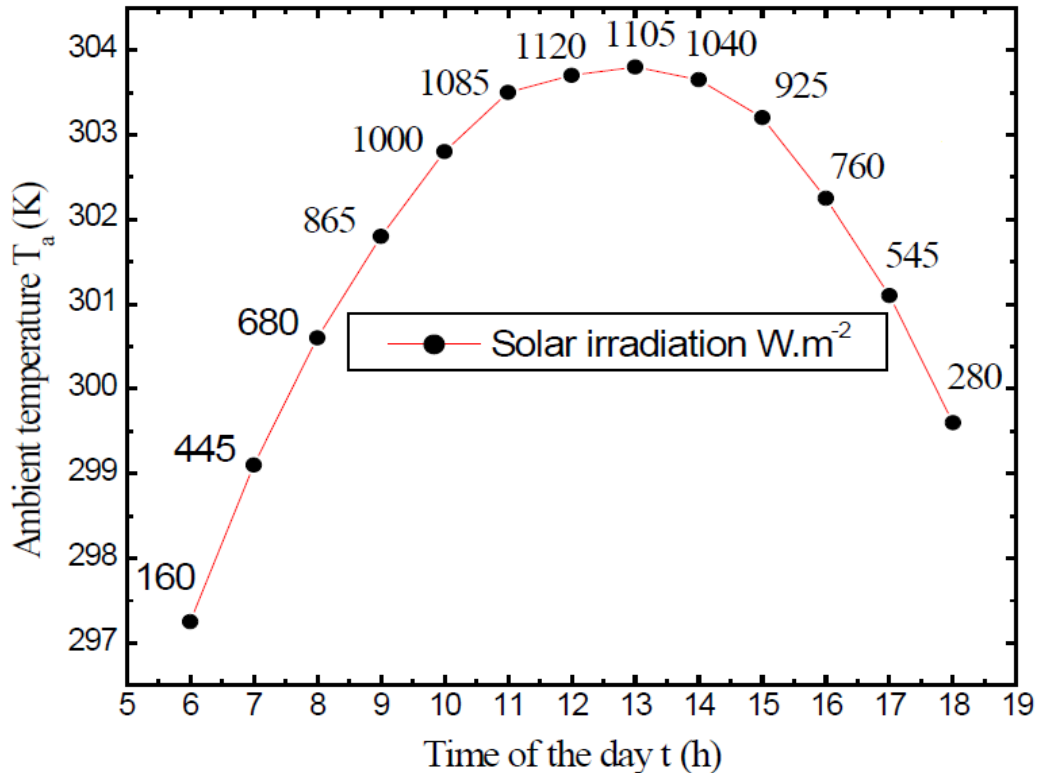


Figure 4.6. Valeurs horaires du rayonnement solaire G et de la température ambiante à Constantine calculés par le model de capderou

Dans les résultats discussions on ‘a étudié l’effet de débit massique de fluide caloporteur et l’effet de hauteur de l’échangeur pour air et diamètre hydraulique de l’échangeur pour l’eau, sur l’efficacité du système et sur la variation des températures de fluide et panneaux solaires et d »autres paramètres...

Chacun de deux systèmes et séparément étudie et chacun de son utilisation.

➤ **Résultats système à air**

La figure 4.7 montre l'effet de la hauteur du canal d'air de l'échangeur de chaleur sur le rendement thermique, et le rendement photovoltaïque-thermique avec un débit massique constant a midi d'ensoleillement.

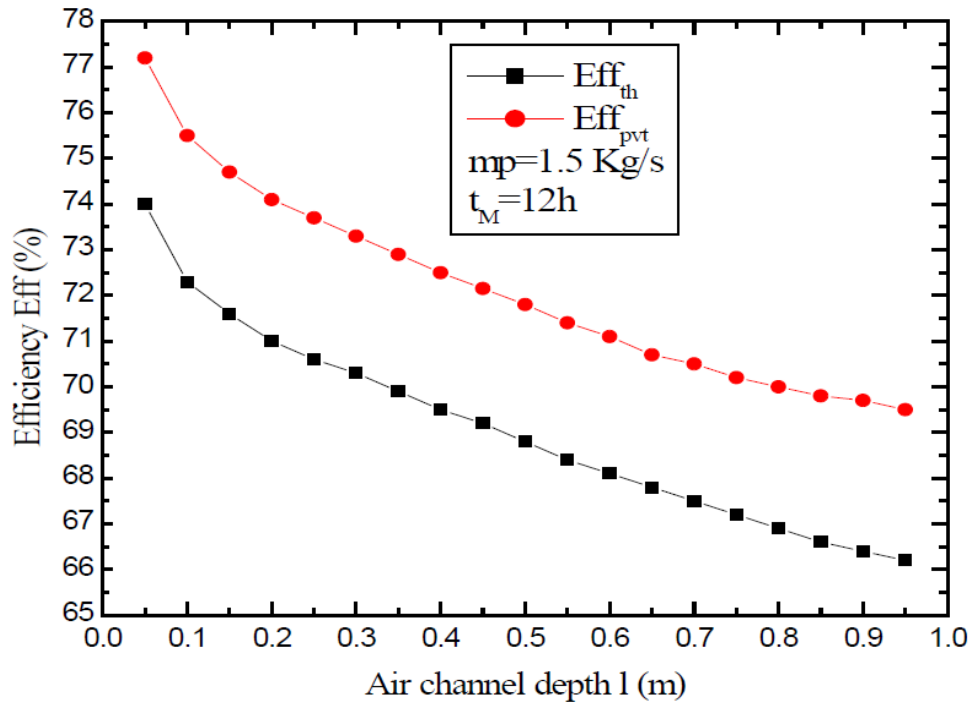


Figure 4.7. Effet de l'efficacité thermique et de l'efficacité photovoltaïque-thermique sur la hauteur du canal d'air

L'efficacité thermique et l'efficacité photovoltaïque thermique du système décroissent rapidement quand la hauteur du canal d'air de l'échangeur augmente. Ceci est dû au fait que les échanges thermiques convectifs internes dans le capteur se détériorent vite lorsque la distance de la hauteur canal d'air croît et quand le débit massique étant maintenu constant.

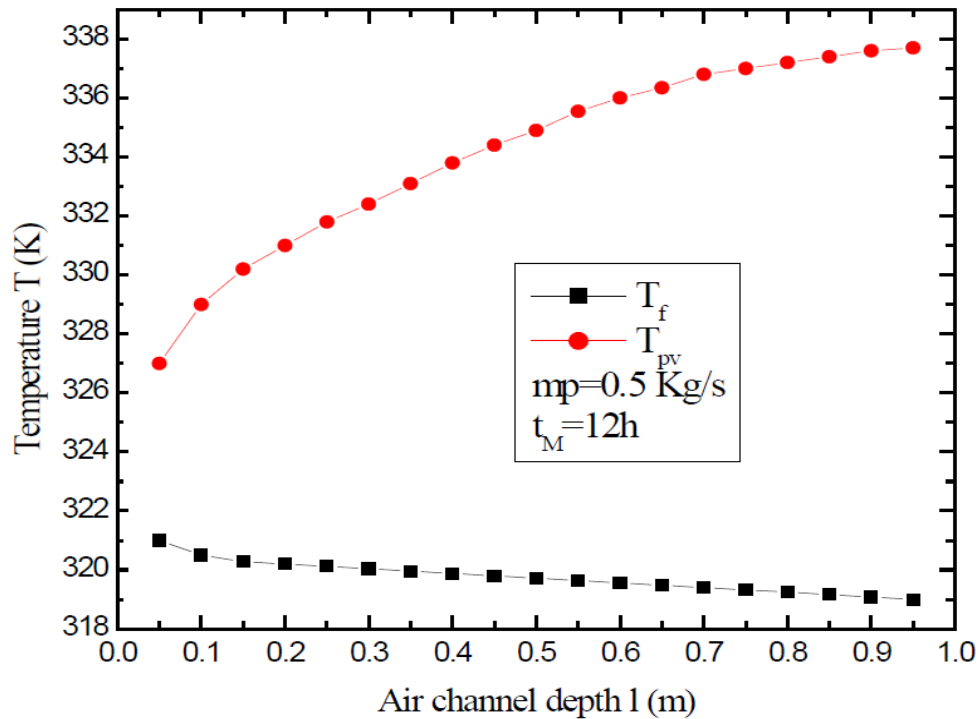


Figure 4.8. Effet des températures du panneau photovoltaïque et du fluide caloporteur (air) sur la hauteur du canal d'air

La figure 4.8 montre l'effet de la hauteur du canal d'air de l'échangeur de chaleur sur les températures du fluide à la sortie du système et la température du panneau photovoltaïque. La température photovoltaïque augmente lorsque l'on augmente la hauteur du canal d'air de l'échangeur de chaleur. Ceci s'explique par le fait que les échanges thermiques internes convectifs dans le capteur entre l'air et les cellules s'améliorent, lorsque la distance entre l'absorbeur (panneau photovoltaïque) et la plaque isolante diminue. Nous observons que la température de fluide diminue lorsque on augmente la hauteur du canal d'air de l'échangeur de chaleur, si en maintenant le flux massique d'air constant à midi de l'ensoleillement.

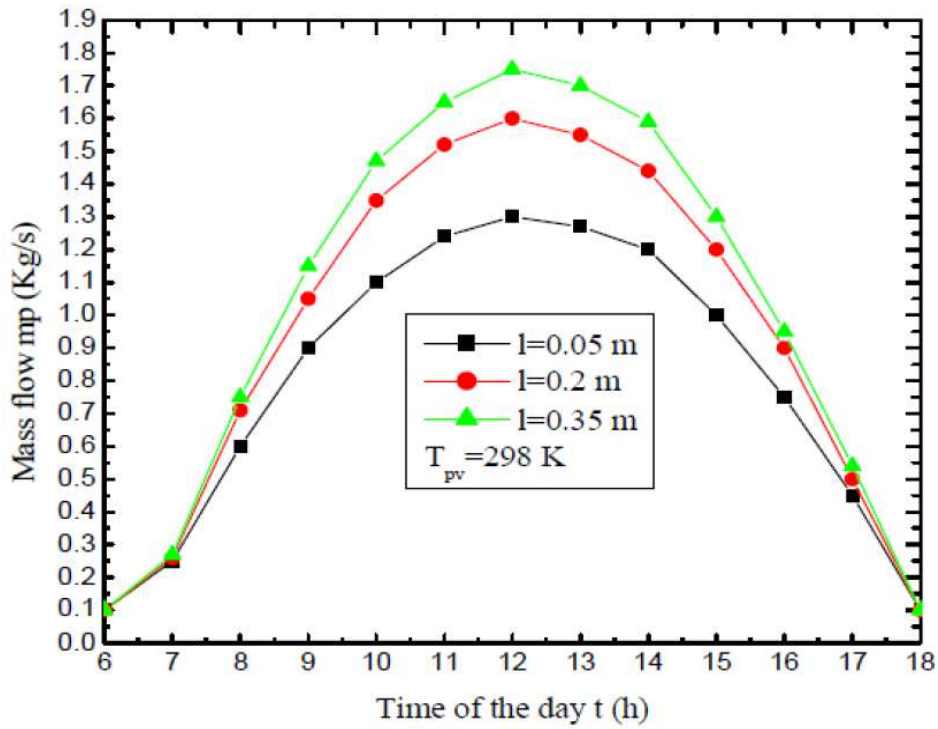


Figure 4.9. Effet de la profondeur du canal d'air sur les variations horaires du débit massique

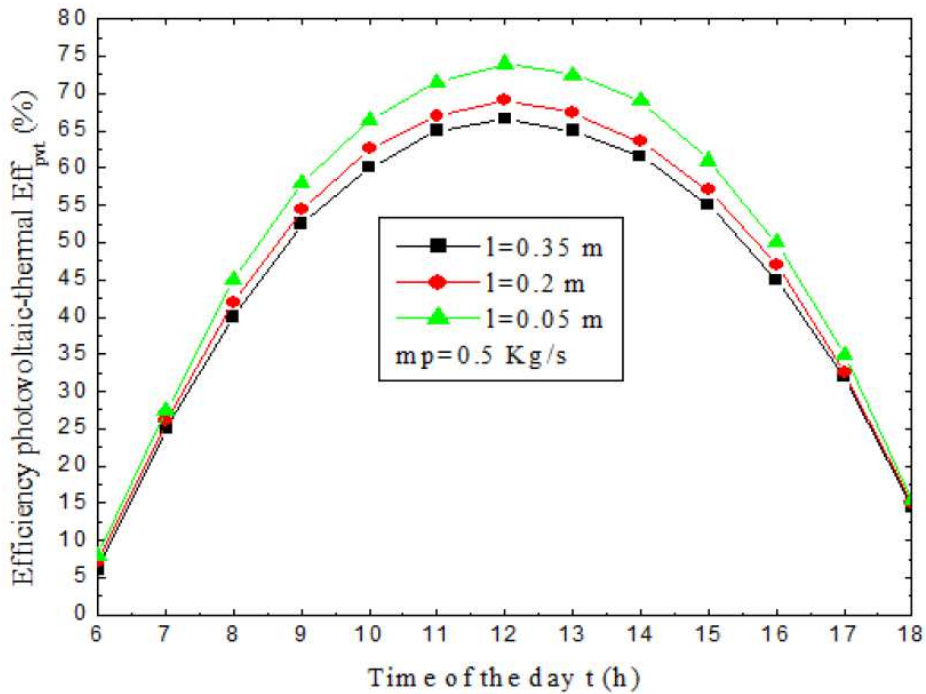


Figure 4.10. Effet de la profondeur du canal d'air sur les variations horaires du rendement

La figure 4.9 montre l'effet du canal d'air de l'échangeur sur les variations horaires du débit massique pour garder la température de panneaux photovoltaïques constantes. Pour garder la température photovoltaïque constante et minimiser le débit massique autant que possible, il faut donc diminuer la hauteur du canal d'air, cela est expliqué dans (figure 4.9).

Figure 4.10 montre l'effet de la hauteur de canal d'air de l'échangeur sur l'efficacité photovoltaïque thermique du système en jour avec un débit massique constant.

Dans la (figure 4.10) On observe que l'efficacité photovoltaïque-thermique (journalier) du système diminue lorsque l'on augmente la hauteur du canal d'air de l'échangeur de chaleur. Ceci est dû au fait que les échanges thermiques convectifs internes dans le capteur se détériorent vite lorsque la hauteur de canal air croît, le débit massique d'air étant maintenu constant.

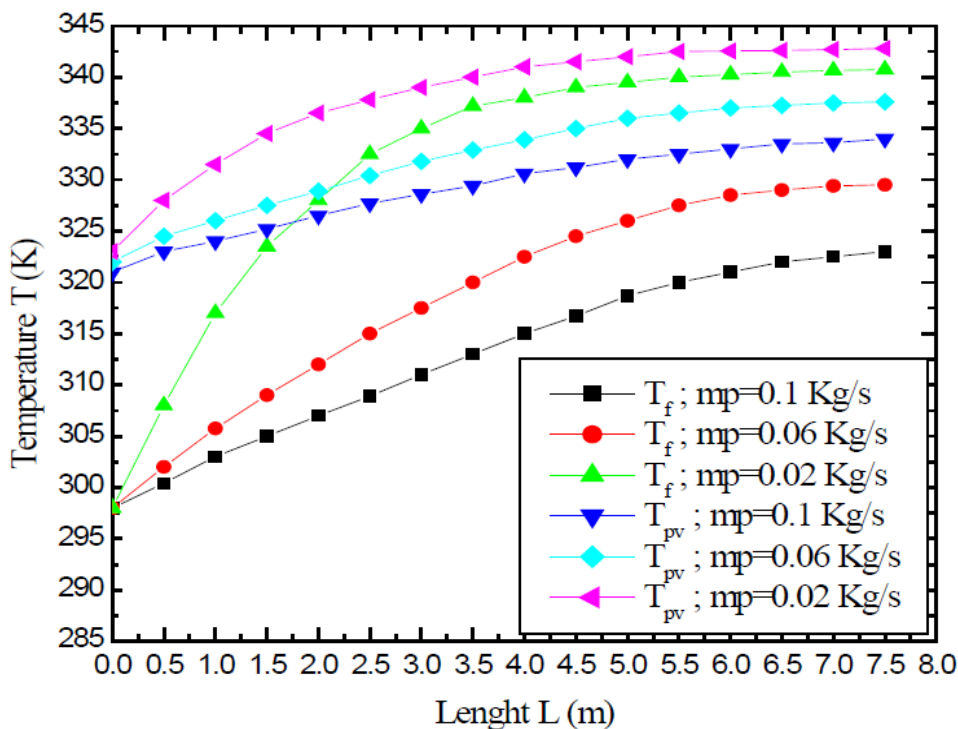


Figure 4.11. Influence du débit massique sur le fluide, les cellules et la température de la plaque isolante

La figure 4.11 montre les effets du débit massique sur la température de fluide caloporteur, et de la température photovoltaïque respectivement en fonction de la position x le long de la longueur du panneau. On peut observer que toutes les températures, augmentent avec la position x. L'augmentation du débit massique de l'air diminuera la température du système, à un

rayonnement solaire constant. Ceci s'explique simplement par le fait que lorsque le débit massique croît, le rayonnement solaire étant maintenue constant, la quantité d'air à chauffer augmente, entraînant une diminution de sa température de sortie

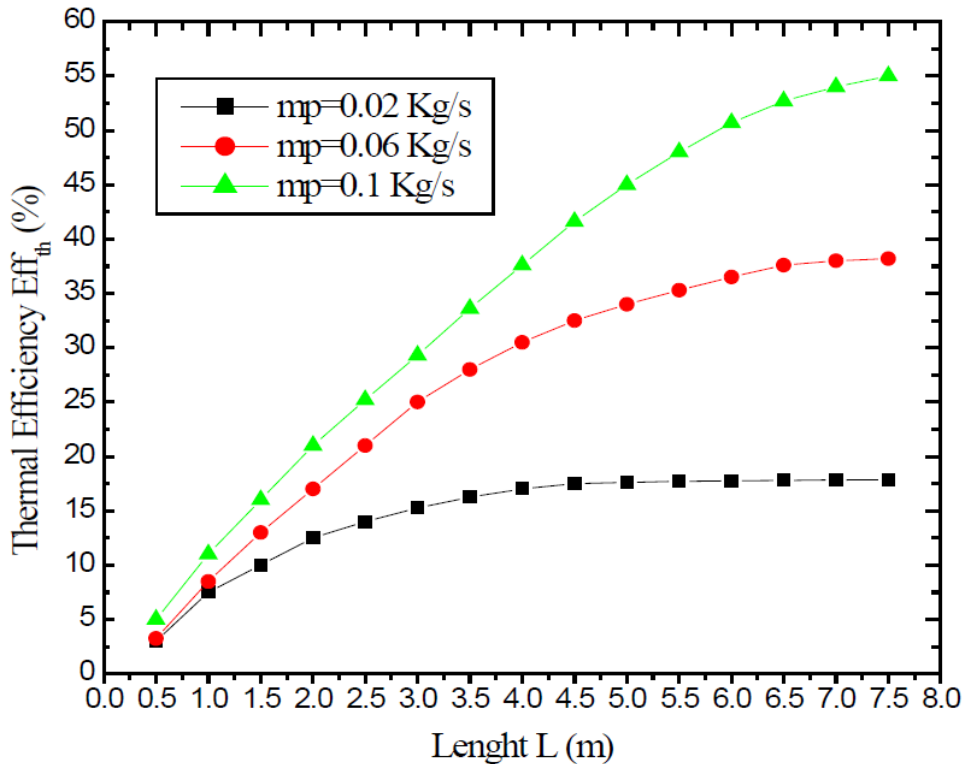


Figure 4.12. L'influence du débit massique sur l'efficacité thermique

Les figures 4.12 et 4.13 montrent l'effet du débit massique sur le rendement thermique et le rendement électrique du système respectivement dans la direction de l'écoulement d'air. Le rendement thermique et électrique augmente le long de la direction de l'écoulement d'air. L'augmentation du rendement électrique est linéaire et nous avons une petite augmentation dans les courbes lorsque le débit massique augmente dans la plage supérieure à 3m le long de la direction de l'écoulement d'air. Le rendement thermique augmente de manière exponentielle dans la direction de l'écoulement d'air et est très important lorsque le débit massique augmente (figure 4.12). Le rendement thermique croît rapidement avec le débit massique d'air car les échanges thermiques convectifs internes sont nettement améliorés et les pertes thermiques restent pratiquement constantes quand le débit d'air augmente. Le rendement thermique du système augmente de 18% à 55%, lorsqu'un débit massique varie de 0,02 kg / s à 0,1 kg / s.

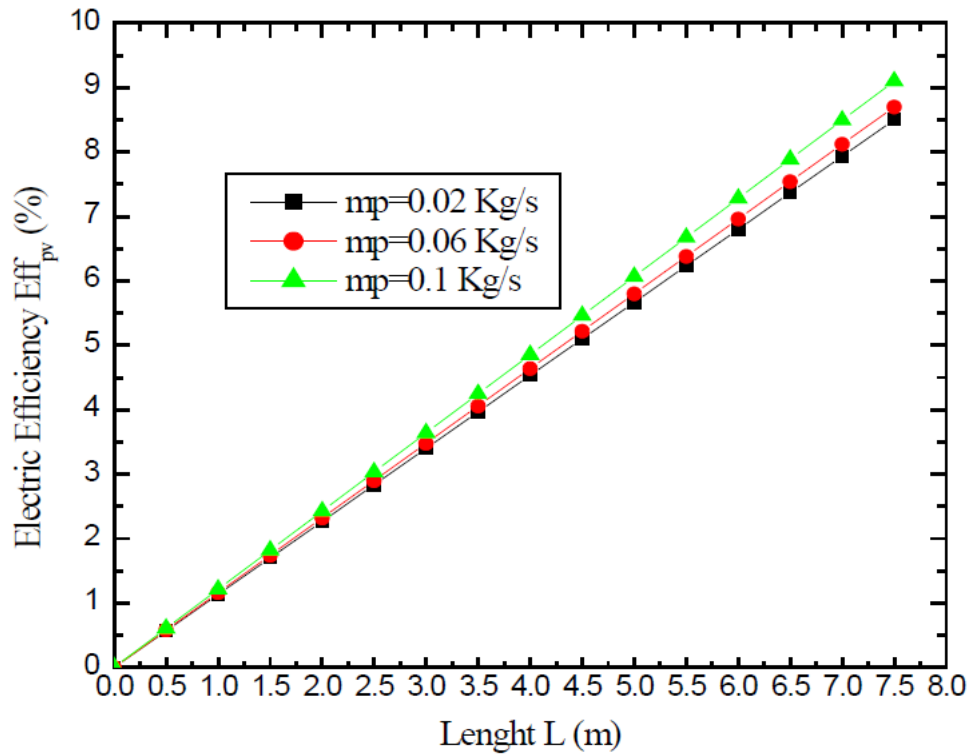


Figure 4.13. L'influence du débit massique sur l'efficacité électrique

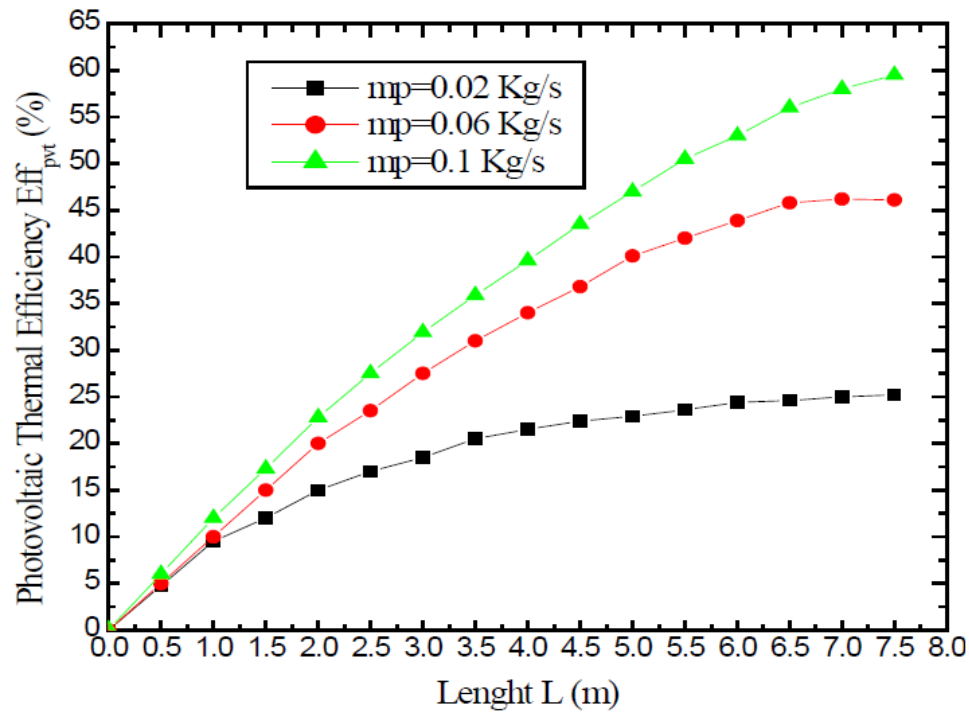


Figure 4.14. L'influence du débit massique sur l'efficacité photovoltaïque-thermique

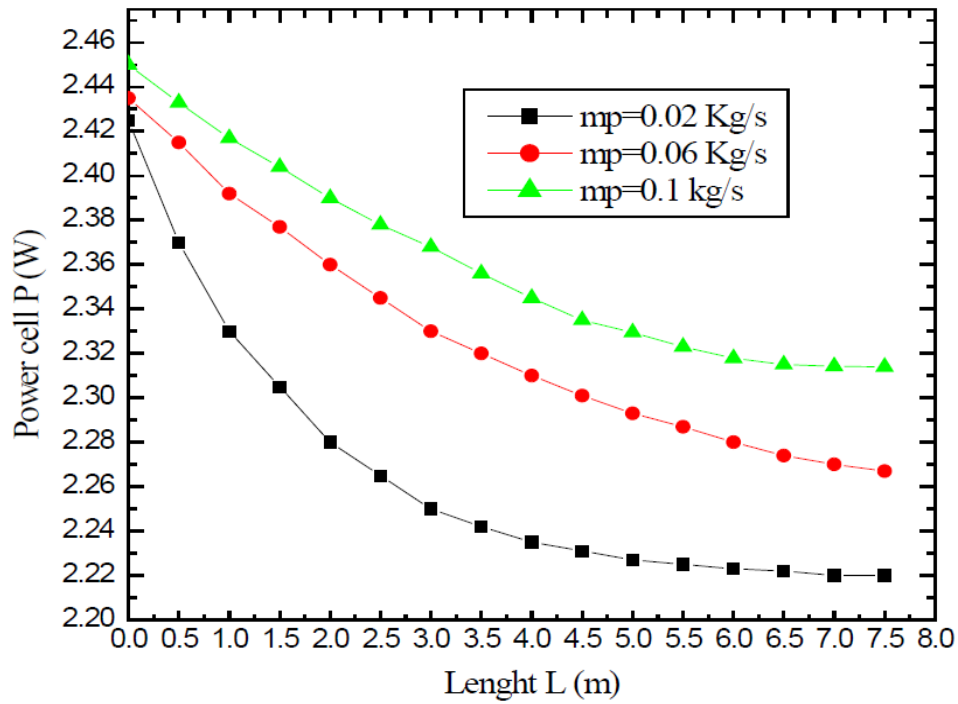


Figure 4.15. L'influence du débit massique sur la puissance électrique de chaque Cellule

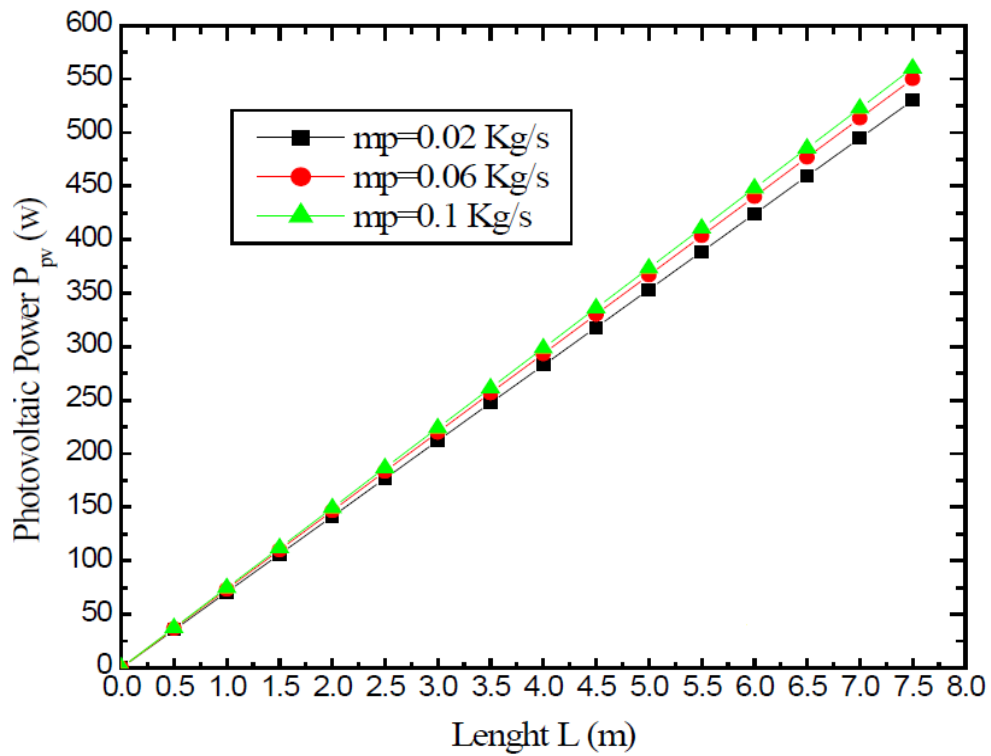


Figure 4.16. L'influence du débit massique sur la puissance électrique du capteur

Les figures 4.14, 4.15 et 4.16 montrent l'influence du débit massique sur le rendement photovoltaïque-thermique, la puissance électrique de chaque cellule et la puissance électrique du capteur respectivement dans la direction de l'écoulement d'air. La courbe de la puissance électrique du capteur est identique dans une longueur inférieure à 3m mais au-dessus de 3m il y a une petite augmentation lorsque le débit massique augmente, et la différence de rendement photovoltaïque-thermique est importante avec l'augmentation du débit massique. Cette tendance s'explique par le fait que lorsque le débit massique augmente, les cellules sont refroidies ce qui augmente la puissance électrique et l'efficacité photovoltaïque-thermique. Notez que la puissance de chaque cellule diminue dans la direction de l'écoulement d'air lorsque la température augmente. Pour un point donné de la longueur du capteur, cette valeur augmente car le débit massique augmente. L'efficacité photovoltaïque-thermique du système augmente de 25% à 60%, lorsque les débits massiques varient de 0,02 kg / s à 0,1 kg / s (Figure 4.14).

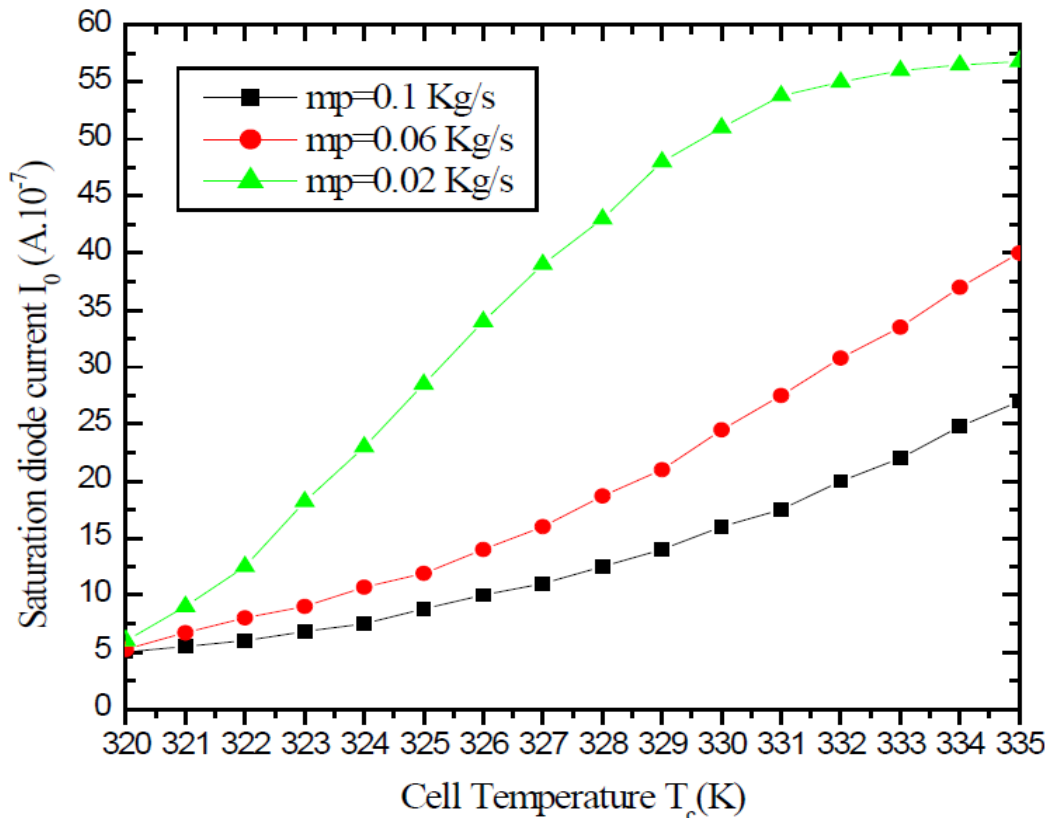


Figure 4.17. La variation du courant de référence en fonction de la température de la cellule

La variation du courant de saturation en fonction de la température de la cellule est montrée sur la figure 4.17. Lorsque la température de la cellule et les pertes par effet de joule augmentent, le courant de saturation augmente, donc la puissance électrique de chaque cellule diminue. Dans la même figure si le débit massique augmente, le courant de référence à une position donnée diminue. Ceci est induit que l'augmentation du débit massique refroidit fortement les cellules

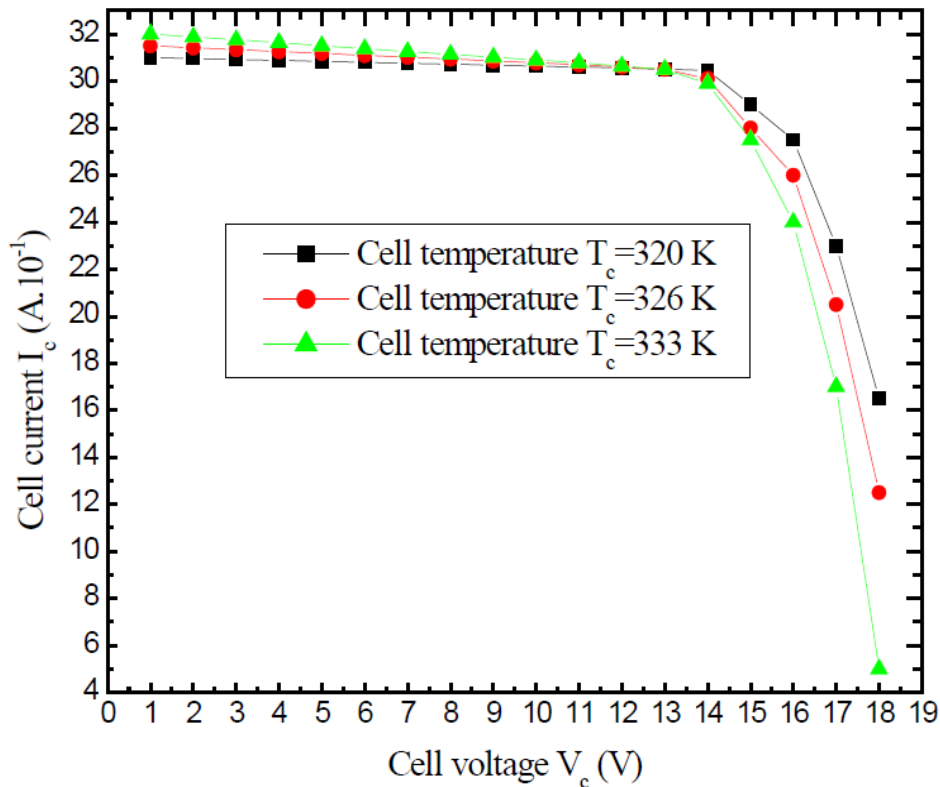


Figure 4.18. La variation du courant du panneau en fonction de la tension du panneau

. Si nous considérons la figure 4.18, le courant diminue lorsque la température augmente. Ceci est en accord avec les principes physiques régissant le comportement des cellules.

En effet, le courant (I) est proportionnel à la mobilité et à la densité des électrons et des trous. Lorsque la densité du porteur est constante dans le domaine de température utilisé, le courant à tension constante est proportionnel à la mobilité du porteur. On sait que la mobilité du porteur diminue lorsque la température augmente. Ceci est dû à la forte diffusion des porteurs de charge par le réseau cristallin et les photons des atomes dopés localisés. Cette diffusion diminue la mobilité du porteur et le courant électrique, ce qui est en accord avec nos résultats.

➤ **Résultats système à eau**

Les paramètres thermophysiques utilisés dans le calcul pour l'eau comme fluide de refroidissement et pour un exemple de nana fluide AL₂O₃ sont présentés dans le tableau 2

parameter	value	parameter	value	parameter	value
α_g	0.04	d	0.95	C_{AL2O3}	900 JKg ⁻¹ K ⁻¹
α_p	0.95	p	0.52	ρ_{water}	997.1 Kg/m ³
α_{pv}	0.9	ϵ_g	0.86	ρ_{AL2O3}	3.97 Kg/m ³
τ_g	0.9	ϵ_p	0.95	K_{water}	0.613 w/m ^o K
ρ_g	0.06	ϵ_b	0.95	K_{AL2O3}	180 w/m ^o K
ρ_R	0.94	σ	5.66.10 ⁻⁸ Wm ⁻² k ⁻⁴	ϕ	3%
ρ_P	0.05	U_p	0.5 Wm ⁻² k ⁻¹	n	0.61
ρ_{PV}	0.05	C_{water}	4.2 JKg ⁻¹ K ⁻¹	C	2

Tableau4.2:paramètres thermo physiques pour le système a eau

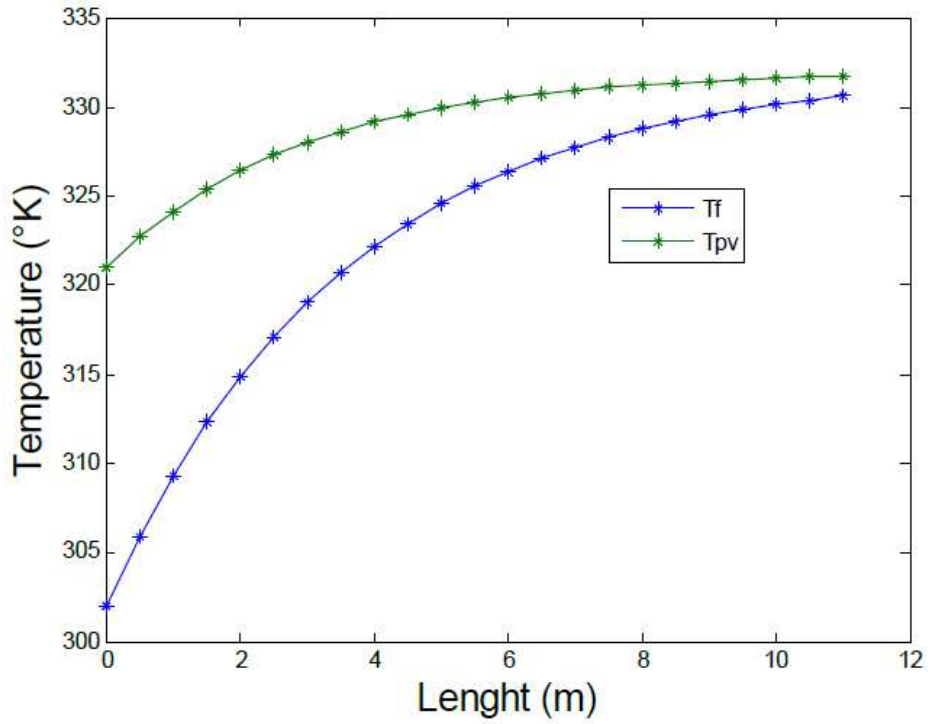


Figure 4.19. Variation de la température du système dans le sens de la longueur

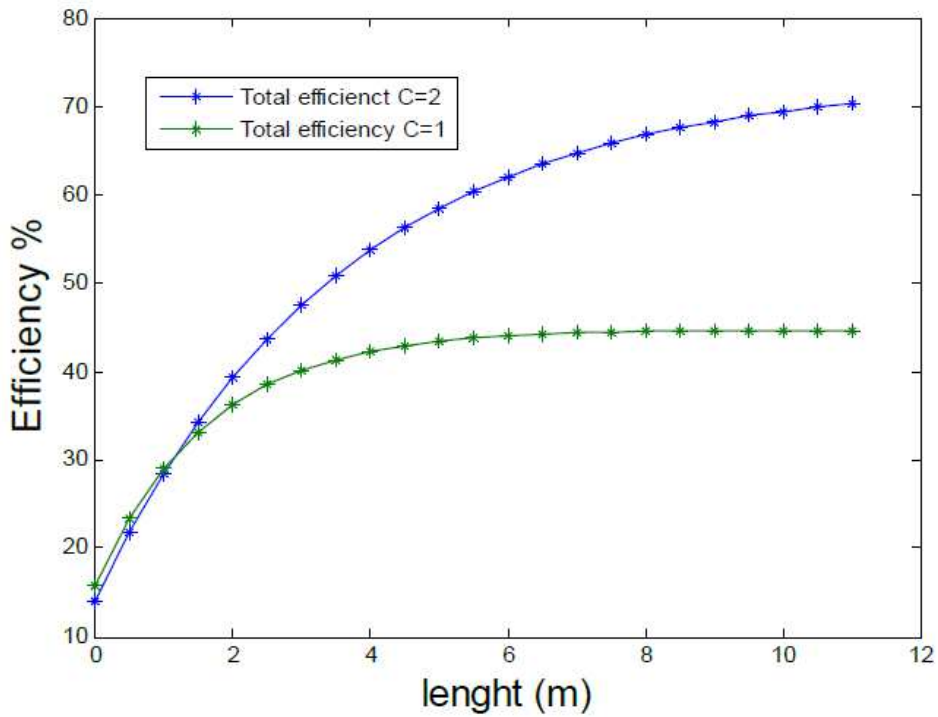


Figure 4.20. Variation de l'efficacité totale avec et sans concentration

La figure.4.19 montre la variation de température de l'eau et de la cellule solaire le long du système, avec une irradiation solaire dans le cas de $G = 800 \text{ w / m}^2$ et de $m_p = 0,069 \text{ kg / s}$. il est évident que les températures augmentent sur toute la longueur du système et que la température de la cellule solaire est supérieure à la température du fluide. La température du courant d'eau augmente rapidement dans la région d'entrée, mais lentement dans la région de sortie, la différence de température entre la cellule solaire et le courant d'eau diminue avec l'augmentation de la longueur du système. Dans les mêmes conditions de fonctionnement, La figure 4.20 présente les variations du rendement total du système avec et sans concentration(cylindro-parabolique) dans le sens de la longueur. On peut voir que l'efficacité totale augmente dans le sens de la longueur. L'efficacité totale du système à concentration cylindro-parabolique est proche de 72% ce qui est proche de la valeur obtenue par Othman et al [36]. La figure 4.21 présente l'effet des débits massiques d'eau sur le rendement total sur toute la longueur du système. On peut observer que le rendement total augmente avec l'augmentation des débits massiques.

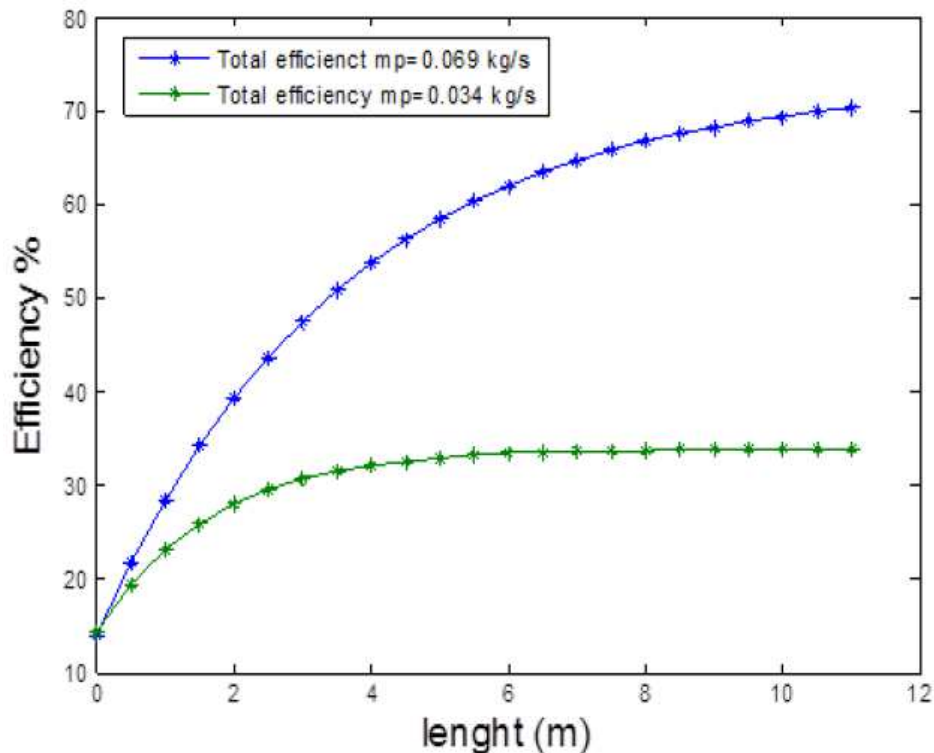


Figure 4.21. Variation du système d'efficacité totale avec un débit de masse d'eau différent

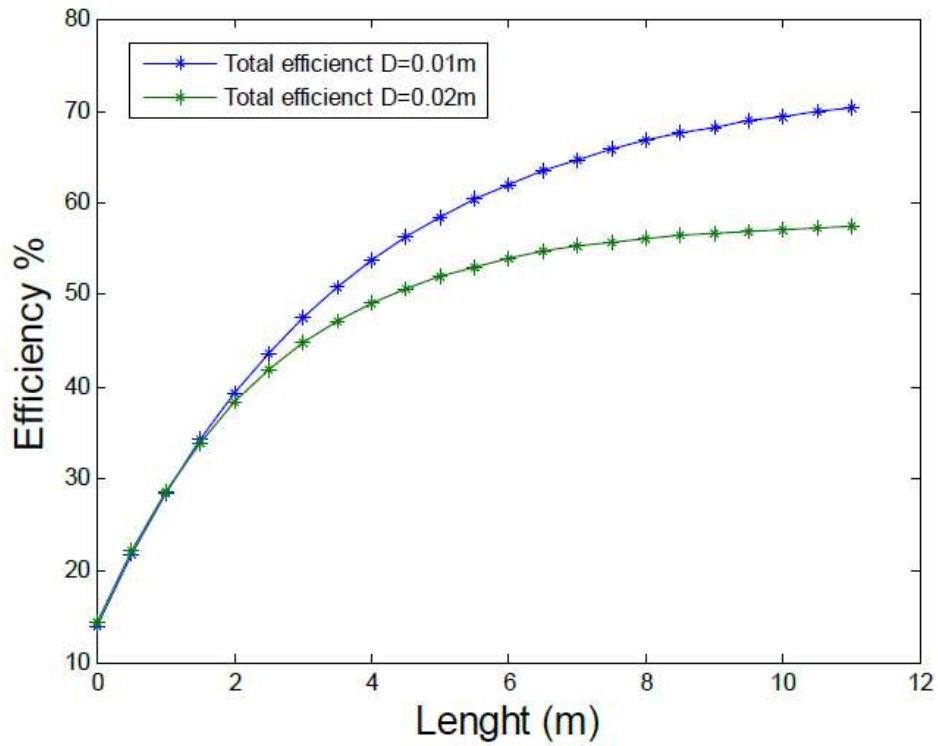


Figure 4.22. Variation de l'efficacité totale avec différents diamètres hydrauliques

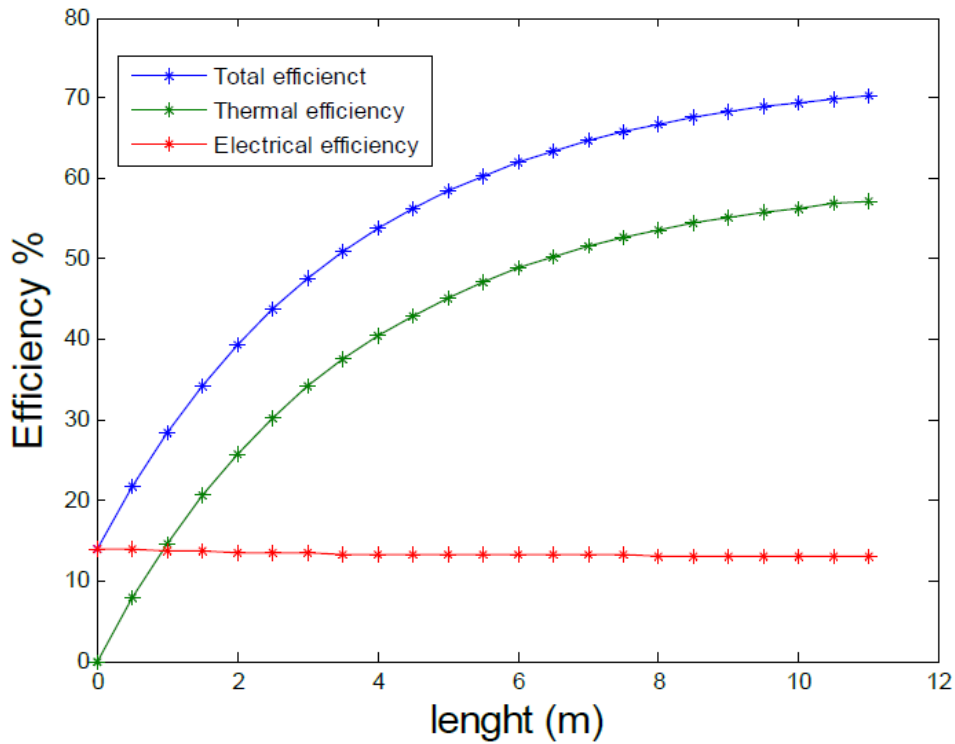


Figure 4.23. Variation du rendement thermique électrique total dans le sens de la longueur

On peut observer que le rendement total augmente avec l'augmentation des débits massiques. La diminution du diamètre hydraulique Fig. 4.22 augmentera le débit massique d'eau et diminuera la température du système, en réduisant les pertes de chaleur du système à la température ambiante. Cela augmentera l'efficacité du système.

La figure 4.23 montre la différence d'efficacité entre l'eau, l'eau augmente lentement au niveau de la zone d'entrée mais rapidement au niveau de la zone de sortie. Dans les mêmes conditions de fonctionnement, l'efficacité totale de l'eau est de 72% supérieur à celui de l'efficacité totale du fluide d'eau qui est 60%.

10. Conclusion

Une alternative intéressante aux modules photovoltaïques ordinaires est d'utiliser les générateurs photovoltaïques combinés avec les capteurs thermiques et concentrateur cylindro-parabolique pour former les capteurs hybrides, le capteur ainsi réalisé permet de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur.

Ce chapitre nous a permis d'étudier le capteur hybride PV/T à eau et à air sous concentration, en déterminant ses performances thermiques et électriques, comme température des cellules et la température de sortie de fluide, le rendement électrique et thermique, pour différentes valeurs de débit massique et différentes valeurs de radiation solaire ainsi pour différentes hauteurs de l'échangeur de chaleur. Les résultats obtenus permettent de penser qu'il constitue une bonne alternative aux générateurs photovoltaïques et aux capteurs thermiques classiques séparément installés. La chaleur extraite pourrait alors être utilisée pour le chauffage ou être transformée en une autre énergie (mécanique ou électrique). On augmenterait ainsi le rendement électrique du capteur et exploiter l'énergie thermique recueillie.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Ce travail de thèse nous a permis de réaliser la conception, l'étude et la modélisation en régime permanent d'un modèle de capteur solaire hybride thermique photovoltaïque sous concentration avec fluide caloporteur.

Au cours de la conversion photovoltaïque dans le capteur solaire, une chaleur est générée, augmentant ainsi la température au niveau de la cellule photovoltaïque et causant une chute de son rendement. Ce phénomène est dû à la partie du rayonnement solaire non absorbée par les cellules et qui sera à l'origine de son échauffement. D'autre part, cette partie du rayonnement absorbé est perdue sous forme de chaleur. L'objectif de ce travail est double, augmenter l'efficacité thermique et électrique du capteur, c'est-à-dire son rendement électrique et thermique en diminuant la température de fonctionnement et utiliser cette même chaleur pour chauffer de l'eau ou l'espace environnant. Les rappels que nous venant de faire dans cette thèse vont nous servir d'outils mathématiques pour faire l'étude théorique d'un capteur photovoltaïque thermique hybride avec concentrateur parabolique composé (CPC). Nous avons réalisé plusieurs logiciels pour simuler et dimensionner un prototype. Le modèle de Capderou va nous servir pour déterminer théoriquement l'irradiation solaire pour un ciel clair. Ce logiciel nous permet de simuler le dispositif en n'importe quel jour de l'année. En utilisant les équations de transfert de chaleur, nous avons pu élaborer un code numérique pour déterminer la température moyenne d'un fluide caloporteur à l'intérieur de l'échangeur de chaleur et sur le panneau photovoltaïque. Pour fabriquer un prototype, nous avons réalisé ce logiciel en utilisant le système d'équation qui permet de définir la forme d'un CPC cylindrique. Nous présentons l'effet des paramètres externes sur l'efficacité du capteur hybride thermique-photovoltaïque. Une simulation numérique de la performance du capteur thermique-photovoltaïque avec un échangeur de chaleur comprenant des ailettes fixées à l'absorbeur (cas air) et tuyaux (cas eau) est présentée. Une analyse approfondie

du débit massique et de l'influence de la profondeur du canal de l'échangeur sur l'efficacité et le fonctionnement du système sont examinées.

Les résultats de la simulation numérique sur le comportement thermique du capteur hybride photovoltaïque thermique y sont présentés et discutés. En effet, il a été établi la cartographie thermique du capteur à travers la variation de la température au niveau de chaque composants.

Nous pouvons dire que les capteurs hybrides sont de véritables systèmes de cogénération permettant ainsi la production simultanée de l'énergie électrique et de l'énergie thermique. On peut résumer les avantages de combiner ainsi un collecteur thermique avec un module photovoltaïque, dans l'augmentation de l'efficacité totale de la conversion d'énergie solaire et l'uniformité architecturale dans le cas d'utilisation sur un toit. Les coûts aussi seront réduits comparés aux deux systèmes (photovoltaïques et thermiques) séparément installés. L'utilisation d'un concentrateur solaire supplémentaire augmente la température du capteur hybride et améliore par conséquent son rendement énergétique thermique. L'ajout d'un échangeur de chaleur augmente davantage les performances thermiques, mais risque de diminuer le rendement électrique du capteur hybride qui dépend fortement de la température de fonctionnement du capteur.

Les résultats obtenus et présentés au chapitre V mènent à la conclusion que du point de vue électrique, les productivités de ces deux modèles eau et air sont similaires.

Du point de vue thermique, le second modèle de capteur solaire à air paraît le plus performant. L'analyse du rendement thermique montre que les composants étudiés ont une production thermique en eau supérieure à celle d'un capteur solaire à air. Plus précisément, le modèle 1 a un rendement thermique en air atteignant dans ce cas 77 %, et le modèle 2 un rendement thermique en eau de 69 %.

Les résultats à l'irradiance solaire donnée montrent que le rendement combiné du photovoltaïque augmente de 60% à 75% et que le débit massique nécessaire pour maintenir les cellules à une température constante diminue de 1,8 à 1,2 Kg / s, lorsque la profondeur du canal d'échangeur varie de 0,35 à 0,05 m. L'efficacité de conversion globale du système passe de 25% à 60% et la température de la cellule passe de 345K à 335K lorsque le débit massique passe de 0,02 kg / s à 0,1 kg / s.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau," Thèse de Doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, France, Décembre 2002.
- [2] A. Mirecki, "Etude comparative des chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, France, Avril 2005.
- [3] Roshanak Radbeh «Réalisation et caractérisation des cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones ». Thèse de doctorat, Université de Limoges, 2008.
- [4] Alonso Corinne « Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie ». Mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.
- [5] José Miguel Navarro « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible ».Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [6] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays ». IEEE Transaction on power electronics, Vol.24, No 5, 1198-1208, May 2009.
- [7] Thibaut Desrues « Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière ». Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2009.
- [8] Rémi Bettignies « Cellules photovoltaïques organiques dérivées de nouveaux systèmes conjugués ». Thèse de doctorat, Ecole Doctorale d'Angers ,2003.
- [9] Meekhun -Dariga « Réalisation d'un système de conversion et gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2010.

- [10] Akassewa Tchapo Singo « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome ». Thèse de doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [11] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [12] Vighetti Stéphane « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion ». Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [13] Amina Benhammou « Optimisation d'un nouveau système de séchage solaire modulaire pour plantes aromatiques et médicinales ». Thèse de doctorat, Université de Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2010.
- [14] Soltane Belakehal « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables ». Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [15] Emery, K.; Burdick, J.; Caiyem, Y.; Dunlavy, D.; Field, H.; Kroposki, B.; Moriarty, T.; Ottoson, L.; Rummel, S.; Strand, T.; Wanlass, M.W.; Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, Page(s):1275 – 1278,13-17 May 1996.
- [16] William shockley and hans j. Queisser ; « detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells » ; J. APPL. PHYS. 32, 510 ,DOI:10.1063/1.1736034,1961
- [17] Zaouk, D.; Zaatari, Y.; Khoury, A.; Llinares, C.; Charles, J.-P.; Bechara, J.; Ajaka, M.; « Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure », Environment and Solar, Mediterranean Conference ,Page(s):93 – 95, 16-17 Nov. 2000.
- [18] Kalogirou S. A. Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science, vol. 30, n° 3, pp. 231-295, 2004.
- [19] Bakker m., zondag h. A., elswijk m. J., et al. Performance and costsof a roof-sized PV/Thermal array combined with a ground coupled heat pump. Solar Energy, vol. 78, n° 2, pp. 331-339,2005.
- [20] MEDVED S., ARKAR C., CERNE B. A large-panel unglazed roof-integratedliquid solar collector-energy and economic evaluation. Solar Energy, vol. 75, n° 6, pp.455-467,2003.
- [21] ZONDAG H. A. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2005.

- [22] WOLF M. Performance analyses of combined heating and photovoltaic powersystems for residences. *Energy Conversion*, vol. 16, n° 1-2, pp.79-90,1976.
- [23] KERN E. C., RUSSELL M. C. Combined photovoltaic and thermal hybridcollector systems. In: *Proceeding of 13th IEEE Photovoltaic Specialists*, WashingtonDC, Etats-Unis, pp. 1153-1157,1987.
- [24] HENDRIE S. D. Photovoltaic/thermal collector development program. *Rapport final*. Etats-Unis: Massachusetts Institute of Technology, 1982.
- [25] RAGHURAMAN P. Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/thermal,flat -platz collector performance. *Journal Solar Energy Engineering*, vol.103, n° 2, pp. 291-298, 1981.
- [26] COX C. H., RAGHURAMAN P. Design considerations for flat-platephotovoltaic/thermal collectors. *Solar Energy*, vol. 35, n° 3, pp. 227-241, 1985.
- [27] LALOVIC B., KISS Z., WEAKLIEM H. A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. *Solar Cells*, vol. 19, n° 2, pp. 131-138, 1986.
- [28] Tripanagnostopoulos y. Tzavellas d., et al. Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. In: *Proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference*, Munich, Allemagne, pp. 2515-2518, 2001.
- [29] Sandberg m., moshfegh b. Ventilated-solar roof air flow and heat transfer investigation. *Renewable Energy*, vol. 15, n° 1-4, pp. 287-292, 1998.
- [30] Moshfegh b., sandberg M. Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 2, n° 3, pp. 287-301, 1998.
- [31] GARG H. P., ADHIKARI R. S. System performance studies on a photovoltaic / thermal (PV/T) air heating collector. *Renewable Energy*, vol. 16, n° 1-4, pp. 725-730,1999.
- [32] HEGAZY A. A. Comparative study of the performances of fourphotovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and management*, vol. 41, n° 8, pp. 861-881, 2000.
- [33] HEGAZY A. A. Technical note: Optimizing the thermohydraulic performance of flat-plate solar air heaters operating with fixed/variable pumping power. *Renewable Energy*, vol. 18, n° 2, pp. 283-304,1999.
- [34] HEGAZY A. A. Performance of flat solar air heaters with optimum channel geometry for constant/variable flow operation. *Energy Conversion and management*,vol. 41, n° 4, pp. 401-417, 2000.
- [35] MEI L., INFIELD D., EICKER U., et al. Thermal modelling of a building with an integrated ventilated PV facade. *Energy and buildings*, vol. 35, pp. 605-617, 2003.

- [36] LLORET A., et al. Lessons learned in the electrical system design, installation and operation of the Mataro Public Library. In: Proceedings of the 14th European PV Solar Energy Conference, Barcelone, Espagne, pp. 1659-1664, 1997.
- [37] CARTMELL B.P., SHANKLAND N.J., FIALA D., et al. A multi-operational ventilated photovoltaic and solar air collector: application, simulation and initial monitoring feedback. *Solar Energy*, vol. 76, pp. 45-53, 2004.
- [38] TIWARI A., SODHA M. S., CHANDRA A., et al. Performance evaluation of photovoltaic / thermal solar air collector for composite climate of India. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, n° 2, pp. 175-189, 2006.
- [39] TIWARI A., SODHA M. S. Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: Experimental validation of theoretical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, n° 1, pp. 17-28, 2007.
- [40] JOSHI A. S., TIWARI A. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaicthermal (PV/T) air collector. *Renewable Energy*, vol. 32, n° 13, pp. 2223-2241, 2007.
- [41] HEPBASLI A. A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2006.
- [42] VOKAS G., CHRISTANDONIS N., SKITTIDES F. Hybrid photovoltaicthermal systems for domestic heating and cooling-A theoretical approach. *Solar Energy*, vol. 80, n° 5, pp. 607-615, 2006.
- [43] DUFFIE J.A., BECKMAN W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2nd Ed. New York, Etats- Unis: Wiley Intersciences, 919 p, 1991.
- [44] OTHMAN M. Y., YATIM B., SOPIAN K., et al. Performance studies on a finned double-pass photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector. *Desalination*, vol. 209, n° 1-3, pp. 43-49, 2007.
- [45] TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. Aspects and improvements of hybrid photovoltaic / thermal solar energy systems. *Solar energy*, vol. 81, n° 9, pp. 1117 -1131, 2007.
- [46] ZONDAG H. A., BAKKER M., HELDEN W. G. J. Eds. *PV/T Roadmap-a European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology*. Rapport EU-Project PV - Catapult, 87 p. 2005.
- [47] FUJISAWA T., TANI T. Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 47, n° 1-4, pp. 135-148, 1997.

- [48] FRAISSE G., MENEZO C., JOHANNES K. Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. *Solar Energy*, vol. 81, n° 11, pp. 1426-1438, 2007.
- [49] TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. TZAVELLAS D., et al. Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. In: *Proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference*, Munich, Allemagne, pp. 2515-2518, 2001.
- [50] SANDBERG M., MOSHFEGH B. Buoyancy-induced air flow in photovoltaic facades. Effect of geometry of the air gap and location of solar cell modules. *Building and Environment*, vol. 37, n° 3, pp. 211-218, 2002.
- [51] CHOW T. T. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Solar Energy*, vol. 75, pp. 143-152, 2003.
- [52] BERGENE T., LOVVIK O. M. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy*, vol. 55, n° 6, pp. 453-462, 1995.
- [53] JARAMILLO O. A., HUELSZ G., HERNANDEZ-LUNA G., et al. Solar oven for intertropical zones: Optogeometrical design. *Energy Conversion and Management*, vol. 48, n° 10, pp. 2649-2656, 2007.
- [54] CHOW T.T., HE W., JI J., et al. Performance evaluation of photovoltaicthermosyphon system for subtropical climate application. *Solar Energy*, vol. 81, pp. 123-130, 2007.
- [55] CHOW T.T., HE W., JI J. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Solar Energy*, vol. 80, n° 3, pp. 298-306, 2006.
- [56] CHOW T.T., HE W., JI J. An experimental study of facade-integrated photovoltaic/water-heating system. *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, n° 1, pp. 37-45, 2007b.
- [57] KALOGIROU S. A., TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. Industrial application of PV/T solar energy systems. *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, n° 8-9, pp. 1259 -1270, 2007.
- [58] J.F. Sacadura: « Initiation aux Transferts Thermiques », Technique et Documentation, Paris 1978.
- [59] Quoilin Sylvain, Les centrales solaires à concentration, Université de liège, faculté des sciences appliqués, Mai 2007.
- [60] « Site du syndicat des énergies renouvelable »
<http://www.enr.fr/gene/main.php?base=362>.
- [61] Bruno Rivoire, le solaire thermodynamique,
http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/rivoire.htm

- [62] <http://outilssolaires.com>
- [63] http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_miroir_Fresnel_solaire_thermodynamique
- [64] <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-hot-water/solar-dish-collector.html>
- [65] Khellaf Abdellah, Les centrales solaires à tour : perspectives en Algérie, Bulletin des energy renouvelable, CDER. http://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/bulletin_020_14.pdf
- [66] <http://outilssolaires.com/developpement-durable/energie-solaire/centralestour+a153.html>
- [67] <http://www.societal.org/docs/energie1.htm>
- [68] J. M. Chasseriaux, Convection Thermique et Rayonnement Solaire. ed. dunod, 1984.
- [69] Joseph J. O’Gallagher, Nonimaging Optics in Solar Energy, Morgan & Claypool Publishers, 2008.
- [70] <http://www.solaire-mairesse.be/technologie-sous-vide.php>
- [71] Chen X, Xuan Y M, Han Y G. Investigation on performance of a solar thermophotovoltaic system. *Sci China Ser E-Tech Sci*, 51(12): 2285–2294 , 2008
- [72] Ari R. Optical and thermal properties of compound parabolic concentrators. *Sol Energy*, 18(6): 497–511, , 1976.
- [73] Goodman N B, Rabl A, Winston R. Optical and thermal design considerations for ideal light collectors. *Sharing Sun*, 2: 336–350, , 1976.
- [74] Yang S M. Heat Transfer (in Chinese). 3rd ed. Beijing: Higher Education Press, 1998
- [75] Florschuetz L W. Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic thermal flat collector. *Sol Energy*, 22(4): 361–3, , 1979
- [76] Sharples S, Charlesworth P S. Full-scale measurements of wind-induced convective heat transfer from a roof-mounted flat-plate solar collector. *Sol Energy*, 62(2): 69–77 , 1998
- [77] Duffine A, Beckman W A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. New York: John Wiley & Sons, 1991
- [78] Zhang H F. *Utilization Principle and Computer Simulation of Solar Energy* (in Chinese). 2nd ed. Xi’an: Xi’an Northwestern Polytechnical University Press, 2004.
- [79] Duffie J, Beckmann. *Solar engineering of thermal processes*. John Willey and Sons, New York, 1980.
- [80] Mercer W E. Pearce W M. Hitchcock J E. Laminar forced convection in the entrance region between parallel plate plates. *Journal heat transfer*. ASME 89. 251-257.1967.
- [81] Clack G. Passive/hybrid comfort cooling by thermal radiation. In: *Passive/hybrid cooling conference*. Miami. 1981.

- [82] Njomo D. Modelling the heat exchanges in a solar air heater with a cover partially transparent to infrared radiation. *Energy convers. MGMT.* 3155°. 495-503.1991.
- [83] Jannot Y. Coulibaly Y. Radiative heat transfer in a solar air heater covered with a plastic film. *Solar Energy.* 60(1). 34-40. 1997.
- [84] G. Walker, Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model, *J. Electr. Electron. Eng* Vol.21, 49–56,2001.
- [85] R. Kadri, H. Andrei, J. P. Gaubert, T. Ivanovici, G. Champenois, P. Andrei, Modeling of the Photovoltaic Cell Circuit Parameters for Optimum Connection Model and RealTime Emulator with Partial Shadow Conditions, *Energy* Vol.42, 2012.
- [86] Ramos Hernanz, JA., Campayo Martín, J.J., Zamora Belver, I., LarrañagaLesaka, J.,Zulueta Guerrero, E., Puellas Pérez, E, Modelling of Photovoltaic Module, Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10) Granada (Spain), March,2010.
- [87] Sopian K, Liu H T, Kakac S, et al. Performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector suitable for solar drying systems. *Energy Convers Manage*, 41(4): 353–365, 2000.
- [88] Anand S J, Arvind T. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) air collector. *Renewable Energy*, 32(13): 2223–2241, 2007.

دراسة ونمذجة لوحة شمسية حرارية ضوئية

المخلص

الهدف من هذا العمل هو الدراسة النظرية لملقط حراري ضوئي مع مركز اسطواني محدب و محول حراري وهذا لزيادة مرد ودية الجهاز و امتصاص حرارة الخلايا الشمسية و زيادة مرد وديتها و كذلك تسخين المائع في المحول لاستعماله في مجالات أخرى. في هذا العمل قمنا بتأسيس نموذجين منفصلين الأول يعمل بالهواء كمائع تبريد و استعمال محول حراري بزعانف لتبريد الخلايا الشمسية و الثاني يعمل بالماء و استعمال محول حراري بالتبريد.

النموذجين يسمحان بحساب درجة الحرارة المتوسطة للمائع و كذلك الخلايا الكهروضوئية و كفاءة الجهاز و هذا مع تغيير في كل من العوامل الخارجية و الداخلية مثل التدفق و ارتفاع المحول ثم قمنا بانجاز برنامج إعلام ألي يقوم بحساب كل المتغيرات.

النتائج المتحصل عليها سمحت لنا بمعرفة العوامل المؤثرة في مرد ودية الجهاز و كفاءة كل نموذج على حدا وتحديد مميزات الجهاز بحيث النتائج كانت مرضية ونشرت في مجالات علمية محكمة.

الكلمات المفتاحية

الحرارية المهجنة ؛ جهاز استشعار الضوئية ؛ التدفق الجماعي.

Title: Study and modeling of a photovoltaic solar thermal panel

ABSTRACT : The objective of this work is the theoretical study of thermal photovoltaic solar collectors with cylindro-parabolic concentrator and heat exchanger to increase the efficiency of the cylindrical system and cools the solar panels and heat the heat transfer fluid. In this work, we have established two distinct models: the first uses air as heat transfer fluid and the second uses water as coolant.

Both models make it possible to calculate the average temperature of the fluid and the photovoltaic cells as well as the efficiency of the system, with a modification of the external and internal factors such as the flow and the height of the air channel for the air and the hydraulic diameter for the water.

The results obtained allow us to know the effects of the external parameters on the efficiency of the system and to determine the characteristics of each system, the results are satisfactory and published in well indexed scientific journals.

KEYWORDS: Hybrid Thermal; Photovoltaic Sensor; Mass Flow Rates

Titre : Etude et modélisation d'un panneau solaire thermique photovoltaïque

Résumé : L'objectif de ce travail est l'étude théorique de capteur solaire photovoltaïque thermiques avec concentrateur cylindro-parabolique et échangeur de chaleur pour augmenter l'efficacité du system cylindrique et refroidit les panneaux solaire ainsi chauffer le fluide caloporteur. Dans ce travail, nous avons établi deux modèles distincts: le premier utilise l'air comme fluide caloporteur et la deuxième utilise l'eau comme fluide de refroidissement.

Les deux modèles permettent de calculer la température moyenne du fluide et des cellules photovoltaïques ainsi que l'efficacité du système, avec une modification des facteurs externes et internes tels que le débit et la hauteur canal d'air pour l'air et diamètre hydraulique pour l'eau.

Les résultats obtenus nous permettent de connaître les effets des paramètres externes sur l'efficacité du système et de déterminer les caractéristiques de chaque système, les résultats sont satisfaisants et publiés dans des revues scientifiques bien indexées.

Mots clés : Thermique hybride; Capteur photovoltaïque; Débit massique.