

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abou BekrBelkaid - Tlemcen
Faculté De Technologie
Département De Génie Mécanique



Mémoire pour l'obtention du diplôme de
Master en Génie Thermique et Energie Renouvelable

INTITULE :

**Etude du refroidissement des capteurs hybrides photovoltaïque-thermique
(PV/T) à l'aide des MCP**

Présenté et soutenu le : 25/06/ 2013 par :

RETERI Ahmed

FENTROUCI Ahmed

Mr. GHERNAOUT M.A.	Président	Univ. Tlemcen
Mr. KORTI A.N.	Encadreur	Univ. Tlemcen
Mr. SAIM R.	Examineur	Univ. Tlemcen
Mr. ALIANE K.	Examineur	Univ. Tlemcen

Remerciement

*Je remercie vivement et chaleureusement Monsieur Dr. **KORTI Nabil Abdelillah** encadreur de ce mémoire, pour m'avoir soutenu et guidé tout au long de ce mémoire. Je le remercie particulièrement pour la confiance qu'il m'a accordée, pour sa rigueur scientifique, pour sa patience et pour ses conseils judicieux qui ont contribué à la réalisation et à l'accomplissement de ce travail.*

*Je tiens à exprimer mes remerciements à Monsieur **GHERNAOUT Mohamed Amine**. Qui m'a fait l'honneur d'accepter la présidence du jury. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.*

*J'exprime mes vifs remerciements à Monsieur **SAIM Rachid** et **ALIANE Khaled** pour avoir accepté de faire partie du jury, montrant ainsi l'intérêt qu'ils portent au sujet de ce travail.*

A tous, je tiens à exprimer mes sincères remerciements.

RESUME

Durant la conversion photovoltaïque du capteur solaire, une chaleur est générée provoquant l'augmentation de la température de la cellule photovoltaïque en 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.

Cet échauffement a été considéré comme néfaste pour le rendement des capteurs solaires photovoltaïques, et plusieurs efforts ont été consentis pour évacuer cette chaleur. Il y'a deux solutions plus connues qui sont l'idée :

- d'exploiter ce phénomène par la combinaison des systèmes photovoltaïques avec un système thermique pour former le capteur hybride photovoltaïque thermique PV/T qui va générer en même temps de l'électricité et de la chaleur.
- d'utiliser un matériau à changement de phase MCP placé en arrière du module PV pour limiter la température de la cellule par absorption de chaleur latente lors de la fusion (refroidissement).

L'objectif de ce travail est de simuler un capteur solaire photovoltaïque avec un MCP type RT25 comme un moyen de refroidissement pour étudier l'influence du rayonnement et de l'épaisseur de MCP d'une part sur l'évolution de la fraction liquide et les isothermes et d'autre part sur la température de fonctionnement du module PV.

Mot clés :

Capteur solaire hybride PV/T, matériau a changement de phase MCP, refroidissement de PV, simulation numérique

ABSTRACT

During the photovoltaic conversion of solar collector a heat is generated that increase the temperature of the photovoltaic cell and cause a decrease of efficiency. This phenomenon is due to the part of the solar radiation not absorbed by the cells and which will cause it heating.

This heating was considered detrimental to the efficiency of solar photovoltaic cells, and several efforts have been made to evacuate the heat. There are two known solutions that are:

- The idea of exploiting this phenomenon by the combination of photovoltaic systems with a thermal solar system formed hybrid photovoltaic thermal PV/T that will simultaneously generate electricity and heat.
- The idea of using a phase change material PCM placed behind the PV module to limit the temperature of the cell by absorbing heat during melting (cooling).

The objective of this work is to simulate a solar collector photovoltaic with a phase change material PCM RT25 as a cooling medium to study the influence of radiation and the thickness of MCP in part on the evolution of the fraction liquid and isotherms and secondly on the operating temperature of the PV module.

Key words:

Solar collector hybrid photovoltaic- thermal, phase change material, cooling of PV, simulation.

ملخص

أثناء التحويل الكهروضوئي من تجميع الطاقة الشمسية، يتم إنشاء الحرارة التي تزيد من درجة الحرارة للخلية الشمسية ويؤدي إلى انخفاض في الأداء. هذه الظاهرة ترجع إلى جزء لا تمتصه الخلايا. ويعتبر هذا التسخين ضرر لكفاءة الخلايا الشمسية الكهربية، وبذلت العديد من الجهود لتخفيض الحرارة. هناك حلان :

- فكرة جمع الخلية الشمسية الكهربية مع الخلية الشمسية الحرارية لتشكيل الخلية الشمسية الهجينة الكهربية الحرارية لتوليد الكهرباء والحرارة في وقت واحد.
 - فكرة استخدام مواد تغيير الحالة م ت ح موضوعة وراء الخلية الشمسية الكهربية للحد من درجة حرارة الخلية عن طريق امتصاص الحرارة أثناء الذوبان (التبريد).
- والهدف من هذا العمل هو لمحاكاة حول تبريد الخلية الشمسية الكهربية باستعمال مواد تغيير الحالة م ت ح من نوع RT25 بدراسة تأثير الإشعاع وسمك م ت ح في جزء منه على انتشار جزء السائل و انتشار الحرارة وثانيا على درجة حرارة تشغيل الخلية الشمسية الكهربية.

الكلمات المفتاحية

تبريد الخلية الشمسية الكهربية , المحاكاة , مواد تغيير الحالة , الخلية الشمسية الهجينة الكهربية الحرارية

Remerciement

Je remercie vivement et chaleureusement Monsieur Dr. KORTI Nabil Abdellah encadreur de ce mémoire, pour m'avoir soutenu et guidé tout au long de ce mémoire. Je le remercie particulièrement pour la confiance qu'il m'a accordée, pour sa rigueur scientifique, pour sa patience et pour ses conseils judicieux qui ont contribué à la réalisation et à l'accomplissement de ce travail.

Je tiens à exprimer mes remerciements à Monsieur GHERNAOUT Mohamed Amine, qui m'a fait l'honneur d'accepter la présidence du jury. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.

J'exprime mes vifs remerciements à Messieurs SAÏM Rachid et ALIANE Khaled pour avoir accepté de faire partie du jury, montrant ainsi l'intérêt qu'ils portent au sujet de ce travail.

A tous, je tiens à exprimer mes sincères remerciements

TABLES DES MATIERES

RESUME

ABSTRACT

ملخص

INTRODUCTION

1.1. Introduction.....	2
1.2. Les capteurs solaires hybrides photovoltaïque thermique PV/T	3
1.2.1. Définition	3
1.2.2. Historique.....	3
1.2.3. Classification du capteur solaire PV/T plan	5
1.2.4. Capteur solaire hybride PV/T de concentration.....	28
1.3. Les matériaux à changement de phase PCM.....	33
2.1. Introduction.....	36
2.2. Type des énergies renouvelables	37
2.2.1. Énergie hydraulique	37
2.2.2. L'éolienne	39
2.2.3. La biomasse.....	43
2.2.4. La géothermie	44
2.2.5. L'énergie solaire	46
2.3. Gisement solaire	50
2.3.1 Introduction.....	50
2.3.2 Le soleil.....	50
2.3.3 La terre	53
2.3.4 Le mouvement de la terre autour du soleil.....	54
2.3.5 Le rayonnement solaire.....	55
2.3.6 Le gisement solaire en Algérie	59
2.4. Le transfert de chaleur	62
2.4.1. Introduction.....	62
2.4.2. Transfert par conduction	62
2.4.3. Transfert par convection	65
2.4.4. Transfert par rayonnement.....	67
3.1. Introduction.....	69
3.2. Capteurs solaires thermiques	69
3.2.1. Présentation.....	69

3.2.2.	Les différents types des capteurs thermiques	70
3.2.3.	Les principaux composants d'un capteur solaire plan.....	72
3.2.4.	Classification des capteurs solaires plans	73
3.2.5.	Mode de fonctionnement d'un capteur solaire plan.....	76
3.2.6.	Les paramètres influant sur le fonctionnement d'un capteur solaire	77
3.3.	Capteurs solaire photovoltaïque	84
3.3.1.	Présentation.....	84
3.3.2.	La cellule PV.....	84
3.3.3.	Les différents types des cellules photovoltaïques.....	86
3.3.4.	L'effet photovoltaïque	88
3.3.5.	Le système photovoltaïque	90
3.4.	Les avantages et les inconvénients des générateur photovoltaïques	91
4.1.	Introduction.....	96
4.2.	Différentes modes de stockage	96
4.3.	Propriétés des matériaux à changement de phase.....	100
4.4.	Différentes types des MCP	101
5.1.	Introduction.....	106
5.2.	La géométrie étudiée.....	106
5.3.	Les conditions aux limites	108
5.4.	Modèle mathématique	110
5.4.1.	Modèle d'écoulement.....	110
5.4.2.	Modèle de transferts thermiques	111
5.4.3.	L'approximation de Boussinesq	112
6.1.	Introduction.....	114
6.2.	Choix du maillage.....	114
6.3.	Résultats et interprétation	115
6.4.	L'effet de rayonnement.....	116
6.5.	L'effet de l'épaisseur	121

CONCLUSION

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

LISTES DES FIGURES

Figure 1.1. Coupe transversale du composant hybride à eau [29].....	7
Figure 1.2. Système photovoltaïque thermique intégré (IPVTS) avec tube rond [32].	10
Figure 1.3. Coupe transversale de module solaire a-Si pellicule fin intégré avec capteur hybride PV/T plan [33].	11
Figure 1.4. Coupe transversal du capteur solaire PV/T hybride à eau [34].....	12
Figure 1.5. Section du capteur solaire hybride à eau étudié [36]	12
Figure 1.6. Première et seconde prototypes construits [38].....	14
Figure 1.7. Le capteur solaire PV/T hybride à eau [41]	15
Figure 1.8. Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau [43]	17
Figure 1.9. Coupe transversale du capteur solaire hybride PV/T à eau [44].	18
Figure 1.10. La forme d'écoulement spiral [47].....	19
Figure 1.11. Capteur solaire PV/T à deux fluides et à fonctions superposées [48]	20
Figure 1.12. Section du prototype bi-fluide initial et localisation interdépendants [49]	21
Figure 1.13. Coupe transversale de PV/T à air non vitré (a) : (i) avec tedlar et (ii) sans tedlar et (b) : (i) vitré avec tedlar et (b) (ii) sans tedlar [50].	22
Figure 1.14. Coupe transversale de capteur hybride PV/T à air avec modèle d'absorbeur de forme rectangulaire [54].	23
Figure 1.15. Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux PV.....	24
Figure 1.16. Schéma du capteur solaire hybride PV/T à air simple passe.....	25
Figure 1.17. Coupe transversal de capteur PV/T à air simple passe avec ailettes et double canaux [58][59].	26
Figure 1.18. Coupe transversal du capteur solaire PV/T à air double passe [60].....	27
Figure 1.19. Coupe transversal du capteur solaire PV/T à air double passe à ailettes [59][61][62].	28
Figure 1.20. Capteur PV/T de concentration.	30
Figure 1.21. a) coupe transversale de capteur solaire CPV/T, et b) diagramme schématique de capteur solaire CPV/T.....	32
Figure 1.22. Prototype concentrateur CPV/T type ANU.....	33

Figure 2.1. Exemple sur l'énergie hydraulique.....	37
Figure 2.2. Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique.....	38
Figure 2.3. Exemple sur l'énergie éolienne [69]	40
Figure 2.4. Eolienne à axe horizontale	42
Figure 2.5. Eolienne à axe vertical.....	42
Figure 2.6. Exemple sur l'énergie biomasse [69].	43
Figure 2.7. Exemple sur l'énergie géothermie.....	45
Figure 2.8. Géothermie à haute énergie.	45
Figure 2.9. Géothermie à basse énergie.....	46
Figure 2.10. Maison passive.	47
Figure 2.11. Exemple d'énergie solaire photovoltaïque [69].	48
Figure 2.12. Plan de l'utilisation de l'énergie solaire.	49
Figure 2.13. Structure du soleil.....	53
Figure 2.14. Position de la terre dans le système solaire.	54
Figure 2.15. Mouvement de la terre autour du soleil.....	55
Figure 2.16. Le spectre solaire.....	56
Figure 2.17. Evolution annuelle de la constante solaire.	57
Figure 2.18. Rayonnement direct, diffus et global.	58
Figure 2.19. Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel.	60
Figure 2.20. Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.	61
Figure 2.21. Schéma de transfert de chaleur conductif loi de Fourier.....	63
Figure 2.22. Schéma de transfert de chaleur conductif.....	64
Figure 2.23. Schéma de transfert de chaleur convectif.....	66
Figure 2.24. Rayonnement absorbé par un volume	68
Figure 3.1. Capteur solaire thermique.	70
Figure 3.2. Capteur solaire plan.....	71
Figure 3.3. Capteur solaire parabolique.....	72
Figure 3.4. Capteur solaire à tube sous vide.....	72
Figure 3.5. Les composants principaux d'un capteur solaire plan.	74

Figure 3.6. Capteurs solaires thermique à air	74
Figure 3.7. Capteurs solaires thermique à eau.....	75
Figure 3.8. Schéma Principe de fonctionnement.....	78
Figure 3.9. Panneaux solaires photovoltaïques.....	85
Figure 3.10. Schéma d'une cellule photovoltaïque.....	85
Figure 3.11. Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque.....	86
Figure 3.12. La cellule en silicium cristallin.....	87
Figure 3.13. La cellule en couches minces.....	88
Figure 3.14. Les différents types des cellules.....	89
Figure 3.15. L'effet photovoltaïque et la jonction PN.....	90
Figure 3.16. Schéma de principe d'un panneau PV connecté au réseau.....	91
Figure 3.17. Exemple de la structure d'un système PV connecte au réseau.....	91
Figure 3.18. Intégration de 900 m ² de modules PV Sarnasol sur la toiture (inclinée à 20°) d'une école à Lugano en Suisse (12 branches de 5 modules PV Sarnasol) [91].....	92
Figure 4.1. Evolution de la température avec changement d'état.....	99
Figure 4.2. Hydrates salins.....	102
Figure 4.3. Les paraffines.....	103
Figure 4.4. Acides gras.....	104
Figure 4.5. MCP Eutectique.....	104
Figure 5.1. Modèle de capteur PV/MCP. [98].....	107
Figure 5.2. Schémas représentatif des conditions aux limites.....	109
Figure 6.1. Evolution des isothermes du module PV sans MCP en fonction du temps pour un rayonnement solaire de A) 400, B) 700 et C) 1000 W/m ²	115
Figure 6.2. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un rayonnement solaire de 1000 W/m ²	116
Figure 6.3. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et de isothermes en fonction du temps pour un rayonnement solaire de 700W/m ²	118
Figure 6.4. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un rayonnement solaire de 400W/m ²	119
Figure 6.5. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un épaisseur de 3 cm à 1000 W/m ²	121

Figure 6.5. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un épaisseur de 1 cm à 1000 W/m^2 122

LISTES DES TABLEAUX

Tableau 2.1. Les Compositions du soleil.....	51
Tableau 2.2. Caractéristiques principales du soleil [73].....	52
Tableau 2.3. Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [77].....	61
Tableau 2.4. Conductivités thermiques de quelques matériaux	64
Tableau 3.1. Quelques caractéristiques optiques des verres.....	79
Tableau 3.2. Caractéristiques optiques des matériaux.....	79
Tableau 3.3. Caractéristiques des matériaux utilisés comme absorbeur.	81
Tableau 3.4. Revêtements des surfaces d'absorbeur.	81
Tableau 3.5. Quelques propriétés des isolants.....	82
Tableau 5.1. Les propriétés du module PV.....	107
Tableau 5.2. Les propriétés du matériau à changement de phase RT25 [97].....	108

INTRODUCTION

Le soleil fournit une énergie colossale à la terre (10 000 fois l'énergie nécessaire) sous forme lumineuse. Cependant, la forme sous laquelle nous recevons cette énergie n'est pas nécessairement sous la forme utilisable. C'est pourquoi, nous devons utiliser des processus de conversion. Par exemple, les cellules solaires photovoltaïques permettent de convertir l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique.

Dans le meilleur des cas, le rendement de conversion des modules photovoltaïques ne dépasse pas 16%. Les recherches en cours de développement, prévoit une amélioration de 2 à 3% dans les cinq prochaines années, mais avec un coût considérablement plus élevé.

Cependant, ce rendement dépend en grande partie de la température de fonctionnement. Typiquement, la perte peut atteindre 15 à 20% si aucun refroidissement du module n'est prévu. L'objectif de notre étude est de minimiser la température de fonctionnement du module photovoltaïque en prélevant un maximum de chaleur pour l'utiliser ensuite à des fins domestiques (l'eau sanitaire, chauffage des habitats, etc.).

Un capteur photovoltaïque thermique (PV-T) est un capteur solaire hybride permettant de convertir une partie de l'énergie solaire captée en électricité et de valoriser l'autre, habituellement perdue sous forme de chaleur. Le concept consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et thermique. Dans ce type de composant hybride, les cellules PV sont connectées à un échangeur de chaleur dans lequel circule un fluide caloporteur. Plusieurs configurations de capteur existent et diffèrent selon la

nature du fluide utilisé (eau ou air), le type d'absorbeur (concentrateur, plan, etc.) et selon le type de systèmes auxquels il est raccordé (préchauffage eau chaude, eau chaude sanitaire, chauffage domestique, etc.).

En général, deux types de capteurs PV-T peuvent être distingués: collecteurs PV-T avec verre en couverts qui produisent la chaleur de haute température mais ont un rendement électrique légèrement inférieur, et les capteurs PV-T sans vitre qui produisent de la chaleur relativement basse température mais possèdent de hautes performances électriques.

Nous rapportons une méthodologie à s'autoréguler la température du module PV en utilisant matériau à changement de phase (MCP) placé à l'arrière du module. Les matériaux à changement de phase (MCP) sont des substances ayant une forte chaleur latente de fusion avec un point de fusion approprié à l'application. Ils sont utilisés dans les modules photovoltaïques pour limiter la température de la cellule en absorbant la chaleur latente lors de la fusion, et dans les systèmes de stockage thermique ST pour prolonger la durée de chauffage en libérant la chaleur latente lors de la solidification.

Description des chapitres

Le chapitre 01 présente recherche bibliographique sur les capteurs solaires hybrides et leurs classifications par le fluide caloporteur utilisé (capteur hybride à eau, à air ou bi-fluide) et aussi des capteurs PV/T de concentration, une recherche bibliographique aussi a été faite sur les matériaux à changement de phase. Et le chapitre 02 présente des généralités sur les énergies renouvelables et leurs différents types et on est défini le gisement solaire dans la planète terre et ce chapitre se terminer par une définition du transfert thermique et les différents modes de transfert « conduction ; convection ;

rayonnement ». Dans le chapitre 03 on a parlé sur les généralités des captures solaires qui subdivisent en deux types principaux : des capteurs photovoltaïques PV ; et des capteurs thermiques T, on a expliqué ses fonctionnements et ses classifications et citer aussi ses différents type de constructions et ses compositions. Le chapitre 04 présente les matériaux à changement de phase et leurs classifications et les différents types du stockage thermique. Le chapitre 05 présente le modèle physique de notre problème étudié, tel que les résultats et les interprétations de ce modèle est présenté dans le chapitre 06.

Et on terminer notre mémoire par une conclusion général et les perspectives.

Chapitre 01

Recherche bibliographique

1.1. Introduction

Un module photovoltaïque (PV) classique de technologie silicium cristallin convertit entre 12 et 18 % de l'énergie solaire incidente. Pour arriver à ce résultat, ce 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, pour les cellules solaires en silicium cristallin, lorsque la température augmente par 1k l'efficacité de conversion d'énergie solaire en énergie électrique réduit par 0.4–0.5% [1][2].

Indépendant de l'essai de “**BP Saturn**” la cellule PV donne une réduction de l'efficacité de conversion de 15.8% en 25 °C au 12% en 80 °C.

Plusieurs efforts ont été consentis pour trouver une solution à ce problème. Il y a eu aussi l'idée d'exploiter ce problème par la combinaison du système photovoltaïque avec un système thermique pour former le capteur hybride PV/T, donc le but est double augmenter le rendement électrique du module et exploiter deux types d'énergies : électrique et thermique, et un autre idée de refroidissement avec un matériau à changement de phase.

1.2. Les capteurs solaires hybrides photovoltaïque thermique PV/T

1.2.1. Définition

Un capteur photovoltaïque thermique (PV/T) est un capteur solaire hybride permettant de convertir une partie de l'énergie solaire captée en électricité et de valoriser l'autre, habituellement perdue, en chaleur. Le concept consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et thermique. Dans ce type de composant hybride, les cellules

PV fonctionnent comme absorbeur thermique et sont refroidies grâce à la circulation d'un fluide caloporteur en face arrière. Plusieurs configurations de capteur existent et varient principalement selon la nature du fluide utilisé et selon le type d'absorbeur et la couverture.

1.2.2. Historique

La recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80, Plusieurs chercheurs de part le monde ont étudié ces systèmes hybrides.

Wolf [3] en 1976, effectue l'analyse d'un capteur solaire thermique comportant des modules PV à base de silicium et couplé à un système de stockage de chaleur,

Par la suite Kern et Russell, 1978 [4], donnent les principaux concepts de ces systèmes par l'usage d'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. En 1979 Hendrie [5], présente un modèle théorique sur les systèmes PV/T. En 1981 Raghuraman [6] 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 [7] développent des logiciels de simulation permettant l'étude des performances des systèmes PV/T hybride 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 d'autres [8] proposent un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes comme solution économique pour la construction de modules PV. En 1991 Bhargava et d'autres [9] et Prakash, en 1994 [10], présentent les résultats de leurs travaux sur l'effet du débit et de canal d'air.

Des travaux sur les performances des capteurs hybrides ont été étudiés par Sopian et d'autres, en 1995 et 1996 [11]. Dans les travaux précités, le rendement thermique de ces systèmes PV/T était dans la gamme de 45 à 65 %. Ensuite Bergene et Lovvik, 1995 [12], ont analysé le transfert de l'énergie entre les différents composants du système hybride PV/T utilisant du liquide comme fluide caloporteur.

Une étude paramétrique pour l'habitat a été présentée par Brinkworth et d'autres, en 1997 [13]. En 1999 Garg et Adhikari [14] ont étudié le système PV/T utilisant de l'air pour le chauffage en simple et en double vitrage. Et en 2000 Hauser et Rogash [15] ont utilisé ces systèmes dans des immeubles.

Le capteur hybride PV/T avec réservoir d'eau chaude a été proposé par Huang et d'autres, en 2001 [16] et une autre conception des systèmes PV/T a été incluse récemment par Zondag et d'autres, en 2002 et 2003 [17] [18]. EN 2005, Zondag [19] propose un état de l'art sur les capteurs solaires PV/T hybrides en se basant sur le rapport du projet européen PV-Catapult [20]. Parmi les premières études recensées par Zondag [19], certaines mettent l'accent sur l'évolution de la configuration géométrique des composants et d'autres sur les méthodes de modélisation.

En 2006, Tiwari et d'autres [21] présentent l'étude théorique et expérimentale d'un capteur solaire PV/T à air. Ce composant est constitué de deux modules PV connectés en série et montés sur une couche isolante non-corrosive de Tedlar. Une lame d'air isolée à l'aide d'une couche de bois permet la ventilation naturelle ou forcée des modules PV en sous-face.

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, quelque chercheurs pense à réaliser des modèles thermiques analytiques suivant une analogie électrique.

D'autres recherches ont pour but l'optimisation des performances des composants solaires existants par l'amélioration des 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 construction (isolant thermique, absorbeur, cellules PV....) ou des fluides caloporteurs (air, eau glycolée...). Ces améliorations visent à accroître la quantité d'énergie solaire absorbée et les transferts thermique entre le fluide caloporteur et l'absorbeur ou à réduire voire éliminer les pertes thermiques extérieures du capteur solaire hybride.

1.2.3. Classification du capteur solaire PV/T plan

le capteur solaire PV/T plan peut classer en capteur PV/T d'eau, combinaison de capteur PV/T eau/air, et capteur PV/T d'air, ca dépend de type de fluide utiliser plus loin, les capteurs PV/T peuvent être distingue par la présence de l'absorbeur sous la plaque PV. Une désigne complète de capteur PV/T plan doit constituer le verre couvert (vitrer ou non). Cellule solaire et absorbeur en dessous. L'absorbeur joue un rôle très important dans le système PV/T, il refroidit la cellule PV simultanément collecte l'énergie thermique produit sous forme d'eau ou air chaud. Pendant ce processus, l'efficacité de la cellule PV augmente.

1.2.3.1. Les capteurs solaires hybrides PV/T à eau

Les problèmes par exemple de moins efficacité de PV, uniformité architecturale et la limitation d'espace en toiture pour d'installation du système séparé devient un facteur très important qui influe sur l'idée de combiner le système PV/T en un seul système Brazilian et d'autres [22] mentionné que l'un des désavantage majeur de la cellule PV et le problème de moins efficacité par rapport aux couts élevé.

L'ancien étude du capteur PV/T à eau a été effectué par Florshutez [23], qui a prolongé le model de Hottel-whillier [24] pour analyse de la combinaison des capteurs PV/T plan. Comme il est mentionné par Zondag et d'autres [25] la combinaison pourrai répondre aux problèmes a titre d'exemple l'augmentation de l'efficacité électrique causé par l'effet de rafraichissement, offrir beaucoup d'uniformité architectural, par un désigne esthétique et finalement, minimisé la surface utilisé en toiture va réduire la période du bénéfice.

Beaucoup des études simulatrice sont élaborées pour justifier le système capteur PV/T à eau.

A titre d'exemple, la simulation du capteur photovoltaïque thermique (PV-TC) pour domestique chauffage et rafraichissement a été conduis par Christandonis [26] en Island de Rhodes. En cette simulation, ils ont comparé l'efficacité de système par rapport au capteur solaire conventionnel. Et ont conclu que l'efficacité du système est environ 9% inférieure à l'efficacité du capteur solaire conventionnel ; offrir un pourcentage remarquable du chauffage intérieure et rafraichissement demandé dans la région du Rhodes.

A. Conception du tube et absorbeur

▪ Le tube rond

Comme il est mentionné par Charalambous et d'autres [27] le désigne de l'absorbeur et la conception du tube est plus facile à réaliser et a 2% moins efficace comparé avec autre types de capteur, un modèle physique du système hybride PV/T a été enquêté par Bergene et Lovvik [28] associé par des algorithmes pour la prédiction quantitative et la performance du système. Le modèle est produit basé sur l'analyse de l'énergie transféré par conduction, convection et rayonnement. Ils sont aperçus que ce modèle peut être utilisé pour prédire la quantité de chaleur prolongé ou allongé par le système et la production de la puissance.

En 1997, Fujisawa et Tani [29] ont conçu et construit un capteur solaire PV/T hybride à eau sur une cité universitaire à Tokyo, au Japon.

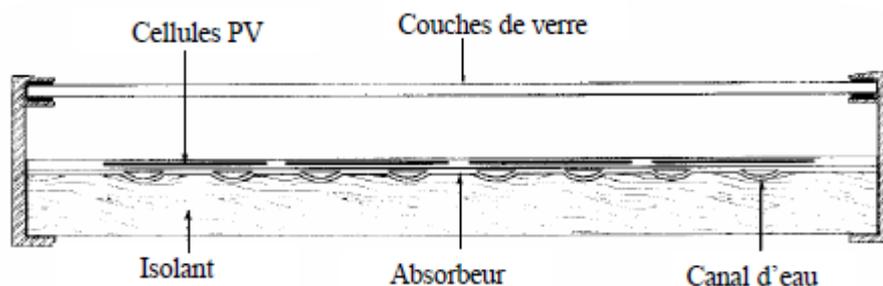


Figure 1.1. Coupe transversale du composant hybride à eau [29]

Ils étudient ainsi un composant solaire hybride composé d'un capteur solaire vitré à eau et à absorbeur plan en aluminium non-sélective et composé de tube creux, et de modules PV en silicium monocristallin (rendement électrique 13%) comme elle est montrée la **Fig 1.1**. 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 vitré 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 vitré produit autant d'énergie que le capteur solaire thermique. Le capteur solaire hybride non vitré 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 m² et le capteur solaire thermique plan a une surface de 0.61 m². Quant aux capteurs solaires hybrides, ils ont une surface de panneaux PV de 0.48 m² et une surface absorbeur de 0.61 m². 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 vitré qui a une production totale de 615KWh/an, suivi du capteur solaire thermique plan (575 KWh/an), du capteur solaire hybride non vitré (480 KWh/an) et enfin du capteur solaire PV (72.6 KWh/an).

Cependant, la production d'énergie électrique du capteur solaire hybride non vitré 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 [30]. De plus, la ventilation des modules PV en face arrière au niveau du composant PV/T hybride non vitré 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 PV et le capteur solaire thermique plan réunis.

A l'Arabie Saudi une expérience a été menée pour l'évaluation du système hybride PV/T en utilisant l'absorbeur plan et la forme du tube comme absorbeur [31] ils ont utilisé un absorbeur plan en cuivre épaisse et tuyau en cuivre peint en noir comme un tube qui est connecté plus tard avec les panneaux PV de 440 w. l'issue de cette expérience et la production des deux l'électricité et l'eau chaud, ils ont conclu que le système PV et non adaptable avec l'Arabie Saudi a cause de la température ambiante très élevé pendant l'été, la température ambiante très élevé affecte une très bonne efficacité thermique.

Une étude de performance a été menée par Huange ET d'autres [32] pour évaluer et comprendre l'intégration du système solaire photovoltaïque et thermique, pendant l'étude ils ont comparé le chauffe-eau solaire conventionnel avec le système PV/T reconnue comme système photovoltaïque thermique intégré (IPVTS). Comme il est montré dans la **Fig 1.2** le module PV poly cristallin a été intégré avec le capteur thermique fabriqué en poly carbone ondulé du panneau avec l'absorbeur et le tube fabriqué en cuivre, ils ont conclu que le capteur PV/T qui a des panneaux fabriqué par le poly carbone ondulé produit une très bonne efficacité thermique. Ils ont proposé une amélioration peut être achevé par isolation propre pour le système PV/T.

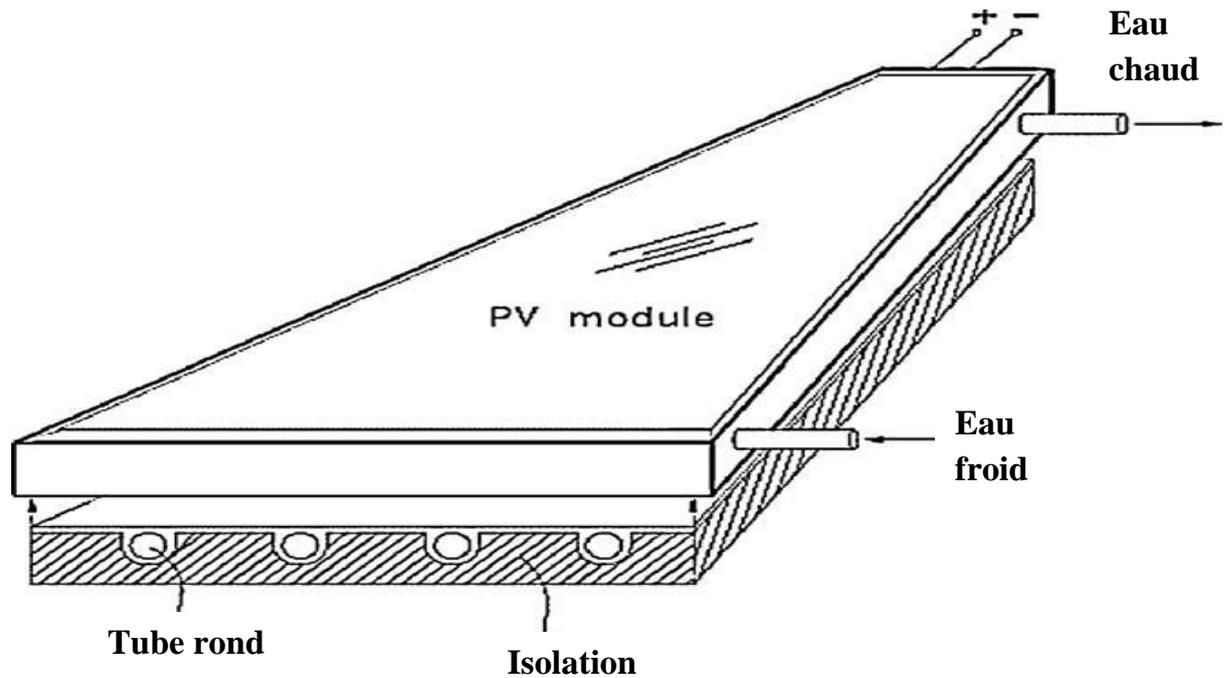


Figure 1.2. Système photovoltaïque thermique intégré (IPVTS) avec tube rond [32]

Un travail expérimental utilise un terra solaire moins coûteux a-Si pellicule fin (film) des modules solaires intégré avec le module de capteur hybride PV/T plan a été mené par Staebler et d'autres [33] comme il est montré en **Fig 1.3** ils ont utilisé un absorbeur contient un tube en cuivre sont enregistré l'efficacité thermique de 32.5% au début de l'expérience bien que il est enregistré une température de 30.2 °c pour l'eau sortant. Ils ont conclu a la fin de l'expérience que l'absorbeur il est arrivé a une moyenne de température de 52 °c avec 117.25 de puissance thermique et 18.6 % d'efficacité.

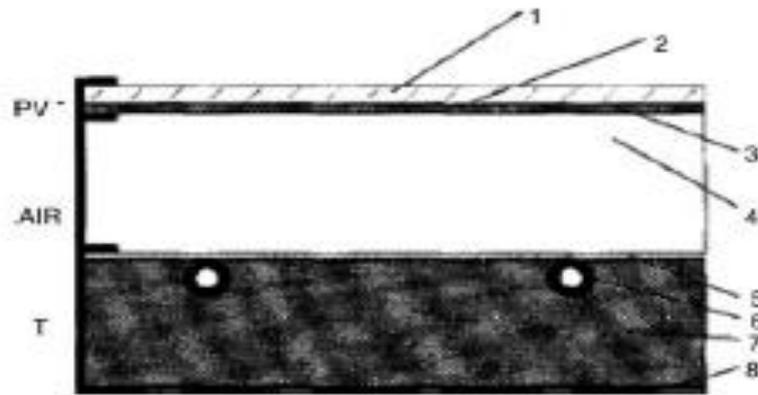


Figure 1.3. Coupe transversale de module solaire a-Si pellicule fin intégré avec capteur hybride PV/T plan [33].

N₀₁ : 3mm de verre

N₀₅ : Absorbeur peint en noir

N₀₂ : couches PV SnOZ/a-Si/ZnO

N₀₆ : Tube en cuivre

N₀₃ : 3mm d'épaisseur de verre

N₀₇ : Laine de métal

N₀₄ : lame d'air

N₀₈ : boîte d'anode

En 2003, un capteur solaire PV/T hybride à eau est étudié en régime dynamique par Chow [34] qui a réalisé un modèle adapté aux simulations thermiques en régime transitoire. Il s'appuie pour cela, sur les travaux de Bergene et Lovvik [35] 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 thermique et électrique, 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 comme elle montre la Fig 1.4. Le panneau PV est fixé à un absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive composée d'EVA (éthylène acétate 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 côtés et le fond du capteur solaire sont isolés.

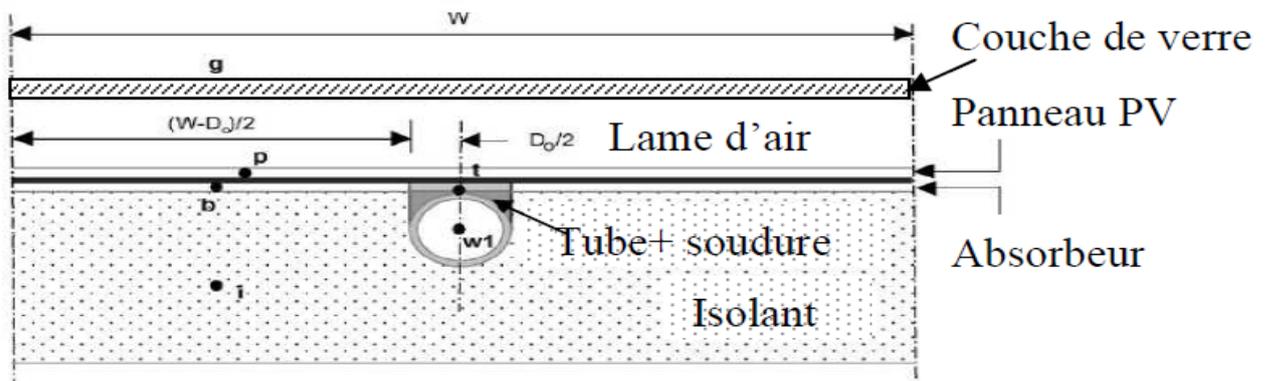


Figure 1.4. Coupe transversal du capteur solaire PV/T hybride à eau [34]

En 2007, Kalogirou et Tripanagnostopoulos [36] poursuivent une étude précédente menée sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air [37] en analysant cette fois, le comportement de capteur solaire PV/T hybride à eau comportant des panneaux PV à base de cellules en silicium poly-cristallin 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 1.5. Section du capteur solaire hybride à eau étudié [36]

Le capteur solaire hybride a été isolé en face arrière par une couche de 5 cm de polyuréthane comme elle montre la **Fig 1.5**. 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 a été fait que les systèmes hybrides à eau constitué 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 l'absorption et réflexions supplémentaires inhérentes du rayonnement solaire entraînent une baisse du rendement électrique.

Chow et al en 2007 aussi [38] 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 prototype de capteurs solaires hybrides ont été construits, le première ayant été modélise en 2006 [39]

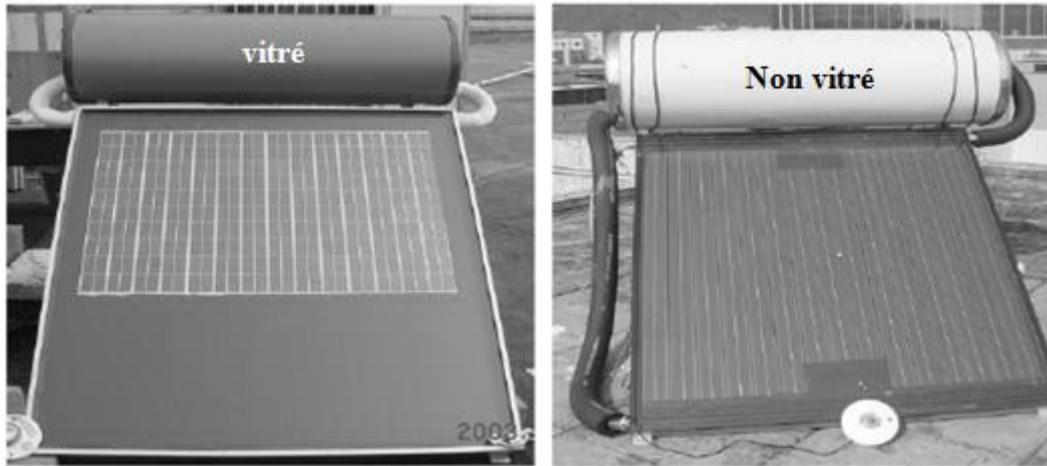


Figure 1.6. Première et seconde prototypes construits [38]

Le second composant, plus performant a été modélisé plus finement [38]. C'est un capteur solaire vitré composé d'un panneau PV en silicium collé à un absorbeur métallique (**Fig 1.6.**). 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.

En même année, Fraisse et d'autres [40] étudient un système combinant un capteur solaire hybride à eau et un plancher solaire dans une phase d'intégration à un bâtiment situé à Macôn. Le système est composé de cellule mono et poly-cristallin (**Fig 1.7.**).



Figure 1.7. Le capteur solaire PV/T hybride à eau [41]

En 2008 K. Touafek et d'autres ont étudiés la distribution de la température dans les différentes couches du capteur hybride. Ils ont établi par simulation numérique le comportement thermique de ce capteur PV/T, ainsi que la cartographie de température pour cinq configurations : La première configuration représente le capteur photovoltaïque isolé thermiquement et non recouvert. La deuxième configuration était le capteur photovoltaïque isolé thermiquement, et sur lequel une vitre supplémentaire a été déposée. La troisième configuration était l'installation d'un échangeur de chaleur, constitué d'une plaque en cuivre et d'un serpentin en tubes de cuivre, au-dessous du module photovoltaïque. Ils supposent l'état stationnaire, c'est-à-dire que le fluide s'écoule à l'intérieur de la tubulure et qu'il n'y a pas de circulation pendant la durée de la simulation. Tandis que dans la quatrième configuration, ils ont ajouté une vitre supplémentaire au-dessus du capteur. Et enfin ils ont déposé une seconde vitre au-dessus du capteur hybride, représente ainsi la cinquième configuration. Les résultats de

la simulation numérique sur le comportement thermique du capteur solaire PV/T y sont présentés et discutés [42].

- **Tube carré ou rectangulaire**

En 2002, un capteur solaire PV/T hybride vitré est étudié par Sandnes et Rekstad [43]. Ce système est composé de cellule PV en silicium monocristallin collées sur un absorbeur en plastique noir polyphénilenoxy (ppo) de par l'intermédiaire de 0.5 mm d'adhésif à base de silicium. Cet absorbeur est muni de canaux de circulation d'eau de forme carré ou rectangulaire remplie de granulats en céramique en sous-face (**Fig 1.8**).

L'eau circule par l'intermédiaire de à force de gravité. Le panneau PV est constituée 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 SolarNor AS, l'Université de Oslo et 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 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.

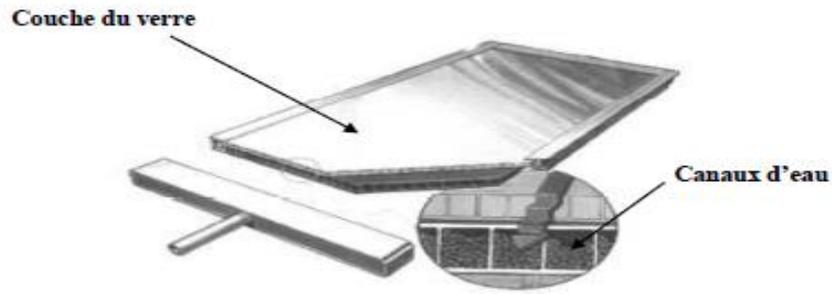


Figure 1.8. Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau [43]

Les résultats de la simulation pour la journée du 3 novembre 2007 ont montré que ce capteur solaire hybride vitré a 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 thermique, la production électrique journalière se réduit à 296.2 Wh.

En 2006, en vue d'améliorer les transferts de chaleur entre les panneaux PV et l'absorbeur d'un capteur solaire hybride, Ji et d'autres proposent l'analyse d'une combinaison de six prototypes de capteur solaires PV/T à absorbeur en aluminium séparé d'un isolant en mousse de polyuréthane par des canaux d'eau carré ou rectangulaire disposés en sous-face. Entre les panneaux PV et une couverture de verre se trouve une lame d'air de 25 mm (**Fig 1.9**). Ces capteurs solaires étaient disposés en trois rangées en parallèle de 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 240 litres de volume. Chaque panneau PV est composé de 72 cellules PV en silicium poly-cristallin.

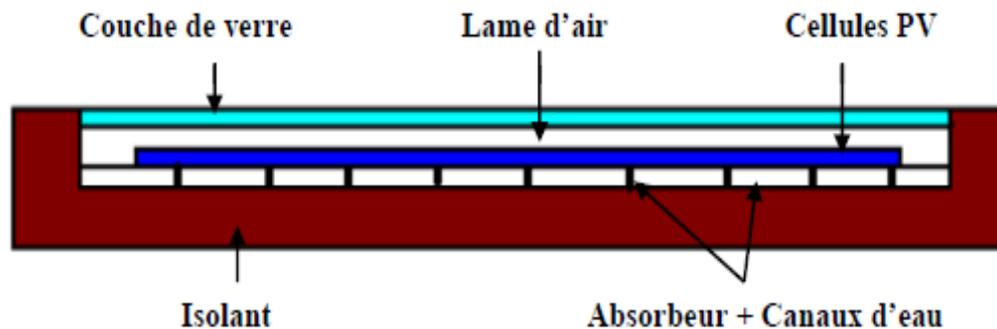


Figure 1.9. Coupe transversale du capteur solaire hybride PV/T à eau [44].

Des tests réalisés en 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 constatent qu'il existe un débit massique critique au-delà duquel le rendement thermique se dégrade.

Chow et d'autres [45][46], ont mené une expérience en chine pour le système collecteur hybride PV/T pour l'application intérieur. En cette expérience, a été construit et désigné un absorbeur en alliage d'aluminium avec canal en forme carré ou rectangulaire, test des résultats montre une efficacité supérieure, en combinant le système achevé avec l'énergie première sauvegardé pour le refroidissement journalière approche en 65%, en zéro réduction de température.

La performance de la simulation des capteurs hybrides PV/T avec différentes désignes des absorbeurs a été étudié [47]. Dans ce simulation sept nouveaux désignes configurations des absorbeurs ont été désigné et comparé les désignes formes des absorbeurs sont les un ou les autres carré, rectangulaire ou tube rond creuse.

La simulation a été menée pour analyser les paramètres des capteurs a titre d'exemple, rayonnement solaire, température ambiante et la vitesse d'écoulement massique. Les résultats de la simulation montrent de la meilleur configuration est la forme d'écoulement spiral (**Fig 1.10**), avec une efficacité thermique de 50.12% et efficacité de cellule de 11.98%.

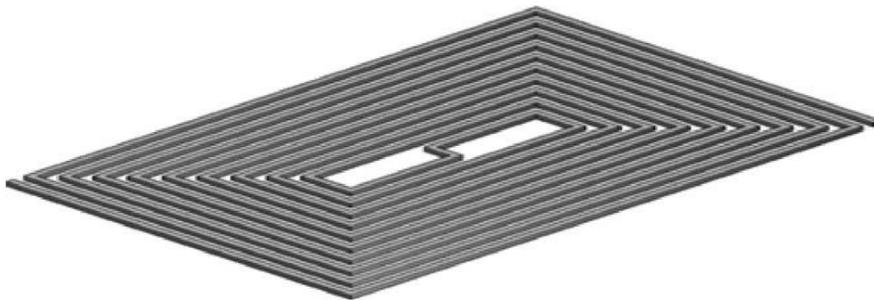


Figure 1.10. La forme d'écoulement spiral [47]

1.2.3.2. Les capteurs hybrides PV/T bi fluide

En 2001, Tripanagnostopoulos [48] effectue l'étude d'un capteur solaire hybride faisant appel à deux types de fluide 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 **Fig 1.11**. 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.

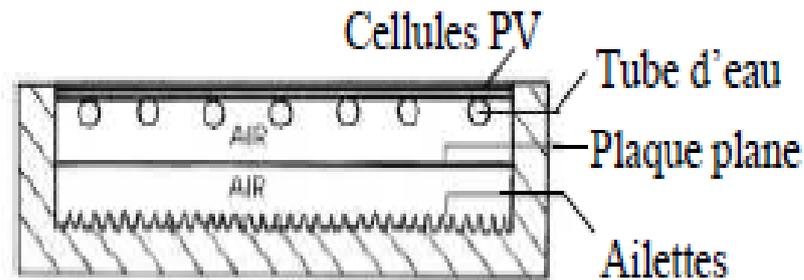


Figure 1.11. Capteur solaire PV/T à deux fluides et à fonctions superposées [48]

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 mono-cristallin. Cependant, des cellules en silicium mono-cristallin et amorphe peuvent être employées.

La simulation a été effectuée et comparée avec l'expérimentale la **Fig 1.12**. Montre l'expérience. Le capteur hybride se compose d'un échangeur thermique à air avec un absorbeur plan en acier, le module PV fabriqué par un matériau poly-cristallin (240mm x 1980mm), La nervure inclus une couche d'isolation du polystyrène et couvrir par une couche mince réfléchive et un tuyau d'eau. Ils ont conclu que la vitesse de l'écoulement massique est influée sur le comportement de l'échangeur thermique d'air à cause des pertes thermique entre l'échangeur thermique d'air et l'échangeur thermique d'eau. Ils ont décidé d'améliorer le matériau d'isolation est la forme des échangeurs, l'étude des performances d'échangeur thermique montre que les efficacités thermique peuvent être porté approximativement 80% basé sur une vitesse d'écoulement massique et une longueur de l'échangeur spécifique.

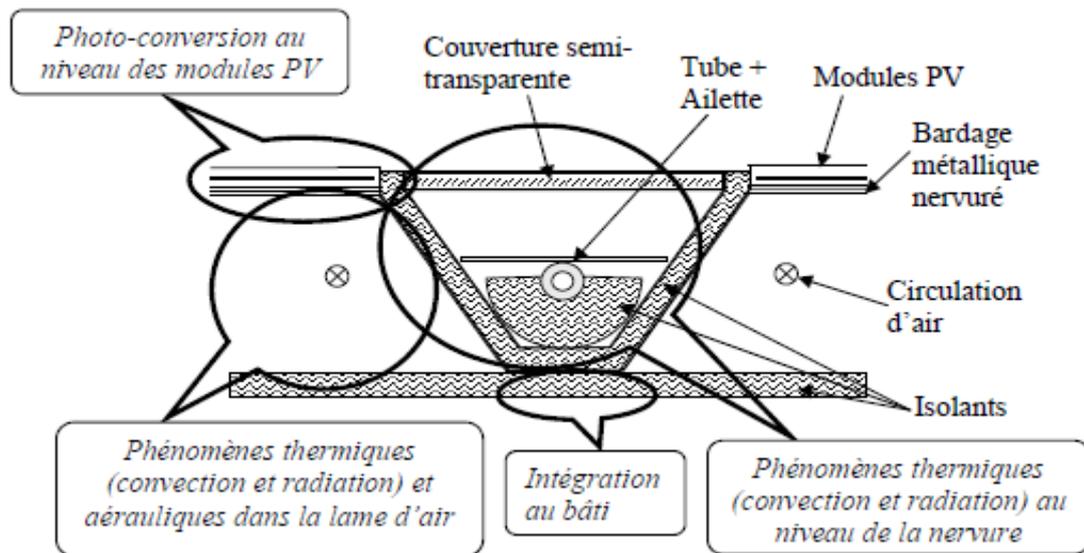


Figure 1.12. Section du prototype bi-fluide initial et localisation interdépendants [49]

1.2.3.3. Les capteurs solaires hybrides PV/T à air

Le capteur hybride PV/T à air est produit l'énergie électrique et l'énergie thermique par la chaleur sous forme d'air chaud. L'air chaud produit par ce capteur utilisable pour plusieurs applications à titre d'exemple le chauffage, le séchageetc.

Plusieurs instituts et centres de recherches dans le monde ont étudié les capteurs hybrides à air ont été évalués expérimentalement, analytiquement et économiquement. En 2007, Tiwari and Sodha [50] proposent l'étude paramétrique comparative de quatre types des capteurs solaires à air proches du système présenté précédemment comme indiqué la **Fig 1.13**. 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 vitré 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 des modules PV de plus petite surface permet une nette amélioration du rendement global du capteur solaire.

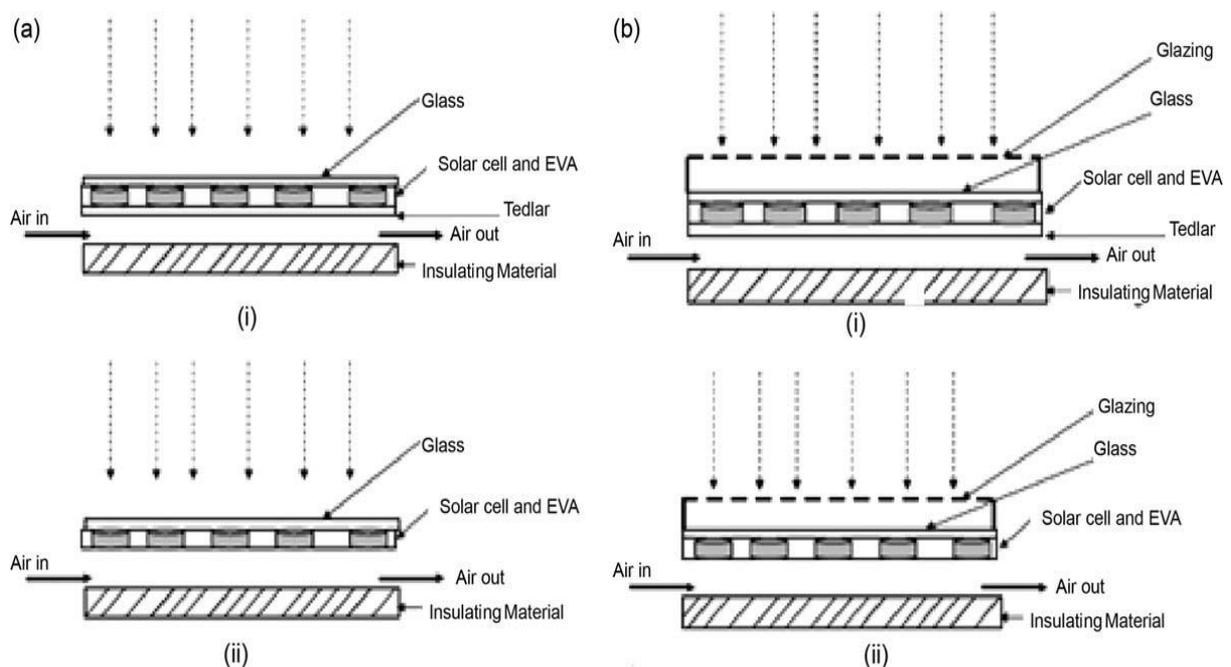


Figure 1.13. Coupe transversale de PV/T à air non vitré (a) : (i) avec tedlar et (ii) sans tedlar et (b) : (i) vitré avec tedlar et (b) (ii) sans tedlar [50].

Plus tard, en novembre 2007, Joshi et Tiwari [51] présentent l'étude des rendements énergétique et exégétique du capteur solaire hybride PV/T à air sans vitrage et comportant une couche de Tdlar. Les résultats validés 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%.

Enfin, des autres études paramétriques montrent que la localisation géographique, la surface de captation ont une forte influence sur productivité du composant hybride.

Solanki et autres [52]. Ont été exécuté une simulation à l'intérieur et enquêté sur le capteur PV/T à air. Ils ont développé un système PV/T chauffage d'air connecté en série. Les résultats expérimentaux montrent que l'efficacité thermique gagnée est de 42% et 8.4% d'efficacité électrique.

Il y a plusieurs modèles de capteur PV/T à air mais les modèles principaux sont simple et double passe du PV/T, qui a manipulé air comme un fluide caloporteur. Des études ont été effectuées par Sopian et autres [53] montrent que le modèle de capteur solaire hybride PV/T à air en double passe produit une efficacité supérieur comparé à celle de capteur solaire hybride PV/T à air en simple passe.

A. Capteur solaire hybride PV/T à air simple passe

Une étude comparative a été exécutée pour examiner l'effet de la vitesse d'écoulement massique sur les efficacités thermique et électrique des capteurs solaires hybrides [54] comme indiqué sur la **Fig 1.14**. Un absorbeur a tunnel rectangulaire en simple passe a été conçu et comparé avec l'absorbeur en spirale. Le tunnel rectangulaire en simple passe a été conçu pour produire l'air chaud et l'électricité tandis que le tube en spirale a été conçu pour produire l'eau chaud et l'électricité.

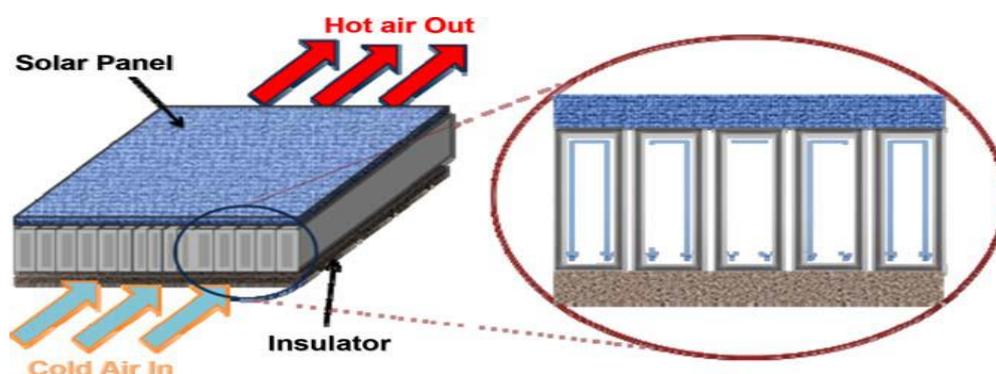


Figure 1.14. Coupe transversale de capteur hybride PV/T à air avec modèle d'absorbeur de forme rectangulaire [54].

Les deux absorbeurs sont fixés au-dessous de la plaque plane PV en silicium polycristallin en simple vitrage. Les résultats expérimentaux montrent que l'absorbeur en spirale, produit combiné une efficacité thermique de 64% avec l'efficacité électrique de 11% et puissance maximum de 25.35 W et le tunnel rectangulaire en simple passe produit combiné une efficacité de 55% avec efficacité électrique de 10% et puissance maximum de 22.45W.

Sandberg et Moshfegh [55] [56] proposent l'étude théorique et expérimentale des phénomènes thermique et aérauliques au sein d'une lame d'air **Fig 1.15**, permettant la ventilation naturelle en sous face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture comportant des panneaux PV.

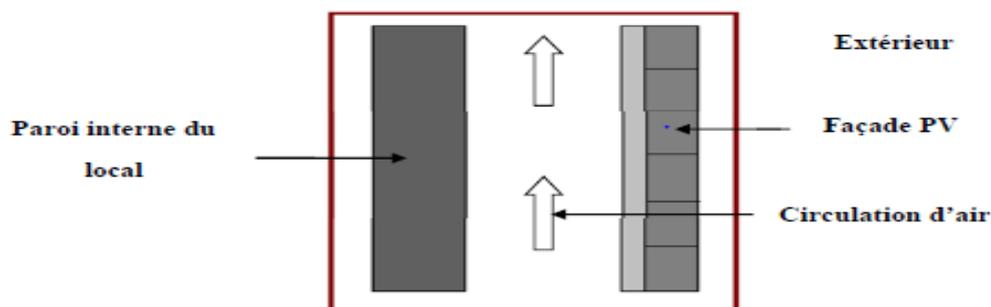


Figure 1.15. Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux PV[55][56].

Les études paramétriques menées par auteurs [55] ont montré que les dimensions et la position des modules PV la longueur de la lame, ont une forte influence sur le comportement thermique et aéraulique du système.

En 1999, Garg et Adhikari [57] proposent un programme de modélisation d'un capteur solaire PV/T hybride à air permettant d'en prédire les productivités thermiques et électriques.

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

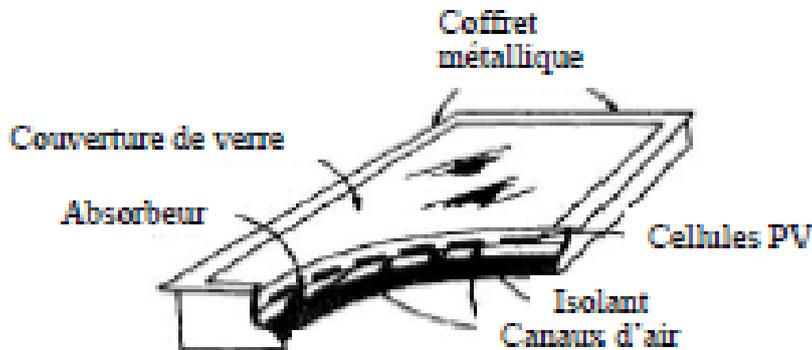


Figure 1.16. Schéma du capteur solaire hybride PV/T à air simple passe

Ce capteur solaire est composé d'une couverture transparente, d'un absorbeur peint en noire et d'un support arrière bien isolé (**Fig 1.16**). Les cellules sont collées sur l'absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive choisie pour ses bonnes propriétés de conduction thermique et d'isolation électrique.

L'effet de performance sur la vitesse d'écoulement massique de simple passe, double canaux PV/T à ailettes, a été étudié par [58][59]. **Fig 1.17** montre l'expérience ; des cellules photovoltaïques placées en haut, l'expérience a été exécuté pour examiner l'effet de la vitesse d'écoulement massique. Les résultats montrent qu'avec l'ailette attachée au-dessous, le PV a augmenté son efficacité de 49.135% à 62.823%, le débit massique varie de 0.0316 à 0.09 KG/s, la radiation de 600 W/m^2 et la température d'entrée est de $35 \text{ }^\circ\text{C}$.

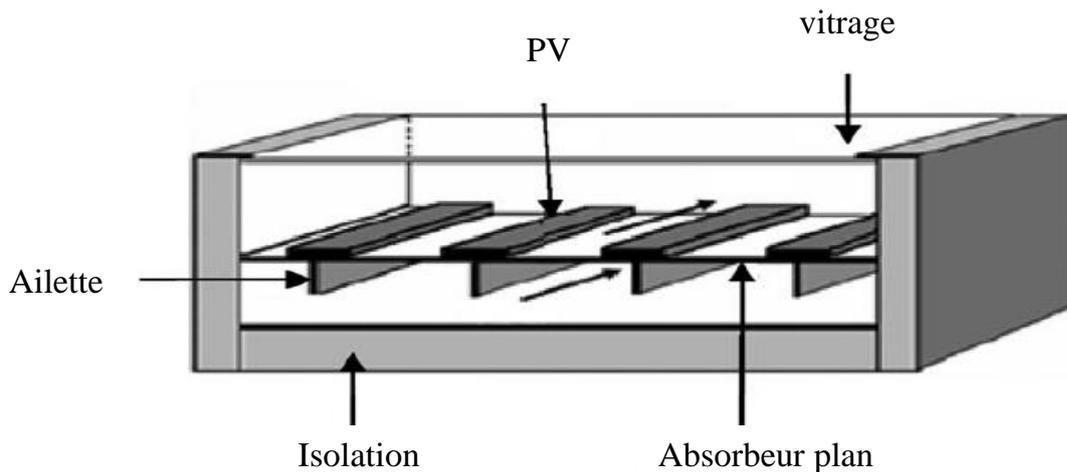


Figure 1.17. Coupe transversal de capteur PV/T à air simple passe avec ailettes et double canaux [58][59].

B. capteur solaire hybride à air double passe :

Un capteur solaire hybride PV/T à air double passe, comme indique la **Fig 1.18**, approprié pour des applications de séchage solaire a été développé et testé [60]. Ils ont prétendu que la solution stable d'état de déterminer la température de sortie et la température moyenne de panneau photovoltaïque a été obtenue basée sur les équations différentielles des canaux supérieures et inférieures du capteur. Le résultat de l'expérience montre que l'efficacité thermique obtenue est de 60% avec un débit massique de 0.036 kg/s et de 800 W/m² de irradiation solaire et la température s'attendue a 188 °C. La performance du capteur avec ailettes peut être largement améliorée en fixant le concentrateur parabolique au capteur.

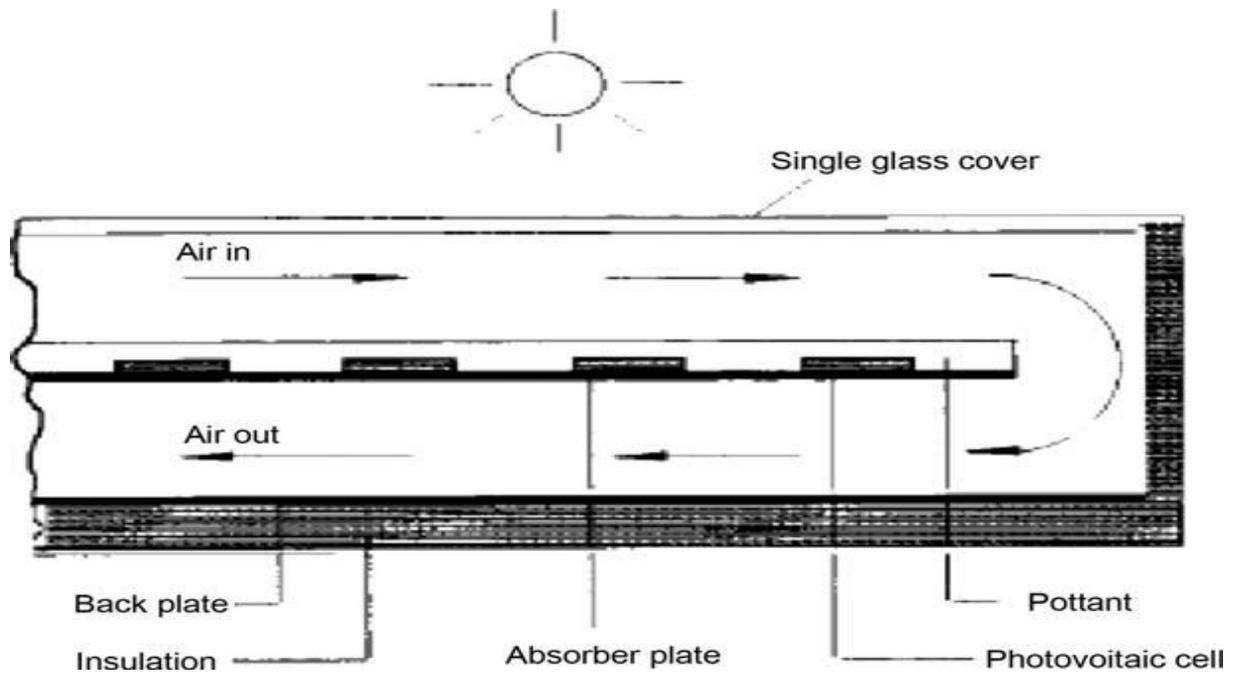


Figure 1.18. Coupe transversal du capteur solaire PV/T à air double passe [60]

L'analyse de performance d'un capteur solaire hybride PV/T à air double passe avec des ailettes a été bien étudié [59][61][62]. Ils ont prouvé qu'en installant des ailettes à l'arrière du capteur améliora le transfert thermique. Comme indiqué dans la **Fig 1.19**, le capteur se compose de trois composants principaux : couverture de verre en haut, panneau photovoltaïque et absorbeur en bas. L'air passe à travers la partie supérieure entre le vitrage et le panneau PV et passant par la partie inférieure entre le panneau et l'isolation. Les ailettes ont été fabriquées utilisant la feuille d'aluminium pour augmenter la capacité d'extraire la chaleur de module PV ainsi augmenté l'efficacité de capteur.

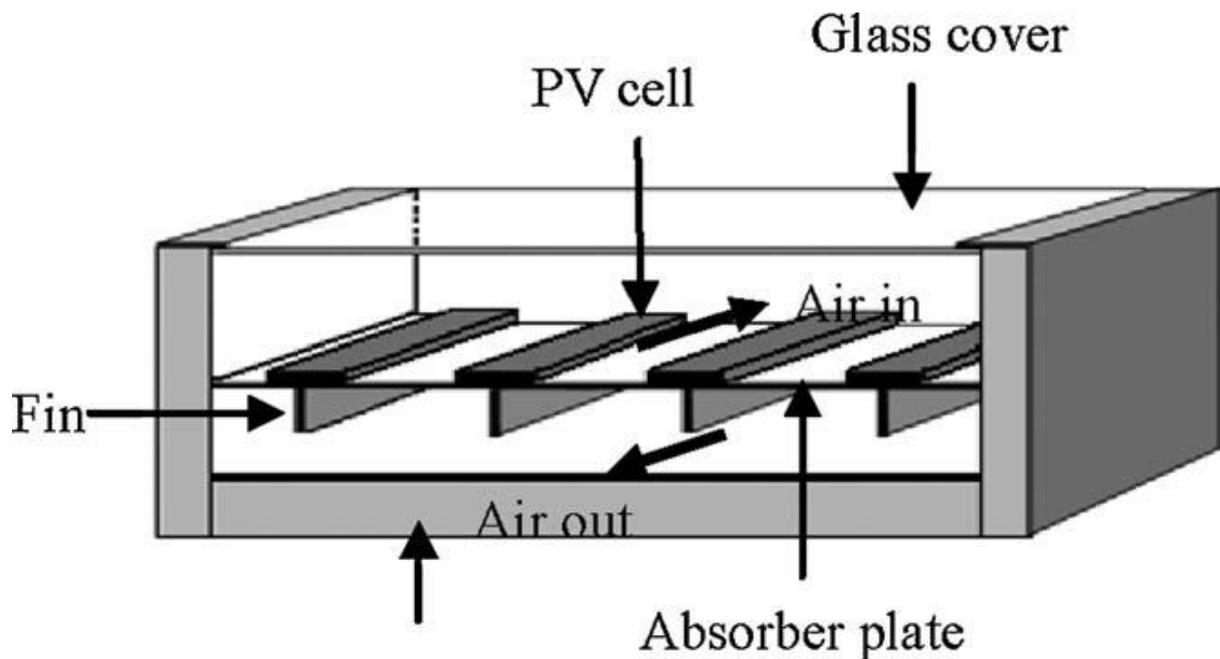


Figure 1.19. Coupe transversale du capteur solaire PV/T à air double passe à ailettes [59][61][62].

1.2.4. Capteur solaire hybride PV/T de concentration

Les systèmes à concentration photovoltaïque (CPV) peuvent opérer aux températures plus élevées que ceux des capteurs plan, le rassemblement de la chaleur rejetée par le système CPV mené à un système CPV/Thermique (CPV/T), fournissant tant l'électricité que la chaleur aux températures moyennes. L'utilisation de CPV/T en combinaison avec des réflecteurs se concentrant à un potentiel significatif pour augmenter la production d'énergie d'une surface de cellule solaire donnée. Actuellement, la recherche va développer le capteur solaire CPV/T pour générer plus d'électricité aussi bien que la production de la chaleur. Peu de chercheurs ont travaillé dans cette direction permettant les systèmes hybrides polyvalents d'accomplir la demande croissante d'énergie tant électrique que thermique, en protégeant l'environnement.

Garg et Adhikari (1999) ont démontré l'utilisation de plusieurs CPCS (capteur de concentration parabolique solaire) tronqués dans un module simple de PV/T. ils ont constaté que leur capteur pour le chauffage à air, avec un taux de concentration de 3, a eu comme conséquence de meilleures efficacités une fois intégré dans un système. Un système semblable a été également démontré par Othman et autres (2005). Cependant, ou Garg et Adhikari ont employé un passage simple pour chauffer l'air, ils ont utilisé un double passage avec une surface à ailettes arrière dans leur système. Le but de la surface à ailettes était d'améliorer le transfert thermique sur le visage arrière du module PV.

Le système de Trip Anagnostopoulos et autres (2002) (un système de chauffage à air) est peut-être l'incarnation le plus simple d'un concentrateur de PV/T. Comme mentionné, ceci a utilisé un réflecteur plat pour diriger le rayonnement solaire supplémentaire sur un capteur PV/T. Cependant, la concentration du rayonnement solaire peut également être réalisée avec les objectifs paraboliques composés les réflecteurs des concentrateurs (CPC), linéaires ou circulaires de Fresnel ou avec des plaques paraboliques. Un arrangement typique d'un capteur PV/T de CPC est montré sur la **Fig 1.20**.

Comme mentionné, la concentration par les réflecteurs linéaires de Fresnel est également possible. Rosell et autres (2005) ont démontré un système basé sur cette méthode qui a eu un rapport de concentration de 11. Ils pouvaient obtenir une efficacité thermique maximum approximativement de 60% de leur système sans la charge électrique. D'ailleurs, ils ont identifié le fait qu'une des résistances thermiques

principales dans leur capteur PV/T était celle entre la cellule PV et le plat d'amortisseur sur lesquels il a été collé.

Une autre variation sur la ligne focalisant des collecteurs PV/T est les GERÇURES (concentrant le système de la chaleur et d'alimentation) ; actuellement en service à une des résidences à l'université nationale australienne (ANU). Ce système, discuté par Coventry (2005), utilise un réflecteur parabolique de cuvette avec un module de PV/T monté à son foyer. Le système a un taux de concentration de 37 et a un maximum rapport efficacité combinée de 69%.

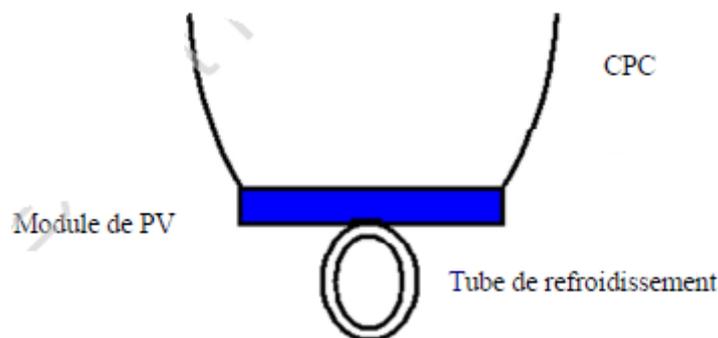


Figure 1.20. Capteur PV/T de concentration.

Coventry a noté que le système ait eu une efficacité thermique inférieure que ceux rapportés dans d'autres études, les pertes de chaleur du système de GERÇURES ou beaucoup inférieur, en raison de son plus petit secteur de chauffage. Coventry a également noté que les imperfections dans la forme de concentrateur ont eu comme conséquence l'illumination non-uniforme affectant de ce fait l'exécution électrique.

Kribus et autres (2006) ont discuté la conception d'un système hybride CPV/T en utilisant un concentrateur parabolique de petite taille. A la différence des systèmes discutés plus tôt, leur conception de système pouvait fournir le chauffage à très hautes températures. Ils proposent que de tels systèmes puissent être employés dans des applications résidentielles pour conduire les systèmes de refroidissement à absorption.

Kostic et autres. [63] ont conçu l'orientation optimale du capteur PV/T avec des réflecteurs, pour obtenir plus d'énergie électrique et thermique du capteur surmonté par des réflecteurs plan pour concentrer le rayonnement solaire sur le capteur, ils ont aussi conçu des réflecteur avec système PV/T mobile (**Fig 1.21**) dans ce travaille, l'efficacité thermique et électrique de capteur solaire PV/T sans réflecteurs et avec des réflecteurs dans la position optimale a été calculée. En utilisant les résultats expérimentaux, l'efficacité totale et l'efficacité d'économie d'énergie de capteur PV/T sans réflecteurs révèle être 60.1%, qui sont significativement plus hauts que pour le capteur solaire thermique conventionnel. D'autre part, l'efficacité d'économie d'énergie pour le capteur PV/T avec des réflecteurs dans la position optimale révèle être 46.7 %, qui est presque égal à l'efficacité thermique d'un capteur thermique solaire conventionnel. L'efficacité d'économie d'énergie de capteur PV/T diminue légèrement avec le facteur de concentration d'intensité de radiation solaire.

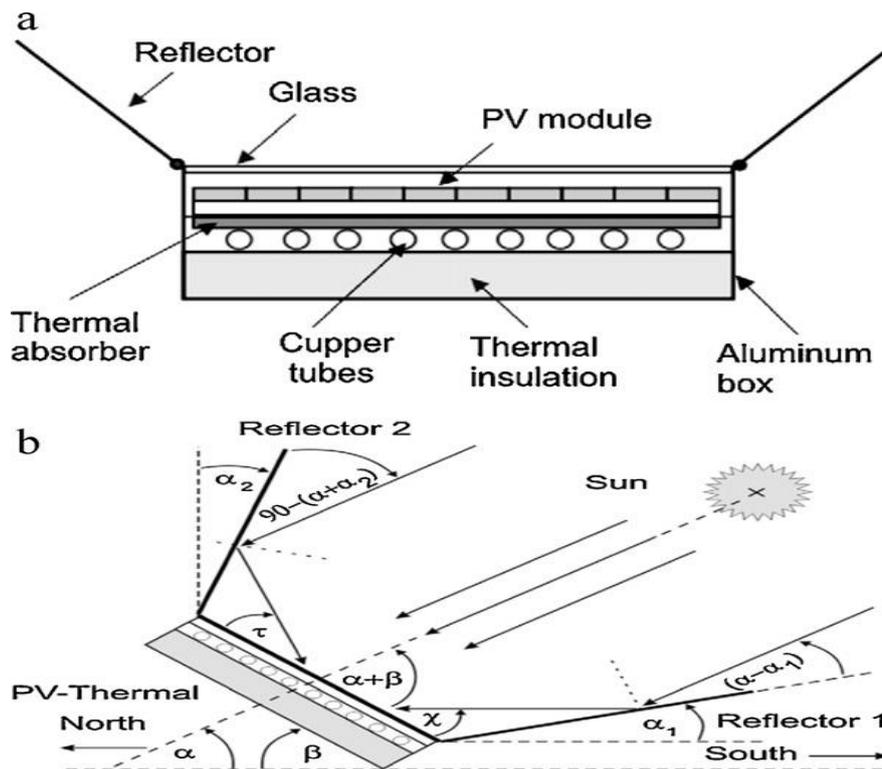


Figure 1.21. a) coupe transversale de capteur solaire CPV/T, et b) diagramme schématique de capteur solaire CPV/T [63].

Coventry [64] a conçu un concentrateur photovoltaïque thermique CPV/T en cuvette parabolique avec un taux de concentration de 37 à l'Australie ANU comme indiqué la **Fig 1.22**. Les efficacités électrique et thermique du CPV/T sont obtenues dans les conditions idéales. Une comparaison a été faite avec un capteur thermique plan qui montre que le CPV/T ANU a une efficacité inférieure à la température près ambiante (en raison des pertes optiques). Il ne subit pas l'augmentation rapide de perte thermique comme les augmentations de température d'exploitation, en raison de beaucoup de superficie réduite. Les résultats mesurés sous des conditions de fonctionnement typiques ont montré que l'efficacité thermique et électrique révèle être autour de 58% et 11% respectivement, donc une efficacité combinée de 69% qui est significativement assez haut.



Figure 1.22. Prototype concentrateur CPV/T type ANU[64].

1.3. Les matériaux à changement de phase PCM

Les matériaux à changement de phase (MCP) sont des substances avec une haute chaleur latente de fusion avec un point de fusion approprié à l'application. Ils sont utilisés dans des modules PV pour limiter la température cellulaire en absorbant la chaleur en fondant (refroidissement) [Huang et d'autres., 2006 et Huang et d'autres., 2004] et comme un moyen de stockage thermique pour prolonger la durée d'eau chauffant par la chaleur vient de la congélation de PCM.

Le stockage thermique par changement de phase est une technologie innovante et prometteuse en matière d'économie d'énergie. C'est un domaine de recherche relativement nouveau et qui a débuté avec le Dr. Telkes dans les années 40 (Lane, 1983) [65]. Ses travaux n'ont pas suscité au début beaucoup d'intérêt et ce jusqu'à la crise énergétique de la fin des années 1970 et le début des années 80.

La première application d'un MCP décrite dans la littérature était leur utilisation pour le chauffage et la climatisation des bâtiments par Telkes (1975) [66], et Lane (1983) [65].

Bien que la recherche sur le stockage de chaleur latente pour les systèmes de chauffage solaire continue de suscité l'intérêt de beaucoup de chercheurs (Sari et autres 2000) [67], on le considère de plus en plus pour la récupération et le stockage de la chaleur résiduelle des équipements industriels et le lissage de la charge pour la production d'électricité (El Dessouky et autres 1997) [68]. Le principe d'utiliser un accumulateur thermique pour stocker l'énergie latente générée par un procédé n'est pas récent. Son intérêt réside dans l'ajustement des pics de la demande d'énergie. La chaleur ou le froid généré par les équipements et récupéré et stocké dans une batterie thermique et peut par la suite être utilisé lorsque nécessaire, par exemple lors des moments où la demande est à son maximum. La technique permet à la fois de diminuer les appels de puissance et d'améliorer l'efficacité énergétique de l'équipement en faisant fonctionner à un régime optimal.

Chapitre 02

Généralité sur les énergies renouvelables

2.1. Introduction

La consommation de l'énergie mondiale dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace c'est manifesté principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

Ainsi l'augmentation brutale du prix du pétrole survenue en 1973 a conduit une première fois l'homme à s'intéresser à d'autres sources d'énergies inépuisables dites :

Énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables (aussi appelées énergies vertes) correspondent à des sources d'énergie qui sont non seulement issues de phénomènes naturels, mais qui se régénèrent également par elles-mêmes, à l'aide de processus naturels indépendants des humains. Le soleil et la chaleur interne de la Terre font partie des sources d'énergie naturelles les plus importantes. Le fait qu'une ressource soit renouvelable ou non dépend aussi de la vitesse à laquelle celle-ci est consommée. Prenons par exemple, le bois tant que le nombre d'arbres coupés n'excède pas le nombre d'arbres qui poussent, le bois peut être considéré comme étant une ressource renouvelable. La question n'est donc pas seulement d'utiliser des énergies vertes, mais aussi de ne pas consommer l'énergie de façon abusive.

2.2. Type des énergies renouvelables

2.2.1. Énergie hydraulique

Les états utilisent l'eau comme source d'énergie depuis des milliers d'années. Environ les deux tiers de la superficie de la terre sont couverts d'eau. Les vents qui soufflent à la surface des océans et des rivières créent des vagues, et des courants aquatiques, la « densité énergétique » est suffisante pour produire de l'électricité de manière rentable, Les marées sont une source d'énergie renouvelable gratuite, disponible 365 jours par année.



Figure 2.1. Exemple sur l'énergie hydraulique [69].

Les technologies utilisées pour mettre à profit cette énergie et produire de l'électricité coûtent toute fois cher. En outre, certaines des technologies, comme celles qui exigent des barrages ou des digues, peuvent perturber les écosystèmes locaux. Mais le plus important que cette énergie est propre et elle ne laisse pas ni de gaz, ni de production de déchets toxiques, et elle représente 23% de la part des énergies renouvelables. L'évolution de ce secteur reste très faible et n'a pas connu de croissance depuis ces dernières années.

La quantité d'électricité produite dépend de la distance verticale que l'eau franchit et du débit de l'eau.

- L'eau de la rivière ou du réservoir derrière le barrage passe par une ouverture, habituellement une prise d'eau, et ensuite dans un tuyau appelé conduite forcée.
- L'eau traverse la conduite forcée sous pression jusqu'à son extrémité, où se trouve une turbine.
- La force de l'eau fait tourner les aubes de la turbine, qui font tourner l'arbre à l'intérieur.
- L'arbre de la turbine est relié à un alternateur, qui produit de l'électricité.
- Une fois passée la turbine, l'eau circule dans un conduit, appelé aspirateur, sort de la centrale par un canal, appelé canal de fuite, et retourne à la rivière.

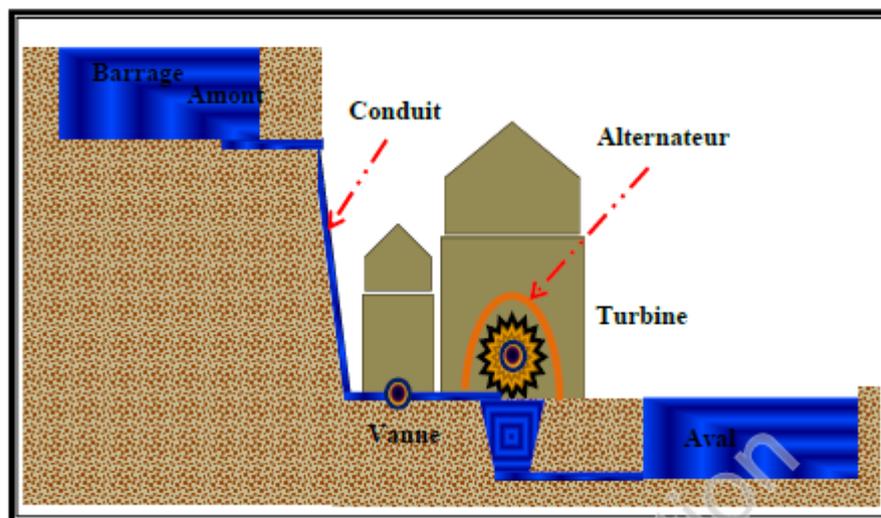


Figure 2.2. Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique [69].

2.2.2. L'éolienne

Le vent est une source intermittente d'énergie puisqu'il ne souffle pas toujours à la vitesse requise pour produire de l'électricité. En général, les éoliennes captent en moyenne entre 15 et 40 % du total de la capacité nominale de production d'électricité de l'éolienne. Dans la plupart des cas, l'électricité produite par les éoliennes, du moins les éoliennes d'utilité publique, est acheminée au réseau et devient une partie de l'ensemble de l'électricité prête à être mise en service. Comme dans le cas de l'électricité produite à l'aide des marées et des vagues, il n'y a ni pollution de l'air ni émissions de gaz à effet de serre notables qui sont associées à cette forme d'énergie renouvelable. Il y a du bruit, cependant, provoqué par les pales de rotor qui fendent l'air. Mais les vitesses de rotor réduites (de 15 à 25 tr-min) de même que les nouveaux matériaux ont réduit considérablement le niveau de bruit ces dernières années. De nos jours, le niveau de bruit à 250 mètres peut être aussi bas que 42 ou 43 décibels, ce qui est moins que la moyenne de l'intensité du bruit de fond dans les secteurs résidentiels des villes.



Figure 2.3. Exemple sur l'énergie éolienne [69]

De la même façon, des résultats d'études montrent que les éoliennes ont peu d'effets sur les populations d'oiseaux, en partie parce que les services publics et les sociétés privées se donnent beaucoup de mal pour s'assurer de ne pas situer les parcs éoliens au milieu des trajectoires de vols migratoires et en partie parce que, dans la plupart des régions, les trajectoires migratoires des oiseaux passent au-dessus des éoliennes ou de la portée des pales.

Les vitesses plus lentes et constantes des pales ainsi que la conception solide des tours, qui sont l'apanage des éoliennes d'aujourd'hui, contribuent aussi à réduire les possibilités d'impacts avec des oiseaux. C'est un principe vieux comme les moulins à vent, le vent fait tourner les pales qui sont elles-mêmes couplées à un rotor et à une génératrice, elle fonctionne comme suit :

- Le vent traverse les pales de rotor, les faisant tourner.
- L'arbre du rotor peut être fixé à un multiplicateur, qui peut accroître la vitesse, ou encore il peut être fixé directement dans la génératrice et produire de l'électricité.
- Plus le vent souffle fort, plus on peut capter de l'énergie et plus on peut produire de l'électricité. Si le vent est trop fort, l'éolienne s'arrêtera en se détournant du vent et en appliquant un mécanisme de frein qui empêche les pales de tourner trop rapidement et de s'endommager.

Il existe deux modèles de base d'éoliennes : le modèle à axe horizontale et le modèle à axe verticale. [70]

A. Eolienne à axe horizontale

L'éolienne à axe horizontale ressemble davantage à un moulin à vent avec ses deux ou, plus souvent, trois pales de rotor fixées comme une hélice sur le devant et au sommet de la tour. Sur certaines éoliennes de ce type, les pales de rotor peuvent être posées à plat et basculer vers l'avant et vers l'arrière (ou s'incliner) pour capter le vent. On les appelle éoliennes à pas variable.

Le multiplicateur, le frein et la génératrice sont logés dans un coffre, ou une nacelle, derrière les pales de rotor, au sommet de la tour. [70]

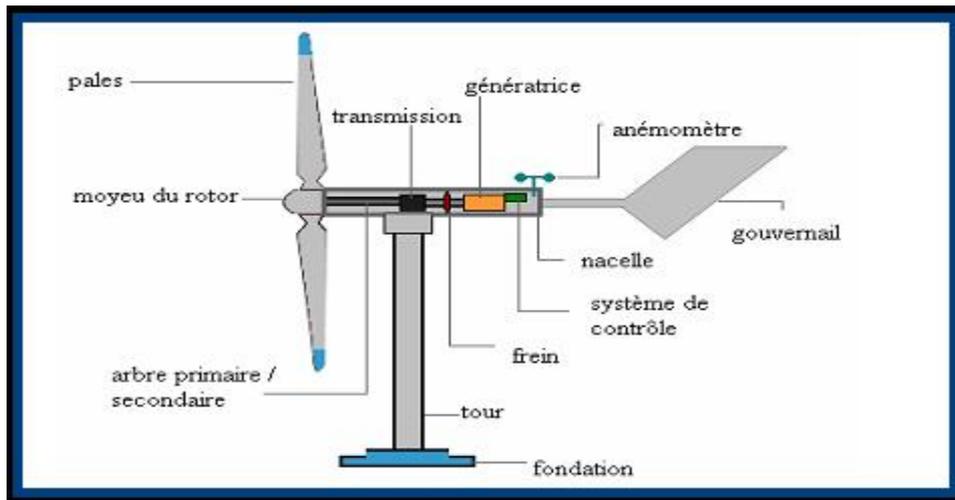


Figure 2.4. Eolienne à axe horizontale [70].

B. Eolienne à axe vertical

L'éolienne à axe vertical ressemble à un batteur à œufs. Les pales de rotor sont fixées au sommet et près du bas de la tour, et sont bombées au centre. Le multiplicateur et la génératrice sont logés dans une structure de protection, à la base de la tour.

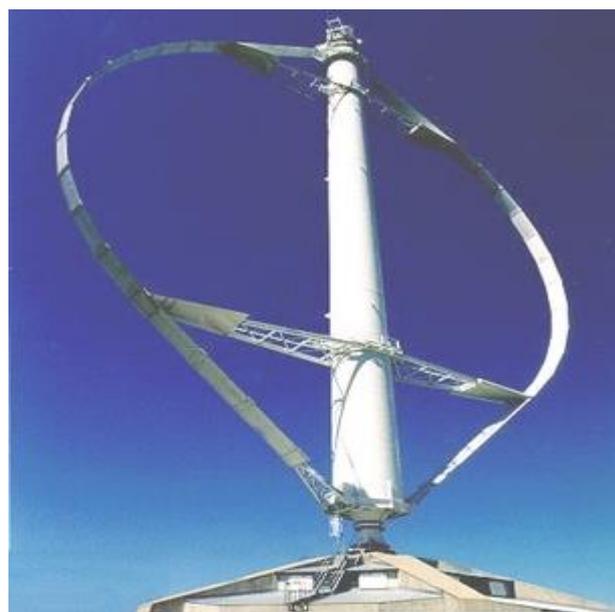


Figure 2.5. Eolienne à axe vertical [70].

2.2.3. La biomasse

La « biomasse » est un terme général qui fait référence aux matières organiques et qui englobe les plantes, les arbres, les résidus agricoles tels que les tiges de maïs et la paille de blé, les déchets organiques des municipalités, et les résidus des opérations forestières, y compris la sciure de bois, les rémanents d'exploitation et les résidus de sciage. Il y a plusieurs façons de transformer la biomasse en chaleur et en électricité, dont la combustion directe, la digestion anaérobie, la cuisson simultanée, la pyrolyse et la gazéification.



Figure 2.6. Exemple sur l'énergie biomasse [69].

Lorsque la biomasse est convertie en énergie, elle n'ajoute pas plus de dioxyde de carbone à l'air que ce qu'elle avait séquestré au cours de sa croissance. Autrement dit, l'énergie tirée de la biomasse est considérée neutre sur le plan des gaz à effet de serre. La gazéification est une forme de pyrolyse. Elle requiert davantage d'air que la pyrolyse lorsque la biomasse est chauffée. Le gaz qui en résulte, appelé gaz de

gazogène, est un mélange de monoxyde de carbone, d'hydrogène et de méthane, ainsi que de dioxyde de carbone et d'azote. Ce gaz est brûlé pour produire de la vapeur ou utilisé dans des turbines à gaz pour produire de l'électricité. L'utilisation de l'énergie biomasse n'augmente pas les émissions atmosphériques de dioxyde de carbone, l'une des principales sources de gaz à effet de serre, grâce aux cycles de repousse des plantes et des arbres, l'utilisation de biomasse peut également réduire les émissions de méthane, un autre gaz à effet de serre, qui provient de la décomposition de matière organique. Si les ressources de la biomasse sont utilisées de façon avisée et si les émissions issues de la combustion qui en résultent sont contrôlées de façon efficace, la biomasse a le potentiel de fournir des quantités importantes d'énergie plus proprement et en produisant beaucoup moins de gaz à effet de serre que les combustibles fossiles non renouvelables, tels que le charbon et le pétrole. La combustion directe de biomasse, cependant, peut entraîner des émissions atmosphériques préoccupantes. Comme dans le cas de toute technologie de production d'énergie, il faut considérer tous les aspects environnementaux avant de prendre des décisions définitives.

2.2.4. La géothermie

Les systèmes qui utilisent l'énergie terrestre et qui transfèrent la chaleur de zones situées à proximité de la surface de la terre pour chauffer de l'air et de l'eau ne produisent pas d'émissions nocives et leur exploitation est relativement bon marché, tout dépendant de la façon dont l'électricité pour les alimenter est produite. En outre, l'énergie géothermique est une forme d'énergie constante plutôt qu'intermittente.

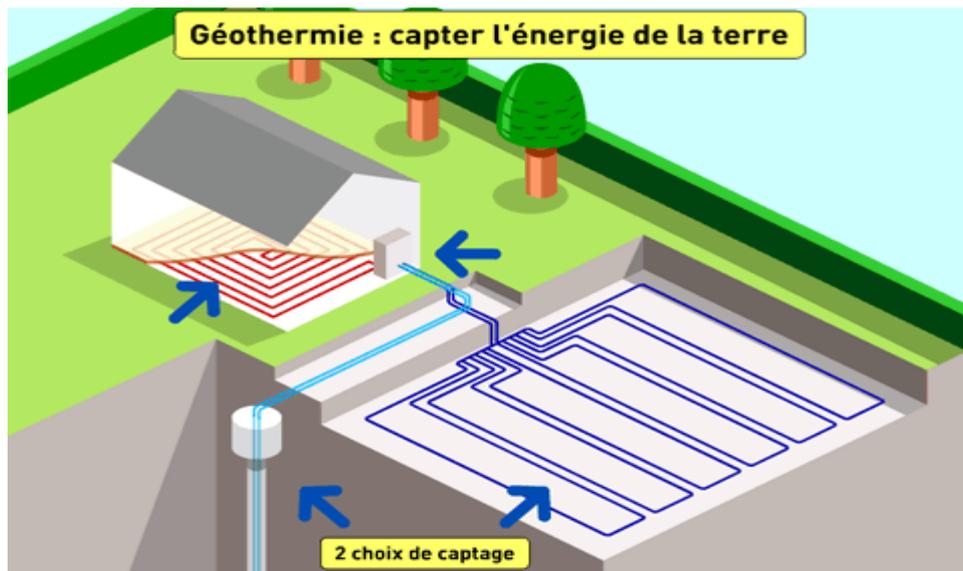


Figure 2.7. Exemple sur l'énergie géothermie [69].

On caractérise trois types d'énergie :

A. La géothermie à haute énergie

La température élevée du gisement (entre 80°C et 300°C) permettant la production d'électricité.

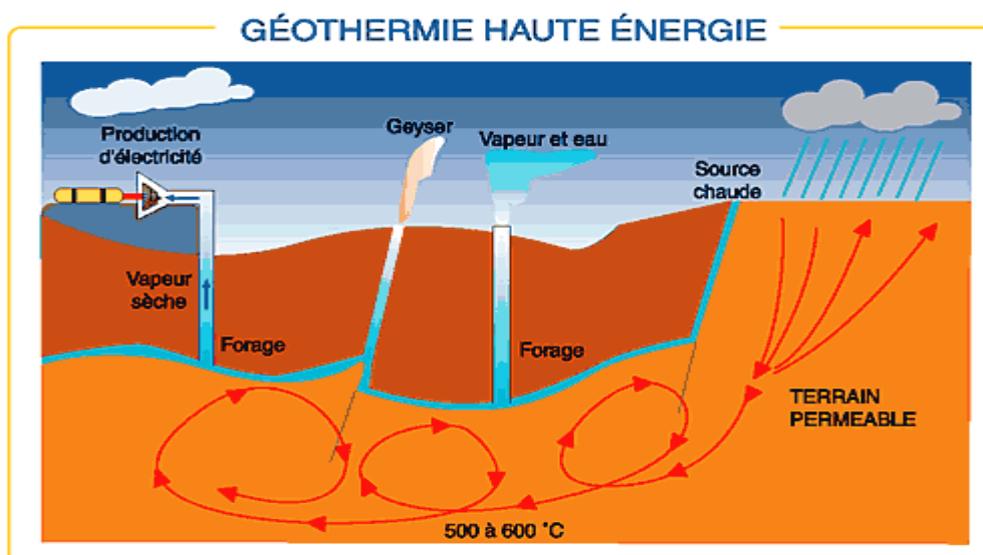


Figure 2.8. Géothermie à haute énergie[69].

B. La géothermie à basse énergie

La température de l'eau entre 30°C et 100°C. Cette technologie est utilisée principalement pour le chauffage urbain collectif par réseau de chaleur.

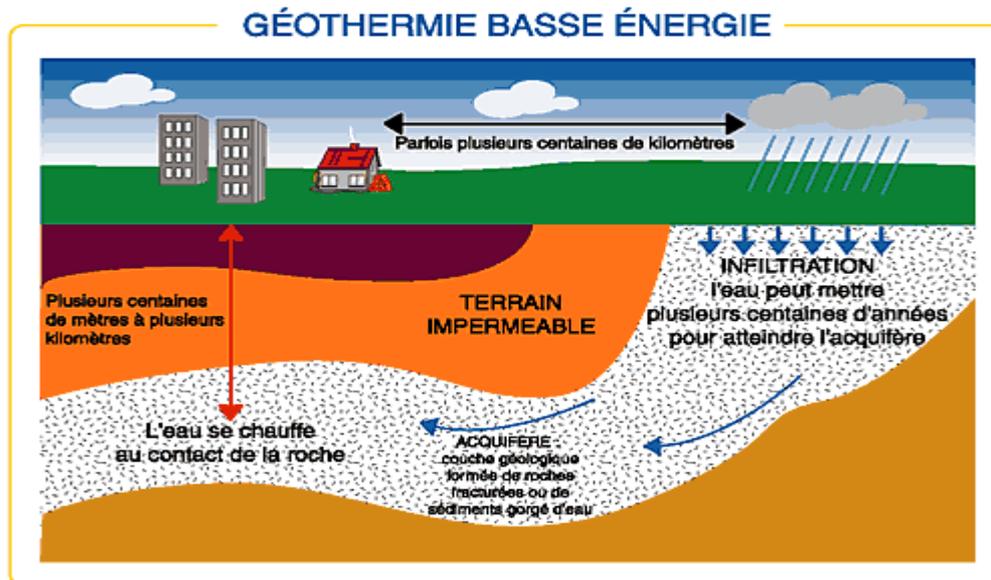


Figure 2.9. Géothermie à basse énergie[69].

C. La géothermie à très basse énergie

La température est comprise entre 10°C et 30°C. Cette technologie est appliquée au chauffage et la climatisation avec la pompe à chaleur géothermique.

2.2.5. L'énergie solaire

Le soleil est une source abondante et écologique d'énergie renouvelable. Aujourd'hui, nous captions l'énergie solaire pour chauffer les maisons et l'eau, et pour produire de l'électricité au moyen de trois différentes méthodes et technologies : l'énergie solaire passive, l'énergie solaire active et l'énergie photovoltaïque.

A. L'énergie solaire passive

Le terme « passif » renvoie aux techniques utilisées pour capter l'énergie. Ces techniques misent sur la conception des immeubles et le type de matériaux utilisés pour les construire. La conception solaire passive ne date pas d'hier. Il y a cent ans, des familles peignaient des réservoirs noirs et les plaçaient au soleil pour chauffer leur eau. Les surfaces noires absorbaient la chaleur qui était transférée du métal des réservoirs à l'eau. Cette méthode est toujours utilisée dans les pays chauds.



Figure 2.10. Maison passive.

Aujourd'hui, la conception solaire passive utilise les éléments fondamentaux d'un immeuble, les murs, la toiture et les fenêtres, pour contrôler la quantité d'énergie solaire absorbée ou perdue.

B. L'énergie solaire active

Le système d'énergie solaire active utilise des capteurs solaires pour capter l'énergie du soleil et produire de la chaleur afin d'alimenter des pompes et des ventilateurs qui distribuent de l'eau et de l'air chaud.

C. L'énergie photovoltaïque

Le processus photovoltaïque transforme l'énergie de rayonnement du soleil en courant électrique continu par des panneaux solaires. Le physicien français Edmond Becquerel (le père d'Antoine Henri Becquerel, connu pour sa découverte de la radioactivité) a décrit l'effet en 1839, mais ce n'est que vers le milieu et la fin des années 1950 que des cellules photovoltaïques pratiques ont été commercialisées.

Cette énergie qui ne représente que 0,8% des énergies renouvelables mondiales n'est pas encore très significative. Elle est cependant rentrée dans une phase d'augmentation exponentielle de sa production avec une évolution actuelle de plus de 40% par an. Ainsi la production mondiale de photopiles est passée sur la période 1997-2007 de 125,8 MWC à 3733 MWC. Elle devrait dépasser les 10 000 MWC en 2010 [69].



Figure 2.11. Exemple d'énergie solaire photovoltaïque [69].

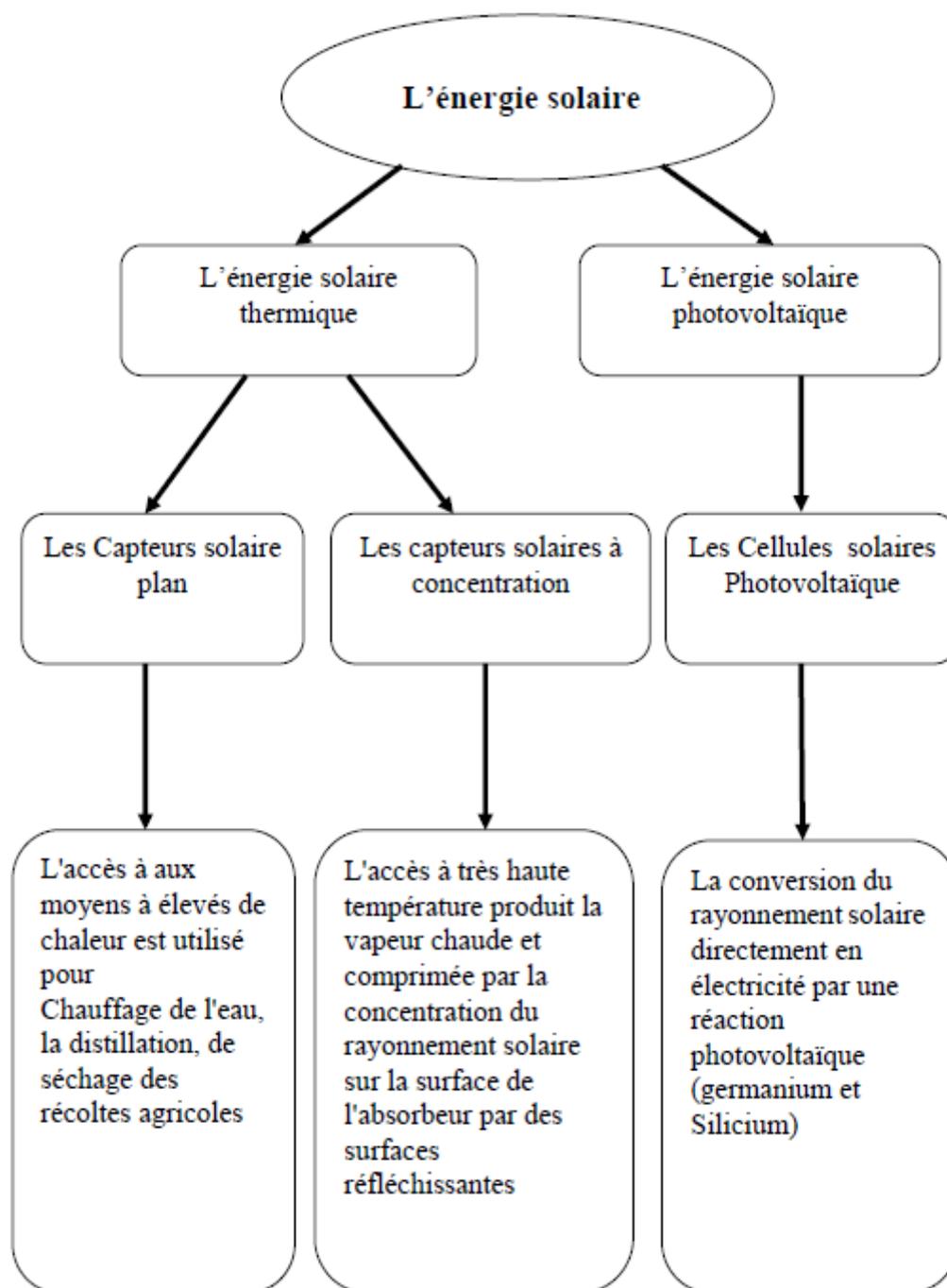


Figure 2.12. Plan de l'utilisation de l'énergie solaire.

2.3. Gisement solaire

2.3.1 Introduction

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un site donné et au cours d'une période donnée son évolution peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale.

L'étude du gisement est le point de départ de toute investigation. Cette étude est très indispensable dans le domaine de l'énergie solaire afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique, de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité.

2.3.2 Le soleil

Le soleil est l'origine principale de toute forme d'énergie sur terre. Ceci étant vrai autant pour les énergies conventionnelles d'origine fossile, comme les hydrocarbures qui sont la conséquence de la photosynthèse ; que pour les énergies non conventionnelles dites renouvelables, comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, et l'énergie géothermique.

L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de 14×10^5 km de diamètre, sa masse est de l'ordre de 2×10^{30} kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments [71], [72].

Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est à peu près égale à 4×10^{26} w. Seule une partie est interceptée par la terre, elle est de l'ordre de $1,7 \times 10^{17}$ w. Elle nous parvient essentiellement sous forme d'ondes électromagnétiques ; 30% de cette puissance est réfléchiée vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est

utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère [71], [72].

Les composants du soleil sont regroupés dans le tableau (2-1) et ses caractéristiques principales sont regroupées dans le tableau (2-2) [73].

Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales (Figure 1.12) [71], [72], [73] :

A/ L'intérieur, contient 40% de la masse du soleil, c'est là où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire, cette région s'étend sur une épaisseur de 25×10^4 km. Cette couche est divisée en trois zones, le noyau, la zone radiative et la zone convective. Le rayonnement émis dans cette partie est totalement absorbé par les couches supérieures. La température atteint plusieurs millions de degrés, et la pression un milliard d'atmosphères.

Tableau 2.1. Les Compositions du soleil.

Composition du soleil	
Hydrogène	73,46 %
Hélium	24,85 %
Oxygène	0,77 %
Carbone	0,29 %
Fer	0,16 %
Néon	0,12 %
Azote	0,09 %
Silicium	0,07 %
Magnésium	0,05 %

Tableau 2.2. Caractéristiques principales du soleil [73].

Diamètre (km)	14×10^5
Masse (kg)	2×10^{30}
Surface (km ²)	6.09×10^{12}
Volume (km ³)	1.41×10^{18}
Masse volumique moyenne (kg/m ³)	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	2.5×10^{17}

B/ La photosphère est une couche opaque, très mince, son épaisseur est d'environ 300 km, elle est responsable de la presque totalité du rayonnement qui nous parvient, c'est la partie visible du soleil. L'ordre de grandeur de la température n'y est plus que de quelques millions de degrés, décroissant très rapidement dans l'épaisseur de la couche jusqu'à une température dite de surface de l'ordre de 4500 °.

C/ La chromosphère et la couronne solaire, sont des régions à faible densité ou la matière est très diluée, elles constituent l'atmosphère du soleil. Cette couche est caractérisée par un rayonnement émis très faible, bien que la température y est très élevée (un million de degrés).

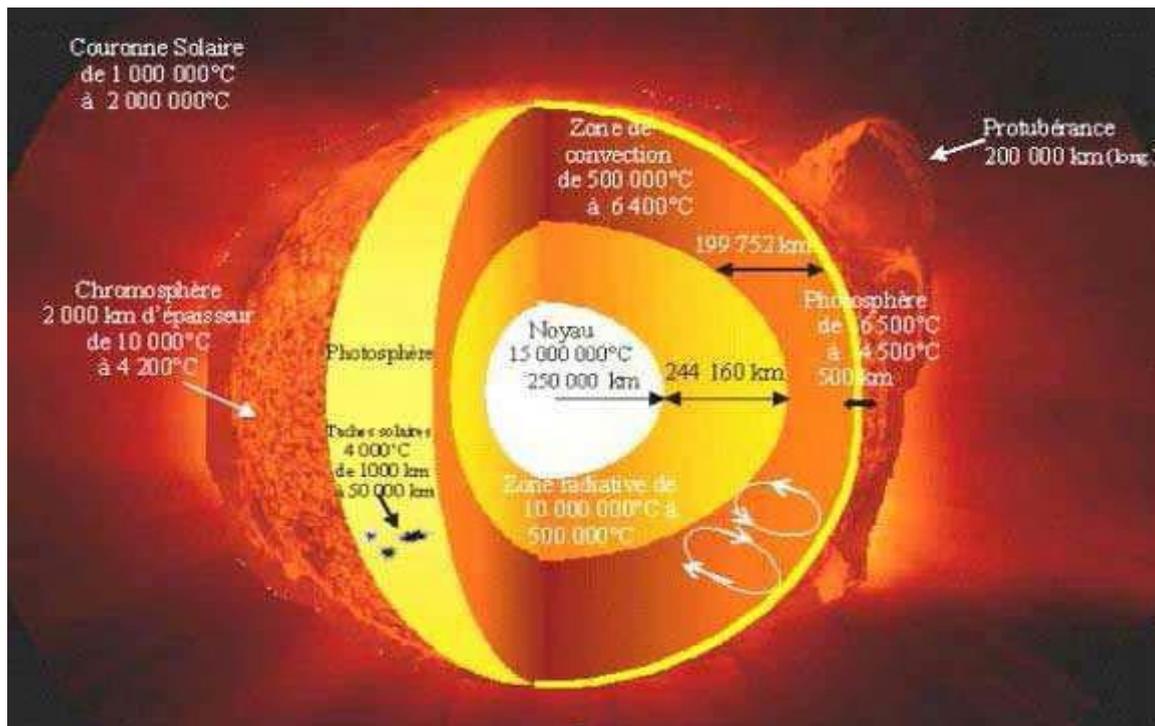


Figure 2.13. Structure du soleil [71].

2.3.3 La terre

La terre a la forme d'un ellipsoïde de révolution aplati. Sa superficie est de $510101 \times 10^3 \text{ Km}^2$, son volume est égale à $1083320 \times 10^6 \text{ Km}^3$, sa masse est 6×10^{21} tonnes et sa densité moyenne est de 5.52.

La terre décrit autour du soleil une ellipse presque circulaire. Cette est située dans un plan appelé écliptique. L'axe de rotation terrestre fait un angle de $23,27^0$ ce qu'on appelle déclinaison. L'intersection du plan de l'équateur avec le plan l'écliptique définit la ligne des équinoxes. L'intersection de cette ligne avec l'orbite terrestre, lors de l'équinoxe de printemps définit le point vernal celui-ci est pris comme origine pour le celui des angles définissant la position relative du soleil par rapport à la terre.

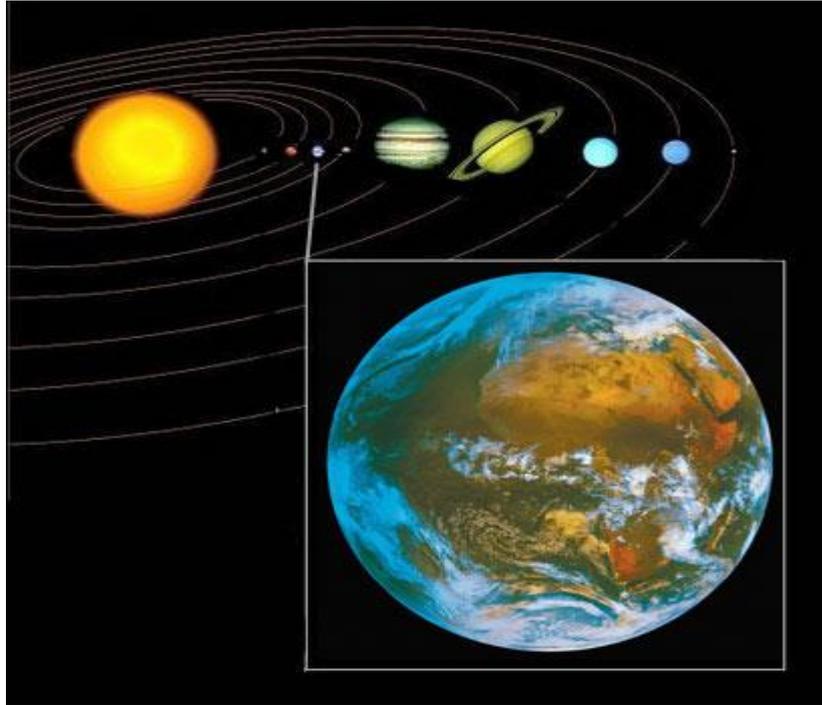


Figure 2.14. Position de la terre dans le système solaire [72].

2.3.4 Le mouvement de la terre autour du soleil

Dans son mouvement autour du soleil, la terre décrit une ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers, la révolution complète s'effectue en une période de 365,25 jours. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique [71].

C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil : 147 millions de km. Au 22 juin la distance terre-soleil vaut 152 millions de km, c'est le jour ou la terre est la plus éloignée, c'est le solstice d'été. Le 21 mars et le 21 septembre sont appelés respectivement équinoxes de printemps et équinoxe d'automne. Aux équinoxes le jour et la nuit sont égaux [71].

En plus de sa rotation autour du soleil, la terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Cette rotation s'effectue en une journée. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé

l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique, ils font entre eux un angle appelé inclinaison égale à $23,27^\circ$ [71].

Mouvement de la Terre autour du soleil

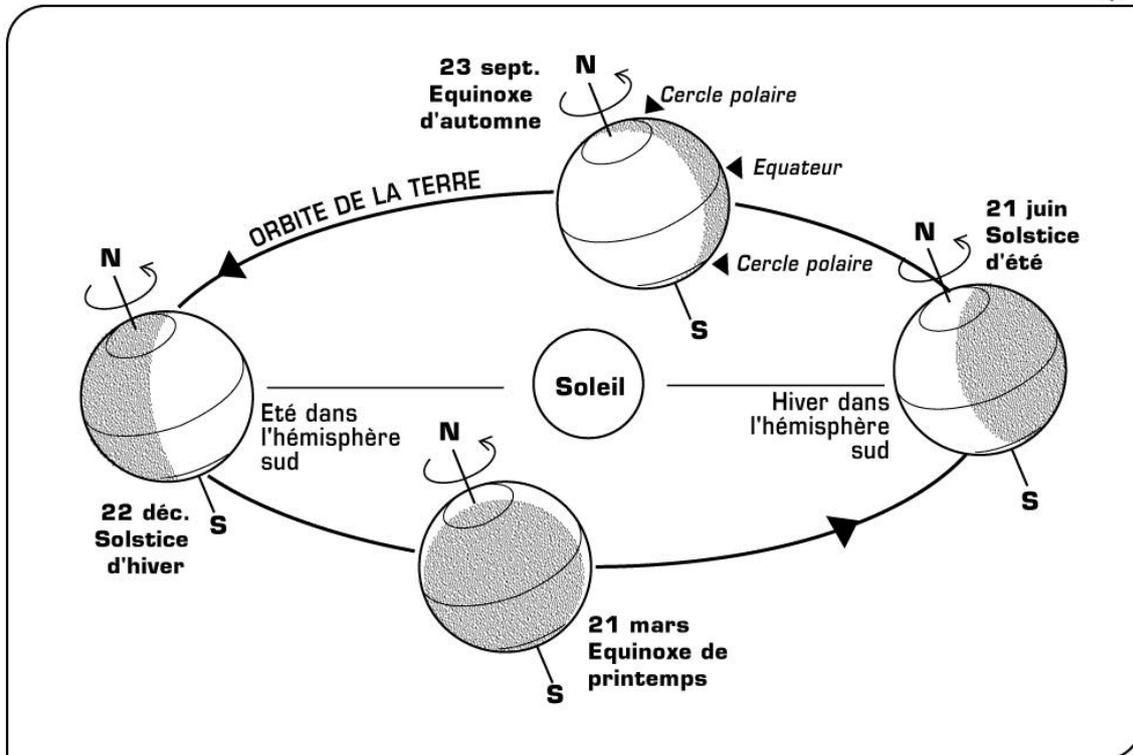


Figure 2.15. Mouvement de la terre autour du soleil [72].

2.3.5 Le rayonnement solaire

Le rayonnement électromagnétique émis par le soleil est la manifestation externe des interactions nucléaires qui se produisent au cœur du soleil et de l'ensemble des interactions secondaires qu'elles génèrent dans son enveloppe. Il constitue la quasi-totalité de l'énergie expulsée par le soleil.

Le rayonnement solaire est caractérisé par différentes caractéristiques dont la plus importante est la constante solaire, qui est une donnée fondamentale indépendante des conditions météorologiques [74].

La deuxième caractéristique du rayonnement solaire est sa répartition spectrale, qui est à peu près celle d'un corps noir à 5800°k. Le rayonnement solaire est une superposition d'ondes dont les longueurs vont de 0,25 micromètres à 4 micromètres [71], [74]. La figure 1.21 donne l'allure du spectre solaire [75].

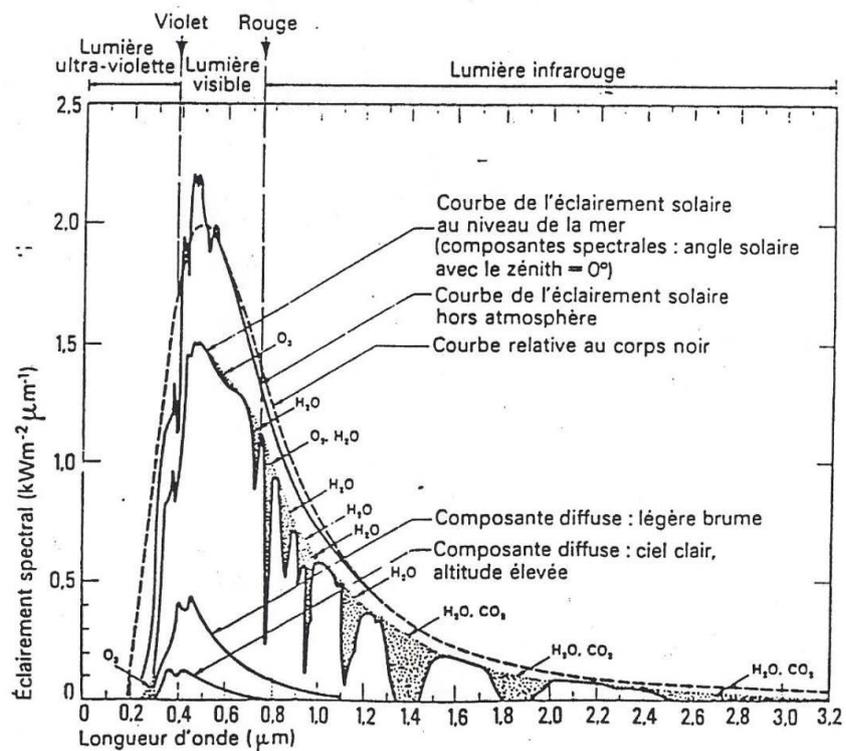


Figure 2.16. Le spectre solaire [74].

A. Le rayonnement solaire hors atmosphère

Le rayonnement solaire hors atmosphère ne dépend que des paramètres astronomiques, il est caractérisé par une donnée fondamentale appelée constante solaire [71], [74].

- **La constante solaire**

La constante solaire E_0 est le flux énergétique reçu par une surface unité, normale aux rayons solaires, située en dehors de l'atmosphère à une distance moyenne terre-soleil.

La mesure de la constante solaire a fait l'objet de nombreuses expériences. Dans notre cas nous adopterons la valeur de 1353 w/m^2 ($\pm 1,5\%$). Ce flux, dit constante solaire varie cependant légèrement au cours de l'année, suivant les variations de la distance terre-soleil.

En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l'année j par la relation suivante :

$$E = E_0 \text{ EXP } [1+0,033 \cos (0,984 j)] \quad (1.15)$$

L'évolution annuelle est représentée par la Fig 2.17 suivante :

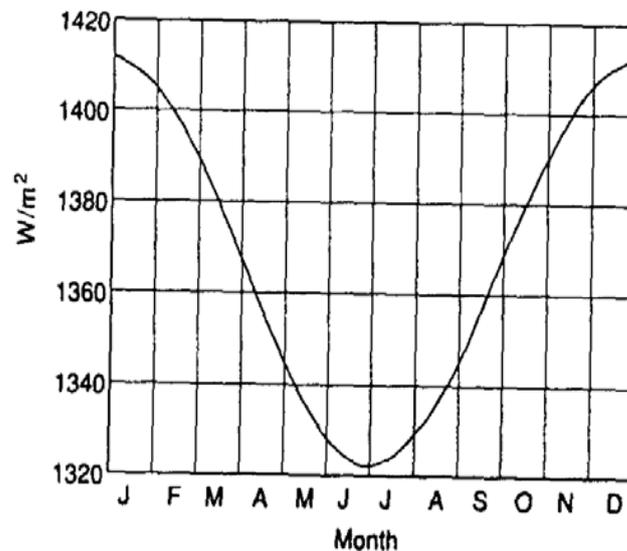


Figure 2.17. Evolution annuelle de la constante solaire [74].

On remarque que le maximum est obtenu au mois de janvier avec la valeur 1413 w/m^2 , le minimum au début de juillet avec la valeur 1320 w/m^2 .

B. Le rayonnement solaire reçu au niveau du sol

L'atmosphère terrestre perturbe grandement et par des processus variés le flux de photons issu du soleil. Donc, après sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire peut être considéré comme la somme de deux composantes [71], [74] :

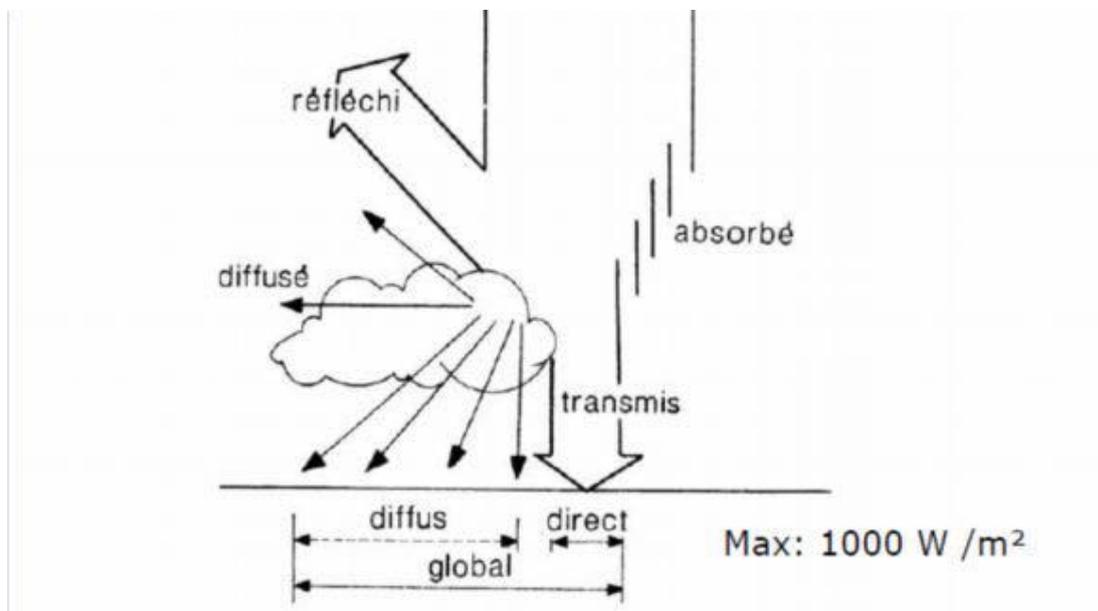


Figure 2.18. Rayonnement direct, diffus et global.

▪ Le rayonnement direct (S)

Est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications, il provient du disque solaire seulement à l'exclusion de tout rayonnement diffusé, réfléchi ou réfracté par l'atmosphère.

▪ **Le rayonnement diffus (D)**

Est la part du rayonnement solaire provenant de toute la voûte céleste, à l'exception du disque solaire, et diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.

▪ **Le rayonnement global (G)**

Est le rayonnement reçu sur une surface horizontale provenant du soleil et de la totalité de la voûte céleste. Il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus. La figure illustre les différents composants du rayonnement solaire au niveau du sol.

C. L'albédo

Est la partie réfléchié par le sol. Dépend de l'environnement du site. La neige par exemple renvoie énormément de rayons solaires alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun, il faudra tenir en compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés. On définit l'albédo comme le rapport réfléchié au sol par une surface et l'énergie incident par le soleil.

2.3.6 Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [76].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure 1.24 :

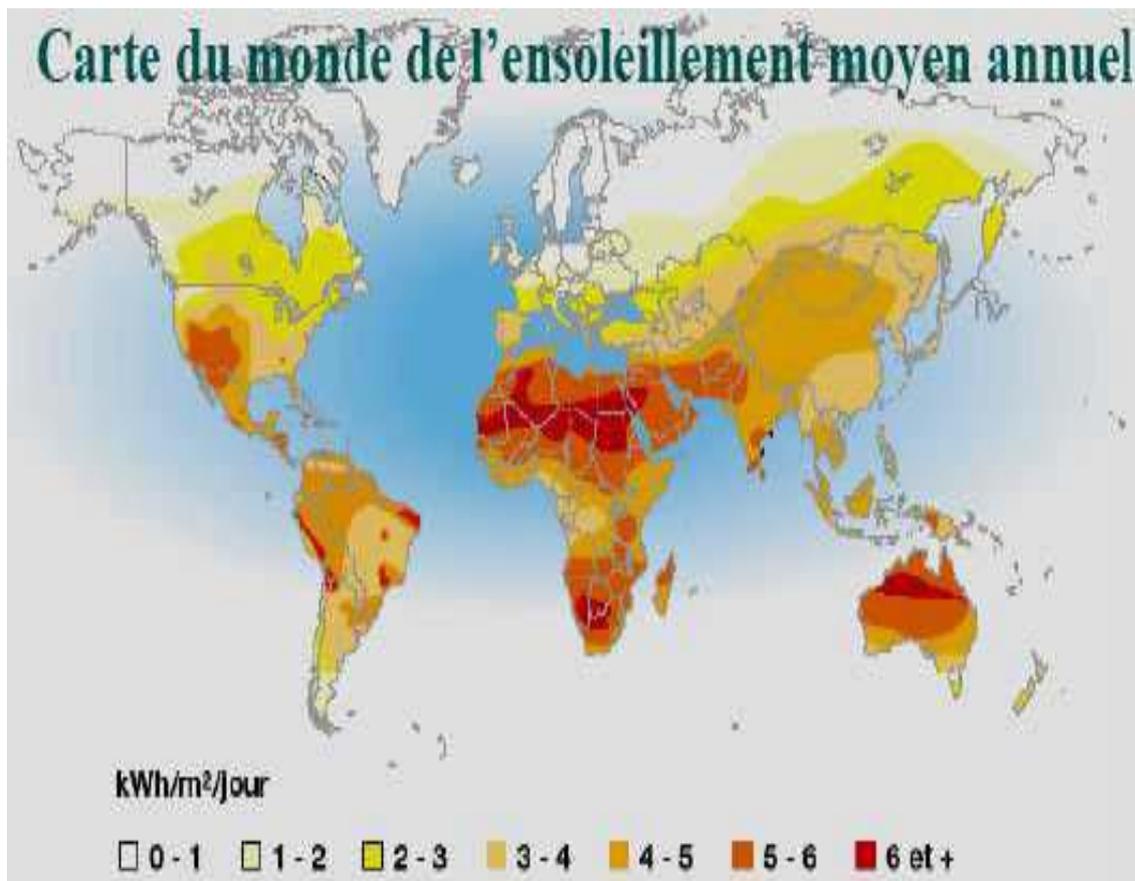


Figure 2.19. Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel.

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à HassiR'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau 2.2 selon l'ensoleillement reçu annuellement [77] :

Tableau 2.3. Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [77].

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moy. d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	26500

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale. La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure 2.19) [77].

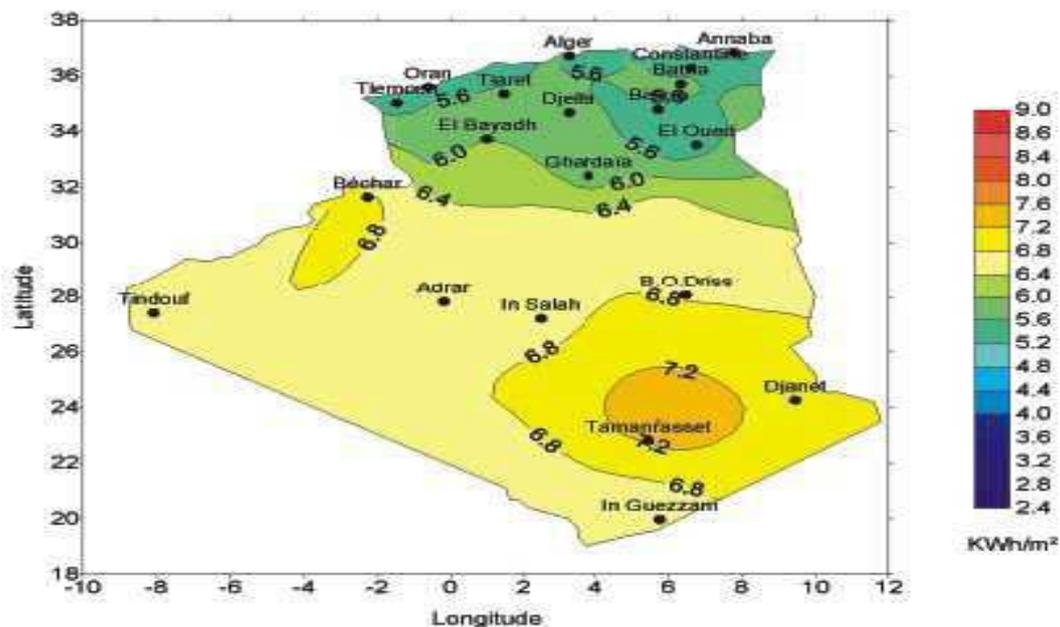


Figure 2.20. Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.

2.4. Le transfert de chaleur

2.4.1. Introduction

Le transfert de chaleur est l'un des modes les plus connus d'échange d'énergie. qui peut être défini comme la transmission de l'énergie d'une région à une autre sous l'influence d'une différence de température, il est régi par une combinaison de loi physique, les transferts thermiques ont, aussi bien dans le domaine des sciences pures que dans celui des applications technologiques, un rôle souvent essentiel. Ce rôle devient même déterminant lorsqu'il est à l'origine des techniques utilisées (échangeurs, moteurs thermiques, calorifugeage, utilisation de l'énergie solaire,...). [78] et on cite essentiellement les capteurs solaires qui convertissent l'énergie solaire en électricité pour les panneaux photovoltaïques ou en chaleur pour les capteurs solaires thermiques ou bien en électricité et en chaleur pour les capteurs hybrides. à cause de la non efficacité totale des capteurs (les pertes) l'énergie ne se convertit pas totalement.

Il existe trois modes de transfert de chaleur : la conduction, la convection et le rayonnement

2.4.2. Transfert par 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. [79]

La transmission de chaleur par ce moyen est d'autant plus faible que le matériau est épais et de faible densité.

Dans le cas d'un capteur solaire, l'énergie est absorbée par la vitre et par les cellules de silicium et la chaleur est conduite à l'arrière et avant du capteur par l'intermédiaire des couches intervenantes. La loi de Fourier pour l'état d'équilibre, des applications unidimensionnelles est comme suit :

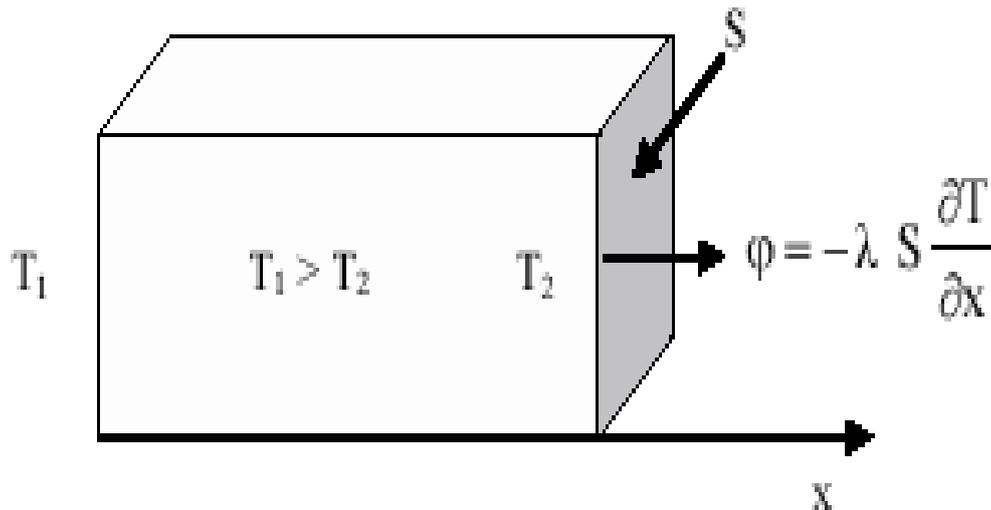


Figure 2.21. Schéma de transfert de chaleur conductif loi de Fourier [79].

$$Q = -\lambda A \frac{dT}{dx} \quad (2-1)$$

Cette équation est donnée dans le cas où k est une constante.

Avec :

Q : flux de chaleur exprimée en (W).

A : Aire de la section perpendiculaire au flux de chaleur, exprimée en (m^2).

λ : Conductivité thermique du solide exprimée en (W/mk).

dT/dx : Gradient de température dans la section d'aire A exprimée en ($^{\circ}C/m$).

Pour une plaque plane simple d'épaisseur L , l'équation devient :

$$Q = -\lambda A (T_2 - T_1)/L \quad (2-2)$$

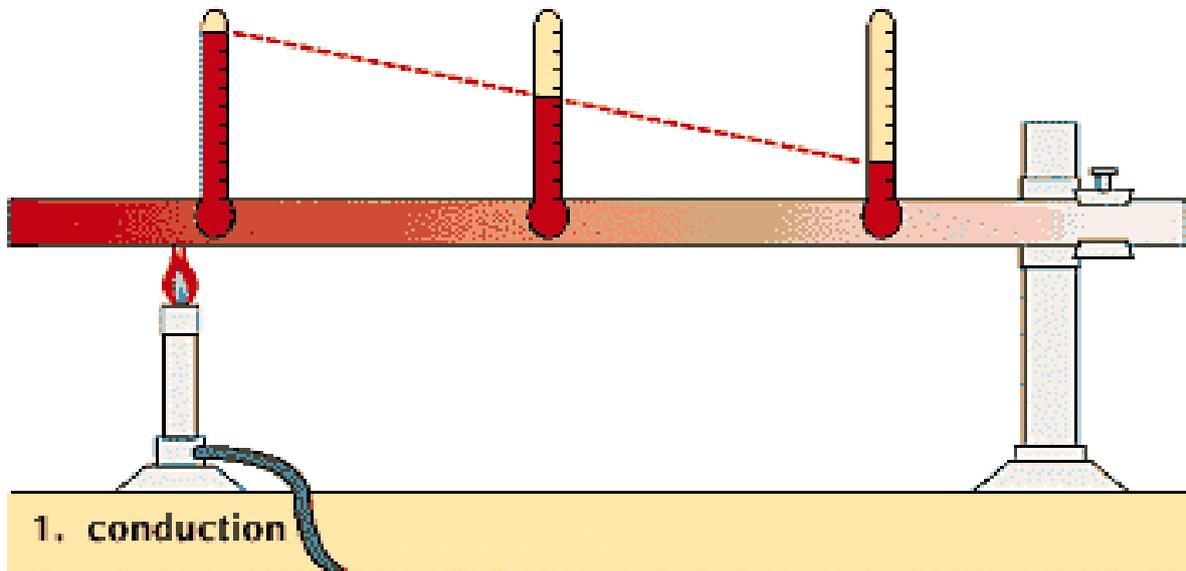


Figure 2.22. Schéma de transfert de chaleur conductif [79].

Le Tableau 2.4. Contient les conductivités thermiques de différents matériaux et de quelques matériaux isolants :

Tableau 2.4. Conductivités thermiques de quelques matériaux

Matériau	λ ($\text{W m}^{-1} \text{°C}^{-1}$)	Matériau	λ ($\text{W m}^{-1} \text{°C}^{-1}$)
Argent	419	Plâtre	0,48
Cuivre	386	Amiante	0,16
Aluminium	204	Coton	0,059
Acier doux	45	Liège	0,044-0,049
Acier inox	14,9	Laine de roche	0,038-0,041
Glace	1,88	Laine de verre	0,035-0,051
Béton	1,4	Polystyrène expansé	0,036-0,047
Bois (feuillu-résineux)	0,12-0,23	Polyuréthane (mousse)	0,030-0,045
Brique terre cuite	1,1	Polystyrène extrudé	0,027
Verre	0,78	Air	0,026

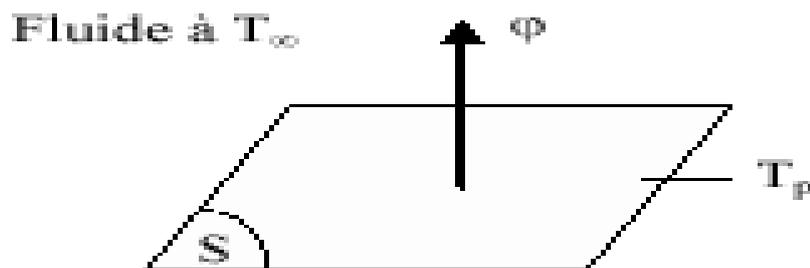
2.4.3. Transfert par convection

Les phénomènes de convection interviennent dans la transmission de la chaleur chaque fois qu'un fluide se déplace par rapport à des éléments fixes, lorsque se produit au sein du fluide des courants dus simplement aux différences de densité résultant des gradients de température, on dit que la convection est naturelle ou libre par contre, si le mouvement du fluide est provoqué par une pompe ou un ventilateur, le processus est appelé convection forcée. [80]

Le transfert de chaleur par convection est décrit en utilisant des corrélations entre certains paramètres sans dimensions. De tels paramètres sont les nombres de Nusselt, de Reynolds et de Prandtl. Ces paramètres sont employés afin de déterminer la valeur de h pour chaque cas :

$$Q = h A (T_p - T_\infty) \quad (2-3)$$

La loi de Newton du refroidissement est alors employée afin de calculer le transfert de chaleur par convection.



Avec :

Q : flux de chaleur exprimée en (W).

h : Coefficient d'échange de chaleur par convection exprimée en $(W/m^2.K)$.

A : Aire de la surface d'échange de chaleur exprimée en (m^2) .

$(T_p - T_\infty)$: la différence de température de la paroi et du fluide respectivement (K).

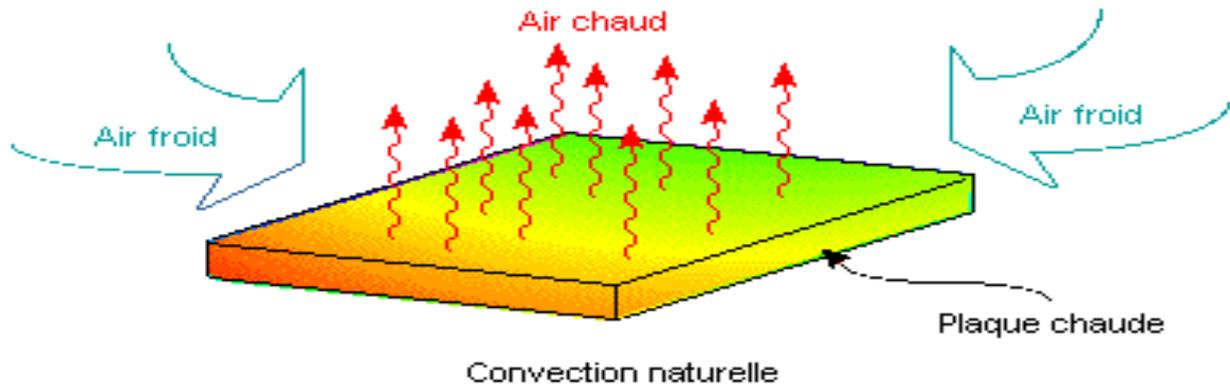


Figure 2.23. Schéma de transfert de chaleur convectif [80].

Il y a trois types de convection :

A. Convection libre ou naturelle

Le phénomène de convection naturelle thermique apparaît spontanément, sous le seul effet des différences de masse volumique résultantes des différences de températures sur les frontières et d'un champ de forces extérieures (le champ gravifique,...).

[80][81]

B. Convection forcée

Le phénomène de convection forcée apparaît quand le mouvement du fluide est imposé par une cause mécanique extérieure (pompe, ventilateur,...) au système.

[80][81]

C. Convection mixte

La convection mixte correspond au couplage des deux phénomènes précédents (convection naturelle et forcée) quand les vitesses d'écoulement, fictives, dues aux deux types de convection sont considérées séparément, du même ordre de grandeur.

[80][81]

2.4.4. Transfert par rayonnement

C'est le mécanisme par lequel la chaleur se transmet d'un milieu à haute température vers un autre à basse température lorsque ces milieux sont séparés dans l'espace, ce mode de Transfert ne nécessite pas de support matériel et peut donc s'effectuer dans le vide, en générale les sources de rayonnement sont des solides et le rayonnement se fait par la surface. [79]

L'énergie rayonnée par unité de temps, par une surface A d'un corps noir est donnée d'après la loi de Stephan-Boltzman (en 1884) par :

$$Q = \sigma A T^4 \quad (2-3)$$

Si on prend le rayonnement entre un corps et le milieu environnant nous avons la relation :

$$Q = \varepsilon_p \sigma A_p (T_p^4 - T_f^4) \quad (2-4)$$

Avec :

Q : la chaleur transmis par rayonnement.

ε_p : Facteur d'émissivité du corps.

σ : Constante de Stephan- Boltzman. **$\sigma = 5.66 \cdot 10^{-8}$ en $J/s \cdot m^2 \cdot k^4$**

T : Température du corps en kelvin.

La valeur de ε vaut 1 pour un corps noir.

La plupart des gaz monoatomiques ou poly-atomique symétriques (**H₂, N₂, O₂,**) n'absorbent et n'émettent aucun rayonnement thermique. Par contre les gaz poly-atomiques non symétriques émettent un tel rayonnement.

Un corps étant rarement totalement isolé, il recevra également le rayonnement émit par le gaz qui l'entourne ou par d'autres corps lui faisant face.

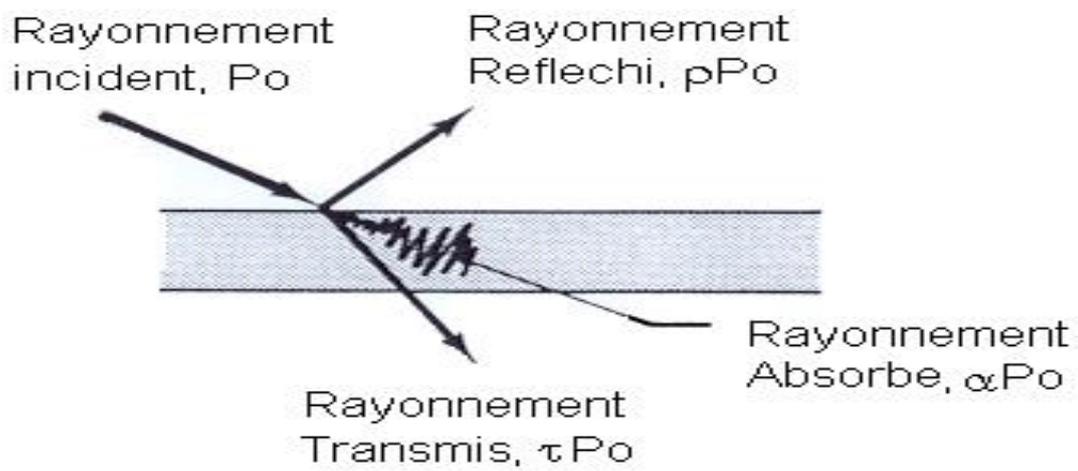


Figure 2.24. Rayonnement absorbé par un volume [79].

Chapitre 03

Généralités sur les capteurs solaires

3.1. Introduction

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis long temps à mettre à profit cette énergie importante et diffusée la sur l'ensemble de la planète, il est arrivé à réaliser deux sortes de panneaux solaires, le plus répandu étant le panneau solaire photovoltaïque qui produit de l'électricité à partir de l'impact des rayons du soleil. L'autre sorte est le panneau solaire thermique qui produit la chaleur pour chauffer les maisons et l'eau.

3.2. Capteurs solaires thermiques

3.3.1. Présentation

Les capteurs solaires thermiques sont des appareils qui transforment l'énergie apportée par le rayonnement solaire en énergie thermique sous forme de chaleur et la transmettent à un fluide caloporteur (air ou liquide). [82]

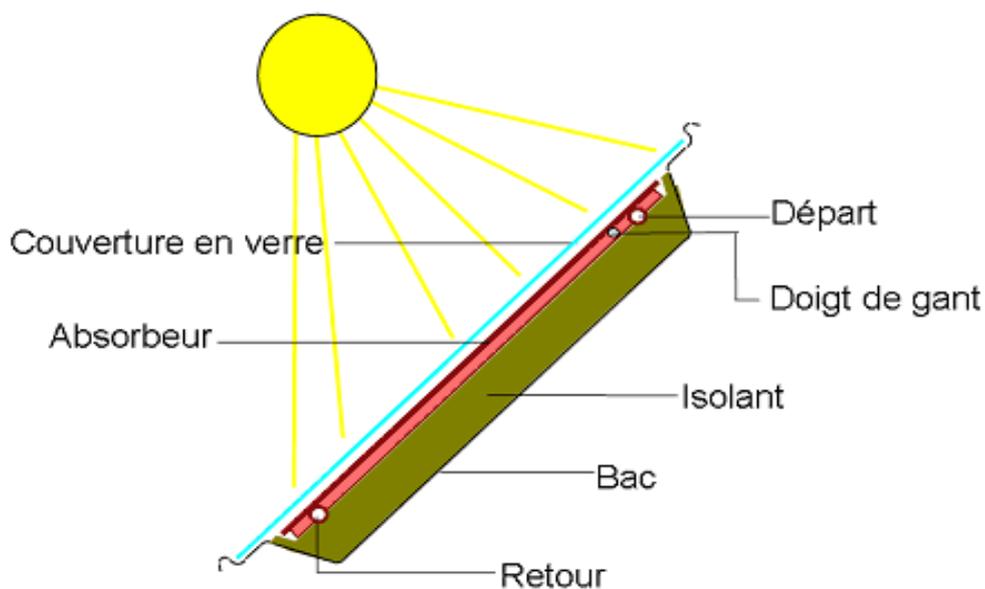


Figure 3.1. Capteur solaire thermique [82].

3.3.2. Les différents types des capteurs thermiques

Les capteurs solaires sont caractérisés par leur mouvement (stationnaire, à poursuite simple et à poursuite double) et par leur température opératoire. Les capteurs stationnaires ont une position du soleil dans le ciel. On en distingue trois types :

A. Capteur solaire plan

Ces capteurs peuvent atteindre des températures de chauffe de 50 à 80 °C lorsque les déperditions thermiques sont limitées en face avant du capteur par une protection (vitre, plexiglas, polycarbonate, etc.).



Figure 3.2. Capteur solaire plan [82].

B. Capteur solaire parabolique composé

Ces capteurs sont plutôt utilisés dans le contexte d'applications industrielles, pour l'obtention de températures supérieures à 120 °C. La concentration du rayonnement solaire permet de diminuer la surface de réception et donc de minimiser l'influence des pertes thermiques du récepteur.

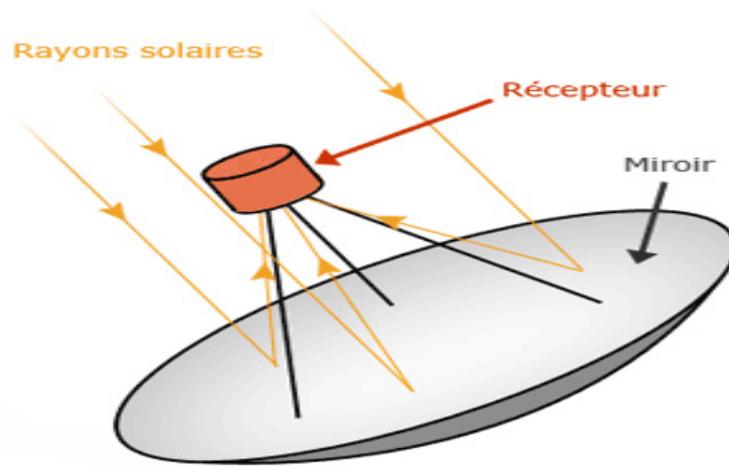


Figure 3.3. Capteur solaire parabolique.

C. Capteur solaire à tube sous vide

Le vide assure une isolation limitant les déperditions de chaleur par rayonnement et convection. Ce type de capteur est plus spécifiquement adapté aux applications nécessitant de hautes températures, en particulier dans les procédés industriels. Leur température de chauffe dépasse les 100 -120 °C.

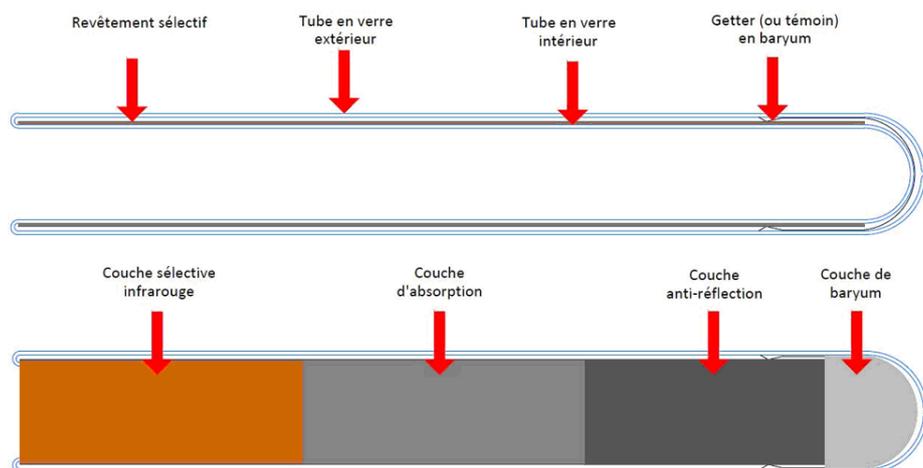


Figure 3.4. Capteur solaire à tube sous vide.

Puisque on va utiliser dans ce travail un capteur hybride qui contient un capteur solaire plan, donc dans ce qui suit, on va présenter un peu les détails et le principe de fonctionnement d'un capteur solaire plan :

Le capteur solaire plan est tout système exposé au rayonnement solaire afin de le capter et de le transformer en énergie thermique. Ce système de captage a pour base l'effet de serre où le rayonnement est capté dans le domaine du visible et du proche infrarouge (longueurs d'ondes comprises entre (0.3 et 3 μm), il traverse la vitre et il est piégé à l'intérieur où il est capté par la surface absorbante.

L'absorbeur émet du rayonnement thermique dans un domaine de l'infrarouge éloigné du visible (entre 4 et 30 μm). Ce rayonnement est totalement arrêté par la paroi du verre qui s'échauffe et rayonne par moitié vers la surface absorbante et par moitié vers l'extérieur. Le fluide qui circule sous cette paroi récupère par convection une partie de cette énergie absorbée et subit une élévation de température à la traversée du capteur.

3.3.3. Les principaux composants d'un capteur solaire plan

Le capteur solaire comprend les éléments suivants :

- Le corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant
- Un système de refroidissement par le fluide caloporteur
- Un isolant thermique (dos et cotés non exposés)
- Une couverture transparente (face avant, exposés au rayonnement) qui assure l'effet de serre
- Un coffrage étanche à l'eau et un système de support mécanique de l'ensemble.

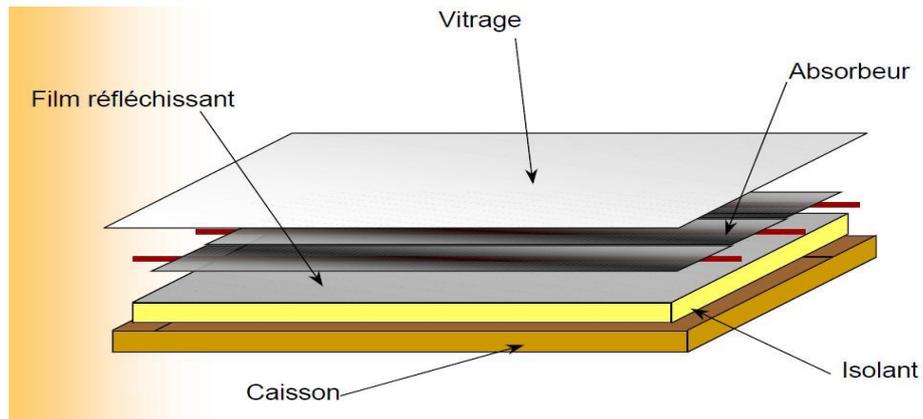


Figure 3.5. Les composants principaux d'un capteur solaire plan [82].

3.3.4. Classification des capteurs solaires plans

On peut classer les capteurs selon [83] :

A. Le fluide de travail utilisé

On peut trouver :

- **Des capteurs solaires à air**

Ce type de capteurs s'adapte aux appareils de chauffage à air pour le séchage des produits agro-alimentaires, et le chauffage des locaux.

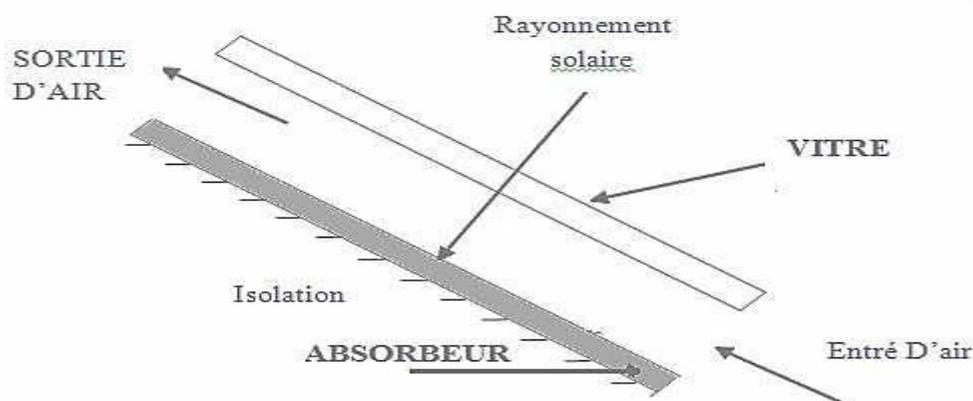


Figure 3.6. Capteurs solaires thermique à air [82].

- **Des capteurs solaires à eau**

Ils s'adaptent aux appareils de chauffage à liquide, y compris ceux dont le liquide entre en ébullition pendant le chauffage (la production de l'eau chaude sanitaire).

Les capteurs à eau peuvent être classés en capteurs à :

- ✓ Faible pression de circulation, tel est le cas du chauffage des piscines.
- ✓ Haute pression de circulation où le circuit d'eau est généralement constitué de tubes de cuivre et de plaques métalliques qui augmentent la surface d'absorption.

L'eau et l'air sont les principaux fluides de travail utilisés pour les capteurs solaires plans, mais il en existe d'autres, tels que les hydrocarbures qui sont utilisés pour la réfrigération et la génération d'électricité.



Figure 3.7. Capteurs solaires thermique à eau [82].

B. L'orientation des capteurs

Les capteurs solaires peuvent être :

- **Des capteurs fixes**

Ces capteurs ne bougent pas dans la journée, ce qui est le cas des chauffe-eaux solaires domestiques, et présentent les propriétés suivantes :

- La simplicité et la fiabilité.
- Un faible entretien.
- Ils peuvent faire partie intégrante d'une construction (toit ou mur).
- L'angle d'incidence du rayonnement solaire sur l'absorbeur n'est pas très longtemps chaque jour à son maximum d'efficacité.

- **Des capteurs à poursuite**

Le capteur solaire peut être muni d'un dispositif de guidage automatique dans la direction de provenance du flux lumineux, ce qui va améliorer le rendement du capteur.

C. Les types des composants

Les composants des collecteurs diffèrent d'un capteur à un autre, on peut classer les capteurs suivant :

- **La couverture**

Elle peut exister ou pas, on peut alors trouver :

- ✓ **Les capteurs solaires plans non vitrés**

Ils sont constitués d'un réseau de tubes peints en noir en plastique résistant aux rayons U.V, sans couverture transparente. Ils sont essentiellement utilisés pour le chauffage de l'eau des piscines extérieures en été et assurent des températures relativement basses de 30 à 35°C.

✓ **Les capteurs solaires plans vitrés**

Le vitrage crée un effet de serre qui permet d'atteindre des températures de 70°C à 90°C et augmente ainsi le rendement. Le capteur solaire peut avoir une ou plusieurs couvertures transparentes.

• **L'absorbeur**

L'absorbeur peut être classé suivant sa forme. On trouve :

- ✓ Les capteurs plans.
- ✓ Les capteurs à cavités.

3.3.5. Mode de fonctionnement d'un capteur solaire plan

Le capteur plan effectue la transformation de l'énergie solaire incidente arrivant sur celui-ci en énergie thermique à basse température. Cette transformation est assurée par un processus appelé l'effet de serre. Les rayons du soleil émis en majorité dans la gamme des longueurs d'onde visible ($\sim 0.5 \mu\text{m}$), traversent la couverture transparente du capteur et tombent sur l'absorbeur. Celui-ci étant noir, il absorbe la majeure partie de la lumière reçue et par conséquent il se chauffe. Du fait de sa température, il réémet vers l'avant dans la gamme infrarouge ($\sim 9 \mu\text{m}$).

Le verre est parfaitement opaque à l'infrarouge et réfléchit à nouveau les rayons vers l'absorbeur. La chaleur reste donc prisonnière entre la couverture transparente et l'absorbeur. Cette énergie est transmise vers le liquide caloporteur qui circule dans l'échelle tubulaire du capteur qui conduit cette chaleur vers l'utilisation.

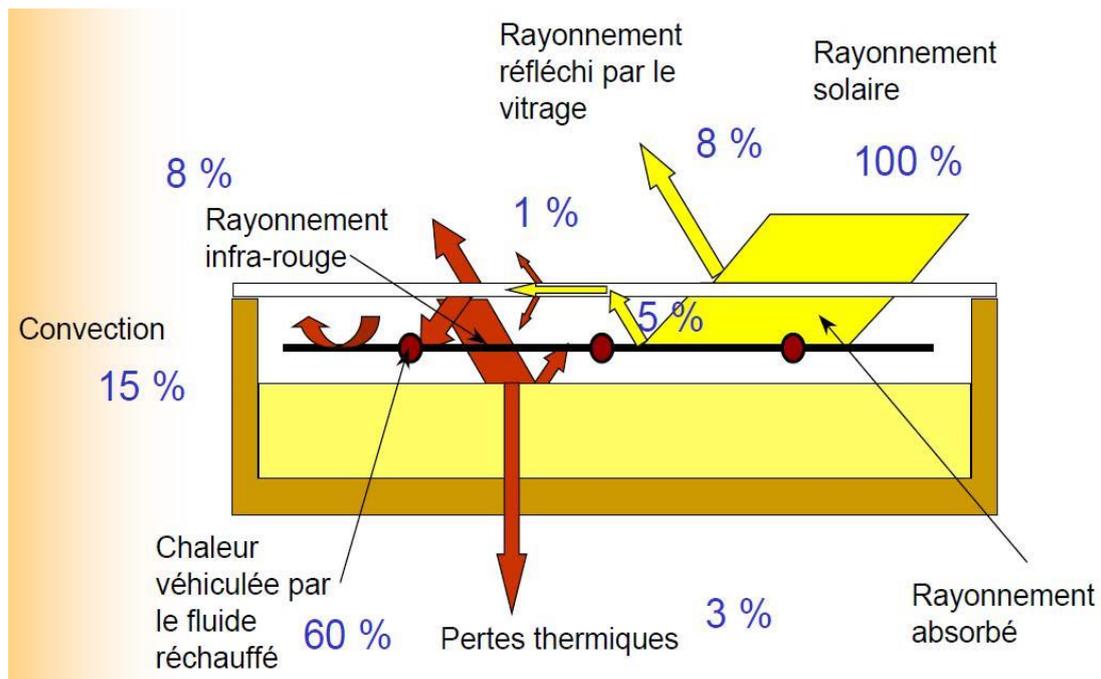


Figure 3.8. Schéma Principe de fonctionnement.

3.3.6. Les paramètres influant sur le fonctionnement d'un capteur solaire

Le rendement d'un capteur solaire plan est influencé par différents paramètres. On distingue [84], [85] :

A. Les paramètres internes

- **Couverture**

C'est une plaque en verre, plexyglace, polycarbonates mais le verre est plus utilisé vu les caractéristique qui possède.

Le verre est tout à fait intéressant comme couverture pour les dispositifs solaires, puisque il absorbe presque tout le rayonnement infrarouge réémis par l'absorbeur ayant pour résultats une amélioration de l'efficacité thermique du capteur. Mais son utilisation possède aussi des inconvénients qui sont, son coût élevé et sa fragilité pendant le transport et en service, c'est la raison pour laquelle, pendant plusieurs

années des couvertures en plastique transparent ont été appliquées largement pour construire des capteurs solaires de coût modéré et rigides. Dans ce cadre, d'après une étude numérique, qu'un capteur avec double couverture de matière différente (ici la couverture extérieure est en plexiglace et celle intérieure est en verre) a des performances meilleures qu'un capteur à deux vitres de même matière.

Les propriétés de divers types de verre sont données au tableau (3.1). [86]

Tableau 3.1. Quelques caractéristiques optiques des verres.

Verre	Réflexion	Absorption	transmission
Verre clair	8%	9%	83%
Verre basse teneur en Fe₂O₃	8%	2%	90%

Au tableau 3.1 sont données les caractéristiques optiques des matériaux, utilisés comme couverture transparente. [87]

Tableau 3.2. Caractéristiques optiques des matériaux.

Matériaux	Indice de réfraction	Épaisseur (mm)	Transmittivité
Verre	1,518	3-4	0,840
Lexan	1,586	3-4	0,840
Teflon	1,343	0,05	0,960
Tedlar	1,460	0,10	0,920
Mylar	1,640	0,10	0,870
Kynar	1,410	0,10	0,930
Marlex	1,50	0,10	0,920

- **Absorbeur:**

C'est la partie essentielle son pouvoir absorbant doit être maximale c'est-à-dire aussi voisin que possible de ce lui du corps noir théorique.

Cette plaque mince et de grande surface puisque la quantité de chaleur absorbée lui est proportionnelle.

Elle doit posséder les caractéristiques suivantes:

- un bonne conductivité et diffusivité thermique
- un facteur d'absorption aussi voisin que possible de l'unité
- une bonne résistance chimique vis-à-vis du fluide qui le baigne.

Les matériaux utilisés comme absorbeur sont:

- les métaux: le cuivre, les aciers, l'aluminium.
- les métaux plastiques: le polyuréthane, le polyphényloxyde mais ces matériaux ont des mauvais conductivités thermiques.

On peut améliorer l'absorbeur en le rendant (sélectif), c'est-à-dire non seulement très absorbant pour les longueurs d'onde du spectre solaire (de 0.25μ à 2.5μ).

L'augmentation de la surface du capteur accroît le taux du rayonnement solaire intercepté et la surface de contact entre l'absorbeur et le fluide caloporteur (augmentation de la surface d'échange), mais aussi elle augmente le coefficient des pertes thermiques entre la couverture et l'extérieur.

On diminue aussi les pertes de chaleur par rayonnement, ces absorbeurs sélectifs s'obtiennent en déposant sur un bas métallique plusieurs couches minces de métaux.

Au tableau 3.3 sont données les caractéristiques de divers métaux pouvant être utilisés comme absorbeur. [87]

Tableau 3.3. Caractéristiques des matériaux utilisés comme absorbeur.

Matière	Conductibilité (w/m °C)	Coefficient de dilatation
Aluminium	230	2,38
Cuivre	380	1,65
Zinc	112	2,9
Acier	52	1,15
Inox	52	1,15
Plastique	0,2-0,4	7-20

Les modes de revêtements les plus courants sont donnés au tableau 2.4 [87].

Tableau 3.4. Revêtements des surfaces d'absorbeur.

Revêtement	Absorption	Emission
Peinture noire	0,92-0,97	0,95
Chrome noir sur cuivre (sélectif)	0,95	0,14
Chrome noir sur acier (sélectif)	0,91	0,07
Tinox (sélectif)	0,95	0,05

- **Isolants**

Les pertes de chaleur principales du capteur sont de la couverture, puisque les cotées et le dos peuvent être isolés, alors que la face avant doit être exposée au rayonnement solaire et à la température ambiante. C'est pour cela l'air est utilisé fréquemment

comme une isolation contre les pertes de chaleur conductives et convectives de l'absorbeur vers la vitre. On peut réduire ces pertes en utilisant de l'isolation transparente (ici un film de bulles d'air) ont montré qu'on peut utiliser l'aérogel (matériau poreux de faible conductivité thermique) comme un superbe isolant de la face avant du capteur solaire plan.

Les matériaux ont des isolant sont :

Les isolants minéraux: la laine de verre, les cendres de végétaux, le bois.

Isolants organique. La mousse de polyuréthane.

Tableau 3.5. Quelques propriétés des isolants.

Isolant	Conductivité thermique	Température max
Laine de verre	0,041	150
Laine de roche	0,05	150
Polyuréthane	0,027	110
Polystyrène	0,039	85
Liège expansé	0,042	110

- **Forme et diamètres des pipes**

Un autre facteur influe aussi sur l'efficacité du capteur, c'est bien, la tuyauterie, qui est généralement soudée à la partie inférieure de l'absorbeur et des fois fait partie de l'absorbeur, sa forme diffère d'un capteur à un autre. Parmi ces différentes formes, la forme sinusoïdale est la plus efficace, puisque elle offre la plus grande surface d'échange et réduit les zones mortes.

- **Le fluide caloporteur**

Le fluide caloporteur est un moyen de transfert de la chaleur collectée par absorbeur à un fluide d'échange thermique appelé fluide de travail.

L'air : il est gratuit mais il possède une faible capacité calorifique comparativement avec celle de l'eau (1 litre d'eau peut véhiculer une énergie équivalente qui peut véhiculer 3000 litres d'air)

L'eau: possède les avantages suivants:

- Une grande chaleur massique
- Une faible viscosité

L'augmentation de la circulation du fluide caloporteur augmente la puissance du capteur solaire.

- **L'orientation et l'inclinaison du capteur**

L'influence de l'orientation d'un capteur et de son inclinaison avec l'horizontal est due au fait que ces deux dernières changent le rayonnement solaire atteignant la surface du capteur.

La meilleure orientation du capteur solaire est de l'orienter directement au sud. L'angle optimum d'inclinaison est appliqué à une variété de systèmes, tels que, les capteurs plans ou paraboliques, les panneaux photovoltaïques, maisons solaires et serres installées dans une position fixe. Cet angle joue un rôle important en augmentant la collection d'énergie par les capteurs solaires.

B. Les paramètres externes

- **Obstacles**

Il s'agit avant tout des constructions et de la végétation, leur position dans la trajectoire solaire peut créer sur les surfaces captatrices une ombre nuisible au bon fonctionnement de l'installation.

- **Rayonnement solaire**

L'efficacité du capteur solaire est influencée considérablement par le rayonnement solaire, et l'élévation de la température varie presque linéairement avec le rayonnement solaire incident.

- **Température**

La température de l'environnement influence fortement sur le fonctionnement du capteur solaire. Les capteurs peuvent être endommagés par le gel pendant la nuit couverte.

- **Vitesse du vent**

La vitesse du vent apparaît dans le coefficient de convection entre la vitre et l'extérieur qui agit sur la valeur des pertes, c'est pourquoi la connaissance des données météorologiques est importante. Lorsque le coefficient de transfert thermique dû au vent est à son maximum (pour une longueur de 1m d'absorbeur noir installé horizontalement) la réduction maximum de l'efficacité s'avère au plus bas niveau.

3.3. Capteurs solaire photovoltaïque

3.3.1. Présentation

Capteur solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque.

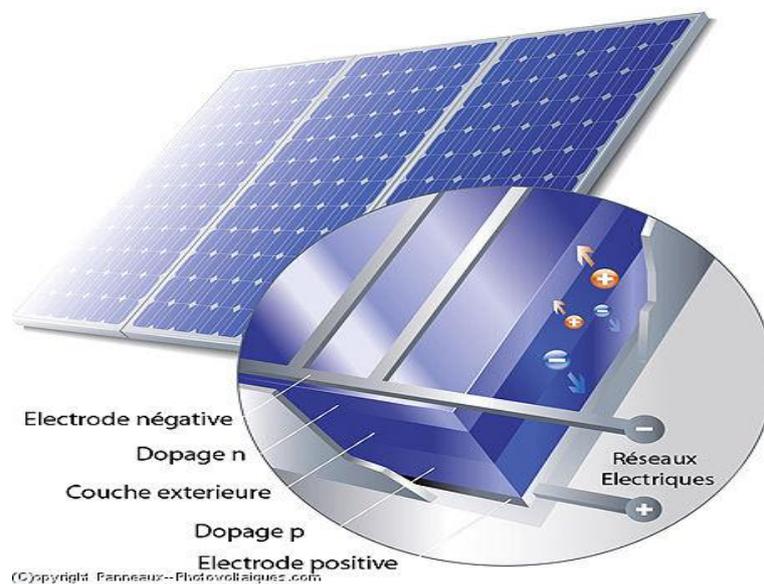


Figure 3.9. Panneaux solaires photovoltaïques.

3.3.2. La cellule PV

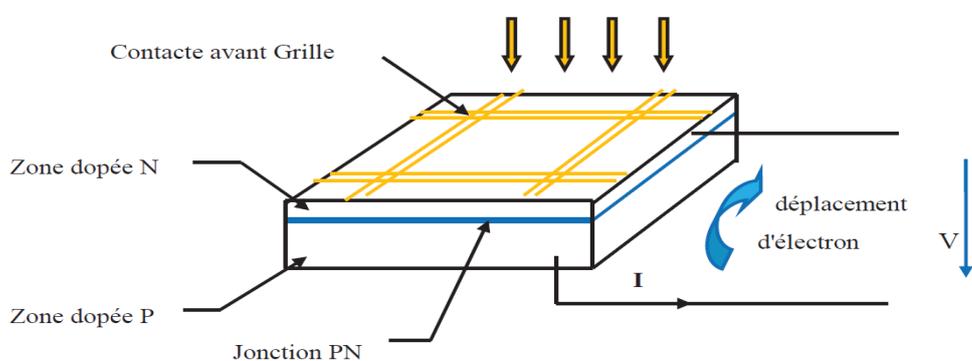


Figure 3.10. Schéma d'une cellule photovoltaïque.

Les cellules photovoltaïques ou les plaques solaires sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [88]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants. La taille de chaque cellule va de quelques centimètres carrés jusqu' à 100 cm^2 ou plus sa forme est circulaire, carrée ou dérivée des deux géométries.

Les cellules se branchent en série, ce qui permet aux électrons générés par une cellule d'être repris par la suivante. Le but est d'avoir une différence de potentiel normalement entre 6 et 24 V. La **Fig.3.11** suivante représente le schéma électrique d'une cellule photovoltaïque [89].

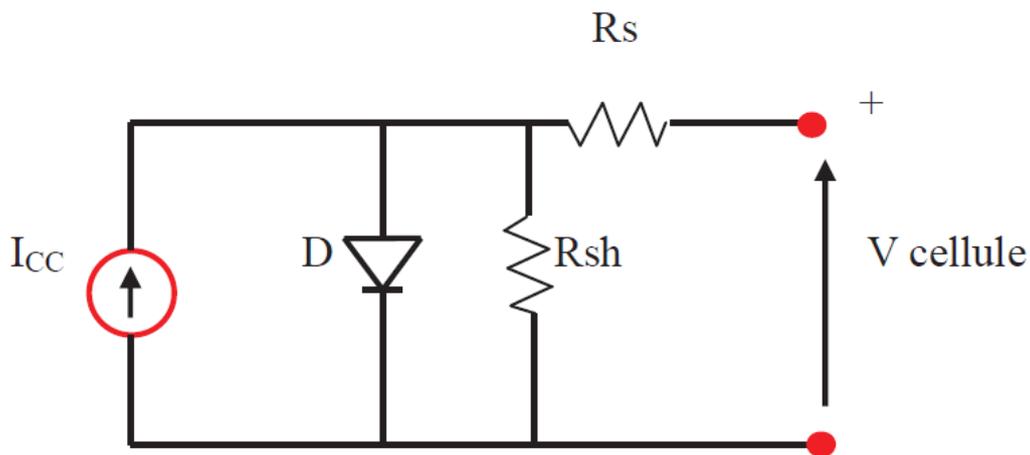


Figure 3.11. Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque.

Les résistances R_s et R_{sh} permettent de tenir en compte des pertes liées aux défauts de fabrication. R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion tandis que R_{sh} caractérise les courants de fuite dus à diode et aux effets de bord de la jonction [90].

3.3.3. Les différents types des cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs familles de cellules photovoltaïques. Actuellement, les plus répandues sur le marché sont les cellules en silicium cristallin et les cellules en couches minces. D'autres en sont au stade de la Recherche et Développement.

A. Les cellules en silicium cristallin

Ce type de cellule est constitué de fines plaques de silicium, un élément chimique très abondant et qui s'extrait notamment du sable ou du quartz. Le silicium est obtenu à partir d'un seul cristal ou de plusieurs cristaux : on parle alors de cellules monocristallines ou multi cristallines.

Les cellules en silicium cristallin sont d'un bon rendement (de 14 à 15 % pour le multi cristallin et de près de 16 à 19 % pour le monocristallin). Elles représentent plus de 90 % du marché actuel.



Figure 3.12. La cellule en silicium cristallin.

B. Les cellules en couches minces

Les cellules en couches minces sont fabriquées en déposant une ou plusieurs couches semi-conductrices et photosensibles sur un support de verre, de plastique, d'acier...

Cette technologie permet de diminuer le coût de fabrication, mais son rendement est inférieur à celui des cellules en silicium cristallin (il est de l'ordre de 5 à 13 %). Les cellules en couches minces les plus répandues sont en silicium amorphe, composées de silicium projeté sur un matériel souple.

La technologie des cellules en couches minces connaît actuellement un fort développement, sa part de marché étant passée de 2 %, il y a quelques années, à plus de 10 % aujourd'hui. Propriétés de la cellule amorphes :

- ❖ Peut fonctionner sous la lumière fluorescente.
- ❖ Fonctionnement si faible luminosité.
- ❖ Fonctionnement par temps couvert.
- ❖ Fonctionnement si ombrage partiel.
- ❖ La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.

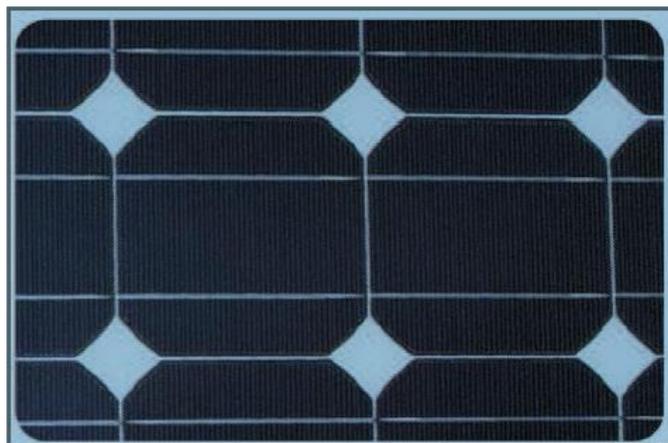


Figure 3.13. La cellule en couches minces.

C. Les cellules à concentration

Elles sont placées au sein d'un foyer optique qui concentre la lumière. Leur rendement est élevé, de l'ordre de 20 à 30 %, mais elles doivent absolument être placées sur un support mobile afin d'être constamment positionnées face au soleil.

D. Les cellules organiques

Composées de semi-conducteurs organiques déposés sur un substrat de plastique ou de verre, ces cellules, encore au stade expérimental, offrent un rendement moyennement élevé (de l'ordre de 5 à 10 %) mais présentent des perspectives intéressantes de réduction de coûts.

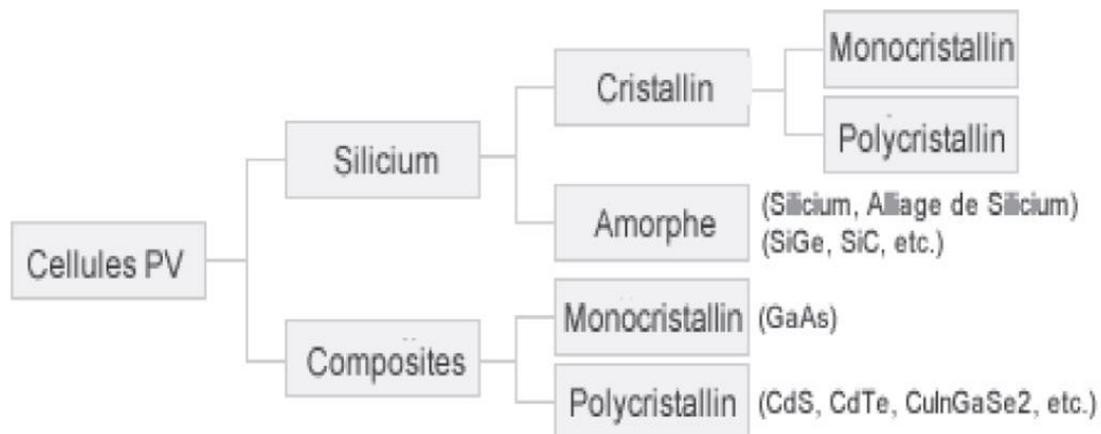


Figure 3.14. Les différents types des cellules.

3.3.4. L'effet photovoltaïque

Le fonctionnement de la cellule PV est basé sur un phénomène physique appelé l'effet photovoltaïque. La **Fig.3.15** illustre la coupe d'une cellule PV.

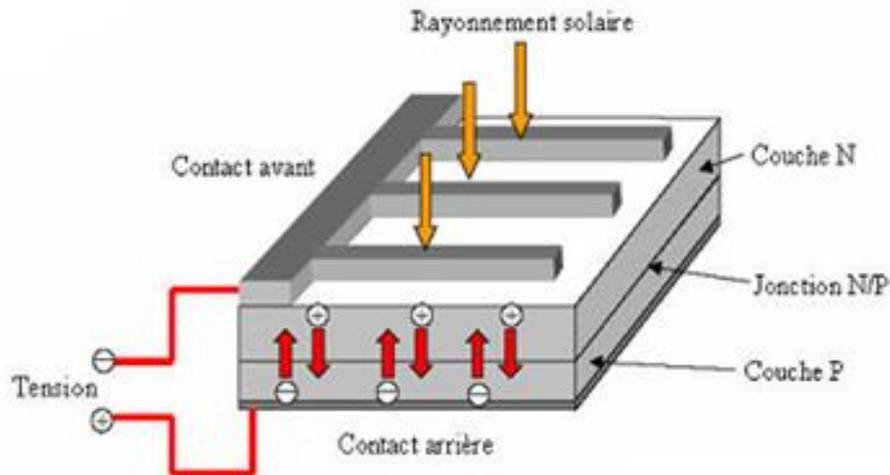


Figure 3.15. L'effet photovoltaïque et la jonction PN.

Une cellule PV est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur (par exemple le silicium). Sa réalisation est comparable à une diode classique. La cellule est composée de deux différentes couches. La couche supérieure est dopée N et la couche inférieure est dopée P créant ainsi une jonction PN.

Cette jonction PN crée une barrière de potentiel. Lorsque les grains de lumière (les photons) heurtent la surface de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux atomes de la matière. Ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, créant des trous et des électrons.

Ceci engendre donc une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel crée un champ E qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV. Le courant et la tension fournis par une cellule PV dépendent de différents paramètres.

3.3.5. Le système photovoltaïque

Ce type de système peut comprendre en dehors du panneau PV, une batterie permettant le stockage de l'énergie électrique produite, un système de régulation de charge permettant la gestion de la batterie, et éventuellement un onduleur permettant la conversion du courant continu en alternatif.

Le système PV peut être connecté directement au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur (**Figure 3-16**).

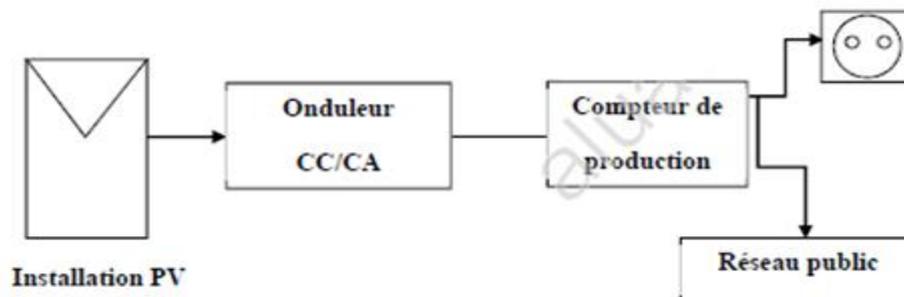


Figure 3.16. Schéma de principe d'un panneau PV connecté au réseau.

La (**Figure 3.17**) présente un exemple de panneaux PV connectés au réseau et montés en toiture.

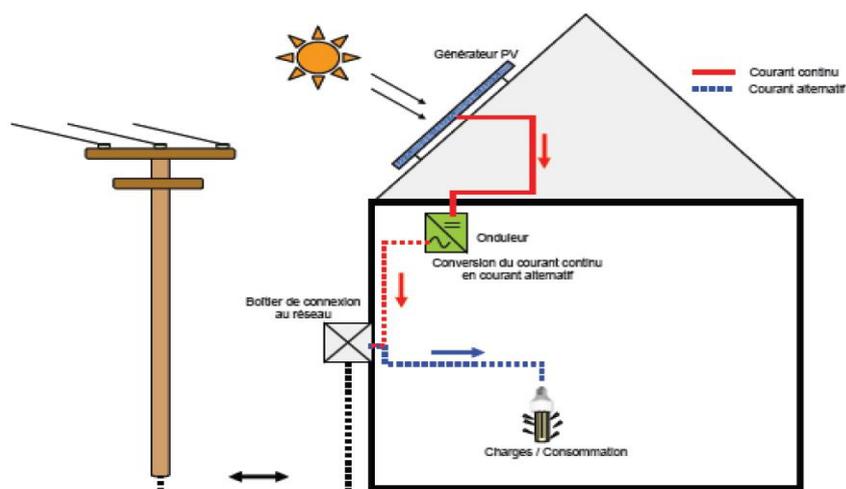


Figure 3.17. Exemple de la structure d'un système PV connecte au réseau.

De plus, la **Fig 3.18** présente un système PV composé de 12 branches de 5 modules PV nommés Sarnasol, et intégré a la toiture de 900 m² d'une école professionnelle de Lugano, au sud de la Suisse. Ces modules PV Sarnasol sont constitués de cellules PV amorphes UNI-SOLAR recouvertes d'une membrane flexible en polyoléfine. Ce système PV fournit une puissance électrique totale de 15.36 kWc, soit une production annuelle de 16423 kWh, soit 1069 kWh / kWc.[91]



Figure 3.18. Intégration de 900 m² de modules PV Sarnasol sur la toiture (inclinée à 20°) d'une école à Lugano en Suisse (12 branches de 5 modules PV Sarnasol) [91].

Notons enfin qu'un système photovoltaïque indépendant du réseau électrique est dit autonome. Il est dans ce cas connecté directement à des récepteurs fonctionnant en courant continu ou alternatif.

3.4. Les avantages et les inconvénients des générateur photovoltaïques

A. Les avantages

- ❖ Le soleil est une source d'énergie propre et renouvelable, qui ne produit ni le gaz ni le déché toxique par son utilisation.
- ❖ Le processus photovoltaïque est complètement à semi-conducteurs et d'un seul bloc. Il n'y a aucune pièce mobile et aucun matériau n'est consommé ou émis.

- ❖ Les systèmes photovoltaïques ont les avantages suivants par rapport aux options de concurrence de puissance:
 - Ils ne font pas de pollution, sans émissions ou odeurs discernables.
 - Ils peuvent être des systèmes autonomes qui actionnent sûrement sans surveillance pendant de longues périodes.
 - Ils ne consomment aucun carburant.
 - Ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système.
 - Ils n'exigent aucun raccordement à une source d'énergie ou à un approvisionnement en carburant existant.

B. Les inconvénients

- ❖ La fabrication des panneaux solaires photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux. Cela se traduit dans le prix de l'installation qui, aujourd'hui, reste chère.
- ❖ Le rendement des panneaux photovoltaïques est encore faible et de l'ordre de 20% (pour les meilleurs). L'énergie photovoltaïque convient donc mieux pour des projets à faible besoin, comme une maison unifamiliale, par exemple.
- ❖ dans le cas d'une installation photovoltaïque autonome qui ne revend pas son surplus d'électricité au réseau, il faut inclure des batteries dont le coût reste très élevé.

- ❖ le niveau de production d'électricité n'est pas stable et pas prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement. de plus, il n'y a aucune production d'électricité le soir et la nuit.

La durée de vie d'une installation photovoltaïque n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans.

Chapitre 04

Les matériaux à changement de phase MCP

4.1. Introduction

Les matériaux à changement de phase (MCP) sont des substances avec une haute chaleur latente de fusion avec un point de fusion approprié à l'application. Le principe d'utiliser un accumulateur thermique pour stocker l'énergie latente générée par un procédé n'est pas récent. Son intérêt réside dans l'ajustement des pics de la demande d'énergie. La chaleur ou le froid généré par les équipements et récupéré et stocké dans une batterie thermique et peut par la suite être utilisé lorsque nécessaire, par exemple lors des moments où la demande est à son maximum. La technique permet à la fois de diminuer les appels de puissance et d'améliorer l'efficacité énergétique de l'équipement en faisant fonctionner à un régime optimal.

4.2. Différentes modes de stockage

1) Stockage thermique sensible STS

Dans le stockage de chaleur sensible de l'énergie thermique est stockée ou élevant la température d'un solide ou d'un liquide ; la température du matériau de stockage varie avec la quantité d'énergie stockée.

Les cycles de stockage et de récupération de la chaleur accumulée, peuvent être répétés plusieurs fois en utilisant le système de stockage de chaleur sensible sans aucun problème c'est le plus important avantage de cette méthode.

Cependant, l'exigence d'un volume important du support de stockage peut être considéré comme un inconvénient pour ce système (Lane, 1983 [92] ; sharma et autres, 2009 [93]). Dans ce système, la quantité de chaleur dépend de la capacité calorifique du support de stockage, du changement de température et de la masse du matériau de stockage.

Ainsi, si à pression constante l'on réchauffe un corps solide ou liquide de masse m et de capacité thermique massique $C_{(T)}$ de la température initiale T_1 , à la température finale T_2 , on peut stocker une quantité d'énergie donnée par sa variation d'enthalpie.

Cette quantité de chaleur est calculée à partir de l'équation suivante :

$$\Delta H = H_{\text{finale}} - H_{\text{initiale}} = \int_{T_1}^{T_2} mC(T)dT \quad (3.1)$$

Si la chaleur spécifique peut être considérée comme constante dans l'intervalle de températures entre T_1 et T_2 ($C(T) = \text{cte} = C$) alors :

$$\Delta H = m C (T_2 - T_1) \quad (3.2)$$

On remarque que la quantité d'énergie stockée est proportionnelle à l'écart de température : ce type de stockage serait donc intéressant uniquement pour des grands écarts de température.

On distingue les deux cas suivants :

- Si $T_2 > T_1$ on parlera de stockage du chaud
- Si $T_2 < T_1$ on parlera de stockage du froid.

Pour le stockage par chaleur sensible on utilise principalement des corps ayant des chaleurs spécifiques importantes comme par exemple des liquides tels que l'eau et des solides tels que des pierres.

2) Stockage thermochimique

L'énergie thermochimique est la chaleur absorbée ou libérée au cours d'une réaction chimique endothermique ou exothermique. Le stockage d'énergie thermochimique est basée sur l'énergie des liaisons des composés chimiques mise en jeu au cours des réactions chimique réversibles (Paksoy, 1992 [94] ; Ozturk, 1997 [95] ; Mazman, 2006) [96]. Dans ce système, la capacité de stockage de chaleur est généralement

élevée parce qu'une énergie chimique élevée se produit au cours de la rupture et de la recombinaison des liaisons moléculaires dans une réaction chimique réversible (Ozturk, 1997) [95]. Le stockage d'énergie thermochimique peut être effectué à l'aide de caloduc chimique ou d'une pompe à chaleur chimique. Ce système est plus compliqué que le stockage de la chaleur sensible et latente. Pour ce système, la réaction chimique doit être réversible et les composés chimiques utilisés doivent être inoffensifs et non corrosifs (Lane, 1983 [92] ; Ozturk, 1997 [95]).

3) Stockage thermique latent SLT

La chaleur latente est l'énergie mise en jeu lors des changements d'état de la matière. Elle intervient aussi dans les changements allotropiques. La chaleur fournie au repos pendant la fusion se traduit non par un accroissement de la vitesse des molécules, mais par une augmentation de leur énergie potentielle leur permettant de quitter leur position d'équilibre. C'est la raison pour laquelle la température reste constante pendant toute la transformation. Cette température correspondant à la température de la transition de phase.

Dans le cas d'un changement d'état (fusion), la quantité de chaleur mise en jeu s'écrit :

$$Q = m * (h_f - h_i) = m * \Delta h_f \quad (3.3)$$

Où Δh_f est l'enthalpie spécifique de fusion.

Généralement, il faut porter le matériau de sa température initiale T_i à sa température de fusion T_f et l'on écrit :

$$Q = m * (h_f - h_i) = m * C_p * (T_f - T_i) + m * \Delta h_f \quad (3.4)$$

Dans le cas d'un corps pur on trouve une courbe de variation des températures analogue à celle présentée **Fig4.1**. Pendant chauffage du matériau avant sa

température de fusion, on observe une variation linéaire de la température en fonction du temps tandis que pendant le changement d'état la température reste constante.

Si T_f est la température de changement de phase d'un corps pur qui passe de la température T_1 à la température T_2 , avec $T_1 \leq T_f \leq T_2$ alors l'énergie stockée lors de cette transformation est :

$$\Delta H = \int_{T_i}^{T_f} m * C_s(T) dT + M * L + \int_{T_f}^{T_2} m * C_l(T) dT \quad (3.5)$$

$C_s(T)$: chaleur spécifique du corps à l'état solide

$C_l(T)$: chaleur spécifique du corps à l'état liquide

L : chaleur latente de changement de phase

On retrouve dans l'équation (3.5) deux termes de chaleur sensible en plus du terme mL représentant la chaleur latente due à la masse m .

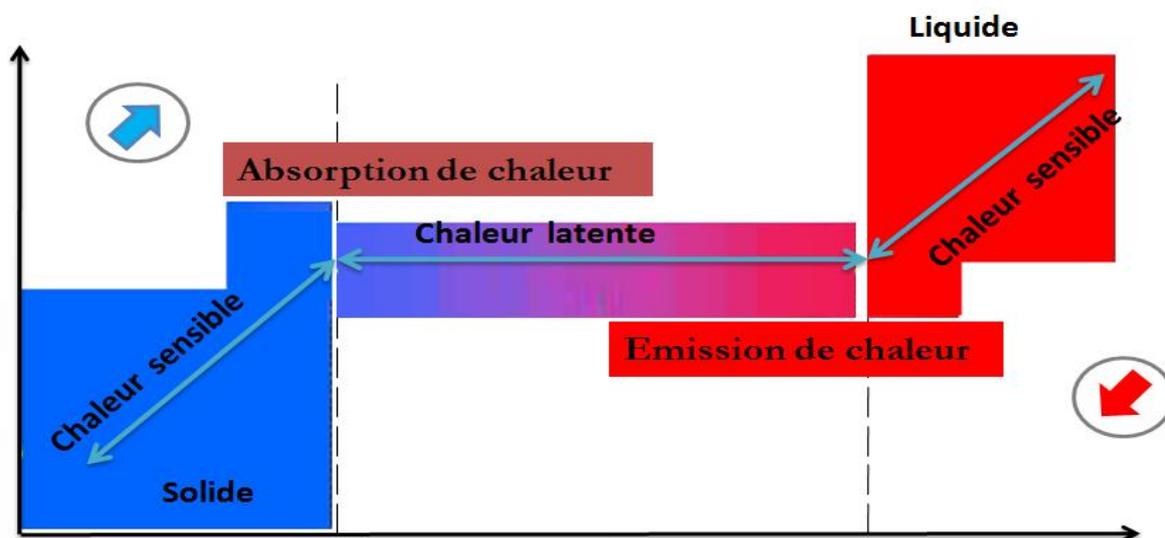


Figure 4.1. Evolution de la température avec changement d'état.

En résumé, les avantages de la chaleur latente sont donc :

- Des densités importantes de stockage,

- Une température de changement de phase (cristallisation et fusion) quasiment constante pour les corps purs ou les composés définis.

4.3. Propriétés des matériaux à changement de phase

Un grand nombre de matériaux à changement de phase possède une température de fusion dans la gamme de température (0 -120°C). Cependant ils ne peuvent être utilisés comme matériaux de stockage que lorsqu'ils possèdent certaines propriétés thermodynamiques, cinétiques et chimiques qui sont définies à partir d'un certain nombre de critères.

1) Critères thermodynamiques

Le matériau à changement de phase doit avoir :

- Une température de fusion dans la gamme de température souhaitée ;
- Une chaleur latente par unité de masse élevée (une petite quantité du matériau doit pouvoir emmagasiner une grande quantité de chaleur) ;
- Une chaleur spécifique élevée de sorte que le matériau puisse disposer d'une chaleur sensible significative ;
- Une fusion congruente ;
- Une petite augmentation de volume pendant la phase de transition.

2) Critères cinétiques

Le matériau à changement de phase ne doit montrer ou presque pas de phénomène de surfusion.

Le matériau fondu doit se cristalliser à la température de solidification indiquée par les tables thermodynamiques.

3) Critères chimiques

Le matériau à changement de phase doit montrer :

- Une stabilité chimique ;
- Aucune décomposition chimique de sorte qu'un système de stockage par chaleur latente soit viable ;
- Aucune action corrosive sur les matériaux de constructions ou sur leur contenant ;
- Aussi le matériau ne doit pas être nocif, il doit être non inflammable et non explosif.

4) Critères économiques

Le matériau à changement de phase doit être :

- Disponible en grande quantité ;
- A bon marché.

A priori aucun matériau à changement de phase ne peut satisfaire tous ces critères. Beaucoup des matériaux ont été étudiés comme de potentiels matériaux à changement de phase, mais peu d'entre eux sont commercialisés. Les matériaux à changement de phase se classent en trois grandes familles : les composés inorganiques et organique et les mélange de ces composés (Eutectique).

4.4. Différentes types des MCP

1) Les MCP inorganiques

Les matériaux où les substances inorganiques ont une température ou une plage de températures de fusion comprise entre -100 °C et +1000°C. Les plus utilisés sont :

l'eau (température de fusion 0°C), les solutions aqueuses de sel (température de fusion inférieure à 0°C), des sels hydratés (température de fusion comprise entre 5°C et 130°C), des mélanges de sels, des mélanges de métaux (température de fusion supérieur à 150°C). Ils ont plusieurs avantages : ils ont une chaleur latente importante et une haute conductivité thermique. Ils ont une fusion nette (c'est-à-dire une plage de fusion étroite). Ils sont non-inflammables et ils ont un coût d'investissement abordable. Ils sont en général facilement disponibles. Les problèmes majeurs rencontrés lors de leurs utilisations sont en rapport avec la ségrégation, la corrosion et la surfusion nécessitant ainsi l'utilisation d'agent de nucléation afin d'être fiables (Farid et autres. 2004 et VineetVeet, 2005).



Figure 4.2. Hydrates salins.

2) Les MCP organiques

Les matériaux ou les substances organiques ont une température ou une plage de température comprise entre 0° C et 150°. Les plus utilisés sont essentiellement à

base de paraffine, des acides gras et des alcools de sucre. Ils comportent certains inconvénients, comparés aux avantages des MCP inorganiques : ils ont une plus faible conductivité à l'état solide et à l'état liquide, ils ont une chaleur latente de fusion plus faible, ils sont inflammables. Par contre, ils ont des avantages majeurs ; ils sont disponibles dans une large gamme de températures et sont compatibles avec les matériaux conventionnels de construction, ils sont chimiquement stables et ne nécessitent pas l'utilisation d'agents de nucléation. Ils sont non réactifs la plus part du temps et ils sont recyclables (Farid et al., 2004 ; VineetVeer et BUDDHI, 2005).

- **Les paraffines**

Les paraffines sont des matériaux organiques, constitués par des mélanges d'hydrocarbures saturés qui eux-mêmes sont alcanes de formule générale $C_n H_{2n+2}$



Figure 4.3. Les paraffines.

- **Les acides gras**

Les acides gras sont des matériaux ayant pour origine les huiles végétales ou animales. Ils ont la formule chimique générale suivante : $CH_3 (CH_2)_{2n} COOH$.



Figure 4.4. Acides gras.

3) Les MCP Eutectique

Les MCP eutectiques sont des substances composées de plusieurs MCP purs. En général, se sont des mélanges de MCP organiques et inorganiques (organique-organique, organique inorganique, inorganique-inorganique). Ils ont deux principaux avantages ; ils ont un point de fusion net similaire à une substance pure et leurs chaleurs latentes volumétriques sont légèrement supérieures à celle des composés organiques purs. Leurs deux principaux inconvénients sont que l'on a peu de données disponibles sur les propriétés thermiques de ces matériaux et ils sont peu utilisés au niveau des systèmes industriels (Vine et Veer et BUDDHI, 2005).



Figure 4.5. MCP Eutectique.

Chapitre 05

Position du problème

5.1. Introduction

Dans ce chapitre, on présentera une étude de simulation numérique pour le refroidissement d'un module photovoltaïque avec un matériau à changement de phase MCP. La simulation numérique sera effectuée à l'aide du logiciel **Fluent 6.3.2**.

5.2. La géométrie étudiée

Le système physique considéré est le refroidissement du module PV avec un matériau à changement de phase comme indique la fig 5.1. Le PV se compose d'un vitrage et d'un module en silicium cristallin collé sur un matériau à changement de phase de type RT25 entre deux plaques d'aluminium parallèle. La hauteur du module PV $H = 132$ mm, l'épaisseur du vitrage $e_{vi} = 1$ mm, l'épaisseur de silicium $e_{si} = 0.5$ mm, l'épaisseur des plaques aluminium $e_{AL} = 1$ mm et on varie l'épaisseur du MCP $e_{MCP} = 1, 2$ et 3 cm. Les propriétés thermo-physiques utilisées dans la simulation numérique sont données dans les tableaux 5.1 et 5.2.

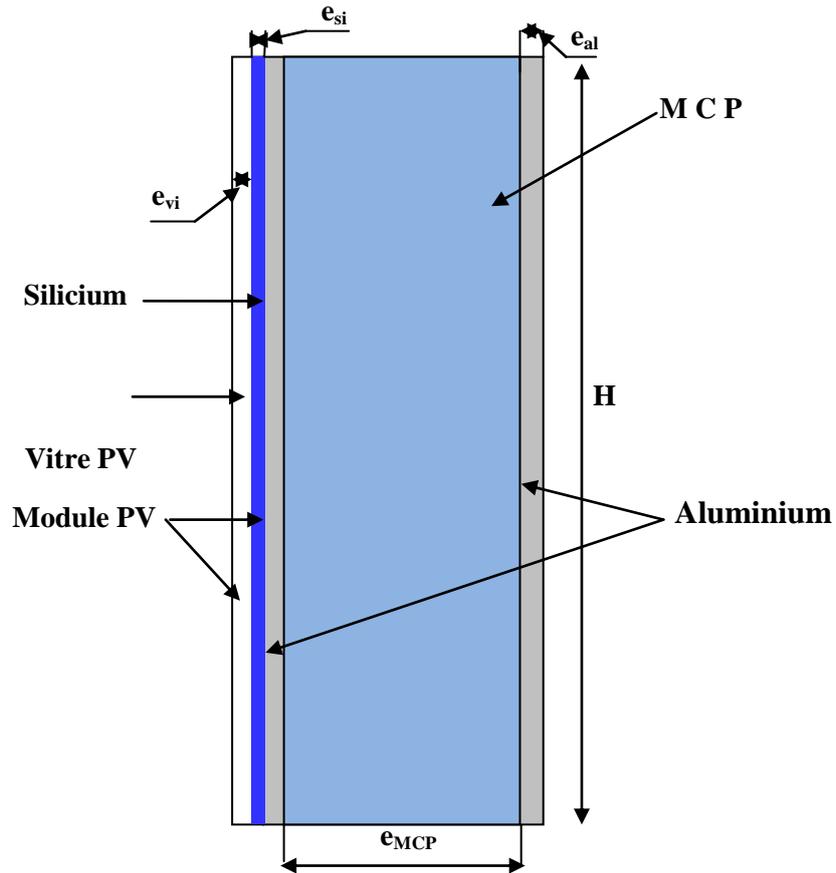


Figure 5.1. Modèle de capteur PV/MCP. [98]

Tableau 5.1. Les propriétés du module PV [98].

Propriétés	Vitrage	Silicium
Masse volumique ρ [Kg/m ³]	2530	2300
Chaleur spécifique c_p [J/Kg k]	720	650
Conductivité thermique λ [W/mk]	1	0.036
Emissivité ε	0.7	-
Coefficient d'absorption α	0.05	0.85
Transmittivité τ	0.7	-

Tableau 5.2. Les propriétés du matériau à changement de phase RT25 [97].

Propriétés	MCP RT25
Masse volumique ρ [Kg/m ³]	767
Chaleur spécifique c_p [J/Kg k]	2100
Conductivité thermique λ [W/mk]	0.185
Chaleur latente L_f [J/Kg]	232000
Température de la fusion [k]	299.75
La viscosité dynamique μ [Kg/ms]	0.001798
Coefficient de dilatation thermique [K ⁻¹]	0.001

5.3. Les conditions aux limites

Les conditions aux limites utilisées sont indiquées sur la figure 5.2. Le système physique étudié est isolé à ses deux extrémités supérieure et inférieure conduisant à une condition adiabatique imposée à ces deux limites. Un transfert convectif est imposé à la limite droite entre la couche en aluminium et l'ambiance avec un coefficient $h_2 = 5 \text{ W/m}^2\text{K}$. Un transfert convectif est imposé à la limite gauche entre le vitrage et l'ambiance avec un coefficient $h_1 = 10 \text{ W/m}^2\text{K}$ couplé à un transfert radiatif entre le vitrage et le ciel et un rayonnement solaire incident sur le vitrage. Trois valeurs sont testées : 400, 700 et 1000 W/m². La température ambiante a été fixée à $T_{\text{amb}} = 293.15 \text{ K}$ et la température du ciel T_c est calculée par l'équation empirique suivante :

$$T_c = 0.0552 (T_{\text{amb}})^{1.5} \quad (5.1)$$

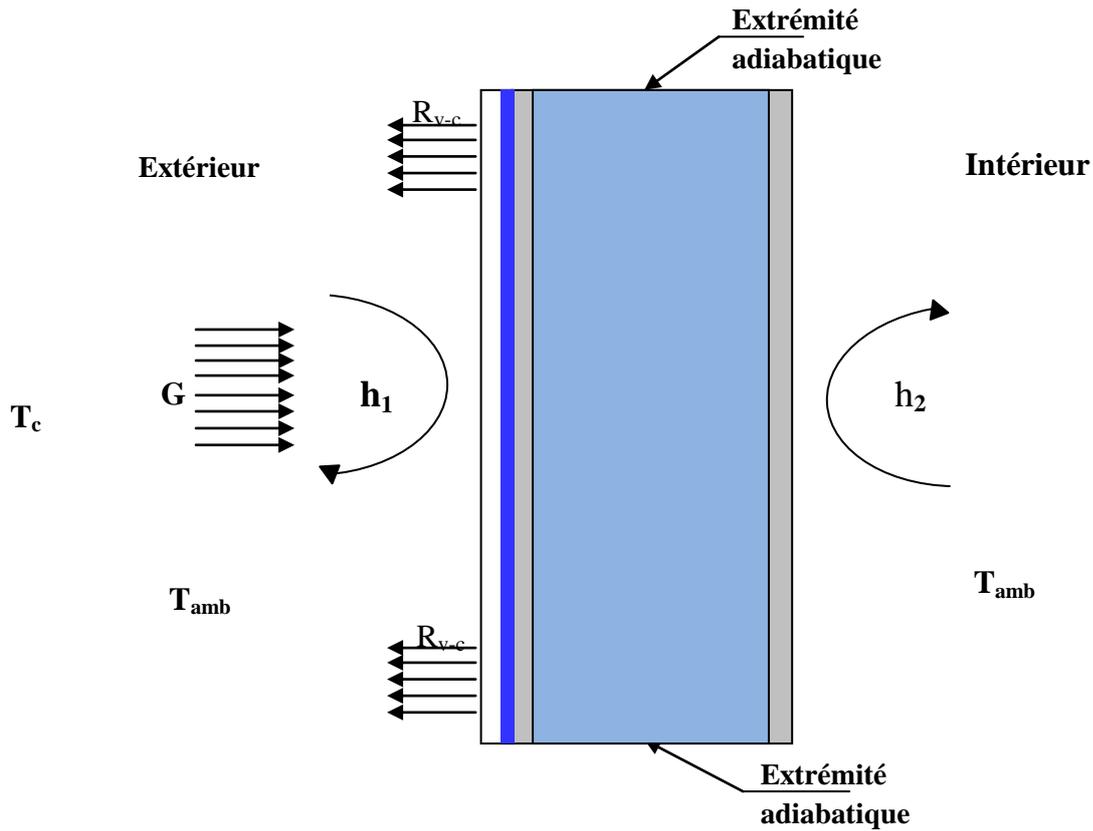


Figure 5.2. Schémas représentatif des conditions aux limites [97].

L'équation en extrémités supérieure et inférieure à $y = 0$, $y = H$ et x variable pour le solide et liquide est

$$\frac{\partial T}{\partial y} = 0 \tag{5.2}$$

Et en limite gauche à $x = 0$ et y varie entre 0 et H

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial x} = G + h_1(T_v - T_{amb}) + \sigma \epsilon_v (T_v^4 - T_c^4) \tag{5.3}$$

Et en limite droite à $x = 0.0035 + e_{MCP}$ et y varie entre 0 et H

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial x} = G + h_2(T_{al} - T_{amb}) \tag{5.4}$$

5.4. Modèle mathématique

5.4.1. Modèle d'écoulement

On suppose que la phase liquide est un fluide newtonien, incompressible en écoulement laminaire dont les équations gouvernantes sont celles de la conservation :

De la masse :

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (5.5)$$

Où u et v sont les composantes de la vitesse du fluide dans les directions x et y respectivement.

De la quantité de mouvement :

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \text{div}(\rho Uu) = \text{div}(\mu \cdot \text{grad}u) - \frac{\partial P}{\partial x} + S_x \quad (5.6)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \text{div}(\rho Uv) = \text{div}(\mu \cdot \text{grad}v) - \frac{\partial P}{\partial y} + \rho g \beta (T - T_{\text{ref}}) + S_y \quad (5.7)$$

$\mathbf{U} = (u, v)$ représente le vecteur vitesse, ρ la densité, C_p la capacité, P la pression, μ la viscosité dynamique du fluide, T_{ref} température de référence, g l'accélération gravitationnelle et β le coefficient d'expansion thermique.

S_x et S_y représentent les termes sources utilisées pour modifier les équations de la quantité de mouvement dans la région pâteuse qui est considérée comme une région poreuse. D'après la loi de Darcy, on a :

$$S_x = A.u \text{ et } S_y = A.v \quad (5.8)$$

Avec A représente la porosité exprimée par

$$A = C \frac{(1-f_\ell)^2}{f_\ell^3 + 0,000001} \quad (5.9)$$

Et f représente la fraction massique

$$f_\ell = \begin{cases} 1 & \text{si } T > T_1 \\ \frac{T-T_s}{T_1-T_s} & \text{si } T_s < T < T_1 \\ 0 & \text{si } T < T_s \end{cases} \quad (5.10)$$

5.4.2. Modèle de transferts thermiques

En tenant compte du phénomène de changement de phase dans un matériau à changement de phase en cours de la solidification, trois régions distinctes peuvent être considérées : une région solide, une région liquide et une région pâteuse où coexistent les deux phases. Nous avons adopté un modèle enthalpie-porosité dont l'équation gouvernante est celle de l'énergie :

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + U_s \frac{\partial T}{\partial x} + V_s \frac{\partial T}{\partial y} \right) = \lambda \left(\frac{\partial T^2}{\partial x^2} + \frac{\partial T^2}{\partial z^2} \right) + S_T \quad (5.11)$$

Avec

$$S_T = -\rho L_s \left(\frac{\partial f_\ell}{\partial t} + U_s \frac{\partial f_\ell}{\partial x} + V_s \frac{\partial f_\ell}{\partial y} \right) \quad (5.12)$$

5.4.3. L'approximation de Boussinesq

Dans les écoulements du fluide accompagnés d'un transfert de chaleur la densité du fluide varie avec la température, cette variation de la densité est la cause du mouvement du fluide. Si la variation est petite on peut traiter la densité comme constante dans le terme transitoire et le terme convectif et la traiter comme uniformément variable dans le terme source.

Pour notre cas d'étude la température opérationnelle est de 293K et la densité reste constante.

Chapitre 06

Résultats et discussion

6.1. Introduction

Nous présentons dans ce chapitre les résultats de la simulation numérique obtenue par le code de calcul utilisé. Le problème consiste comme cité au paravent à l'étude le refroidissement d'un module PV avec un matériau de changement de phase et on étudie l'influence du rayonnement et de l'épaisseur sur la fusion du MCP et donc le refroidissement du PV.

La géométrie considérée et les conditions aux limites ont été présentées dans le chapitre 05. Ainsi que la distribution des points du maillage et la simulation numérique ont été faite respectivement dans un mailler Gambit et le code de simulation Fluent.

6.2. Choix du maillage

Un teste sur le maillage numérique a été effectuée pour déterminer le meilleur temps de calcul pour une meilleure approximation (convergence, précision). Un nombre de nœuds de 4917 avec un nombre de cellules de 4488 a été adopté.

6.3. Résultats et interprétation

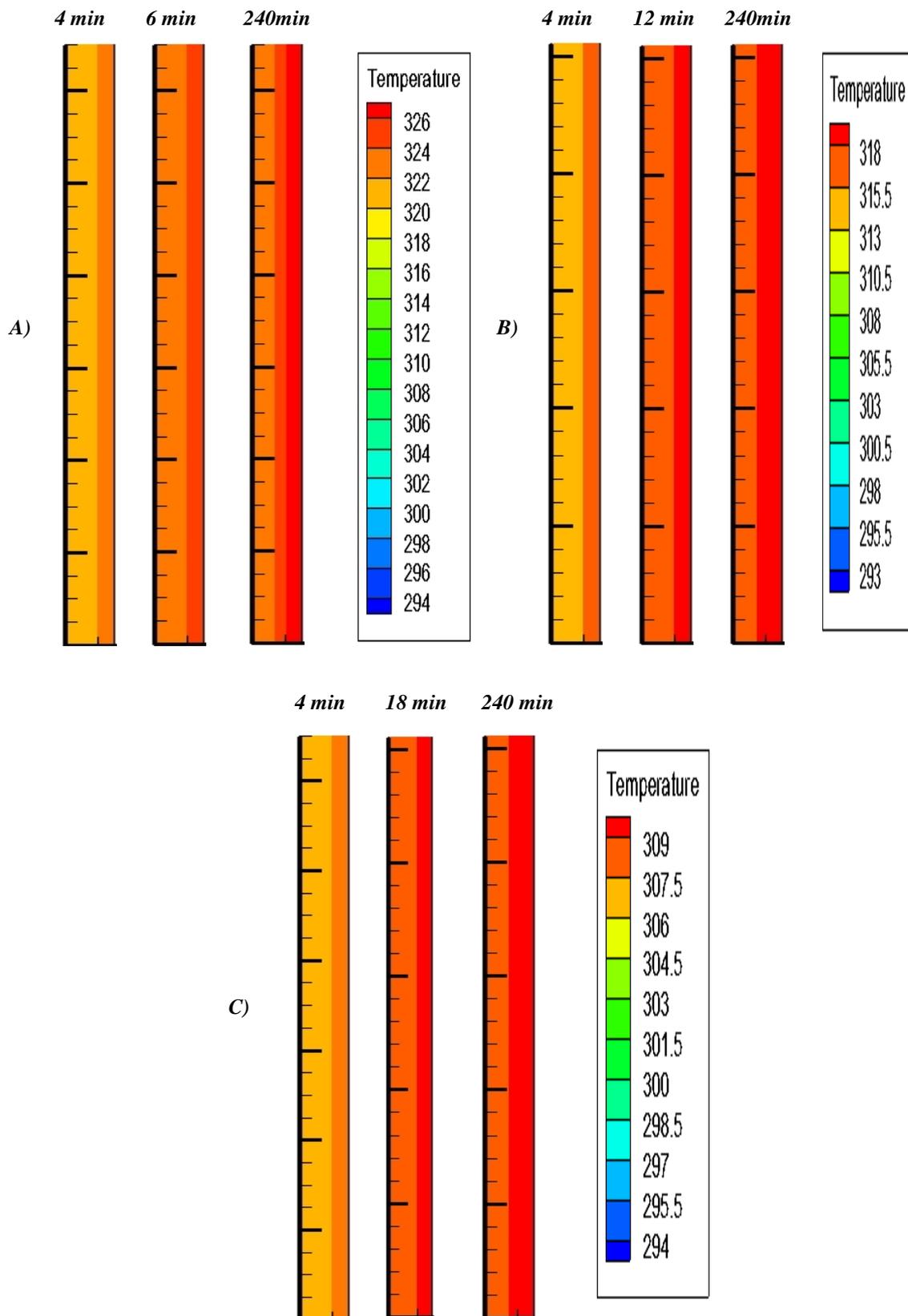


Figure 6.1. Evolution des isothermes du module PV sans MCP en fonction du temps pour un rayonnement solaire de A) 400, B) 700 et C) 1000 W/m².

6.4. L'effet de rayonnement

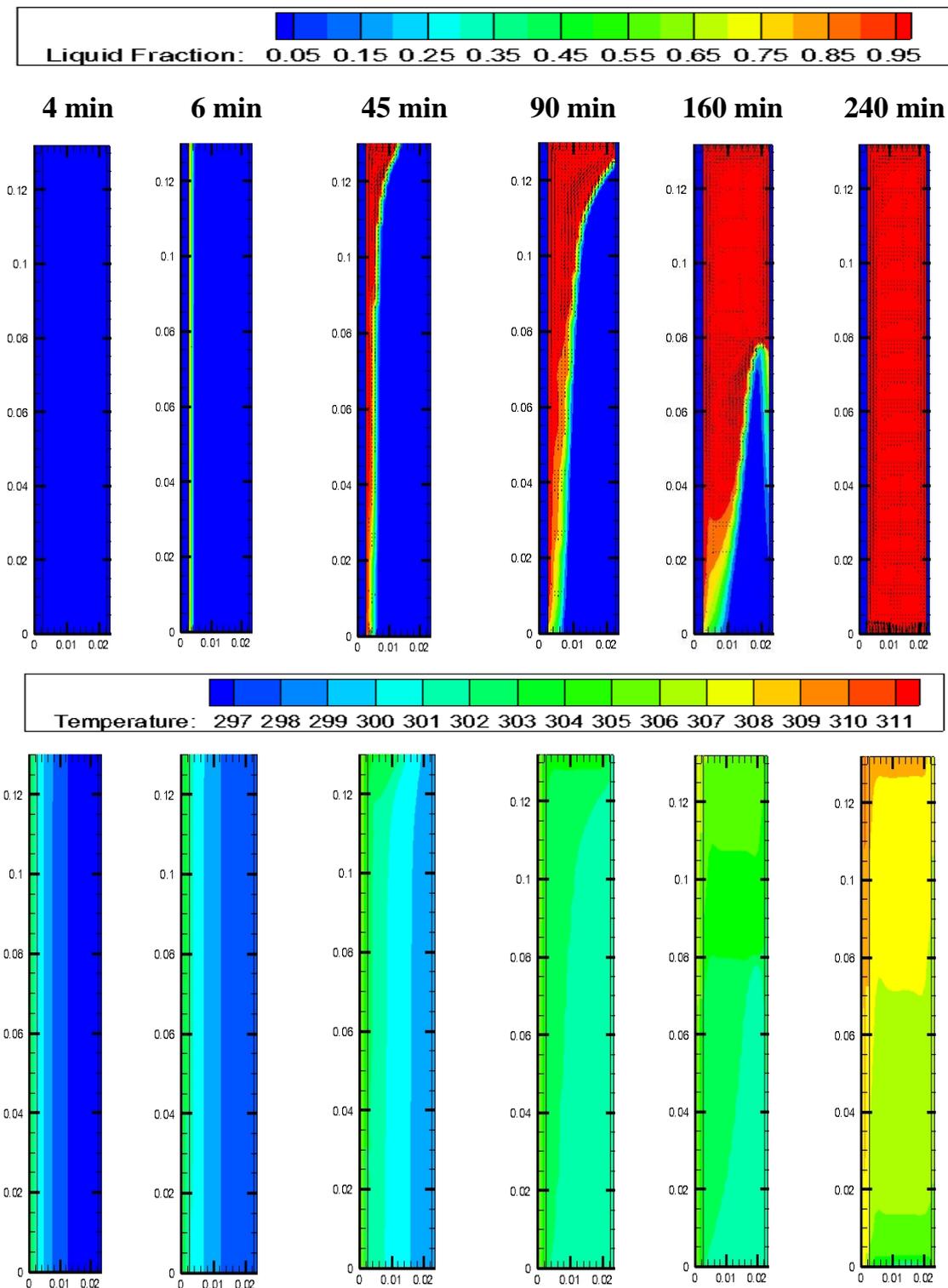


Figure 6.2. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un rayonnement solaire de 1000 W/m^2 .

La Fig 6.2 illustre l'évolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour $t = 4, 6, 45, 90, 160$ et 240 min et un rayonnement solaire de 1000 W/m^2 . Le fond bleu indique la région solide ($f_\ell = 0$), le fond rouge indique la région liquide ($f_\ell = 1$) et le fond en différentes couleurs indique la région pâteuse ($0 < f_\ell < 1$). A $t = 4$ min, on remarque que les isothermes sont stratifiées indiquant que le transfert de chaleur est dominé par la conduction puisque le matériau à changement de phase est encore totalement à l'état solide. A $t = 6$ min, on remarque l'apparition d'un film liquide marquant le début de la fusion du MCP au voisinage de module PV à la température de fusion 299.75 K . A $t = 45$ min, l'accélération de la vitesse de fusion est plus remarquable vers le haut que vers le bas au voisinage du module PV, phénomène justifié par l'apparition des vecteurs vitesses qui montrent le réchauffement du MCP par la convection naturel. L'évolution des isothermes connaissent une légère courbure en haut. 90 min plus tard, l'évolution des isothermes deviennent clairement plus courbée où la convection domine le transfert par rapport à la conduction. Dans la phase liquide, on remarque l'apparition d'un mouvement circulaire tournant dans le sens horaire. Après 160 min, la convection prend de plus en plus de l'ampleur et domine le transfert de chaleur. Les isothermes deviennent alors horizontales et le chemin de leurs progressions devient du haut vers le bas. Le MCP atteint la fusion complète après 240 min, les isothermes sont totalement horizontaux et la température maximale du module PV atteinte 310 K .

En revanche, la température atteint 326 K dans le module PV sans matériau à changement de phase MCP.

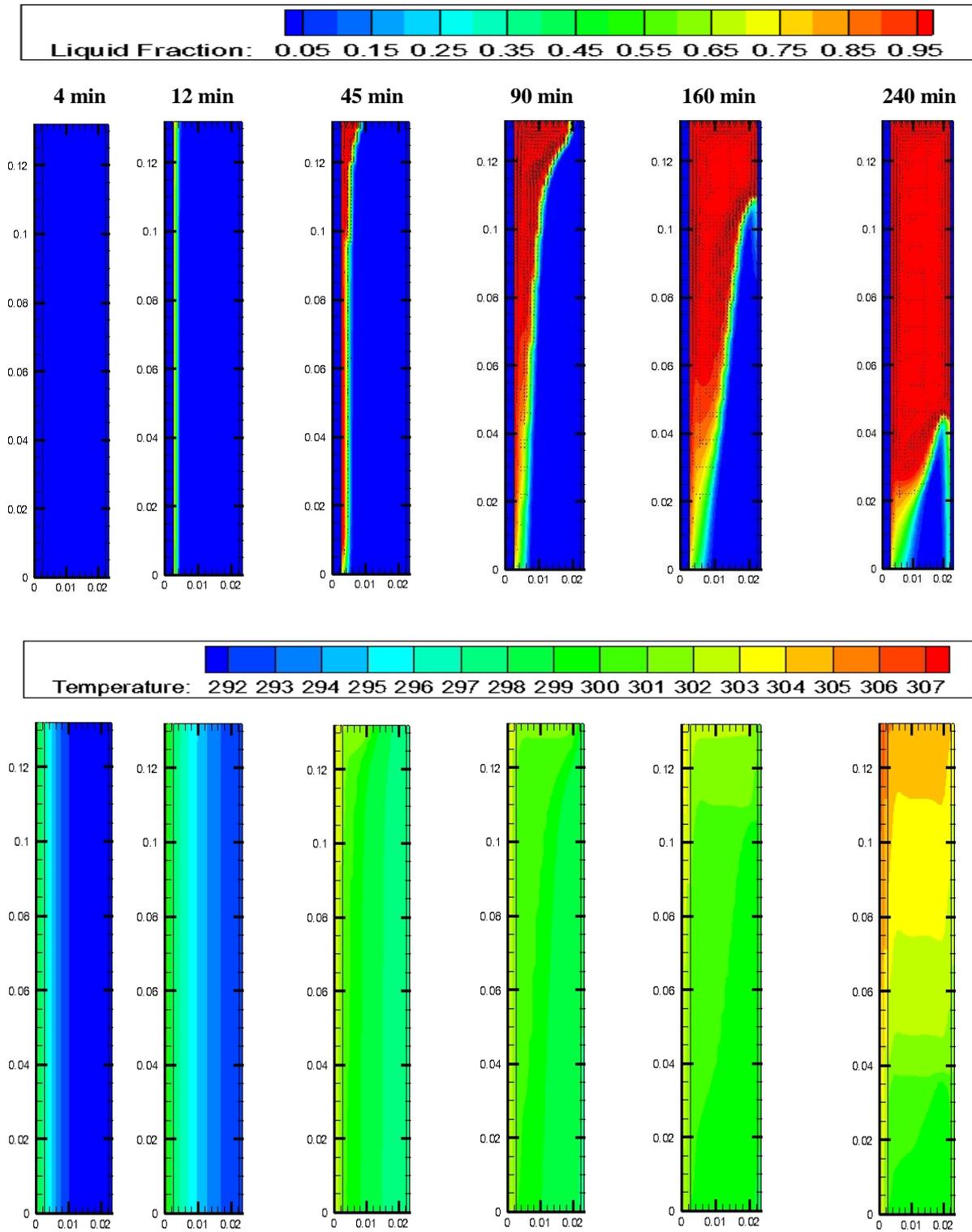


Figure 6.3. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et de isothermes en fonction du temps pour un rayonnement solaire de 700W/m^2 .

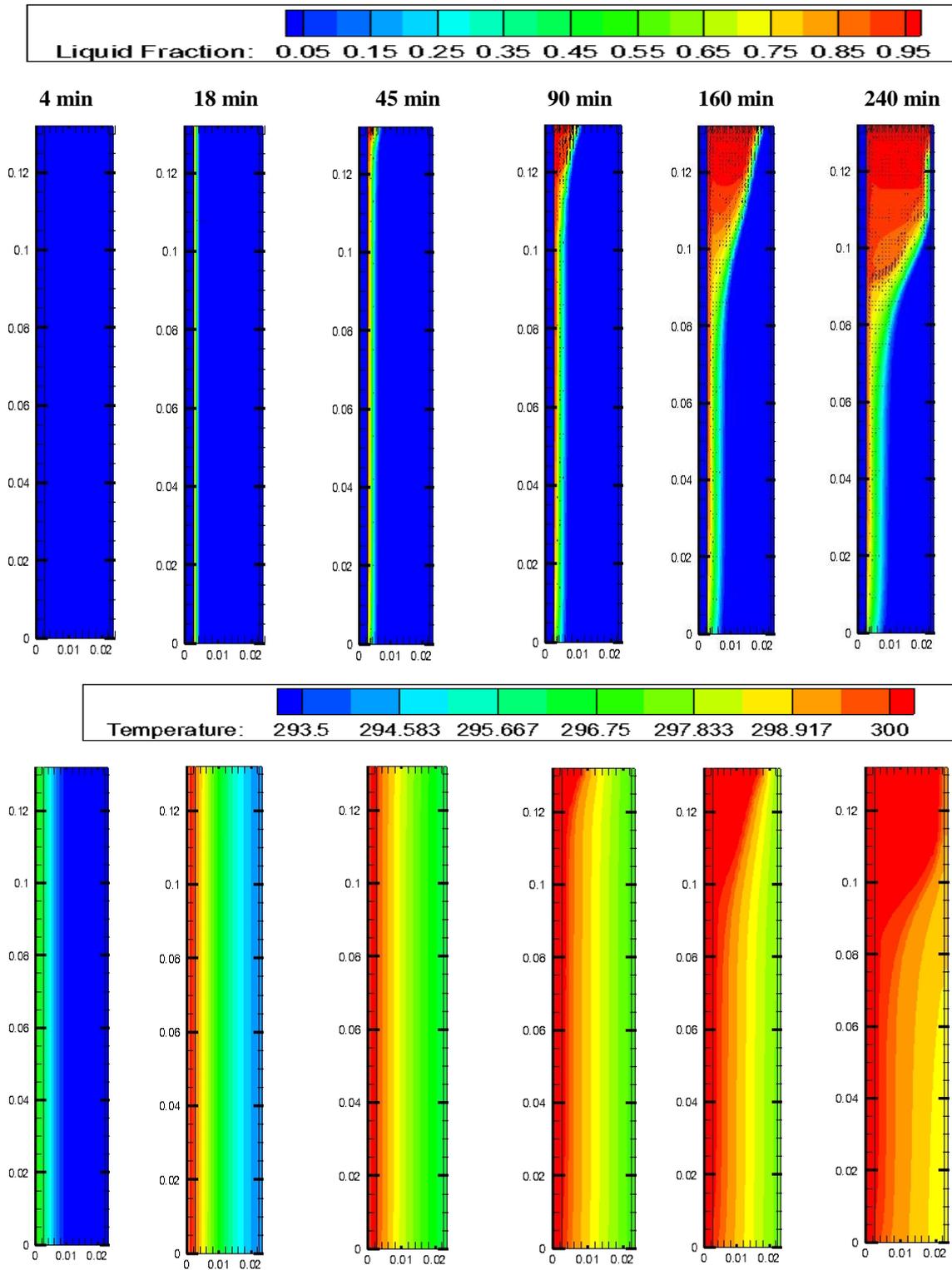


Figure 6.4. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un rayonnement solaire de 400W/m^2 .

La Fig. 6.3 et la Fig. 6.4 illustrent l'évolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un rayonnement solaire de 700 et 400 w/m^2 , respectivement. Le fond bleu indique la région solide ($f_{\ell} = 0$), Le fond rouge indique la région liquide ($f_{\ell} = 1$) et le fond en différentes couleurs indique la région pâteuse ($0 < f_{\ell} < 1$). A $t = 4$ min les deux figures montrent que l'évolution des isothermes reste stratifié même remarque comparée à celle de la figure 5.1 (1000 w/m^2). Cette période se prolonge à 10 min pour 700 w/m^2 et 16 min pour 400 w/m^2 à cause de l'intensité de la chaleur solaire incidente, et donc stockée. De ce fait, la fusion est retardée à $t = 12$ min pour $G = 700 \text{ w/m}^2$ et à $t = 18$ min pour $G = 400 \text{ w/m}^2$ où on remarque l'apparition du film liquide marquant le début de la fusion. A $t = 45$ min, le front de fusion atteint la position $X = 0.01175$ m pour un rayonnement de 1000 W/m^2 cette position est réduite à $X = 0.01$ m pour $G = 700 \text{ W/m}^2$ et $X = 0.0075$ m pour $G = 400 \text{ W/m}^2$. A $t = 240$ min, la fusion est complète pour un rayonnement de 1000 W/m^2 avec une température maximale au module PV de 310 K, le fond est encore à la position $Y = 0.041$ m pour 700 w/m^2 et $Y = 0.11$ m pour 400 w/m^2 . Pour un rayonnement de 700 W/m^2 , le MCP atteint la fusion complète à $t = 300$ min où la température maximale du module PV atteint 306 K. La température atteint 318 K au module PV sans MCP. Pour un rayonnement de 400 W/m^2 , le MCP fond totalement à $t = 354$ min et le module PV enregistre une température maximale de 300 K. Cette dernière est 309 K sans MCP.

6.5. L'effet de l'épaisseur

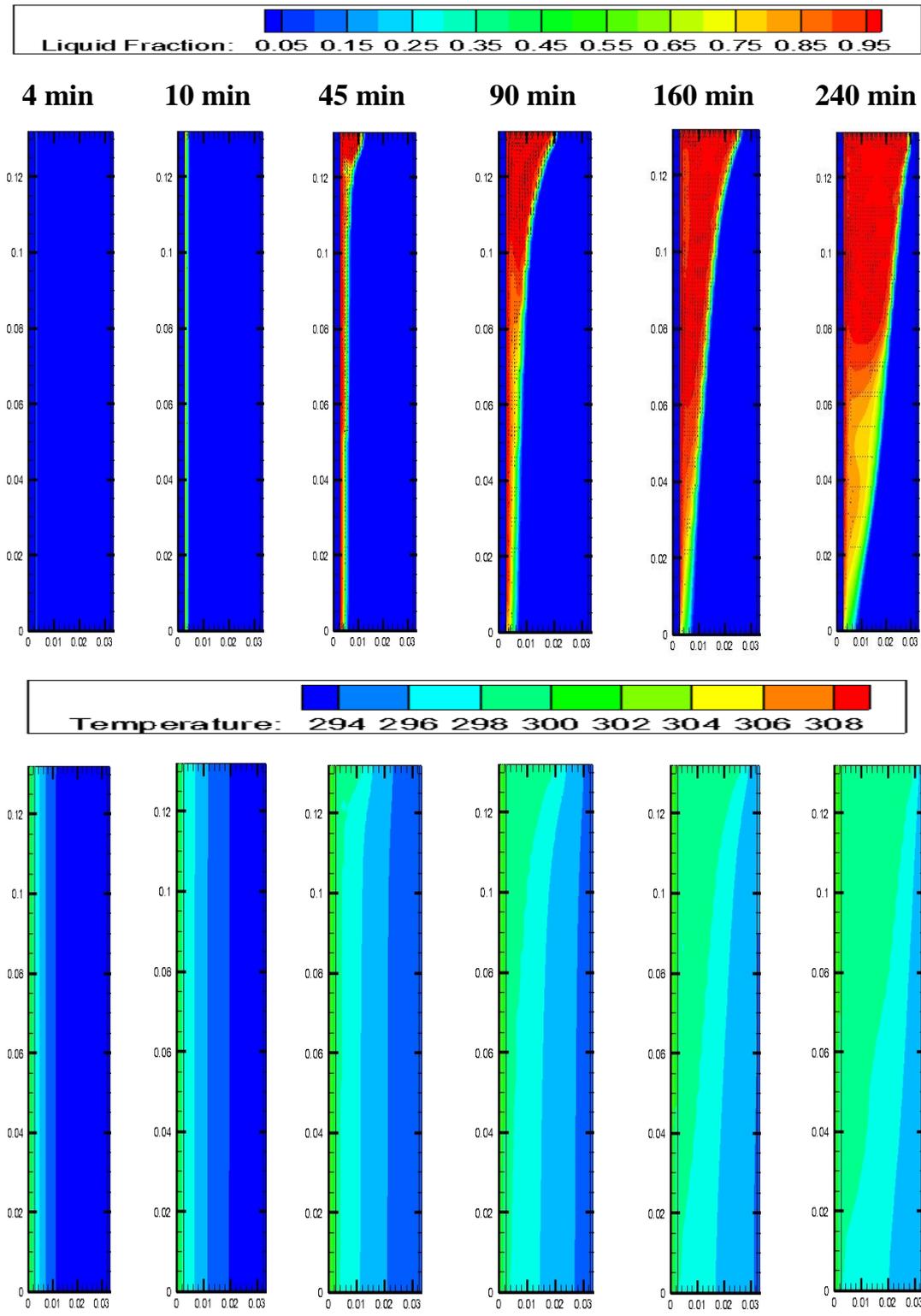


Figure 6.5. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un épaisseur de 3 cm à 1000 W/m².

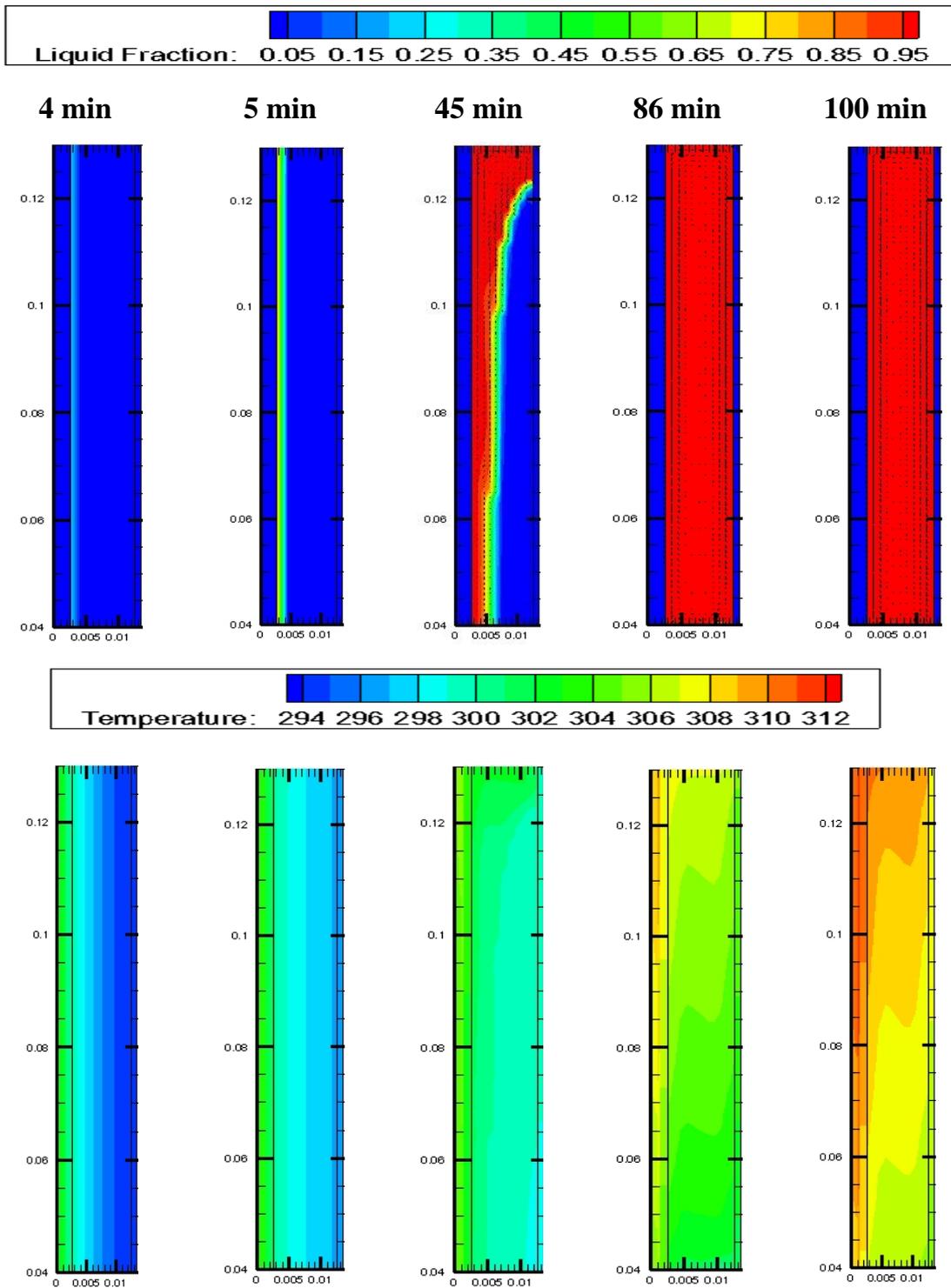


Figure 6.5. Evolution de la fraction liquide des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour un épaisseur de 1 cm à 1000 W/m².

Les Fig 6.4 et 6.5 illustrent l'évolution de la fraction liquide, des vecteurs vitesses et des isothermes, en fonction du temps pour des épaisseurs de MCP de 1 et 3 cm et un rayonnement de 1000 w/m^2 afin de voir l'influence de l'épaisseur sur le comportement de la fusion du MCP. Le fond bleu indique la région solide ($f_{\ell} = 0$), Le fond rouge indique la région liquide ($f_{\ell} = 1$) et le fond en différentes couleurs indique la région pâteuse ($0 < f_{\ell} < 1$). A $t = 4$ min, les isothermes sont toujours stratifiées pour des épaisseurs de 3 cm et 1 cm. Les figures montrent que la fusion commence à $t = 5, 6$ et 10 min pour des épaisseurs de 1, 2 et 3 cm, respectivement marquée par l'apparition d'un film liquide. A $t = 45$ min, pour une épaisseur de 2 cm le fond atteint la position $X = 0.014$ m. Cette position est réduite à $X = 0.01$ m pour une épaisseur de 3 cm et prolongé à une profondeur de position $Y = 0.125$ m pour une épaisseur de 1 cm. A 90 min, pour une épaisseur de 2 cm le fond atteint la position $Y = 0.126$ m. Cette position est moins importante est égale à $X = 0.02$ m pour une épaisseur de 3 cm. La température maximale au module PV atteint $T = 306$ K et $T = 302$ K pour des épaisseurs de 2 cm et 3 cm, respectivement. Cependant, le MCP de 1 cm d'épaisseur atteint la fusion totale à $t = 86$ min où le module PV enregistre une température maximale de $T = 311$ K.

A $t = 160$ min, la fusion de MCP d'épaisseur 2 cm est quasi-totale et atteint la position $Y = 0.075$ m. Par contre la fusion arrive à la position $X = 0.025$ m pour une épaisseur de 3 cm. A $t = 240$ min le MCP de 2 cm d'épaisseur fond totalement et la température maximale du module PV atteint $T = 310$ K. Pour l'épaisseur 3 cm, le fond est encore à $X = 0.03$ m à une température du module PV enregistre $T = 305$ K. Finalement, ce

dernier fond complètement à $t = 425$ min ou le module PV enregistre une température maximale $T = 308$ K.

En revanche, la température atteint 326 K dans le module PV sans matériau à changement de phase MCP.

CONCLUSION

Une grande partie du rayonnement solaire absorbé par les cellules photovoltaïques n'est pas convertie en électricité et provoque une augmentation de leur température et réduit en conséquence leur efficacité électrique. La température des capteurs photovoltaïques peut être abaissée par extraction de la chaleur à l'aide d'un matériau à changement de phase ou une circulation naturelle ou forcée adéquate d'un fluide. Cette chaleur extraite peut aussi être utilisée pour chauffer la fluide ou transformée en une autre énergie.

Il existe plusieurs configurations pour les capteurs solaires hybrides, on peut les classées selon le type du fluide caloporteur utilisé comme suite : PV/T à eau, PV/T à air et PV/T bi fluide.

Dans le marché il existe aussi plusieurs types des MCP qui sont : organique, inorganique et eutectique. Le phénomène de stockage comporte trois étapes :

- Stockage par chaleur sensible dans le MCP solide.
- Stockage par chaleur latente au début de la fusion.
- Stockage simultané par chaleur sensible et par chaleur latente dans le MCP liquide.

Le travail présenté dans ce mémoire concerne l'étude théorique du refroidissement d'un capteur solaire photovoltaïque par la combinaison des deux capteurs photovoltaïque et thermique (capteur hybride PV/T) et par un matériau à changement de phase, une étude numérique a été effectuée sur un capteur photovoltaïque avec le

MCP type RT25 et nous avons l'exposée a trois valeurs de rayonnement 400, 700, et 1000 W/m² pour étudier l'influence de ce dernier sur le système et même étude a été effectuée mais cette fois ci avec trois valeurs d'épaisseur 1, 2 et 3 cm a un rayonnement de 1000 W/m² pour étudier l'effet d'épaisseur sur le système.

Les résultats obtenus mettent en évidence l'influence du rayonnement et de l'épaisseur sur la température de fonctionnement du capteur solaire photovoltaïque et le temps de la fusion du matériau à changement de phase MCP.

D'après les résultats obtenus nous avons conclu que la température de fonctionnement du module PV est proportionnelle avec le rayonnement par contre elle est proportionnelle inverse avec l'épaisseur.

Perspectives

Comme perspectives à notre travail, on pense que les futures recherches intéressantes à développées porteront sur :

- Une étude de refroidissement d'un module PV avec des ailettes places dans le MCP.
- Une étude de refroidissement d'un module PV avec canal d'air ou tube d'eau placée en arrière du MCP
- Une étude de capteur solaire hybride avec un matériau à changement de phase pour le stockage.

Liste des symboles

PV/T :	capteur solaire hybride photovoltaïque-thermique.
PV :	capteur solaire photovoltaïque.
CPV :	système a concentration photovoltaïque.
CPV/T :	système a concentration hybride photovoltaïque-thermique.
CPCS :	capteur de concentration parabolique solaire.
MCP :	matériau à changement de phase.
IPVTS :	système photovoltaïque thermique intégré.
T :	la température.
E_0 :	la constante solaire.
J :	numéro du jour.
S :	le rayonnement direct.
D :	le rayonnement diffus.
G :	le rayonnement global.
Q :	flux de chaleur exprimée en (W).
A :	aire de la section, exprimée en (m ²).
λ :	conductivité thermique du solide exprimée en (W/mk).
dT/dx :	gradient de température dans la section d'aire A exprimée en (°C/m).
h :	coefficient d'échange de chaleur par convection exprimée en (W/m ² .K).
($T_p - T_\infty$) :	la différence de température de la paroi et du fluide respectivement (k).
ϵ_p :	facteur d'émissivité du corps.
σ :	constante de Stephan- Boltzman. $\sigma = 5.66 \cdot 10^{-8}$ en J/s m ² k ⁴ .
STS :	stockage thermique sensible.
ΔH :	variation d'enthalpie.
H_{finale} :	valeur d'enthalpie finale.
$H_{initiale}$:	valeur d'enthalpie initiale.
$C_{(T)}$:	capacité thermique massique.
m :	la masse.

SLT :	stockage thermique latent.
Δh_f :	l'enthalpie spécifique de fusion.
T_i :	la température initiale [K].
T_f :	la température de fusion.
C_p :	chaleur spécifique [J/Kg k].
$C_s (T)$:	chaleur spécifique du corps à l'état solide.
$C_l (T)$:	chaleur spécifique du corps à l'état liquide.
L :	chaleur latente de changement de phase [J/Kg].
H :	la hauteur du module PV.
e_{vi} :	épaisseur du vitrage.
e_{si} :	épaisseur du silicium.
e_{AL} :	épaisseur d'aluminium.
e_{MCP} :	épaisseur du MCP.
ρ :	masse volumique ρ [Kg/m ³].
λ :	conductivité thermique [W/mk].
α :	coefficient d'absorption.
τ :	transmittivité

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **J.G. Ingersoll, 1986:** Simplified calculation of solar cell temperatures in terrestrial photovoltaic arrays, ASME J. Solar Energy Eng.
- [2] **S. Krauter, R. Hanitsch, S.R. Wenham, 1994 :** Simulation of thermal and optical performance of PV modules, Part III, Renew : Energy 5.
- [3] **M. Wolf, 1976:** Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences, Energy Conversion, vol. 16, n° 1-2, pp. 79-90.
- [4] **JR. E.C Kern & M. C. Russell 1978 :** Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems, In Proc. 13th IEEE Photovoltaic Specialists, Washington DC, USA, 1153 - 1157 .
- [5] **HENDRIE S.D, 1979 :** Evaluation of combined photovoltaic / thermal collectors, In Proc. ISES Int. Congress, Atlanta, USA, Vol. 3, 1865-1869.
- [6] **P. Raghuraman, 1981 :** Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/thermal, flat-plate collector performance. Journal Solar Energy Engineering, vol.103, n° 2, pp. 291-298.
- [7] **C. H. COX & P. RAGHURAMAN, 1985 :** Design considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collector. Solar Energy, vol. 35, n° 3, 227-241.
- [8] **B. LALOVIC & al, 1986 :** A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. Solar Cells, vol. 19, n° 2, pp. 131-138.
- [9] **A. K. BHARGAVA & al, 1991 :** Study of a hybrid solar system-solar air heater combined with solar cells, Energy Convers. Mgmt 31, 471-479.
- [10] **J. PRAKASH, 1994 :** Transient analysis of a photovoltaic / thermal solar collector for co-generation of electricity and hot air / water, Energy Convers. Mgmt 35, 967 – 972.

- [11] **K. Sopian & al, 1995** : An investigation into the performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector, In Proc. ASME Int. Mechanical Engineering Congress and Exhibition, San Francisco, USA, AES Vol. 35, 89-94.
- [12] **T. Bergene & O.M Lovvik, 1995** : Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells, Solar Energy, Vol. 55, 453-462.
- [13] **B. J Brinkworth & al, 1997**: Thermal regulation of photovoltaic cladding, Solar Energy 61, 169-178.
- [14] **H. P. Garg & R. S. Adhikari, 1999** : Performance analysis of a hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) collector with integrated CPC troughs, Int. J. Energy Res.23, 1295-1304.
- [15] **T. Hauser & H. Rogash, 2000** : Latent heat storage on photovoltaics, In Proc. 16th European PV Solar Energy Conf. Glasgow, U.K. Vol III, 2265-2267.
- [16] **Huang B.J & al, 2001** : Performance evaluation of solar photovoltaic / thermal systems, Solar Energy, 70, 443 – 448.
- [17] **Zondag H. A. & al, 2002** : The thermal and electrical yield of a PV-Thermal collector, Solar Energy Vol. 72, N°2, 113-128.
- [18] **H. A. Zondag & al, 2003** : The yield of different combined PV-thermal collector designs, Solar Energy, 74, 235 269.
- [19] **H. A. Zondag, 2005** : Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Accepted pour publication.
- [20] **Zondag H. A. & al, 2005** : Eds. PV/T Roadmap-a European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology, Rapport EU-Project PV-Catapult., p 87.
- [21] **A. Tiwari & al, 2006** : Performance evaluation of photovoltaic / thermal solar air collector for composite climate of India, Solar Energy Materials and Solar Cells, 175-189.

- [22] **Bazilian MD & al, 2002** : Thermographic analysis of a building integrated photovoltaic system, *Renewable Energy*; 26:449–61.
- [23] **LW. Florschuetz, 1979** : Extension of the Hottel–Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors, *Solar Energy* 22: 361–6.
- [24] **HC. Hottel & A. Whillier, 1958** : Evaluation of flat-plate solar collector performance.
- [25] **Zondag HA & al, 2002** : The thermal and electrical yield of a PV-thermal collector, *Solar Energy* 72:113–28.
- [26] **N. Christandonis & al, 2004**: Simulation of hybrid photovoltaicthermal collector (PV-TC) systems for domestic heating and cooling case study: island of Rhodes, *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*.
- [27] **Charalambous PG & al, 2007** : Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: a review. *Applied Thermal Engineering* ; 27: 275–86.
- [28] **Bergene T & OM. Lovvik, 1995** : Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy*; 55:453–62.
- [29] **T. Fujisawa & T. Tani, 1997**: Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector. *Solar Energy Materials and Solar Cells*;47:135–48.
- [30] **Fraisse G & al, 2007** : Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. *Solar Energy*, , vol.81,n^o 11, pp. 1426-1438.
- [31] **Al Harbi Y & al, 1998** : Photovoltaic-thermal solar energy experiment in Saudi Arabia. *Renewable Energy* 1998;15:483–6.
- [32] **Huang BJ, 2001** : Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems. *Solar Energy*;70:443–8.
- [33] **Staebler DL & Urli NB, Kiss ZJ, 2002** : Development of high efficiency hybrid PV-thermal modules. In: *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*. p. 1660–3.

- [34] **TT. Chow, 2003** : Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Solar Energy*;75:143–52.
- [35] **Bergene T., O. M. Lovvik, 1995** Model calculations on flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy*, , vol. 55, n° 6, pp. 453-462.
- [36] **Kalogirou SA & Y. Tripanagnostopoulos, 2007** : Industrial application of PV/T solar energy systems. *Applied Thermal Engineering*;27:1259–70.
- [37] **Y. Tripanagnostopoulos, 2007** : Aspects and improvements of hybrid photovoltaic / thermal solar energy systems, *Solar energy*, vol. 81, n° 9, pp. 1117-1131.
- [38] **Chow T. T. & al., 2007** : Performance evaluation of photovoltaic-thermosyphon system for subtropical climate application, *Solar Energy*, vol. 81, pp. 123-130.
- [39] **Chow T. T. & al, 2006** : Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Solar Energy*, vol. 80, n° 3, pp. 298-306.
- [40] **Fraisse G. & al., 2007** : 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.
- [41] **Projet De Recherche Integre 6.2. , 2004** : Intégration des capteurs hybrides photovoltaïques-thermiques au bâti. Ed. Rapport final. Lyon, France, 52p.
- [42] **K. Touafek & al., 2008** : Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride solaire photovoltaïque thermique ; revue des Energies renouvelables Vol. 11 N° 1 153-165.
- [43] **Sandnes B & Rekstad J., 2002** : A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model. *Solar Energy*;72:63–73.
- [44] **Sandberg M & Moshfegh B., 2002** : 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. 221-218.

- [45] **Chow TT & al, 2005** : Photovoltaic thermal collector system for domestic application. In: Proceedings of Solar World Congress; ISEC2005-76128.
- [46] **Chow TT & al, 2007** : Photovoltaic-thermal collector system for domestic application. Journal of Solar Energy Engineering;129:205–9.
- [47] **Ibrahim A & al., 2009** : Performance of photovoltaic thermal collector (PVT) with different absorbers design. WSEAS Transactions on Environment and Development;5:321–30.
- [48] **Tripanagnostopoulos Y. & al., 2001** : Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. In: proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference, Munich, Allemagne, pp. 2515-2518.
- [49] **Assoa YB, Menezo C, Fraisse G, Yezou R, Brau J, 2007** : Study of a new concept of photovoltaic-thermal hybrid collector. Solar Energy;81(9):1132–43.
- [50] **Tiwari A, Sodha MS., 2007** : Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: experimental validation of theoretical model. Solar Energy Materials and Solar Cells;91:17–28.
- [51] **Joshi A. S., Tiwari A., 2007** : Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) air collector. Renewable Energy, vol. 32, n° 13, pp. 2223-2241.
- [52] **Solanki SC, Dubey S, Tiwari A., 2009** : Indoor simulation and testing of photovoltaic thermal (PV/T) air collectors. Applied Energy 2009;86:2421–8.
- [53] **Sopian K, Yigit KS, Liu HT, Kakac S, Veziroglu TN., 1996** : Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters. Energy Conversion and Management;37:1657–70.
- [54] **Ibrahim A & al., 2009** : Hybrid photovoltaic thermal (PV/T) air and water based solar collectors suitable for building integrated applications. American Journal of Environmental Sciences;5:618–24.
- [55] **Sandberg M. & Moshfegh B., 1998** : Ventilated-solar roof air flow and heat transfer investigation. Renewable Energy, vol. 15, n° 1-4, pp. 287-292.

- [56] **Moshfegh B., Sandberg M., 1998** : Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 2, n° 3, pp. 287-301.
- [57] **Garg H. P. & Adhikari R. S., 2000** : System performance studies on a photovoltaic/thermal (PV/T) air heating collector. *Renewable Energy Conversion and management*, vol. 41, n° 8, pp. 861-881.
- [58] **Alfegi MEA & al, 2008** : Experimental investigation of single pass, double duct photovoltaic thermal (PV/T) air collector with CPC and fins. *American Journal of Applied Sciences* 5:866–71.
- [59] **Alfegi EMA & al, 2009** : The effect of flow rates on the performance of finned single pass, double duct photovoltaic thermal solar air heaters. *European Journal of Scientific Research* ;25:339–44.
- [60] **Sopian K & al, 2000** : Performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector suitable for solar drying systems. *Energy Conversion and Management*;41:353–65.
- [61] **Hj. Othman MY & al, 2005** : Performance analysis of a double-pass photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector with CPC and fins. *Renewable Energy*;30:2005–17.
- [62] **Othman MY & al, 2006** : Double-pass photovoltaic-thermal solar air collector with compound parabolic concentrator and fins, *Journal of Energy Engineering*;132:116–20.
- [63] **Kostic Lj T & al, 2010** : Optimal design of orientation of PV/T collector with reflectors. *Applied Energy*;87:3023–9.
- [64] **Coventry JS., 2005** : Performance of a concentrating photovoltaic/thermal solar collector, *Solar Energy*;78:211–22.
- [65] **Lane, 1983** : *Solar Heat Storage : Latent Heat Material, Volume 1: Background and Scientific Principles*. USA: CRC.

- [66] **Telkes, M., 1975** : Thermal storage for solar heating and cooling, Proceedings of the workshop on solar energy storage subsystems for the heating and cooling of buildings. Charlottesville, Virginia, USA.
- [67] **Sari & al, 2000** : Energy and exergy calculations of latent heat storage systems, Energy Sources 22: 117-126.
- [68] **EL Dessouky & al, 1997** : Effectiveness of a thermal energy storage system using phase change materials. Energy Conversion and Management 38: 601-617.
- [69] L'abe des technologies de l'énergie renouvelable, septembre 2003, www.pollutionprobe.org
- [70] **Bensellama Elhadi, 2006-2007** : Modélisation d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique, mémoire de fin d'étude, université de Blida, 2006-2007.
- [71] **J.M Chassériaux, 1984** : Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod
- [72] **R. Bernard & al, 1980** : Le rayonnement solaire conversion thermique et applications ; Technique et documentation Lavoisier , 2^{ème} édition 1980.
- [73] **S. Saadi, 2010** : Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan, Mémoire de Magister en physique ; UMC.
- [74] **J.A Duffie & W.A Beckman, 1974** : Solar Energy Thermal Processes; 2nd edition, Wiley Interscience, New York,.
- [75] **P. Rivet, Le Rayonnement solaire ; CNRS.**
- [76] **M. Capderou, 1987** : Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU.
- [77] **A. Mefti & al, 2002** : Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N° 2, P12, décembre 2002.
- [78] **J.F.Sacadura, 1980** : Initiation aux transferts thermiques; Technique et Documentation ; Paris.
- [79] **A. Haddad, 2001** : Transfert thermique, USNB, 9961-718-01-1;.

- [80] **Bejan A. & al, 2003** : Heat transfer handbook, TJ250.B35.
- [81] **T. Ismail, 2002** : Modelling in transport phenomena, Elsevier Science B.v.
- [82] **Y. Tripanagnostopoulos & al, 2000** : Low cost improvements to building integrated air cooled hybrid PV- Thermal systems, Proc. 16th Europ. PV Solar Energy Conf. Glasgow, U.K. 1-5 May, Vol II pp. 1874– 1899.
- [83] **D.K Edwards, 1979** : Capteurs solaire ; Edition SCM, Paris.
- [84] **R. Bernard & al, 1980** : Le rayonnement solaire conversion thermique et applications ; Technique et documentation Lavoisier , 2^{ème} édition 1980.
- [85] **S. Saadi, 2010** : Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan, Mémoire de Magister en physique ; UMC.
- [86] **H. Abdi, 1999** : Contribution à la détermination des performances de capteurs plans à contact direct eau-plaque d'absorption ; Mémoire de Magister, Université de Blida.
- [87] **k. Kaci & A. Belloua, 1997** : Etude et réalisation d'un capteur solaire plan à contact direct eau plaque absorbante configuration "convexe" ; Mémoire de PFE Energétique, Université de Blida.
- [88] **M. G. Villalva & al, 2009** : Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays, Journal of power electronics, ,May2009.
- [89] **A. Bilbao, 2006** : Réalisation d'un commande mppt numérique, université de rovira i virgili .
- [90] **H. Belghitri & H., 2009** : Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïque' mémoire de magister.
- [91] **Pola O & al, 2007** : Flat roof integration of a-Si triple junction modules laminated together with flexible polyolefin membranes. Solar Energy, vol. 81, n° 9, pp. 1144-1158.
- [92] **Lane, 1983** : Solar Heat Storage : Latent Heat Material, Volume 1: Background and Scientific Principles. USA: CRC.

- [93] **Sharma & al, 2009** : Review on Thermal Energy Storage With Phase Change Materials and Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13: 318-345.
- [94] **Paksoy & H.O., 1992** : Thermal Analysis of Heat Storage Materailas and Integrated Heat Pump and Thermal Energy Storage System. PhD Thesis, C.U. Institute of Natural and Applied Science, Adana.
- [95] **Ozturk, H.H., 1997**. The Ressearch on Storage of Solar Energy in Phase Change Material (PCM) for Greenhouse Heating. PhD Thesis, C.U. Institute of Natural and Applied Sciences, Adana.
- [96] **Mazman M., 2006** : Latent Heat Storage and Applications. PhD Thesis, C.U. Institute of Natural and Applied Sciences, Adana.
- [97] **P. H. Biwole & P.Eclache, 2013** : Phase-change materials to improve solar panel's performance, *Energy and Buildings* 62, 59–67
- [98] **M.J. Huang & al, 2004** : Thermal regulation of building-integrated photovoltaics using phase change materials, *International Journal of Heat and Mass Transfer* 47, 2715–2733.

RESUME

Durant la conversion photovoltaïque du capteur solaire, une chaleur est générée provoquant l'augmentation de la température de la cellule photovoltaïque en 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.

Cet échauffement a été considéré comme néfaste pour le rendement des capteurs solaires photovoltaïques, et plusieurs efforts ont été consentis pour évacuer cette chaleur. Il y'a deux solutions plus connues qui sont l'idée :

- d'exploiter ce phénomène par la combinaison des systèmes photovoltaïques avec un système thermique pour former le capteur hybride photovoltaïque thermique PV/T qui va générer en même temps de l'électricité et de la chaleur.
- d'utiliser un matériau à changement de phase MCP placé en arrière du module PV pour limiter la température de la cellule par absorption de chaleur latente lors de la fusion (refroidissement).

L'objectif de ce travail est de simuler un capteur solaire photovoltaïque avec un MCP type RT25 comme un moyen de refroidissement pour étudier l'influence du rayonnement et de l'épaisseur de MCP d'une part sur l'évolution de la fraction liquide et les isothermes et d'autre part sur la température de fonctionnement du module PV.

Mot clés :

Capteur solaire hybride PV/T, matériau a changement de phase MCP, refroidissement de PV, simulation numérique.

ABSTRACT

During the photovoltaic conversion of solar collector a heat is generated that increase the temperature of the photovoltaic cell and cause a decrease of efficiency. This phenomenon is due to the part of the solar radiation not absorbed by the cells and which will cause it heating.

This heating was considered detrimental to the efficiency of solar photovoltaic cells, and several efforts have been made to evacuate the heat. There are two known solutions that are:

- The idea of exploiting this phenomenon by the combination of photovoltaic systems with a thermal solar system formed hybrid photovoltaic thermal PV/T that will simultaneously generate electricity and heat.
- The idea of using a phase change material PCM placed behind the PV module to limit the temperature of the cell by absorbing heat during melting (cooling).

The objective of this work is to simulate a solar collector photovoltaic with a phase change material PCM RT25 as a cooling medium to study the influence of radiation and the thickness of MCP in part on the evolution of the fraction liquid and isotherms and secondly on the operating temperature of the PV module.

Key words:

solar collector hybrid photovoltaic- thermal, phase change material, cooling of PV, simulation.

ملخص

أثناء التحويل الكهروضوئي من تجميع الطاقة الشمسية، يتم إنشاء الحرارة التي تزيد من درجة الحرارة للخلية الشمسية ويؤدي إلى انخفاض في الأداء. هذه الظاهرة ترجع إلى جزء لا تمتصه الخلايا.

ويعتبر هذا التسخين ضرر لكفاءة الخلايا الشمسية الكهربية، وبذلت العديد من الجهود لتخفيض الحرارة. هناك حلان :

• فكرة جمع الخلية الشمسية الكهربية مع الخلية الشمسية الحرارية لتشكيل الخلية الشمسية الهجينة الكهربية الحرارية لتوليد الكهرباء والحرارة في وقت واحد.

• فكرة استخدام مواد تغيير الحالة م ت ح موضوعة وراء الخلية الشمسية الكهربية للحد من درجة حرارة الخلية عن طريق امتصاص الحرارة أثناء الذوبان (التبريد).

والهدف من هذا العمل هو لمحاكاة حول تبريد الخلية الشمسية الكهربية باستعمال مواد تغيير الحالة م ت ح من نوع RT25 بدراسة تأثير الإشعاع وسمك م ت ح في جزء منه على إنتشار جزء السائل و إنتشار الحرارة وثانيا على درجة حرارة تشغيل الخلية الشمسية الكهربية.

الكلمات المفتاحية

تبريد الخلية الشمسية الكهربية , المحاكاة , مواد تغيير الحالة , الخلية الشمسية الهجينة الكهربية الحرارية