

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

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

PROJET DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Mécanique

Thème :

***Etude de L'évolution de la Température dans
le Module Solaire Photovoltaïque***

Proposé par :



Réalisé par :

ABBAS Mohammed Lamin

Promoteur :

**M. MADANI Mohamed
M.KOUADRI BOUJELTHIA
El Amin**

Juin 2014

REMERCIEMENTS

Je remercie en premier lieu ALLAH le tout puissant de nous avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Mes sincères remerciements à mes promoteurs Monsieur MADANI Mohamed et Monsieur KOUADRI BOUDJELTHIA El Amin pour leurs précieux conseils et orientations.

Je remercie vivement les membres du jury, M. BENNOUR Houcine et M. BOUAZIZ Mohammed pour avoir pris le temps et le soin de lire ce rapport.

Mes remerciements vont également à l'ensemble des enseignants du département Génie Mécanique et les enseignants de l'EPSTA d'avoir participé à ma formation et de m'avoir prodigué un enseignement enrichi par leur expérience.

Je remercie chaleureusement ma Mère ma Mère ma Mère pour l'attention, le soutien et la confiance qu'elle m'a donnée au cours de ces longues années.

Je tiens à remercier toute ma famille et surtout MEHDI, qui m'a accompagné et soutenu dans toute ma formation.

Je remercie également tous mes amis et mes proches qui m'ont soutenu et ont contribué à la réalisation de ce modeste travail.

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Je dédie ce travail

À la mémoire de mon père

À ma très chère mère

À ma grand-mère

À mon frère et mes Sœurs à ma nièce et son père

À ma future femme

À toute la famille ABBAS et GHEBACHE sans exception

À Tous mes amis



AMINE

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

المخلص

العمل المقدم في هذه الأطروحة هو دراسة تطور درجة الحرارة في الوحدة الضوئية عن طريق دراسة انتقال الحرارة في الطبقات المختلفة التي تشكل الوحدة. وسوف تأخذ هذه الدراسة بعين الاعتبار أشعة الشمس، درجة الحرارة المحيطة، سرعة الرياح وخصائص المواد وتغليف. وسيتم إجراء المقارنة مع القياسات الفعلية ونماذج التنبؤ أخرى أيضا

كلمات البحث: الوحدة الضوئية، انتقال الحرارة، التغليف، الأشعة الشمسية

Résumé :

Le travail présenté dans ce mémoire, est relatif à l'étude de l'évolution de la température au sein du module photovoltaïque par une étude de transfert de chaleur sur les différentes couches qui constituent le module. Cette étude prendra en compte l'irradiation solaire, la température ambiante, la vitesse du vent ainsi que les caractéristiques des matériaux d'encapsulation. Une comparaison avec les mesures réelles et d'autres modèles de prédiction sera faite aussi.

Mots clés : module photovoltaïque, encapsulation, irradiation solaire, transfert de chaleur

Abstract:

The work presented in this thesis is on the study of the evolution of the temperature in the photovoltaic module with a study of heat transfer on the different layers that make up the module. This study will take into account the solar irradiation, ambient temperature, wind velocity and the characteristics of the encapsulating material. A comparison with actual measurements and other prediction models will be made too.

Keywords: photovoltaic module, encapsulation, solar irradiation, heat transfer

Table des matières

Introduction générale :.....	1
Chapitre I:Conversion de l'énergie solaire	3
I.1 Introduction :	4
I.2 Conversion de l'énergie solaire :	4
I.2.1 L'énergie solaire thermique :.....	5
I.2. 2 Solaire thermodynamique	6
I.2.3 L'énergie solaire photovoltaïque	7
I.3 Les différents types des systèmes photovoltaïques	8
I.3.1 Systèmes photovoltaïques indépendants.....	8
I.3.2 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	10
I.4. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	11
I.4.1 Avantages.....	11
I.4.2 Inconvénients.....	11
I.5 Secteurs d'applications.....	12
Chapitre II : Le Module et la Conversion Photovoltaïque	13
II.2 PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTO-ELECTRIQUE	14
II. 3 Le module photovoltaïque.....	16
II.3.1 LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	16
II.3.2 Matériaux et différents types de cellules photovoltaïque :	18
II.3.3 Les procédés de fabrication des modules PV à base de silicium cristallin :	22
II. 4 Caractéristique de la cellule photovoltaïque.....	24
II. 4.1 Rendement de la cellule photovoltaïque.....	24
II. 4.2 Influence de l'éclairement	25
II. 4.3 Influence de la température	26
II. 4.4 Influence de la ventilation sur la température	27
II. 4.5 Modèle de prédiction de la température de cellule photovoltaïque.....	27
Chapitre III: Notions De Transfert De Chaleur.....	29
III.1.INTRODUCTION	30
III.2 GENERALITES SUR LES TRANSFERTS DE CHALEUR	30
III.3 DIFFERENTS MODES DE TRANSFERTS THERMIQUES.....	30
III.3.1 CONDUCTION	30
III.3.2 NOTIONS SUR LA CONVECTION	34

III.3.3 RAYONNEMENT	34
Chapitre IV : Etude thermique des capteurs Photovoltaïques	35
IV.1 Introduction.....	36
IV.2 Modèle thermique des capteurs photovoltaïques	36
IV.2.1 Modèle physique:	37
IV.2.2 Transfert de chaleur au sein de module PV.....	38
IV.3 Modèles Mathématiques	42
IV.3.1 Modèle théorique unidimensionnel stationnaire avec conduction	42
IV.3.2 Modèle théorique unidimensionnel instationnaire sans conduction	44
IV.3.3 Modèle thermique théorique unidimensionnel stationnaire sans conduction	46
IV.4 Organigramme de Calcul :	47
IV.4.1 Organigramme de Calcul de la Température par Le Modèle Théorique Unidimensionnel Stationnaire avec Conduction.....	47
IV.4.2 Organigramme de Calcul de la Température par le Modèle Théorique Unidimensionnel Instationnaire sans Conduction.....	49
IV.4.3 Organigramme de Calcul de la Température par le Modèle Théorique Unidimensionnel Stationnaire sans Conduction.....	51
Chapitre V : Description Du Dispositif Expérimental	52
V.1 Description du banc d'essai.....	53
V.2 La Station Radiométrique et Météorologique	54
V.3 Mesurer la Vitesse et La Direction de Vent :	55
V.4 Mesure du Rayonnement Solaire	55
V.5 Mesures de la Température	57
Chapitre VI: Résultats et Interprétations	60
VI.1 Comparaison entre les trois températures mesurées T_{CP1} , T_{CP2} et T_{CP3}	61
VI.2 Comparaison entre les températures T_t (avec R), NOCT, SNL et $T_{Moyenne}$ Mesurée.	62
VI.3 Impact des paramètres météorologiques sur l'évolution des courbes de température :	65
VI.3.1 Impact de la vitesse du vent :	65
VI.3.2 Impact de l'irradiation :	67
VI.3.3 Impact de la température ambiante :	69
VI.4 Comparaison entre les températures T_t (avec R), T_C (avec R) et T_V (avec R) :	71
VI.5 Simplification du modèle :	72
Conclusion et recommandations :.....	75
Références Bibliographiques :	76

Liste des figures :

Figure 1.1 la conversion du rayonnement solaire.....	5
Figure 1.2 production de l'eau chaude sanitaire	6
Figure 1.3 les composantes d'une centrale <CSP> [3]	6
Figure 1.4: principe de fonctionnement de l'énergie solaire photovoltaïque.....	7
Figure 1.5 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome [5].....	8
Figure 1.6 : Composantes d'un générateur photovoltaïque.....	9
Figure 1.7 : Système de régulation de charge [6]	9
Figure 1.8 : Système photovoltaïque avec batteries.....	10
Figure 1.9 : Principe de fonctionnement d'une installation solaire photovoltaïque	11
Figure 2.1 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.	14
Figure 2.2 : Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.....	15
Figure 2.3 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	17
Figure 2.4 : Parts de marché mondial des différentes technologies photovoltaïques utilisées	18
Figure 2.5: Cellules monocristallines.....	19
Figure 2.6: Cellules multi cristallines.....	19
Figure 2.7: Cellules amorphes.	20
Figure 2.8 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison avec une cellule en silicium cristallin.	21
Figure 2.9: différentes étapes de fabrication de module PV	22
Figure 2.10: Schéma éclaté d'un module de type 'mono-verre'	23
Figure 2.11: Spectres de transmission et de réflexion du verre et de l'EVA [14]	24
Figure 2.12 : Caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ d'un panneau solaire constitué de 36.....	25
Figure 2.13 : Caractéristique $I = f(V)$ et $P=f(V)$ d'un panneau solaire constitué de	26
Figure 3.1: Schéma électrique équivalent d'un mur simple	32
Figure 3.2 : couches de mur disposées en série.....	32
Figure 3.3 : schéma électrique équivalent	32
Figure 3.4 : couches de mur disposées en parallèle	33
Figure 3.5 : schéma électrique équivalent	33
Figure 4.1 : Mode de transfert d'énergie thermique au niveau du capteur photovoltaïque .	37
Figure 4.2 Modèle physique utilisé.	38
Figure 4.3 L'analogie électrique	42
Figure 4.4 Modèle physique.....	45
Figure 4.5 L'analogie électrique.....	45
Figure 5.1 : banc d'essai	53
Figure 5.2 schéma du banc d'essai montrant les mesures de la température	54
Figure 5.3 : Anémomètre pour mesurer la vitesse et la direction de vent.....	55
Figure 5.4 Le pyranomètre pour la mesure du rayonnement solaire	56
Figure 5.5 L'irradiation. Globale durant la journée.....	57
Figure 5.6: Thermocouple tp100.....	58
Figure 5.7 : Model 2700 Multimètre / Data Acquisition System	58

Figure 6.1:Températures mesurées TCP1, TCP2 et TCP3le 22 Mai 2014.....	61
Figure 6.2:Températures Tt (avec R), NOCT, SNL et TMoyenne Mesurée. le 22 Mai 2014.....	63
Figure 6.3:Températures Tt (avec R), NOCT, SNL et TMoyenne Mesurée. le14 Mai 2014.....	64
Figure 6.4:Températures Tt (avec R), NOCT, SNL et TMoyenne Mesurée. le 10 Octobre 2013.	65
Figure 6.5:Impact de la vitesse du vent le 22 Mai 2014	66
Figure 6.6: Impact de la vitesse du vent le10 Octobre 2013	67
Figure 6.7:Impact de l'irradiation le 22 Mai 2014.....	68
Figure 6.8:Impact de l'irradiation le 10 Octobre 2013.....	69
Figure 6.9:Impact de la température ambiante le 22 Mai 2014.....	70
Figure 6.10:Températures Tt (avec R), TC (avec R) et TV (avec R).....	72
Figure 6.11:Températures Tm (sans conduction) et Tt (avec rayonnement)	73
Figure 6.12:Température Tm (sans conduction) et Tm (sc stationnaire)	74

Liste des tableaux :

Tableau 2.1 : Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.....	16
Tableau 2.2 : présente les coefficients empiriques jugés représentatifs de différents types de modules et configurations de montage.....	28
Tableau 5.1 : Spécifications des différentes couches du module PV.....	53

NOMENCLATURE

G	L'irradiation solaire en [W/m^2]
q_1'', q_2''	Dépense de chaleur par conduction [W/m^2]
q_r	Pertes thermiques par rayonnement [W/m^2]
q_c	L'énergie échangée par convection [W/m^2]
P_{out}	Puissance de sortie du capteur PV [W/m^2]
R_{cd}	Résistance thermique de conduction [$\text{m}^2 \text{K W}^{-1}$]
U	Coefficient global de transfert de chaleur [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$]
A	L'aire de la surface de panneau [m^2]
α	Coefficient d'absorption des cellules
τ	Coefficient de transmission de la vitre.
T_c	Température des cellules [K]
T_v	Température du verre [K]
T_t	Température de tedlar [K]
T_∞	Température ambiante [K]
T_m	Température du module PV [K]
T_{sky}	Température du ciel [K]
T_g	Température de la terre [K]
h_c	Coefficient d'échange convectif [$\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$]
h_r	Coefficient d'échange radiatif [$\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$]
k_i	Conductivité thermique [$\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$]
e_i	épaisseur des couches [m]
ε_g	émissivité du verre
ε_b	émissivité du tedlar
σ	Constante de Stefan-Boltzmann [$\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$]

C_{FF}	Coefficient de facteur de forme
NOCT	Température d'utilisation de cellule
AM	Air Mass
h	Constante de Planck
c	La vitesse de la lumière
λ	La longueur d'onde de la lumière. [μm]
E_{ph}	Energie des photons [eV]
V	La tension de circuit [V]
I	Le courant de circuit. [A]
V_{co}	La tension de circuit ouvert [V]
I_{cc}	Le courant de court-circuit. [A]
P_{in}	La puissance d'entrée [W/m^2]
η	Le rendement de la cellule
$\tau\alpha$:	Transmittivité-absorptivité du rayonnement par le capteur
ρ	Masse volumique [kg/m^3]
C_p	Chaleur spécifique [$\text{J}/\text{kg}\cdot\text{K}$]
T_t (avec rayonnement)	Température de <i>Tedlar</i> pris en considération tous les modes de transfert
T_C (avec R)	Température des cellules du panneau photovoltaïque.
T_V (avec R)	Température du verre du panneau.
T_m (sans conduction)	Température du module PV après avoir négligé la conduction.
T_{CPn}	Température de la face arrière du panneau donnée par le capteur n.
T_m (sc stationnaire)	Température du module PV sans conduction en régime stationnaire.

Introduction générale

Sans énergie, notre monde ne pourrait fonctionner. En effet, l'homme et les machines en ont tous besoin. La demande globale d'énergie dans le monde s'accroît proportionnellement pour répondre à une croissance démographique de plus en plus importante, ainsi qu'un mode de consommation très lié à l'énergie. Mais cette croissance se heurte à des problèmes liés à la disponibilité limitée des sources d'énergie et aux coûts sociaux et environnementaux des approvisionnements.

La production de l'électricité à partir de l'énergie solaire dépend essentiellement du climat de région d'exploitation de cette énergie. Cela est vrai pour l'énergie photovoltaïque (PV). En effet, les modules PV sont autant sensibles au rayonnement solaire qu'à la température de leurs cellules. Cependant, la température des cellules dépend de plusieurs facteurs météorologiques ainsi que des matériaux constituant le panneau solaire et la manière d'installation dans le site d'exploitation. [5]

Lors de la conception d'un système photovoltaïque, il est nécessaire de prévoir sa production annuelle d'énergie. Pour cela, un modèle thermique est nécessaire pour estimer la température de fonctionnement du module en fonction des conditions locales de l'environnement : rayonnement solaire, la température ambiante, la vitesse du vent et peut-être la direction du vent. [19]

Ce travail vise à étudier l'évolution de la température au sein du module photovoltaïque par une étude de transfert sur les différentes couches qui constituent le module. Cette étude prendra en compte l'irradiation solaire, la température ambiante, la vitesse du vent ainsi que les caractéristiques des matériaux d'encapsulation. Une comparaison avec les mesures réelles et d'autres modèles de prédiction sera faite aussi.

Ce mémoire est divisé en cinq chapitres. Le premier chapitre est consacré à une étude théorique générale sur la conversion de l'énergie solaire et les différents types de systèmes photovoltaïques, les avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque, ainsi que le secteur d'application.

Nous avons évoqué l'essentiel des capteurs photovoltaïques au second chapitre. Ici, on explique le principe de fonctionnement de ces capteurs ainsi que la conception du module PV, en particulier le processus d'encapsulation. On parle aussi des différents types de cellules photovoltaïques, leurs caractéristiques et l'influence de la température sur les cellules. On finit par les modèles de prédiction de la température des cellules photovoltaïques.

L'objectif visé dans le chapitre trois consiste à faire des rappels théoriques sur les équations du transfert thermique.

Le chapitre quatre est consacré à l'étude thermique des capteurs photovoltaïques. En effet, nous avons modélisé le comportement thermique des capteurs photovoltaïques, ensuite nous avons établi le modèle énergétique global pour chacun des trois cas étudiés.

Nous avons exposé notre étude expérimentale au cinquième chapitre à travers la description du dispositif expérimental et des différents volets étudiés.

INTRODUCTION GENERALE

Enfin, nous avons présenté les résultats obtenus dans le sixième chapitre. Une comparaison avec les modèles de prédiction a été faite. On conclut notre travail avec des recommandations pour des améliorations pratiques.

Chapitre I
CONVERSION DE L'ENERGIE
SOLAIRE

I.1 Introduction :

Le soleil est une sphère gazeuse composée d'hydrogène et d'hélium, son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de $2 \cdot 10^{27}$ tonnes. Toute l'énergie du soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent.

Il fournit une énergie colossale à la Terre ($1,8 \cdot 10^{17}$ W. 10 000 fois l'énergie nécessaire) sous forme lumineuse. 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. L'épuisement des ressources énergétiques fossiles (pétrole, gaz, charbon, uranium ...) du à une utilisation accrue et de plus en plus croissante pose le problème de la sécurité énergétique à moyen terme. En effet, le monde a consommé en un siècle la moitié de réserves pétrolières qui ont pris des millions d'années à se constituer.

L'Algérie, pays concerné par la réduction de la consommation d'énergie fossile, s'est inscrite énergiquement dans la tendance mondiale à réduire ses émissions de gaz à effet de serre à travers la loi n°99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie. Cette loi consiste essentiellement à réduire à néant la menace de la couche d'ozone par la pollution industrielle, l'utilisation de l'énergie solaire dans le bâtiment qui va permettre de réduire, selon les experts, de 30 à 40% la consommation hors poste cuisson, un procédé qui consiste à produire l'électricité à partir de panneaux solaires, la ventilation naturelle des bâtiments, l'éclairage et l'ombrage à partir de sources naturelles. Dans le contexte des énergies renouvelables, il est programmé la réalisation de 16 villages solaires avec électrification en photovoltaïque et 50 centres solaires. [2]

Les énergies renouvelables utilisables actuellement sont l'énergie hydraulique, le chauffage solaire actif, l'énergie éolienne, la géothermie, l'énergie photovoltaïque, la biomasse ...etc.

I.2 Conversion de l'énergie solaire :

Le rayonnement solaire peut être converti directement en une autre énergie, soit en électricité (conversion photovoltaïque), en chaleur (procédés thermodynamiques) ou en énergie chimique, typiquement de l'hydrogène (dissociation de l'eau par photo catalyse ou via une photosynthèse biomimétique) [1]

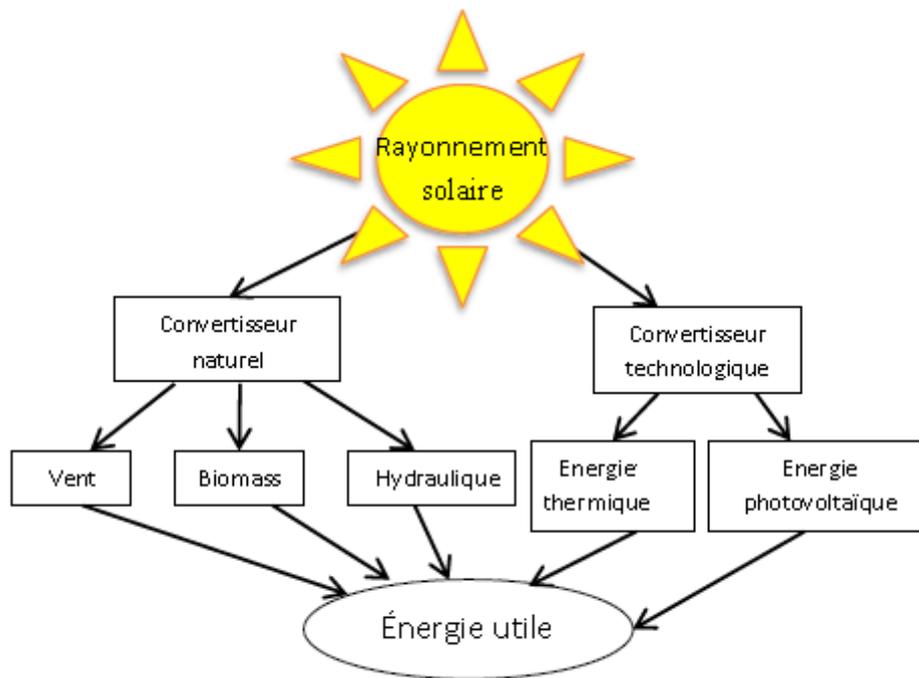


Figure 1.1 la conversion du rayonnement solaire

I.2.1 L'énergie solaire thermique :

La conversion de l'énergie solaire en solaire thermique peut se faire par deux technologie

I.2.1.1 La technologie solaire « active » : traditionnellement, ce terme désigne les applications à basse et moyenne température. Des capteurs solaires thermiques sont installés sur les toits des bâtiments. Un capteur solaire thermique est un dispositif conçu pour recueillir l'énergie provenant du soleil et la transmettre à un fluide caloporteur. La chaleur est ensuite utilisée afin de produire de l'eau chaude sanitaire ou bien encore chauffer des locaux (figure 1.2).

I.2.1.2 La technologie solaire « passive » : toujours dans le domaine de la basse température, on peut également citer les installations solaires passives. Par opposition aux applications précédentes, celles-ci ne requièrent pas de composants dits actifs (les capteurs solaires). Ces applications reposent sur des concepts de génie civil et climatique impliquant une architecture adaptée et l'emploi de matériaux spéciaux. L'utilisation passive de l'énergie du soleil permet de chauffer, d'éclairer ou de climatiser des locaux.

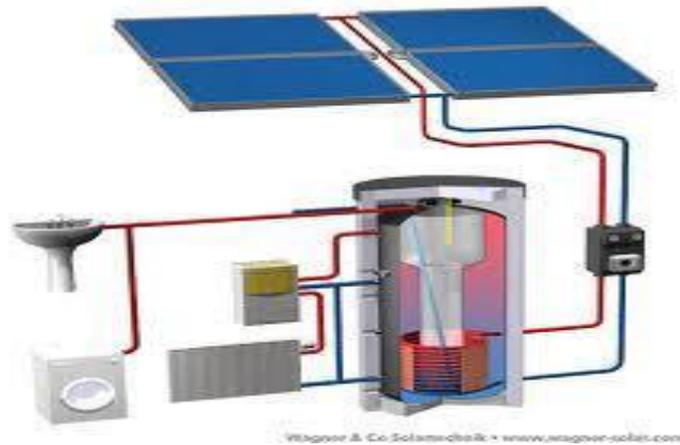


Figure 1.2 production de l'eau chaude sanitaire

I.2. 2 Solaire thermodynamique

On désigne par " solaire thermodynamique " l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique (et électrique) à travers un cycle thermodynamique.

La radiation directe du soleil est concentrée par un collecteur sur un échangeur où elle est cédée à un fluide, soit vaporisé directement, soit transportant la chaleur à un générateur de vapeur.

Tous les systèmes ont en commun un certain nombre d'organes (figure 1.3) :

- un collecteur qui concentre le rayonnement solaire.
- un liquide ou un gaz caloporteur qui la transporte jusqu'à un point d'extraction.
- un évaporateur.
- un condenseur.
- une turbine et un alternateur.

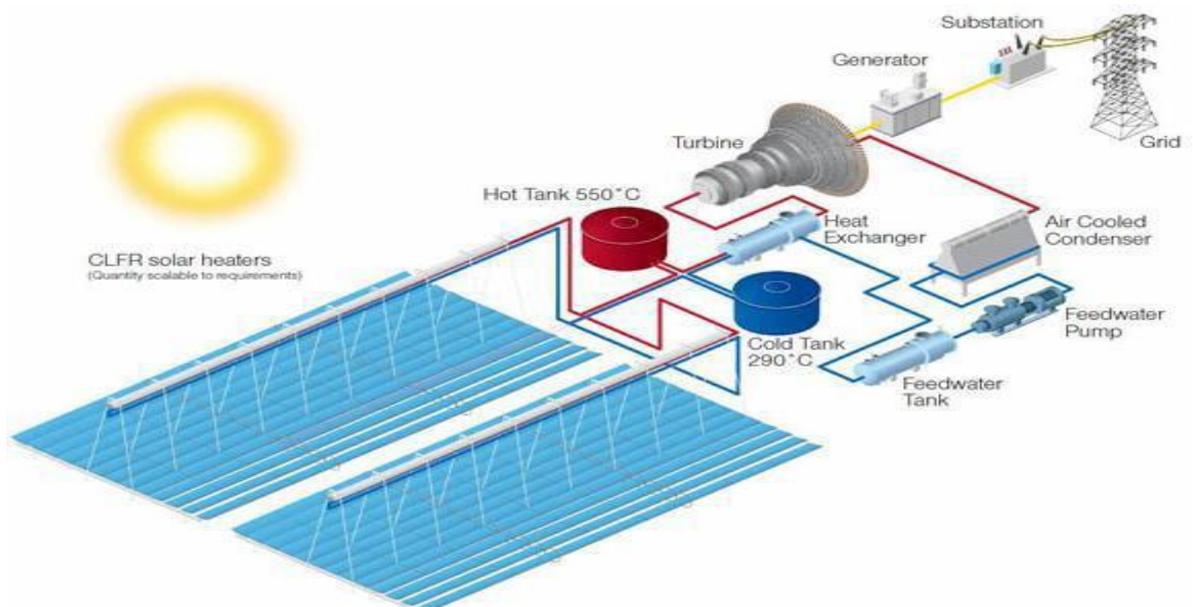


Figure 1.3 les composantes d'une centrale <CSP> [3]

En Algérie, deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune, ont été lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire.

Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 511 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030 [2].

I.2.3 L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des cellules photovoltaïques.

Elle résulte de la conversion directe, dans un semi-conducteur, de l'énergie d'un photon en un mouvement d'électron. La figure 1.4 représente le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

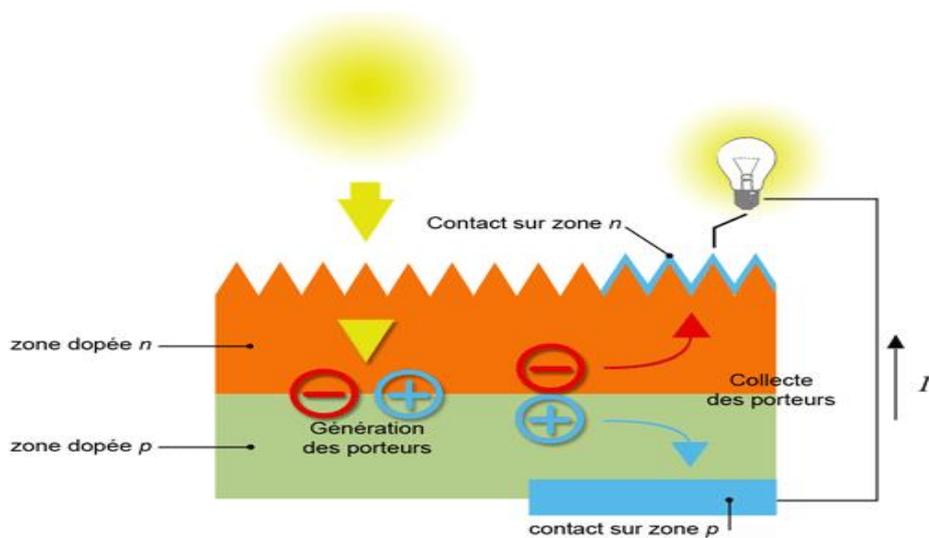


Figure 1.4: principe de fonctionnement de l'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture, outre les

avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux.

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800MWe d'ici 2020.

D'autres projets d'une capacité de 200MWe par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030[2].

I.3 Les différents types des systèmes photovoltaïques

I.3.1 Systèmes photovoltaïques indépendants

C'est un système photovoltaïque qui alimente l'utilisateur en électricité (sans être connecté au réseau électrique). En effet, ces systèmes appelés aussi " autonomes " sont des systèmes qui ne dépendent pas de l'existence d'un réseau d'électricité classique. C'est bien souvent le seul moyen renouvelable de s'électrifier lorsque le courant du réseau n'est pas disponible : les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne,.... La figure 1.5 montre les systèmes photovoltaïques indépendants.

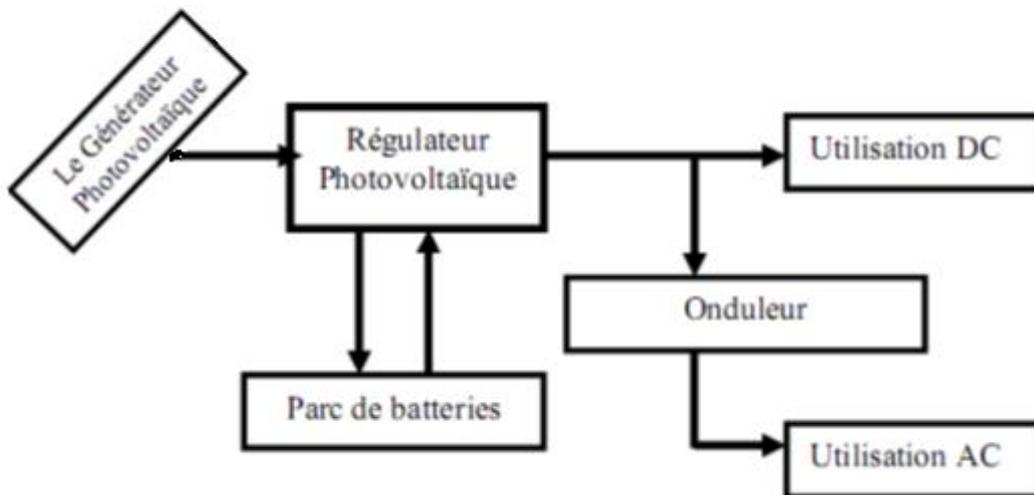


Figure 1.5 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome [5].

I. 3.1 .1 Le générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque (Figure 1.6), représente la partie de production d'énergie électrique. Cette partie est essentiellement composée d'un ou plusieurs modules (panneaux) photovoltaïques. Ces modules sont formés d'un assemblage série/parallèle de cellules photovoltaïques, qui réalise la conversion d'énergie solaire en électricité [4].

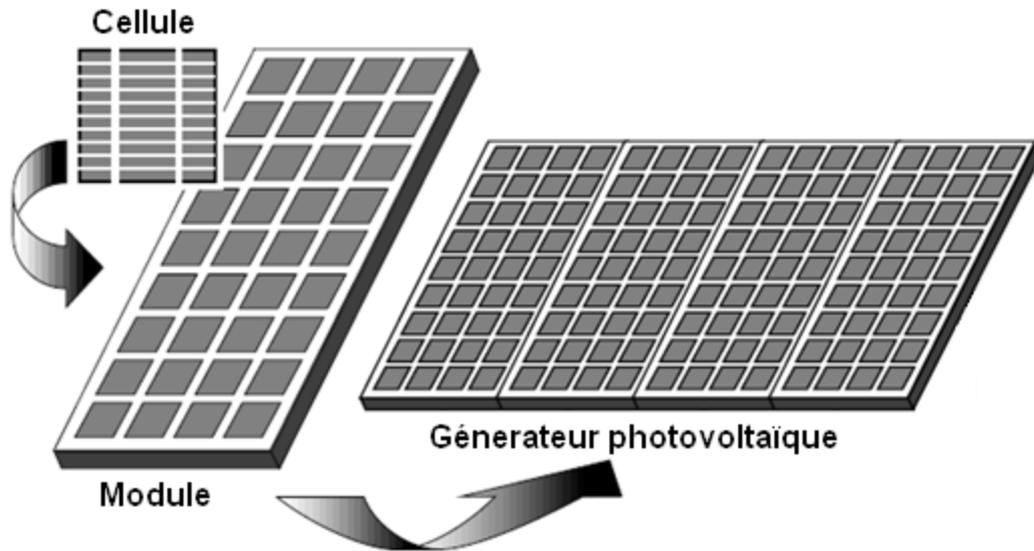


Figure 1.6 : Composantes d'un générateur photovoltaïque [4].

I.3.1.2 La régulation de charge

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge des batteries de stockage afin d'en maximiser leur durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

La durée de vie d'une batterie sera considérablement prolongée si l'on évite autant que possible des surcharges importantes et des décharges profondes. Pour ce faire, on sera bien avisé de maintenir la tension par élément de batterie entre 11 V et 14,4 V pour une batterie de 12 V. Les différents types de régulateurs se distinguent essentiellement par la manière dont ils empêchent la surcharge.

La Figure 1.7 montre le système de régulation de charge.

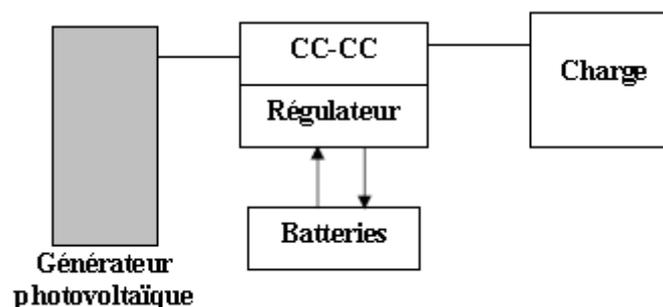


Figure 1.7 : Système de régulation de charge [6]

I.3.1.3 Les batteries

La batterie aura pour rôle de maintenir en service une charge en période de faible ensoleillement ou en l'absence d'ensoleillement (figure 1.8). Dans les systèmes nécessitant un stockage de l'énergie électrique, la batterie électrochimique à accumulateur constituera souvent l'option la plus simple et la plus adéquate.

En effet, une batterie peut se connecter directement à un module photovoltaïque sans la moindre conversion ni transformation. La capacité nominale, C , d'une batterie s'exprime en ampère-heure (Ah) au régime de $C/10$, c'est-à-dire la capacité pour un temps de décharge de 10 heures. Ainsi une batterie de 100 Ah fournira idéalement un courant de 10A pendant 10 heures.

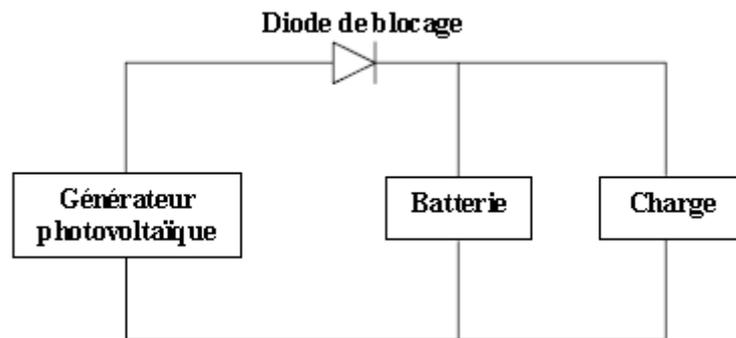


Figure 1.8 : Système photovoltaïque avec batteries

I.3.2 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Le champ photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur statique (continu-alternatif) (figure 1.9).

Le convertisseur ou onduleur remplit les fonctions suivantes :

- Conversion de courant continu en courant alternatif compatible avec la tension du réseau.
- Optimisation de la tension continue de manière à ce que le champ de modules fonctionne dans des conditions de puissance optimales.

Ce sont habituellement de grandes installations qui sont reliées au réseau (100 kWc à quelques MWc). Cela s'effectuera généralement en moyenne tension et bien souvent, la société d'électricité est impliquée dans le projet. L'énergie est immédiatement envoyée sur le réseau public et n'est donc pas liée à un consommateur local.

Des systèmes de production d'énergies photovoltaïques nettement plus réduits peuvent être également raccordés au réseau public en raison de leur caractère modulaire. Ces systèmes sont alors disposés de manière décentralisée sur les toitures des habitations, des immeubles...

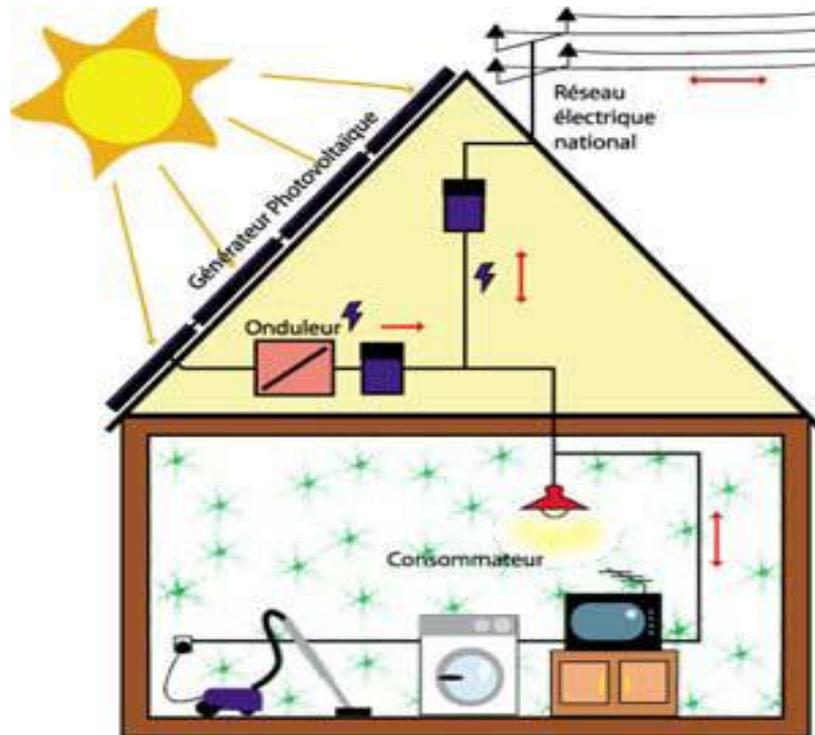


Figure 1.9 : Principe de fonctionnement d'une installation solaire photovoltaïque Raccordée au réseau électrique [6]

I.4. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

I.4.1 Avantages

L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers.

Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Méga watt. Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits.

La technologie photovoltaïque est une technologie renouvelable et n'affecte en rien l'environnement à l'inverse des autres énergies fossiles. Le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

I.4.2 Inconvénients

La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergies en régions isolées. Sous un ensoleillement nominal de 1000 W/m², 12 m² de capteurs PV sont nécessaires pour fournir 1 kWc, ce qui induit un coût élevé du watt crête.

Tributaire des conditions météorologiques.

Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du système est accru.

Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste étant dissipé sous forme de chaleur.

C'est cette chaleur qui peut donc être exploitée et nous pouvons augmenter ainsi le rendement global (électrique et thermique des capteurs photovoltaïques).

I.5 Secteurs d'applications

Domaine spatial : les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites, navettes,...) remontent aux années soixante.

Télécommunications : Téléphonie rurale, faisceaux de relais hertziens,...

Sites isolés : Parcs nationaux, forêts, régions isolées, Pompes à eau : Bétail, irrigation, domiciles, villages ...

Bâtiments et toits

Acquisition de données :

L'énergie photovoltaïque joue un rôle très important pour les stations isolées d'acquisition de données, vu la haute fiabilité de fonctionnement, l'autonomie, la moindre sensibilité à la foudre, la résistance extrême aux conditions naturelles, la maintenance légère et la longue durée de vie des équipements. (25 ans)

Domaine du transport : Lampadaires, éclairage de panneaux, signalisation lumineuse routière et ferroviaire.

Chapitre II

LE MODULE ET LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

II.2 PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTO-ELECTRIQUE

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ($0.2\mu\text{m}$) à l'infrarouge lointain ($2.5\mu\text{m}$). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [7]. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350 W/m^2 (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (figure 2.1). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz qui constituent les différentes couches atmosphériques. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m^2 du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration ' θ ' est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m^2 (AM1.5). Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000 W/m^2 .

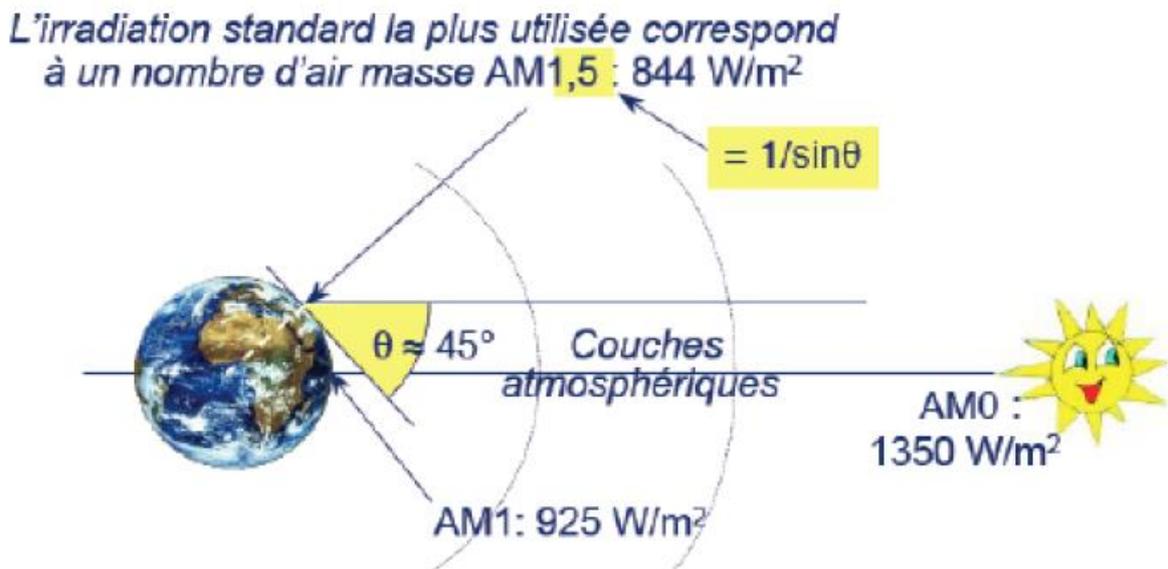


Figure. 2.1 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

Le scientifique français, *Edmond Becquerel*, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photovoltaïque [8]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, *Albert Einstein* à découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = (h.c) / \lambda \quad (2.1)$$

Où ' h ' est la constante de Planck, ' c ' la vitesse de la lumière et ' λ ' sa longueur d'onde. Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte accordée à *Albert Einstein* le prix Nobel en 1905.

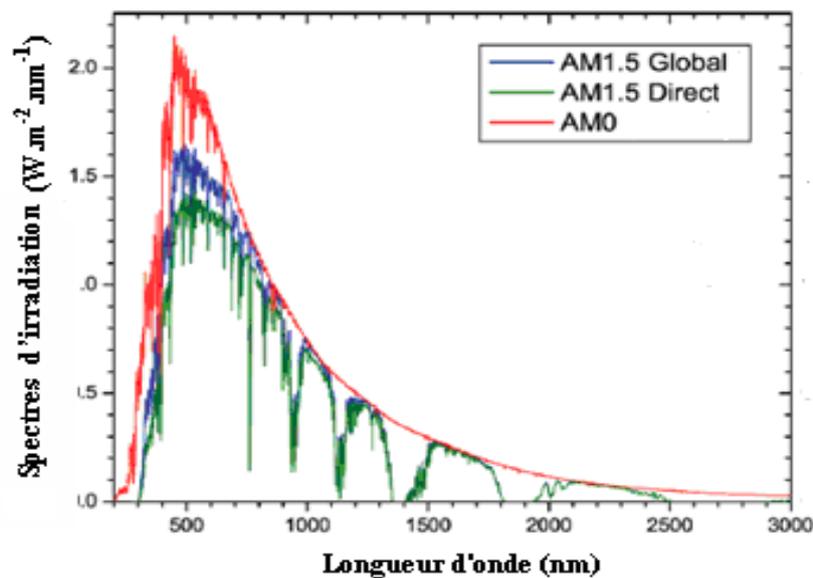


Figure. 2.2 : Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.

Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre $0,2\mu\text{m}$ (ultraviolet) et $4\mu\text{m}$ (infrarouge) avec un maximum d'énergie pour $0,5\mu\text{m}$. 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre $0,2\mu\text{m}$ et $2,5\mu\text{m}$. De $0,4\mu\text{m}$ à $0,78\mu\text{m}$, le spectre correspond au domaine du visible. Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons. Le tableau 2.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

Tableau 2.1: Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.

λ (μm)	E_{ph} (eV)	Zone
0,2	6,2	Ultra-violet
0,4	3,1	Visible bleu
0,5	2,48	Visible jaune-vert
0,78	1,59	Visible rouge
1	1,24	Infrarouge
2	0,62	Infrarouge
4	0,31	Infrarouge

II. 3 Le module photovoltaïque

Dans le cas du silicium cristallin les cellules PV ont une taille qui ne dépasse pas les 15cm de cote. La production électrique de ces cellules est très faible. Pour cela, les cellules solaires en silicium cristallin sont rassemblées avec une combine série/parallèle afin d'obtenir les caractéristiques électriques voulues. La structure d'une grande partie des modules PV est donc composée d'un certain nombre de photopiles (ou cellules) disposées en rang, connectées en série/parallèle et assemblées de façon étanche dans un encadrement (Figure 1.6). Cette procédure est appelé encapsulation.

II.3.1 LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il cède son énergie à l'électron de la matière ce qui provoque son déplacement. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité Ils sont absorbée par le matériau sous forme thermique.

Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [9]. Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer le maximum de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs.

Cela est possible grâce à des jonctions NP réalisées en associant un matériau semi-

conducteur dopé N à un autre semi-conducteur dopé P (figure 2.3). L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes.

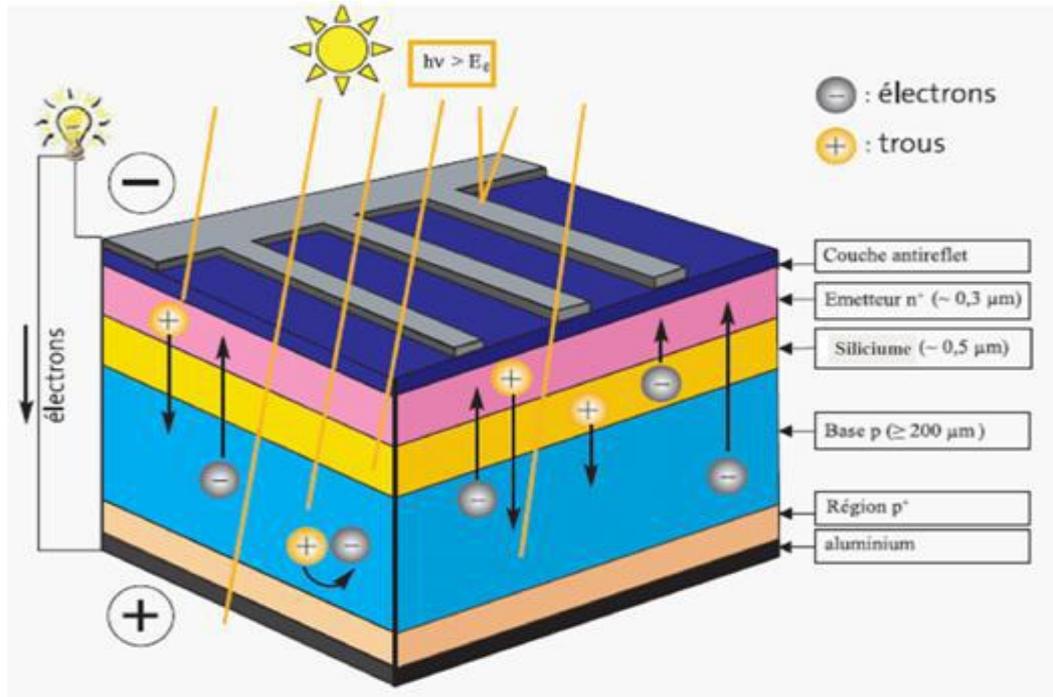


Fig. 2.3 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

Toutes les cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau,...). De plus, un autre compromis doit être fait par le concepteur de capteurs PV. Si le gap du matériau est grand, peu de photons auront assez d'énergie pour créer du courant mais aux bornes de la cellule, la tension en circuit ouvert sera grande et facilitera d'autant plus l'exploitation de l'énergie électrique. À l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes. Ce compromis a été quantifié par Shockley et Quessier [10]. Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1.4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas

très loin de cet optimum avec 1.12eV. Ainsi, le maximum théorique pour une simple jonction Si est d'environ 24% [11].

II.3.2 Matériaux et différents types de cellules photovoltaïques :

Malgré l'émergence de plusieurs types de cellules photovoltaïques, le silicium cristallin reste le matériau dominant sur le marché de l'énergie solaire (Figure 2.4). Mais des cellules minces (réduction de la consommation du Si) et des approches de type jonction tandem sont également utilisées.

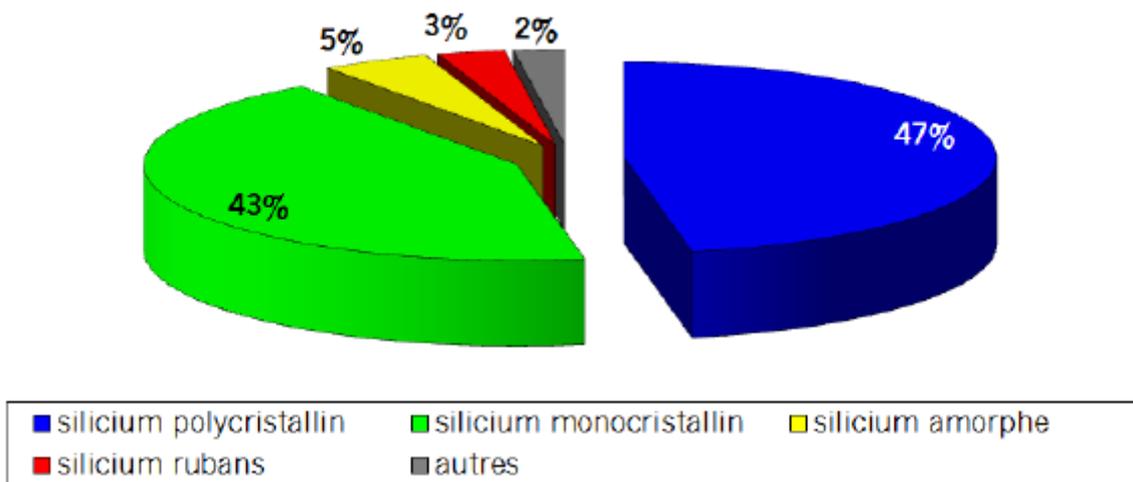


Figure 2.4 : Parts de marché mondial des différentes technologies photovoltaïques utilisées [12].

II.3.2.1 Silicium cristallin :

Le silicium cristallin reste le matériau dominant dans la production d'énergie solaire (environ 90%). Cette production est composée de trois types de silicium : le monocristallin (mono-Si) et le multi cristallin (mc-Si) et Silicium amorphe (a-Si).

II.3.2.1.1 Silicium monocristallin [13].

Les cellules en silicium monocristallin représentent la première génération des générateurs Photovoltaïques.

Pour les fabriquer, on fond du silicium en forme de barreau. Lors d'un refroidissement lent et maîtrisé, le silicium se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.

Durée de vie : 20 à 30 ans.

- Avantages :

Bon rendement, de 12% à 18% (23% en labo).

Bon ratio Wc/m^2 (environ 150 Wc/m^2) ce qui permet un gain de place si nécessaire

Nombre de fabricants élevé

• Inconvénients :

Coût élevé

Rendement faible sous un faible éclaircissement sensible à la chaleur, on perd en moyen 0.5% de la production pour chaque élévation de la température d'1°C.



Figure2.5: Cellules monocristallines

II.3.2.1.2 Silicium poly cristallin (multi cristallin) [13].

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

· Avantages :

Cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module moins cher qu'une cellule monocristalline

· Inconvénient :

Moins bon rendement qu'une cellule monocristalline : 11 à 13% (18% en Labo).

Ratio Wc/m^2 moins bon que pour le monocristallin (environ 100 Wc/m^2)

Rendement faible sous un faible éclaircissement sensible à la chaleur, on perd en moyen 0.5% de la production pour chaque élévation de la température d'1°C.

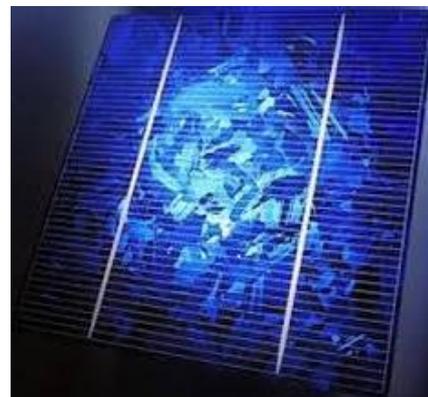


Figure2.6: Cellules multi cristallines

II.3.2.1.3 Silicium amorphe [13].

Le silicium est directement déposé sur une plaque de verre, généralement par PVD (Physical Vapor Deposition). Le verre qui sert de substrat à la taille du panneau, ce verre servira de face arrière. On trouve ce type de cellule dans les calculatrices et les montres dites "solaires".

· Avantages :

Fonctionne avec un éclairage faible ou diffus (même par temps couvert)

Un peu moins chère que les autres technologies

Intégration sur supports souples ou rigides.

· Inconvénients :

Rendement faible en plein soleil, de 6% à 8% (13% en labo).

Nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio Wc/m^2 plus faible, environ 60 Wc/m^2)

Performances qui diminuent avec le temps (environ 7%).

Sa face arrière en verre ne favorise pas l'évacuation de la chaleur. Cela affecte son rendement et accélère sa dégradation.



Figure2.7: Cellules amorphes.

II.3.2.2 Couches minces : [16]

Ce type de matériau constitue ce qui est appelé la deuxième génération de cellules PV. Le principe de base de cette technologie est la réduction de la quantité du matériau utilisé dans la fabrication d'une cellule photovoltaïque (Figure2.8), puisque le coût du matériau représente jusqu'à 30% du prix final d'un panneau solaire. Plusieurs matériaux sont utilisés :

- Le silicium amorphe et microcristallin noté TFSi (Thin-Film Silicon An anglais).
- Le semi-conducteur poly-cristallin CdTe (Tellure de Cadmium).
- L'alliage Cu (In,Ga)Se₂ (Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté dans la littérature CIGS.

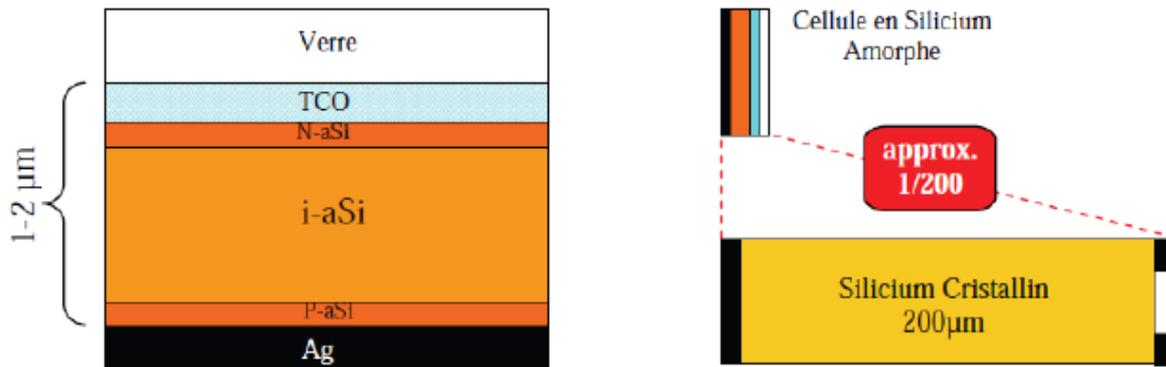


Figure 2.8 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison avec une cellule en silicium cristallin.

Ce type de matériau est obtenu généralement par des procédés de dépôts de couches par PVD (dépôt physique en phase vapeur). Le rendement relativement faible de ce type de cellules constitue l'inconvénient principal. Cela est dû aux multiples interfaces qui séparent les différentes couches. Ces interfaces sont des zones qui contiennent beaucoup de défauts, ce qui augmente le taux de recombinaison des porteurs de charges et, par conséquent, réduit leur durée de vie. [16]

II.3.2.3 Multi-jonctions ou jonction tandem :

La cellule multi-jonction permet l'exploitation de la totalité de la gamme spectrale solaire, notamment pour les photons à faible énergie (inférieure à l'énergie de gap) et pour les photons très énergétiques où une partie de leurs énergies n'est pas exploitée. Le système multi-jonctions consiste à réaliser plusieurs couches avec des matériaux de gap différents par ordre décroissant, afin d'augmenter la possibilité d'exploiter tous les photons du spectre solaire. Ainsi le rendement PV est très élevé (40%). Ce type de cellules reste très cher ; son coût de fabrication reste très élevé du fait de sa réalisation sous vide, de sa croissance très lente, du problème de défauts aux interfaces... Néanmoins ces cellules sont largement utilisées dans les applications spatiales où le critère de coût n'est pas le prix par watt crête (€/Wc), mais plutôt le nombre de watts par kilogramme (Wc /kg). [16]

Les cellules multi-jonctions ont aussi l'avantage de résister aux radiations et aux impacts mécaniques. Le rendement des modules commercialisés contenant des cellules multi-jonctions actuelles avoisine les 30% pour un spectre AM0 (spectre solaire global). Certaines recherches se concentrent sur l'amélioration des technologies de fabrication pour en réduire le coût et les adapter aux besoins terrestres. Elles se frottent principalement aux problèmes d'interfaces et de passage de petits volumes de fabrication à de grandes quantités. Mais ces cellules sont encore beaucoup trop chères pour des applications domestiques.

II.3.2.4 Matériaux organiques :

Comme son nom l'indique, ces types de cellules utilisent des matériaux organiques à base de carbone, d'hydrogène et d'azote. Elles sont appelées communément cellules de troisième génération. Elles ont l'avantage d'être simples à fabriquer à grande échelle. Elles sont peu

onéreuses et souples. Elles permettent ainsi de multiples applications. Le principal inconvénient de ces cellules est la non séparation des charges qui fait baisser considérablement le rendement à 3% [16]. L'autre inconvénient de cette technologie est son mauvais vieillissement.

II.3.3 Les procédés de fabrication des modules PV à base de silicium cristallin :

Les procédés de fabrication décrits sont la réduction carbothermique de la silice dans un four à arc, le raffinage du silicium solaire par procédé Siemens (voie gazeuse chlorée), la cristallisation du silicium en lingots et la découpe des plaques, la fabrication des cellules photovoltaïques par dopage, polarisation et traitement antireflet, l'assemblage des modules par encapsulation dans un feuilleté verre/EVA/Tedlar®, et enfin l'installation du système comprenant câblage et onduleurs. [5]



Figure2.9: différentes étapes de fabrication de module PV

II.3.3.1. L'encapsulation

Dans la fabrication d'un module photovoltaïque, l'encapsulation a pour but de regrouper les cellules en série ou en parallèle afin de permettre leur utilisation à des tensions et des courants pratiques tout en assurant leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs. Cette protection doit permettre une durée de vie des modules photovoltaïques supérieure ou égale à 20 ans. En pratique, l'encapsulation consiste à la mise en sandwich de l'ensemble constitué par les cellules et le matériau encapsulant (EVA) entre deux plaques de verre (procédé bi-verre) ou entre une plaque de verre et un film plastique de type PVE (connu sous la marque « Tedlar » chez Dupont de Nemours), ou un autre film faisant barrière à l'humidité comme un multicouche mince de polymères (tedlar, mylar) et d'aluminium, c'est le procédé mono-verre [5]. C'est le deuxième qu'on fera les essais, pour ses meilleures performances.

II.3.3.2 Notre Modèle Photovoltaïque

Le modèle sur le quel on fera les essais est de type Mono-Verre (Verre/Cellule/Tedlar) a les caractéristiques suivantes ;

II.3.3.2.1 Le verre

C'est un verre trempé de 3 mm d'épaisseur avec une faible teneur en fer afin de permettre une meilleure transmission optique. Sa caractérisation avec un spectrophotomètre (Varian Cary 500 UV-VIS-NIR) montre une transmission supérieure à 95 % dans la gamme utile du spectre solaire 380 nm à 1200 nm. Sa face extérieure, traitée à l'acide fluosilicique (H_2SiF_6), est recouverte de nano pores qui piègent la lumière incidente et réduisent la réflexion en surface à une valeur inférieure à 8 % dans la gamme 380 nm à 1200 nm (Fig. 2.10).

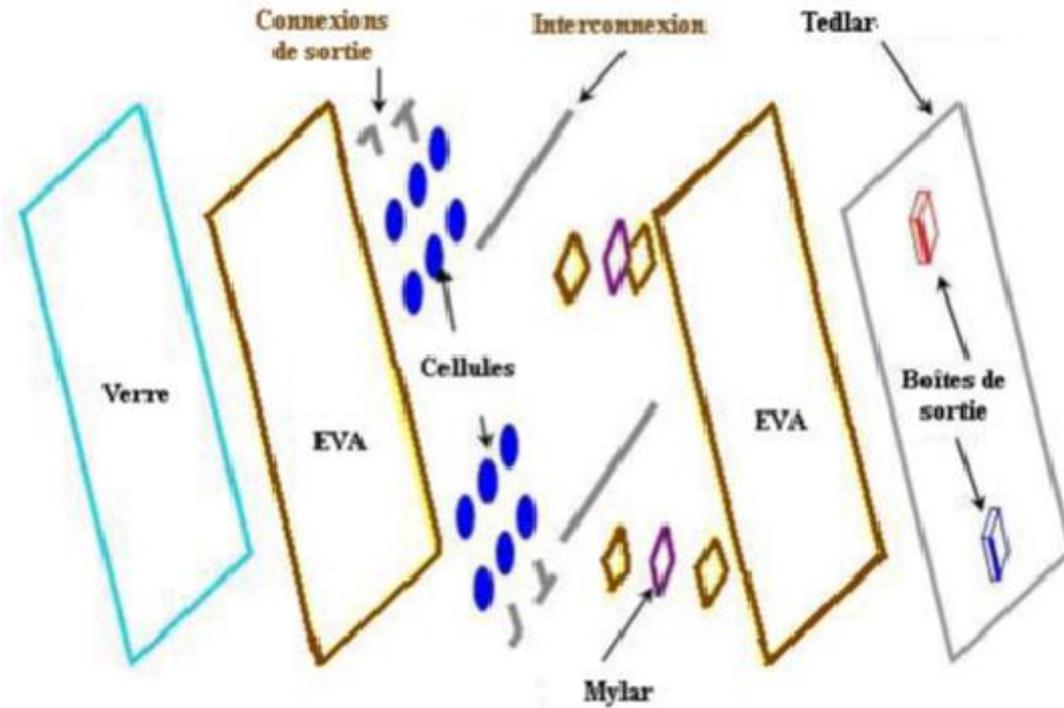


Fig. 2.10 : Schéma éclaté d'un module de type 'mono-verre'[14]

II.3.3.2.2 La résine

C'est une résine transparente, thermosensible, formée de chaînes de copolymères d'éthylène et de vinyle acétate, l'E.V.A. Traitée thermiquement entre 150 et 160 °C, elle présente de grandes propriétés adhésive, diélectrique, thermique et d'étanchéité.

a une transmission optique supérieure à 92 % identique à celle du verre dans la gamme 400 nm à 1100 nm (Fig. 2.11).

Les quatre caractéristiques qui ont fait de l'EVA un matériau de choix pour l'encapsulation sont:[14]

- sa résistivité électrique très élevée le classant comme un très bon isolant électrique;
- ses températures de fusion et de polymérisation relativement faibles;
- son très faible taux d'absorption d'eau;
- sa bonne transmission optique.

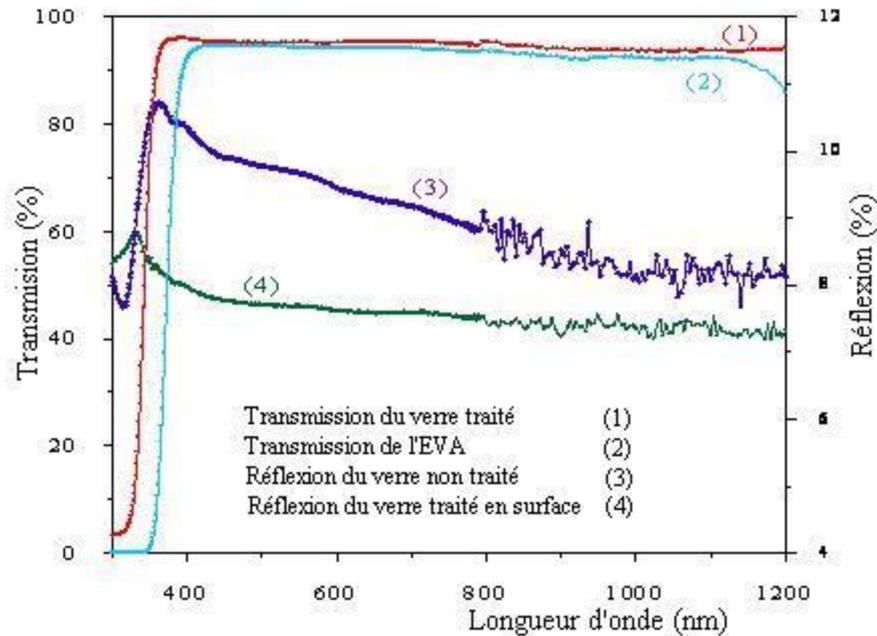


Fig. 2.11: Spectres de transmission et de réflexion du verre et de l'EVA [14]

II.3.3.2.3 Le mylar

Le mylar, utilisé pour isoler électriquement les connexions de sortie de la face arrière des cellules, est un film polymère transparent d'épaisseur $56\mu\text{m}$. C'est un composé de polyéthylène téréphtalique (PET), de constante diélectrique très élevée lui permettant d'être un très bon isolant électrique

II.3.3.2.4 Le tedlar

L'arrière du module est constitué d'un film plastique de type PVE (connu sous la marque « Tedlar® » chez Dupont de Nemours) Pour amélioration des performances électriques du module, la feuille de tedlar est de couleur blanche [15].

II. 4 Caractéristique de la cellule photovoltaïque

II. 4.1 Rendement de la cellule photovoltaïque

Le rendement de la cellule photovoltaïque est le rapport de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, qui est égal au rapport de la puissance maximale de sortie sur la puissance des radiations lumineuses. [5]

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (2.2)$$

Où P_{in} est la puissance d'entrée qui est l'éclairement incident sur le capteur par unité de surface (G)

FF : Facteur de remplissage FF (Fill Factor en anglais) ; il correspond au rapport de puissance maximale sur le produit de V_{oc} et I_{sc} , et reflète la qualité de la cellule par rapport à une cellule idéale ($FF = 1$).

V_{oc} : Tension du circuit ouvert du capteur hybride

I_{sc} : Courant de court circuit du capteur hybride

II. 4.2 Influence de l'éclairement

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit. La figure 2.12 représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

On remarque que la tension V_{max} correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant I_{max} qui augmente fortement avec l'éclairement.

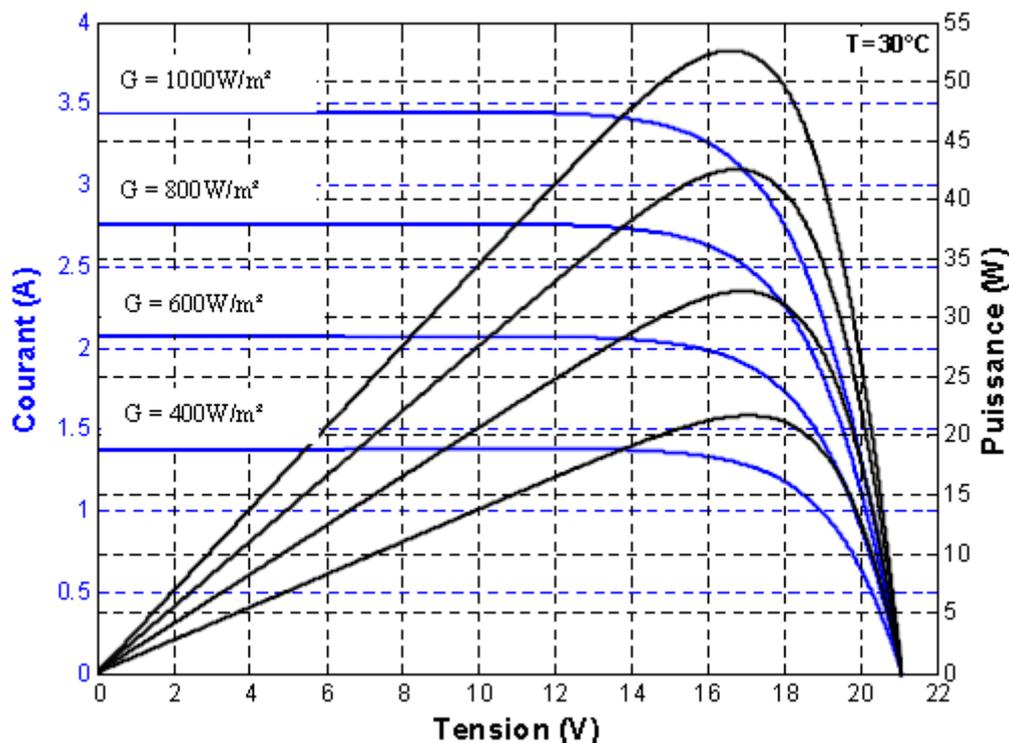


Figure 2.12 : Caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ d'un panneau solaire constitué de 36 Cellules en série pour différents ensoleillements G avec $T = 30^\circ C$.

On remarque que l'éclairement à une légère influence sur la valeur de la tension du panneau. Par contre, le courant augmente assez fortement lorsque l'éclairement augmente.

Dans une cellule monocristalline, la cellule peut fournir une tension correcte même à petits éclairages. Par contre une cellule poly cristalline, la tension peut parfois baisser de manière

importante dès que la lumière est en dessous de 30 à 50 W/m² (3 à 5 % de l'ensoleillement maximal). [5]

II. 4.3 Influence de la température

L'influence de la température est très significative, et demandera des choix importants dans la conception des panneaux et des systèmes.

L'importance de ce paramètre sur le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température. La figure 2.15 représente la caractéristique courant-tension et puissance tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement constant.

On remarque que L'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension des cellules cristallines, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale.

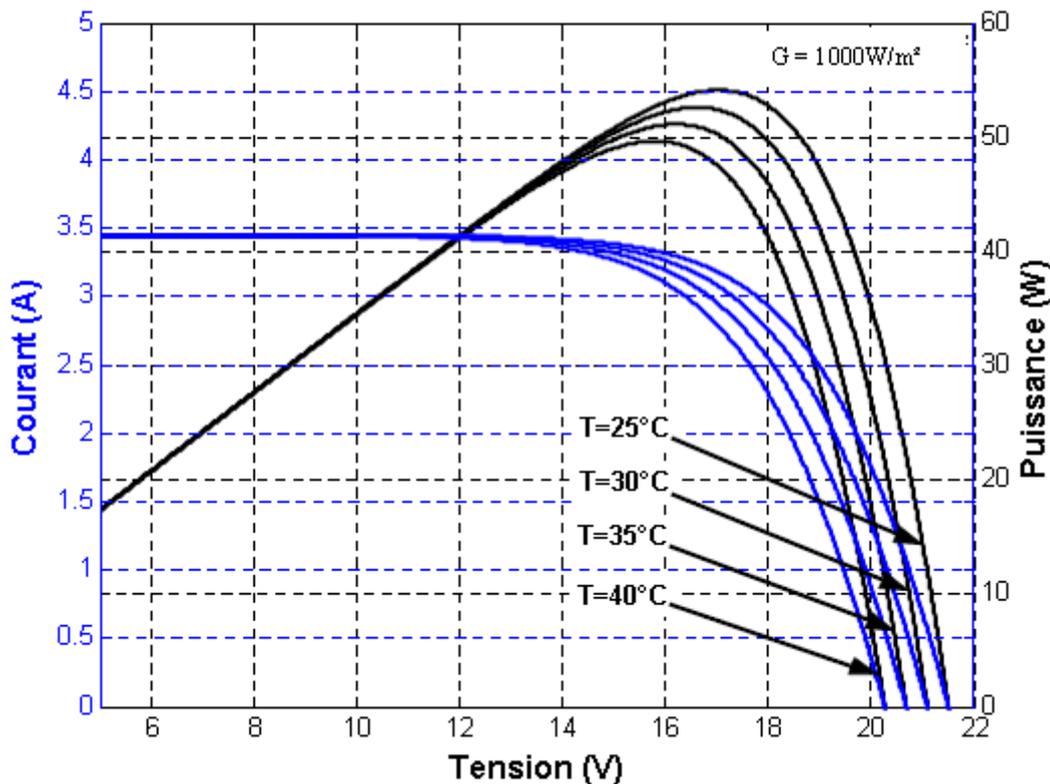


Figure 2.13 : Caractéristique $I = f(V)$ et $P=f(V)$ d'un panneau solaire constitué de 36 cellules en série pour différentes températures T avec $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

On remarque que la température a une légère influence sur la valeur du courant. Sous l'effet d'une hausse de la température, le courant gagne quant à lui un petit peu d'intensité. Ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière. Mais cet accroissement de courant peut être négligé. Par contre, la tension baisse assez fortement lorsque la température augmente ou le comportement global de la cellule cristalline en température est une perte de 0,4 à 0,5 % par degré. [5]

Le rendement électrique des capteurs photovoltaïques diminue linéairement avec la température de la cellule [17].

II. 4.4 Influence de la ventilation sur la température

Dans les applications stationnaires S. Krauter et son équipe [18] ont conclu dans une étude qu'une ventilation active par convection forcée de 2 m/s dans les façades des immeubles réduit la température de fonctionnement de la cellule photovoltaïque de 18K, ce qui va augmenter de 7.2% la production électrique en comparaison avec les façades photovoltaïques non ventilées.

II. 4.5 Modèle de prédiction de la température de cellule photovoltaïque

La température est un paramètre très important et souvent négligé dans le comportement des cellules solaires. Sachant que sur 100 % d'énergie incidente, une très faible proportion est réfléchiée par la surface du capteur et environ 13 % est extraite sous forme d'énergie électrique. en conséquence c'est plus de 85 % de l'énergie incidente qui devra être dissipée sous forme de chaleur. Ceci conduit, sous rayonnement, à une température de fonctionnement relativement élevée si cette énergie non convertie en électricité n'est pas évacuée. Les performances électriques d'une cellule solaire au silicium sont très sensibles à la température. un modèle thermique est nécessaire pour estimer la température de fonctionnement du module en fonction des conditions locales de l'environnement : rayonnement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent.

La modélisation du comportement avec la température des capteurs photovoltaïques a été traitée par plusieurs auteurs, et les modèles les plus utilisés sont NOCT et SNL

II. 4.5.1 Modèle NOCT

La température de fonctionnement de la cellule est supérieure à celle de l'air ambiant. Pour la caractériser, les scientifiques ont défini une température d'utilisation de cellule (TUC en français) dans des conditions d'emploi « réalistes ». On rappelle plus couramment la NOCT en anglais : (Nominal Operating Cell temperature) Elle indique la façon dont le module est construit et « surchauffe » les cellules qu'il contient. Elle est définie comme la température qu'atteint la cellule dans son module en circuit ouvert, sous un ensoleillement de 800 W/m², avec une température ambiante de 20 °C et un vent de 1 m/s. [5]

En négligeant les effets de l'inertie thermique du capteur dans les processus transitoires, les effets non linéaires du rayonnement thermique et la présence de vents élevés, la température de la cellule photovoltaïque (T) a été exprimée approximativement comme une fonction linéaire de la température ambiante (T_∞) et de l'éclairement G en (W/m²) [19] :

$$T = T_{\infty} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) * G \quad (2.3)$$

Les valeurs couramment rencontrées du NOCT sont comprises entre 40 et 50°C.

II. 4.5.2 Modèle SNL [19]

Un modèle thermique empirique plus simple, décrit par l'équation (2.4), a été plus récemment développé à Sandia (Sandia National Laboratory, California). Le modèle a été appliqué avec

succès pour les modules plans montés dans un rack ouvert, pour les modules plans avec des surfaces arrière isolées simulant des situations de constructions intégrées, et des modules avec dissipateurs de chaleur à ailettes. Le modèle simple s'est avéré être très adaptable et tout à fait approprié pour l'ingénierie des systèmes et à des fins de conception en fournissant la température de fonctionnement du module prévue avec une précision d'environ $\pm 5^\circ\text{C}$. Cette incertitude de $\pm 5^\circ\text{C}$ a un effet qui ne dépasse pas 3% sur la puissance de sortie du module.

$$T_m = T_\infty + (e^{a+bV}) * G \quad (2.4)$$

Avec

T_m est la température de la plaque arrière de module [K]

T_∞ est la température de l'air ambiant [K]

G est l'irradiation solaire en W/m^2 .

V est la vitesse du vent (m/s).

a : Coefficient empirique qui détermine la limite supérieure de la température du module à des vitesses de vent faibles et une irradiation solaire élevée

b : Coefficient empirique qui détermine l'allure à laquelle la température du module baisse avec l'augmentation de la vitesse du vent

Le tableau 2.2 présente les coefficients empiriques jugés représentatifs de différents types de modules et configurations de montage.

Type de modèle	montage	a	b
verre/cellule/verre	Open rack	-3.47	-.0594
verre/cellule/verre	Close roof mount	-2.98	-.0471
verre/cellule/Tedlar	Open rack	-3.56	-.0750
verre/cellule/Tedlar	Insulated back	-2.81	-.0455
Polymer/thin-film/steel	Open rack	-3.58	-.113
22X LinearConcentrator	Tracker	-3.23	-.130

Pour notre cas, les coefficients a et b sont ceux du modèle « verre/cellule/Tedlar », Open rack.

Chapitre III
NOTIONS DE TRANSFERT DE
CHALEUR

III.1.INTRODUCTION

L'objectif visé dans ce chapitre consiste à faire des rappelles théoriques sur les équations du transfert thermique et les lois physiques de base qu'on peut utiliser dans La modélisation du comportement des capteurs photovoltaïques avec la température et établir un bilan thermique dans les différents couches afin de calculer les différentes déperditions thermiques dans les conditions de base correspondantes au milieu extérieur.

III.2 GENERALITES SUR LES TRANSFERTS DE CHALEUR

Les transferts thermiques sont définis comme étant des processus correspondant à des échanges énergétiques sous forme de chaleur entre des corps ou des milieux à des températures différentes.

Le transfert de chaleur d'une partie d'une substance à une autre partie, ou d'un corps à un autre corps, s'effectue sous la différence de température entre les deux corps. La chaleur se propage spontanément de la température chaude vers la température froide selon le principe zéro de la thermodynamique, élevant ainsi la température de ce dernier, tout en abaissant la température du premier [20].

III.3 DIFFERENTS MODES DE TRANSFERTS THERMIQUES

On distingue habituellement trois différents modes de transmission de la chaleur :

La conduction, la convection et le rayonnement. Ces trois modes sont régis en général par trois modes spécifiques :

- Pour la Conduction : la chaleur se propage d'un corps à un autre, par contact. A l'échelle moléculaire les échanges se font en général par vibration ; pour les corps métalliques, les électrons libres contribuent en plus à ces échanges;

- Pour la Convection : dans ce mode de transfert, les échanges se font entre un solide et un fluide en mouvement ;

- Le Rayonnement : les échanges peuvent se faire même en l'absence d'un milieu matériel solide ou fluide. Ces échanges se font par ondes électromagnétiques.

III.3.1 CONDUCTION

III.3.1.1 Flux de chaleur

Considérons un plancher chauffé uniformément sur toute sa surface « S ». Soit « dQ » la quantité de chaleur échangée entre ce plancher chauffant et l'air ambiant pendant le temps « dt ». Le flux de chaleur échangée est défini par :

$$Q \cdot = \frac{dQ}{dt} \quad [\text{W}] \quad (3.1)$$

III.3.1.2 Densité de flux de chaleur

La densité de flux de chaleur est donnée par l'expression :

$$q = \frac{dQ}{dsdt} \quad [\text{W/m}^2] \quad (3.2)$$

Avec :

Q : quantité de chaleur (J) ;

Q̇ : Quantité de chaleur par unité de temps (W) ;

III.3.1.3 Loi de Fourier (1822)

En 1822, le mathématicien français, Joseph Fourier, donna une définition mathématique précise de la conduction, selon laquelle : la vitesse à laquelle la chaleur se propage dans un corps par unité de section est proportionnelle à l'opposé du gradient de la température du corps. Sa loi est donnée par :

$$\vec{q}(M,t) = -\lambda \vec{\text{grad}} T \quad [\text{W/m}^2] \quad (3.3)$$

Le coefficient de proportionnalité, λ , est appelé conductivité thermique du matériau constituant ce corps.

$\vec{\text{grad}} T$ est un vecteur porté par le même axe, mais de sens contraire à $\vec{q}(M,t)$, d'où le signe moins de la loi de Fourier.

$\vec{q}(M,t)$ et $\lambda \vec{\text{grad}} T$ s'expriment en W/m². Il en résulte que la conductivité thermique, λ , s'exprimera en W/m. K.

III.3.1.4 Analogie électrique.

La relation de Fourier est analogue à la loi d'Ohm en électricité qui définit l'intensité du courant comme le rapport de la différence de potentiel électrique sur la résistance électrique.

La température apparaît ainsi comme un potentiel thermique et le terme $(L / \lambda S)$ apparaît comme la résistance thermique d'un mur plan d'épaisseur « e », de conductivité thermique λ et de surface latérale S. On se ramène donc au schéma équivalent représenté sur la figure 3.1.

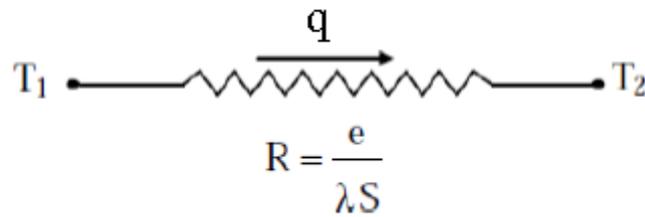


Figure 3.1: Schéma électrique équivalent d'un mur simple

Résistance équivalente

On prend un mur maintient à deux températures T_1 et T_2 constitué de deux couches disposées en série comme les montre la figure suivante :

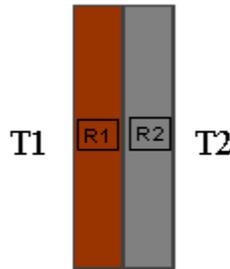


Figure 3.2 : couches de mur disposées en série

Les couches 1 et 2 ont des résistances thermiques qu'on désigne par R_1 et R_2 respectivement donc le système électrique équivalent est comme le montre cette figure :



Figure 3.3 : schéma électrique équivalent

Le flux q transféré égale :

$$q = \frac{T_1 - T_2}{R_{eq}} \quad (3.4)$$

Donc la résistance équivalente s'écrit :

$$R_{eq} = R_1 + R_2$$

Si le mur est constitué de « N » couches :

$$R_{eq} = R_1 + R_2 + \dots + R_N \quad (3.5)$$

Maintenant les couches de mur sont disposées en parallèles comme les montre la figure :

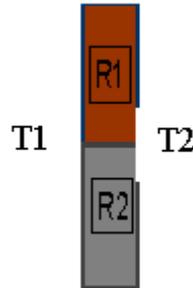


Figure3.4 : couches de mur disposées en parallèle

Le schéma électrique équivalent :

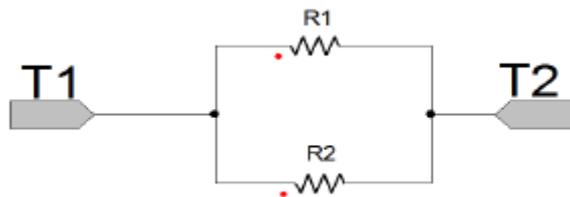


Figure3.5 : schéma électrique équivalent

Le flux de chaleur transféré q de la formule (3.5) égale :

$$q = \frac{T_1 - T_2}{R_{eq}} \quad (3.6)$$

Donc la Résistance équivalente égale :

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}$$

Le mur est constitué de N couches disposées en parallèles donc la résistance équivalente égale :

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_N} \quad (3.7)$$

III.3.2 NOTIONS SUR LA CONVECTION

III.3.2.1 Définition

La convection est un mode de transport d'énergie par l'action combinée de la conduction et de l'advection. Elle constitue le mécanisme le plus important de transfert de chaleur entre une surface solide et un liquide ou un gaz en mouvement. Le transfert de chaleur par convection d'une surface dont la température est supérieure à celle du fluide qui l'entoure s'effectue en plusieurs étapes : la chaleur se propage d'abord par conduction de la surface aux particules fluides adjacentes. L'énergie ainsi transmise sert à augmenter la température et l'énergie interne de ces particules fluides. Ces particules se mélangent avec d'autres situées dans la région à basse température pour transférer une partie de leur énergie, sous forme de vibration.

III.3.2.2 Types de convection

Le transfert de chaleur par convection s'effectue entre un solide et un fluide en mouvement sous l'influence d'une différence de température entre les deux. Lorsque le mouvement du fluide est engendré par un agent externe (pompe ou ventilateur), la convection est de type : **convection forcée**. Le mouvement du fluide peut être provoqué naturellement suite par effet de variation de densité du fluide suite à l'effet de la température, le transfert de chaleur convectif est dit : **convection naturelle** ou **libre**.

Si les deux types de convection Co- existent simultanément, cela correspond à la **convection mixte** [20].

III.3.2.5 Loi de refroidissement de Newton

Le flux de chaleur transmis par convection, entre une paroi à une température T_1 (température superficielle) et un fluide à température T_2 (température mesurée loin de la paroi), s'écrit sous la forme :

$$Q = h_c (T_1 - T_2) \quad (3.8)$$

Où : h_c , est le coefficient d'échange convectif ($\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$).

III.3.3 RAYONNEMENT

Tous les corps chauds émettent par leur surface de la chaleur, plus ou moins importante, sous forme d'ondes électromagnétiques.

La transmission de chaleur par rayonnement se produit même aux basses températures dès lors que deux corps à des températures différentes sont séparés par un milieu perméable (transparent ou semi-transparent). Ce mode transfert de chaleur, qui ne nécessite aucun support matériel, solide ou fluide, se produit même dans le vide.

L'énergie reçue par la surface du corps le plus froid se divise en trois parties:

- Une fraction de l'énergie reçue est réfléchié ;
- Une autre fraction traverse le corps ;
- Une troisième fraction enfin est absorbée par le corps et élève sa température.

Chapitre IV
ETUDE THERMIQUE DES
CAPTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

IV.1 Introduction

Une grande partie du rayonnement solaire absorbé par les cellules photovoltaïques n'est pas converti en électricité et provoque une augmentation de leur température et réduit par conséquent leur efficacité électrique. La température des panneaux photovoltaïques est un paramètre très important

IV.2 Modèle thermique des capteurs photovoltaïques

La température des capteurs photovoltaïques dépend des propriétés physiques, de la configuration du module, de la clarté du ciel et de l'environnement (intensité du rayonnement solaire et de la vitesse du vent).

La modélisation du comportement de la température des capteurs photovoltaïques a été traitée par plusieurs auteurs, en évaluant l'énergie d'entrée et de sortie au niveau du capteur par les trois types de transfert de chaleur connus, qui sont le transfert de chaleur par conduction, par convection et par rayonnement, ainsi que l'énergie électrique produite par le capteur photovoltaïque, par contre dans notre cas, on néglige cette dernière. [9][10].

Le temps de réponse du capteur est défini comme étant le temps nécessaire pour atteindre 63% du changement maximum de la température provoqué par un changement de rayonnement incident [11]. La valeur moyenne pour la plupart des capteurs est d'environ 7 minutes [11].

La température du capteur photovoltaïque est estimée en considérant que l'échange de l'énergie thermique du capteur se fasse avec son environnement (pour les deux facettes du capteur).

La figure (4.1) montre les différents modes de transfert de chaleur du capteur photovoltaïque à son environnement ainsi que le transfert de l'énergie électrique vers la charge.

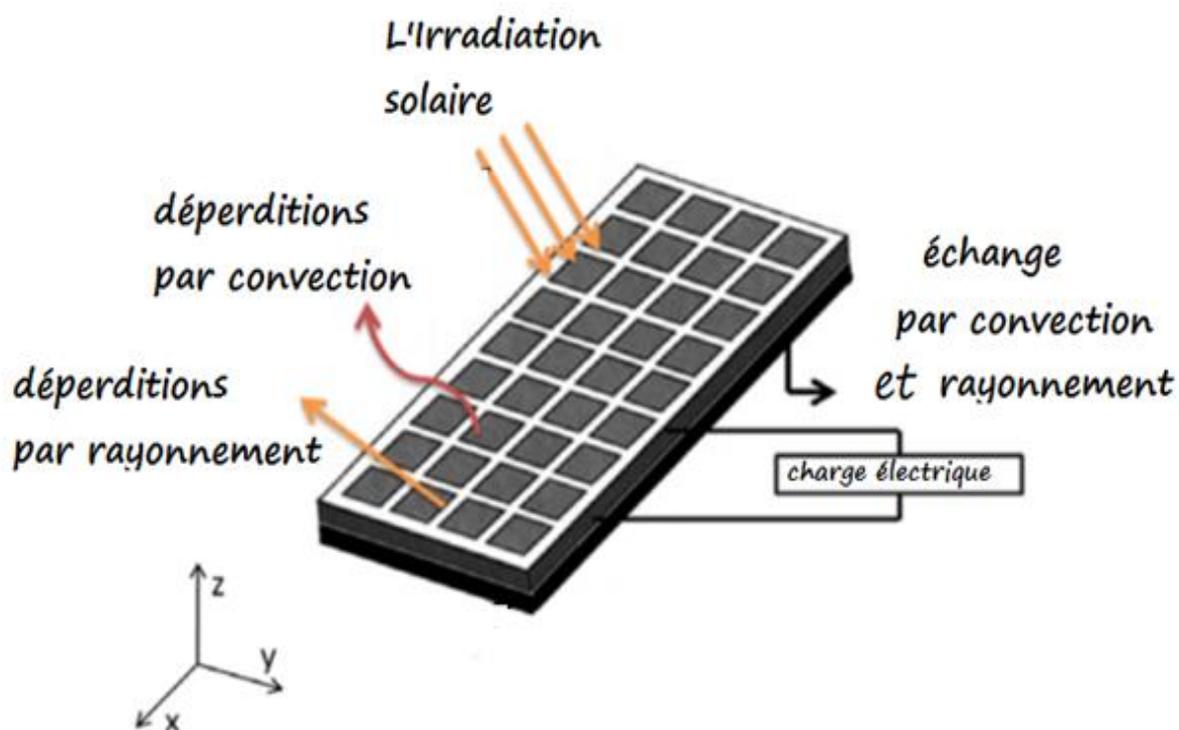


Figure 4.1 : Mode de transfert d'énergie thermique au niveau du capteur photovoltaïque

IV.2.1 Modèle physique:

La figure 4.2 montre le modèle physique utilisé dans cette étude. Il représente le détail de la figure 4.1.

Le capteur photovoltaïque est considéré comme constitué de trois couches (figure 4.2) :

- La couche du verre trempé qui représente la facette exposée aux rayonnements solaires incidents.
- La couche contenant les cellules photovoltaïques englobées dans l'EVA.
- La couche protectrice qui est le Tedlar.

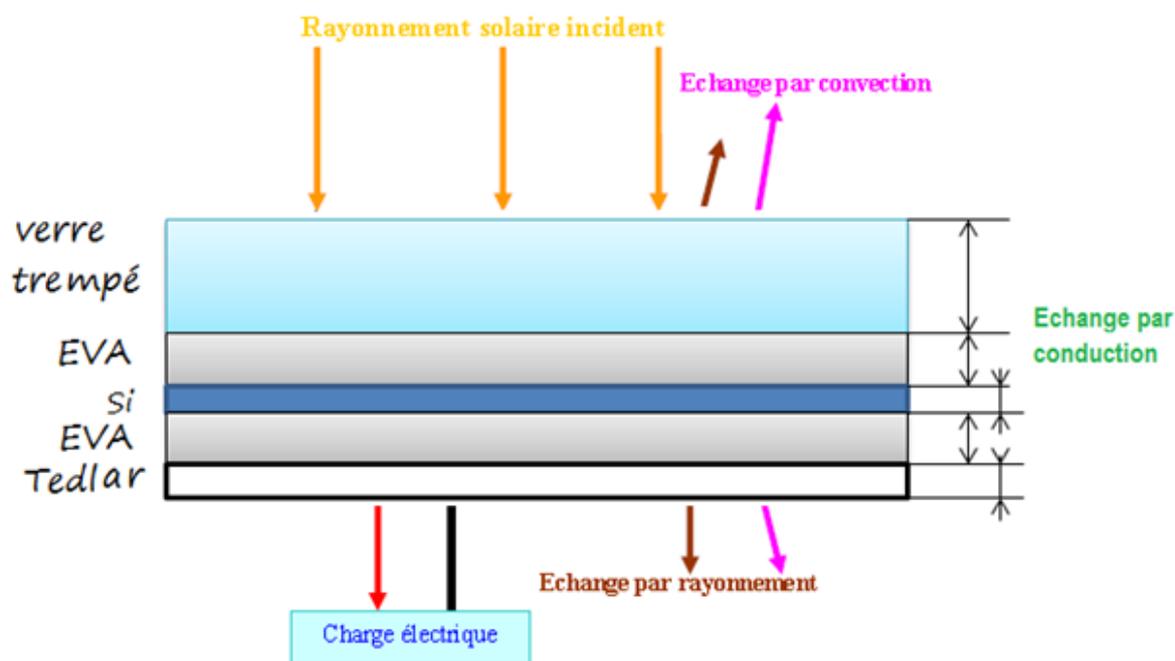


Figure 4.2 Modèle physique utilisé.

Hypothèses simplificatrices :

- Les températures de chaque couche sont supposées uniformes et isothermes
- Le flux de chaleur est monodimensionnel suivant la direction normale à la paroi.

IV.2.2 Transfert de chaleur au sein du module PV

Le Transfert se fait à travers les différentes couches par les différents modes cités dans le chapitre précédent

IV.2.2.1 Transfert de chaleur par rayonnement de courtes longueurs d'ondes

Le rayonnement effectif atteignant la facette avant du capteur photovoltaïque est une fonction de l'intensité du rayonnement direct et diffus de courtes longueurs d'ondes.

La quantité de chaleur transmise à la facette avant du capteur photovoltaïque par rayonnement de courtes longueurs d'ondes est exprimée par :

$$q = G \alpha \tau \quad (\text{IV.1})$$

G est le flux total incident sur le plan du capteur par unité de surface, noté également par I (l'irradiation solaire est donnée en W/m^2)

α représente le coefficient d'absorption de la plaque des cellules (absorbante)

τ est le coefficient de transmission de la vitre.

L'ensemble $(\alpha\tau)$ dépend de l'orientation et de la configuration du capteur, et des caractéristiques d'absorptivité du matériau constituant le capteur. Pour un capteur en silicium, le coefficient d'absorption est de 77%. [6]

Le module qu'on a choisi absorbe 81 % du rayonnement solaire incident.

A est la surface d'échange globale

IV.2.2.2 Transfert de chaleur par rayonnement de grandes longueurs d'ondes

IV.2.2.2.1 coté verre

Puisque le verre est opaque par rapport aux rayonnements émis par les cellules, la surface du verre devient une surface émettrice, les pertes thermiques par rayonnement sont exprimées comme suit :

$$q_{r1}'' = h_{r1}(T_v - T_\infty) \quad (IV.2)$$

Pour calculer le coefficient d'échange par rayonnement h_{r1} , on considère l'échange de chaleur entre une petite surface, celle de la vitre, et une grande surface représentée par son environnement immédiat (le ciel). Ainsi, on peut écrire

$$q_{r1}'' = \varepsilon_g \sigma (T_v^4 - T_{sky}^4) \quad (IV.3)$$

- Le ciel est supposé rayonner à une température pouvant être estimée par la relation: [21]

$$T_{sky} = 0,0552 T_\infty^{1.5} \quad (IV.4)$$

On prend $0,0552^4 = \beta$

ε_g émissivité du verre

Donc le coefficient d'échange par rayonnement h_{r1} est donné par :

$$h_{r1} = \frac{\varepsilon_g \sigma (T_v^4 - \beta T_\infty^4)}{(T_v - T_\infty)} \quad (IV.5)$$

IV.2.2.2.2 coté du tedlar

La facette arrière du capteur reçoit la chaleur émise par les cellules. Elle doit être nécessairement en contact avec le milieu extérieur, la surface du tedlar devient une surface émettrice également, les pertes thermiques par rayonnement sont exprimées comme suit :

$$q_{r2}'' = h_{r2}(T_t - T_\infty) \quad (\text{IV.6})$$

Pour cette facette on considère également, l'échange de chaleur entre une petite surface, celle de tedlar, et une grande surface, et son environnement immédiat (la terre, le sol).

On peut écrire le bilan du transfert par

$$q_{r2}'' = \varepsilon_b \sigma (T_t^4 - T_g^4) \quad (\text{IV.7})$$

- la terre est supposée rayonner à une température égale à la température ambiante

$$T_g = T_\infty \quad (\text{La température ambiante [K]}) \quad (\text{IV.8})$$

Et ε_b l'émissivité du tedlar

Donc le coefficient d'échange par rayonnement h_{r2} est donné par :

$$h_{r2} = \frac{\varepsilon_b \sigma (T_t^4 - T_\infty^4)}{(T_t - T_\infty)} \quad (\text{IV.9})$$

IV.2.2.3 Transfert de chaleur par convection

L'énergie totale échangée par convection à partir de la surface du capteur photovoltaïque est égale à la somme de la quantité de chaleur transférée du côté avant, le verre et l'air ambiant d'une part et d'autre part le côté arrière du tedlar donnant sur le milieu extérieur.

$$q_c'' = h_c(T_v - T_\infty) + h_c(T_t - T_\infty) \quad (\text{IV.10})$$

Pour calculer le coefficient de convection entre la vitre, le tedlar et l'air ambiant, h_c , pour une vitesse du vent V_∞ parallèle à la vitre, on peut l'estimer à travers la corrélation empirique suivante : [20] [21]

$$\bar{h} = 2.8 + 3V_\infty \quad (\text{IV.11})$$

Où : V_∞ en m/s et $hc = \bar{h}$, est le coefficient d'échange convectif ($\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$).

IV.2.2.4 Transfert de chaleur par conduction

La chaleur émise par les cellules traverse les différentes couches jusqu'à la facette externe du verre et du tedlar, ce transfert de chaleur obtenu à travers le passage par plusieurs couche de l'EVA, du verre du côté haut et du tedlar, par un mode de transfert par conduction

Le flux de chaleur transféré du coté haut est quantifié par la relation suivante :

$$q_1'' = \frac{T_c - T_v}{R_{cd1}''} \quad (\text{IV.12})$$

Où R_{cd1}'' : la résistance de conduction équivalente des couches de EVA et du verre [$\text{m}^2 \text{W}^{-1} \text{K}$]

K]

T_c c'est la température des cellules [K]

T_v c'est la température du verre [K]

Et par symétrie le flux de chaleur transféré du coté bas est aussi égal à :

$$q_2'' = \frac{T_c - T_t}{R_{cd2}''} \quad (\text{IV.13})$$

Où R_{cd2}'' : la résistance de conduction équivalente des couche de EVA et du tedlar

[$\text{m}^2 \text{K W}^{-1}$]

T_t c'est la température de tedlar [K]

IV.2.2.5 Puissance de sortie du capteur photovoltaïque

Elle est donnée en fonction de la température et du facteur de correction (FF : Fill Factor) par l'équation suivante [6] :

$$P_{out} = C_{FF} \frac{G \ln(K_1 G)}{T_c} \quad (\text{IV.14})$$

Où C_{FF} est le coefficient de facteur de forme, ($C_{FF}=1.22 \text{ K.m}^2$) et K_1 est une constante

($K_1= 106 \text{ m}^2/\text{w}$), G est l'éclairement incident (en W/m^2) et T_c est la température des cellules

IV.3 Modèles Mathématiques

IV.3.1 Modèle théorique unidimensionnel stationnaire avec conduction

On prend en considération tous les modes de transfert, dont la conduction.

- les effets des bords sont négligeables; la puissance utile égale à zéro car notre étude se fait sur un modèle qui n'est pas sous charge.

L'analogie électrique peut être ainsi adoptée pour effectuer l'analyse thermique. Le schéma du circuit équivalent est ainsi illustré sur la figure ci-dessous.

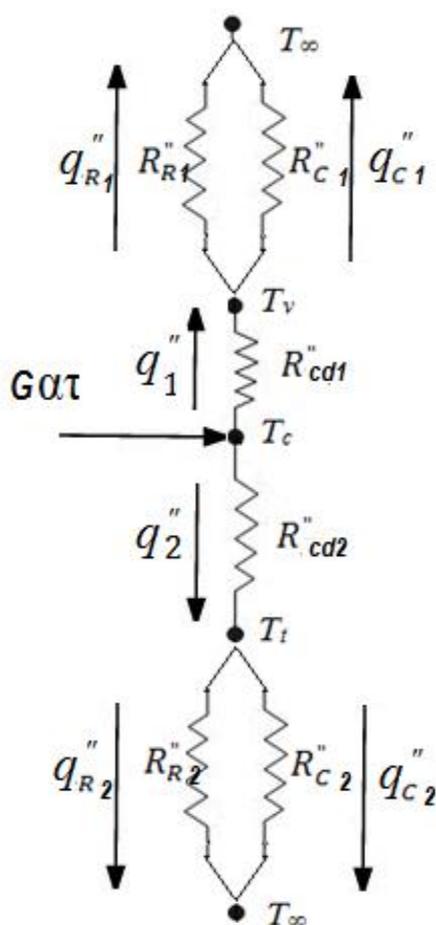


Figure 4.3 L'analogie électrique

Bilan énergétique

L'équation du bilan en régime permanent peut s'écrire comme suit :

$$q''\alpha\tau = q_1'' + q_2'' \quad (\text{IV.15})$$

q_1'' : est la déperdition de chaleur de la face avant du panneau;

$$q_1'' = q_{c1}'' + q_{R1}'' \quad (\text{IV.16})$$

Où q_{c1}'' est la déperdition par convection de la face avant du panneau par unité de surface;

Et q_{R1}'' est la déperdition par rayonnement de la face avant du panneau;

$$q_1'' = \frac{T_C - T_v}{R_{cd1}''} = \frac{T_v - T_\infty}{R_{C1}''} + \frac{T_v - T_\infty}{R_{R1}''} \quad (IV.17)$$

q_2'' : est la déperdition de chaleur de la face arrière du panneau.

$$q_2'' = q_{C2}'' + q_{R2}'' \quad (IV.18)$$

$$q_2'' = \frac{T_C - T_t}{R_{cd2}''} = \frac{T_t - T_\infty}{R_{C2}''} + \frac{T_t - T_\infty}{R_{R2}''} \quad (IV.19)$$

Où q_{c2}'' est la déperdition par convection de la face arrière du panneau;

Et q_{R2}'' est la déperdition par rayonnement de la face arrière du panneau;

Donc les équations (IV.15), (IV.17) et (IV.19) ont des relations entre les T_C , T_v , T_t tel que ;

$$(IV.15) \Rightarrow f(T_C, T_t, T_v) = 0$$

$$(IV.17) \Rightarrow f(T_C, T_v) = 0$$

$$(IV.19) \Rightarrow f(T_C, T_t) = 0$$

Appris les développements on obtient les équations suivantes :

$$\varepsilon_g \sigma T_v^4 + \left(\frac{1}{R_{cd1}''} + \frac{1}{R_{C1}''} \right) T_v - \frac{1}{R_{C1}''} T_\infty - \varepsilon_g \sigma T_{sky}^4 - \frac{1}{R_{cd1}''} T_C = 0 \quad (IV.20)$$

$$\varepsilon_b \sigma T_t^4 + \left(\frac{1}{R_{cd2}''} + \frac{1}{R_{C2}''} \right) T_t - \frac{1}{R_{C2}''} T_\infty - \varepsilon_g \sigma T_g^4 - \frac{1}{R_{cd2}''} T_C = 0 \quad (IV.21)$$

$$T_C = \frac{R_{cd2}''}{R_{cd1}'' + R_{cd2}''} T_v + \frac{R_{cd1}''}{R_{cd1}'' + R_{cd2}''} T_t + \frac{R_{cd1}'' * R_{cd2}''}{R_{cd1}'' + R_{cd2}''} \alpha \tau I \quad (IV.22)$$

$$\text{Tell que } R_{cd1}'' = \frac{e_{EVA}}{k_{EVA}} + \frac{e_v}{k_v}$$

$$\text{Et } R_{cd2}'' = \frac{e_{EVA}}{k_{EVA}} + \frac{e_v}{k_v}$$

Où i désigne le type de composant du capteur, e et k sont respectivement l'épaisseur [mm] et la Conductivité thermique [$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$].

La résolution de système (IV.20), (IV.21) et (IV.22) permet la détermination de la variation de la température du capteur photovoltaïque.

L'équation (IV.22) est non linéaire et n'a pas de solution analytique. On a utilisé une méthode numérique (programme MATLAB) pour la résoudre. Pour les conditions initiales, on doit utiliser :

- des températures mesurées expérimentalement.
- et on a utilisé aussi la température des cellules sans rayonnement ;

On néglige le Transfer par rayonnement et on fait le bilan thermique en régime permanent. Et après les simplifications, on obtient l'équation (IV.23).

$$T_c = T_\infty + \alpha\tau G/U \quad (\text{IV.23})$$

Cette relation permet la détermination de la température des cellules PV sans la considération de l'échange par rayonnement.

Où U est le Coefficient d'échange global de transfert de chaleur [$\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$]

$$U = \frac{(\sum R_{CD})h_c^2 + 2h_c}{(R_{VE} \times R_{ET})h_c^2 + (\sum R_{CD})h_c + 1} \quad (\text{IV.24})$$

IV.3.2 Modèle théorique unidimensionnel instationnaire sans conduction

Nous allons considérer dans le développement qui suit, un transfert par convection et par rayonnement des deux côtés du capteur, par contre nous allons négliger le transfert par conduction vers la structure, vu la faible surface de contact.

Ces modes de transfert vont contribuer à produire une variation de la température du capteur photovoltaïque en fonction du temps

Le schéma est alors le suivant :

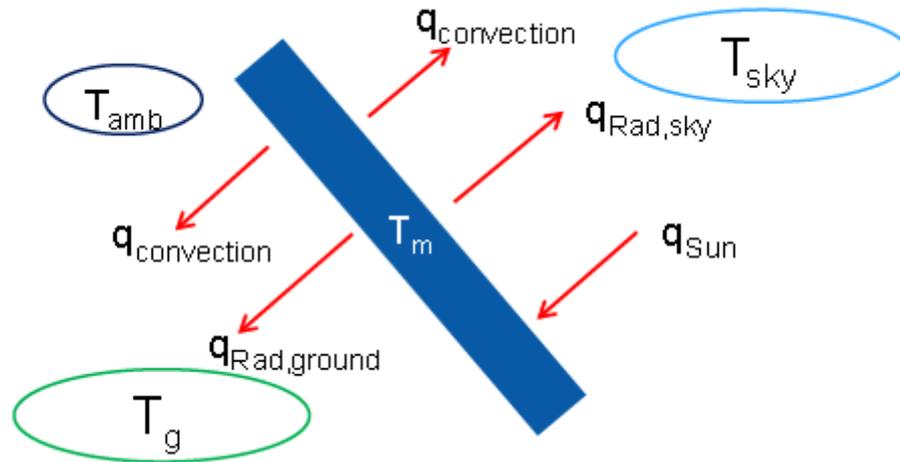


Figure 4.4 Modèle physique.

L'analogie électrique peut être ainsi adoptée pour effectuer l'analyse thermique. Le schéma du circuit équivalent est ainsi illustré sur la figure ci-dessous.

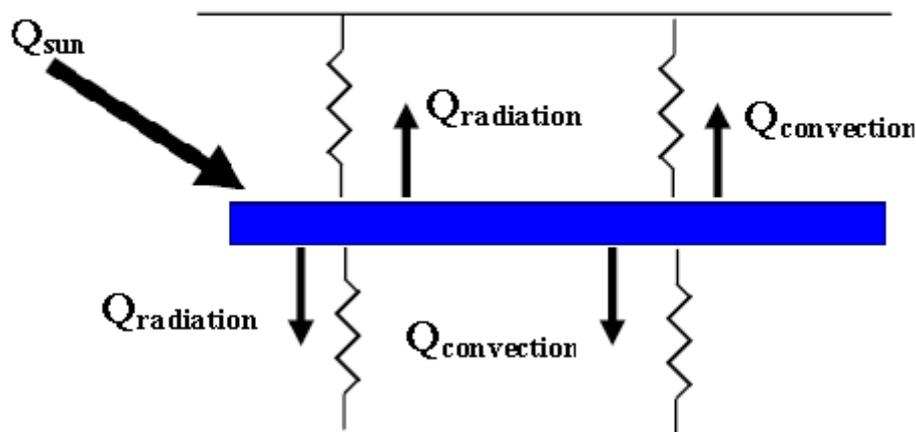


Figure 4.5 L'analogie électrique

L'équation du bilan énergétique peut s'écrire comme suit :

$$C_{Pm} \frac{dT_m}{dt} = \alpha\tau G - 2h_c(T_m - T_\infty) - \epsilon_g\sigma(T_m^4 - T_{sky}^4) - \epsilon_b\sigma(T_m^4 - T_g^4) \quad (IV.25)$$

T_m est la température de module PV

C_{pm} est la capacité thermique

La capacité thermique du capteur est la somme des capacités thermiques de ses différents constituants:

$$C_{Pm} = \sum A \cdot e_m \cdot \rho_m \cdot C_{p_m} \quad (IV.26)$$

Où m désigne le type de composant du capteur, e et C_p sont respectivement l'épaisseur et la chaleur spécifique [J/kg.K]. A est la surface du capteur, (ρ) est la masse volumique [kg/m³]

L'équation du bilan énergétique devient

$$\frac{dT_m}{dt} = -V_1 T_m^4 - V_2 T_m + V_3 \quad (IV.27)$$

Avec :

$$V_1 = (\varepsilon_g + \varepsilon_b) \sigma / C_{Pm}$$

$$V_2 = 2(2.8 + 3V_\infty) / C_{Pm}$$

$$V_3 = (2h_c T_\infty + \varepsilon_g \sigma \beta T_\infty^6 + \varepsilon_b \sigma T_\infty^4 + \alpha \tau G) / C_{Pm}$$

La résolution de l'équation (IV.27) permet la détermination de la variation de la température du capteur photovoltaïque à l'instant t .

L'équation (IV.27) est non linéaire et n'a pas de solution analytique. On doit utiliser le théorème de la convergence pour la résoudre.

$$\frac{dT_m}{dt} = f(T_m, t) = \frac{T_m^{p+1} - T_m^p}{\Delta t} \quad (IV.28)$$

Donc la température du module pour l'itération $(p+1)$ est comme suit ;

$$T_m^{p+1} = T_m^p + \Delta t * (-V_1 T_m^4 - V_2 T_m + V_3) \quad (IV.29)$$

On a utilisé une méthode numérique pour la résoudre, (programme MATLAB).

Les conditions initiales des températures sont mesurées expérimentalement.

IV.3.3 Modèle thermique théorique unidimensionnel stationnaire sans conduction

Nous allons considérer dans le développement qui suit, un transfert par convection et par rayonnement des deux côtés du capteur, et nous allons négliger le transfert par conduction. Ces modes de transfert vont contribuer à produire une variation de la température du capteur photovoltaïque en régime stationnaire.

L'équation du bilan énergétique peut s'écrire comme suit :

$$G\alpha\tau = 2h_c(T_m - T_\infty) + \varepsilon_g \sigma (T_m^4 - T_{sky}^4) + \varepsilon_b \sigma (T_m^4 - T_g^4) \quad (IV.30)$$

On regroupe les termes de l'équation (IV.30) on obtient (IV.31)

$$(\varepsilon_g + \varepsilon_b) \sigma T_m^4 + 2h_c T_m - 2h_c T_\infty - \varepsilon_g \sigma T_{sky}^4 - \varepsilon_b \sigma T_g^4 - \alpha \tau G = 0 \quad (IV.31)$$

Finalement l'équation du bilan énergétique devient

$$C_1 T_m^4 + C_2 T_m - C_3 = 0 \quad (\text{IV.32})$$

Tell que

$$\begin{aligned} C_1 &= (\varepsilon_g + \varepsilon_b) \sigma \\ C_2 &= 2(2.8 + 3V_\infty) \\ C_3 &= 2(2.8 + 3V_\infty) T_\infty + \varepsilon_g \sigma \beta T_\infty^6 + \varepsilon_b \sigma T_\infty^4 + \alpha \tau G \end{aligned}$$

La résolution de l'équation (IV.32) permet la détermination de la variation de température du capteur photovoltaïque.

L'équation (IV. 32) est non linéaire, n'a pas de solution analytique. Il faut utiliser également une méthode numérique pour la résoudre. On doit utiliser pour cela les conditions initiales des températures mesurées expérimentalement.

IV.4 Organigramme de Calcul :

IV.4.1 Organigramme de Calcul de la Température par Le Modèle Théorique Unidimensionnel Stationnaire avec Conduction

Tell que les équations (1, 2,3et4) sont ;

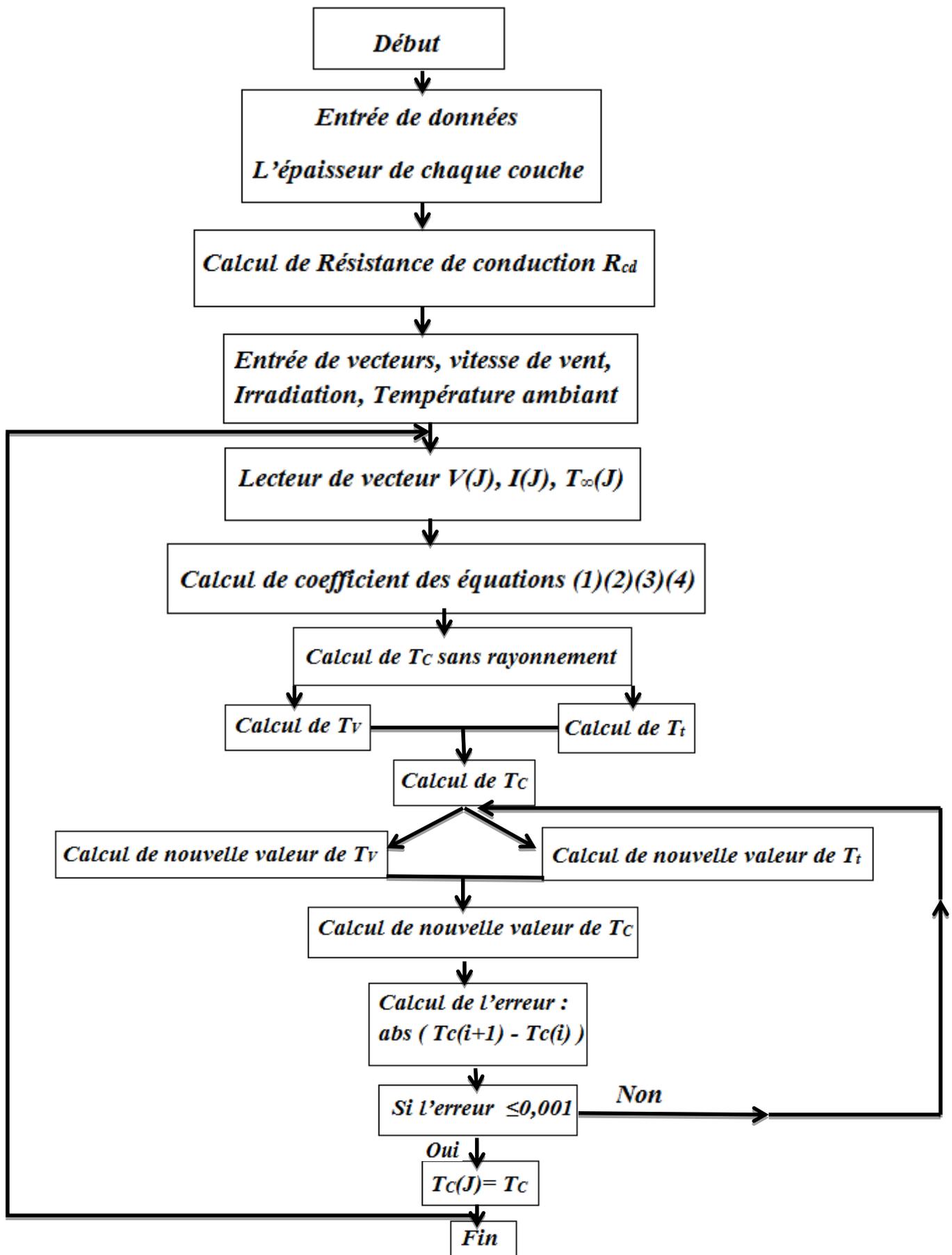
$$\varepsilon_g \sigma T_v^4 + \left(\frac{1}{R_{cd1}''} + \frac{1}{R_{c1}''} \right) T_v - \frac{1}{R_{c1}''} T_\infty - \varepsilon_g \sigma T_{sky}^4 - \frac{1}{R_{cd1}''} T_c = 0 \quad (1)$$

$$\varepsilon_b \sigma T_t^4 + \left(\frac{1}{R_{cd2}''} + \frac{1}{R_{c2}''} \right) T_t - \frac{1}{R_{c2}''} T_\infty - \varepsilon_g \sigma T_g^4 - \frac{1}{R_{cd2}''} T_c = 0 \quad (2)$$

$$T_c = \frac{R_{cd2}''}{R_{cd1}'' + R_{cd2}''} T_v + \frac{R_{cd1}''}{R_{cd1}'' + R_{cd2}''} T_t + \frac{R_{cd1}'' * R_{cd2}''}{R_{cd1}'' + R_{cd2}''} \alpha \tau I \quad (3)$$

$$T_c = T_\infty + \alpha \tau I / U \quad (4)$$

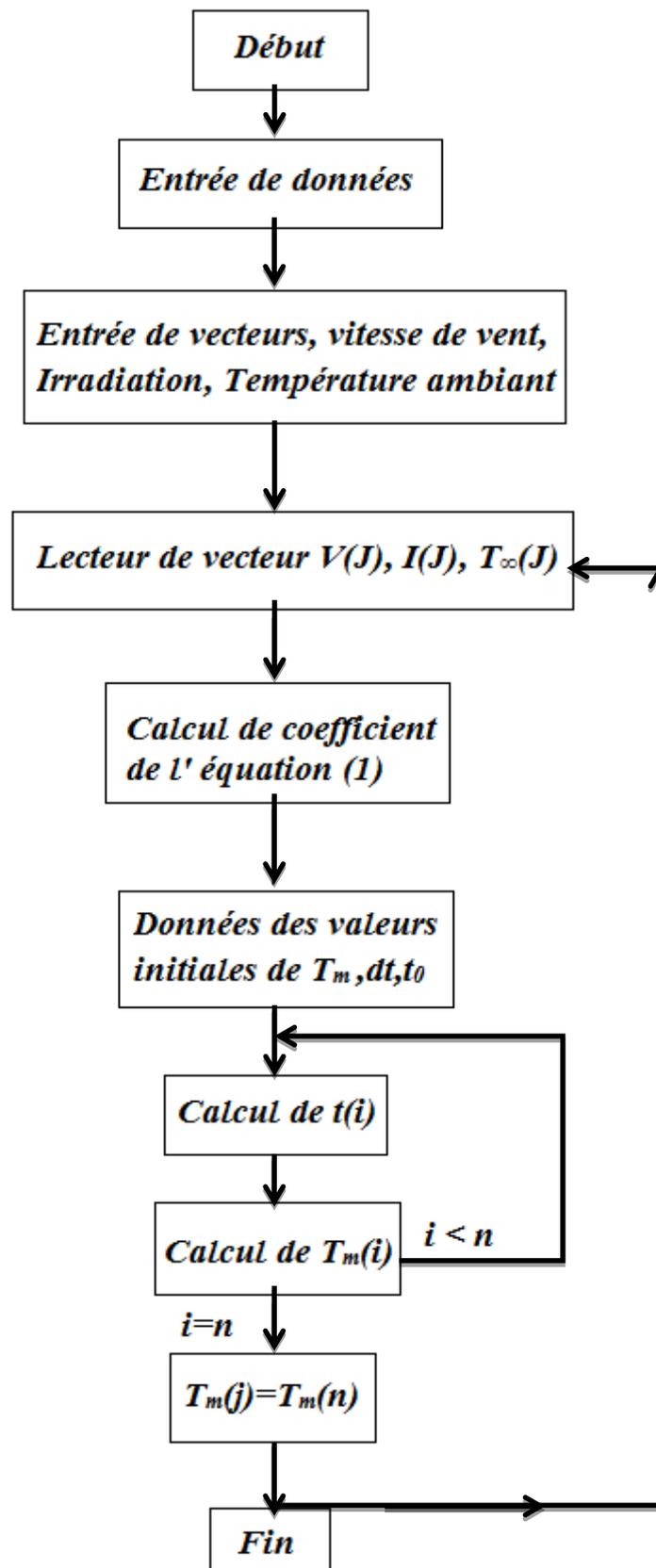
$$U = \frac{(R_{cd1}'' \times R_{cd2}'') h_c^2 + (\sum R_{cd1,2}'') h_c + 1}{(\sum R_{cd1,2}'') h_c^2 + 2 h_c}$$



IV.4.2 Organigramme de Calcul de la Température par le Modèle Théorique Unidimensionnel Instationnaire sans Conduction

Tell que l'équation (1) est

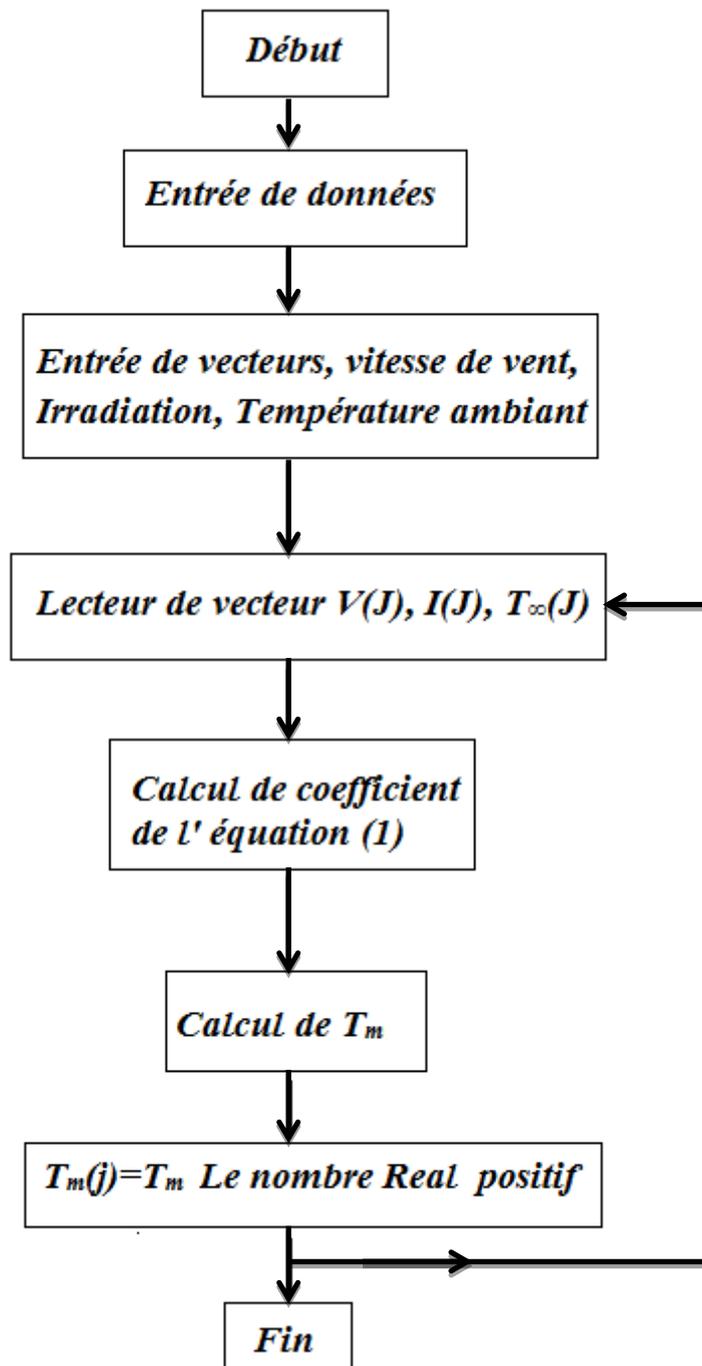
$$\frac{dT_m}{dt} = -V_1 T_m^4 - V_2 T_m + V_3 \quad (1)$$



IV.4.3 Organigramme de Calcul de la Température par le Modèle Théorique Unidimensionnel Stationnaire sans Conduction

Tell que l'équation (1) est

$$C_1 T_m^4 + C_2 T_m - C_3 = 0$$



Chapitre V
DESCRIPTION DU DISPOSITIF
EXPERIMENTAL

V.1 Description du banc d'essai

Les mesures ont été faites sur un module PV monocristallin simple qui est typiquement encapsulé de la manière décrite précédemment (verre, EVA, Tedlar). Le tableau 5.1 les caractéristiques des différentes couches du module PV.

Matériaux	épaisseur [mm]	conductivité thermique [W.m-1.K-1]	Masse volumique (ρ) kg/m ³	Chaleur spécifique C _P [J/kg.K]
Verre	3.0	0.98	2700	840
EVA	0.5	0.23	930	1200
Si	0.2	148		
Tedlar	0.15	0.36	1.5	1380

Tableau 5.1 : Spécifications des différentes couches du module PV



Figure 5.1 : banc d'essai

Le module est installé sur une terrasse, centré dans un endroit libre d'environ 8 mètres de diamètre. L'écoulement d'air incident est supposé constant tout autour du module. Pour reproduire les mêmes conditions que celles obtenues pour un système solaire installé sur terre, le module est incliné la latitude du lieu 37° , à l'azimut 0, maintenu à 0.6 mètres de la terre par un support métallique. Le module est exposé à l'écoulement d'air sur les deux faces.

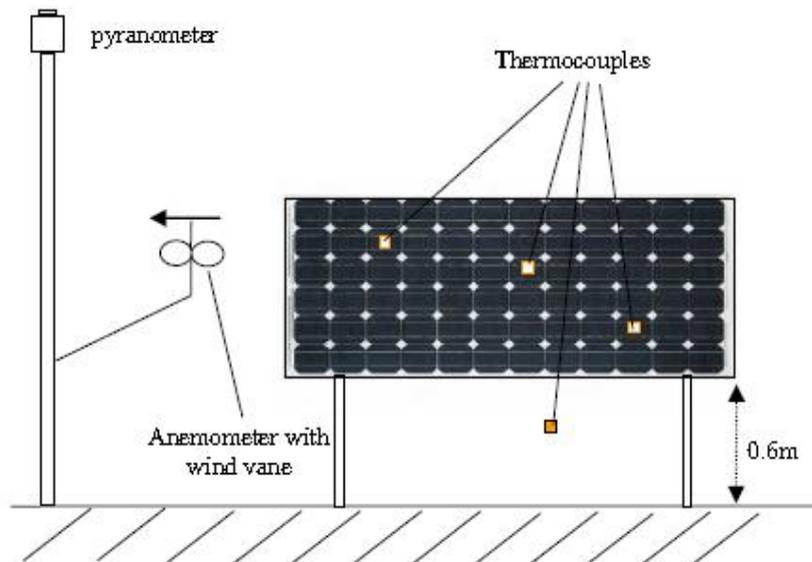


Figure 5.2 : schéma du banc d'essai montrant les mesures de la température

V.2 La Station Radiométrique et Météorologique

STATION RADIOMETRIQUE

ET METEOROLOGIQUE

Latitude : 36.8° *NORD*

Longitude : 3° *EST*

Altitude : 345m



Une station radiométrique et météorologique est placée du côté du module, pour mesurer la vitesse et la direction de vent, et le rayonnement global incliné (G).

V.3 Mesurer la Vitesse et La Direction de Vent :

La sonde ou (le détecteur) de vent est un anémomètre de "Robinson", placé à mi-chemin vers le haut du module pour tenir compte de la couche de frontière locale de l'écoulement (la vitesse du vent mesurée est la vitesse effective du vent incident).



Figure5.3 : Anémomètre pour mesurer la vitesse et la direction de vent

V.4 Mesure du Rayonnement Solaire

Un pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle et est notamment utilisé en météorologie. Il permet la mesure de la puissance du rayonnement solaire total en watts par mètre carré. Il est sensible dans un domaine spectral de 300 à 2500 nanomètres selon le filtre utilisé.



Figure 5.4 : pyranomètre pour la mesure du rayonnement solaire

L'irradiation du rayonnement incident (rayonnement global G) est déterminée en utilisant une courbe d'étalonnage (voir la figure 5.5) d'une série d'environ 200 mesures distribuées tout au long d'une journée en utilisant un pyranomètre incliné à $36,8^\circ$.

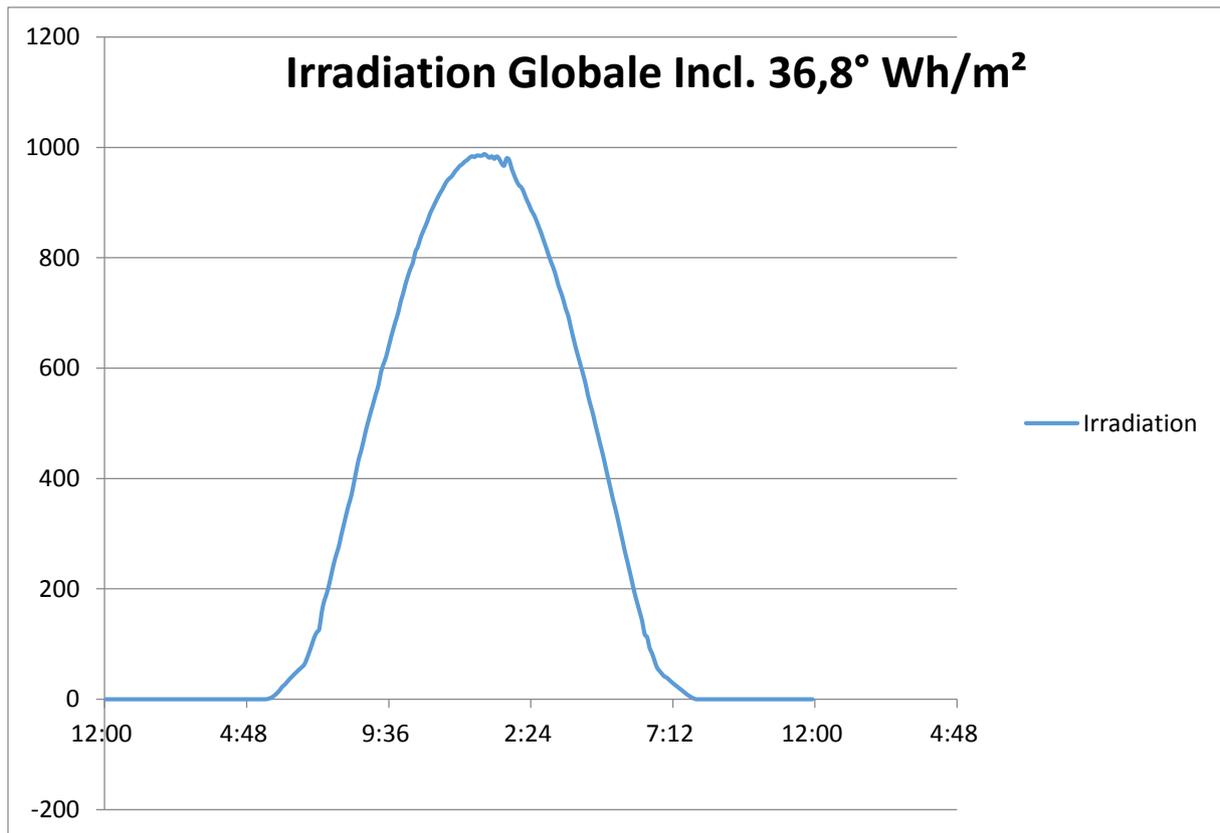


Figure 5.5 : L'irradiation. Globale durant la journée

V.5 Mesures de la Température

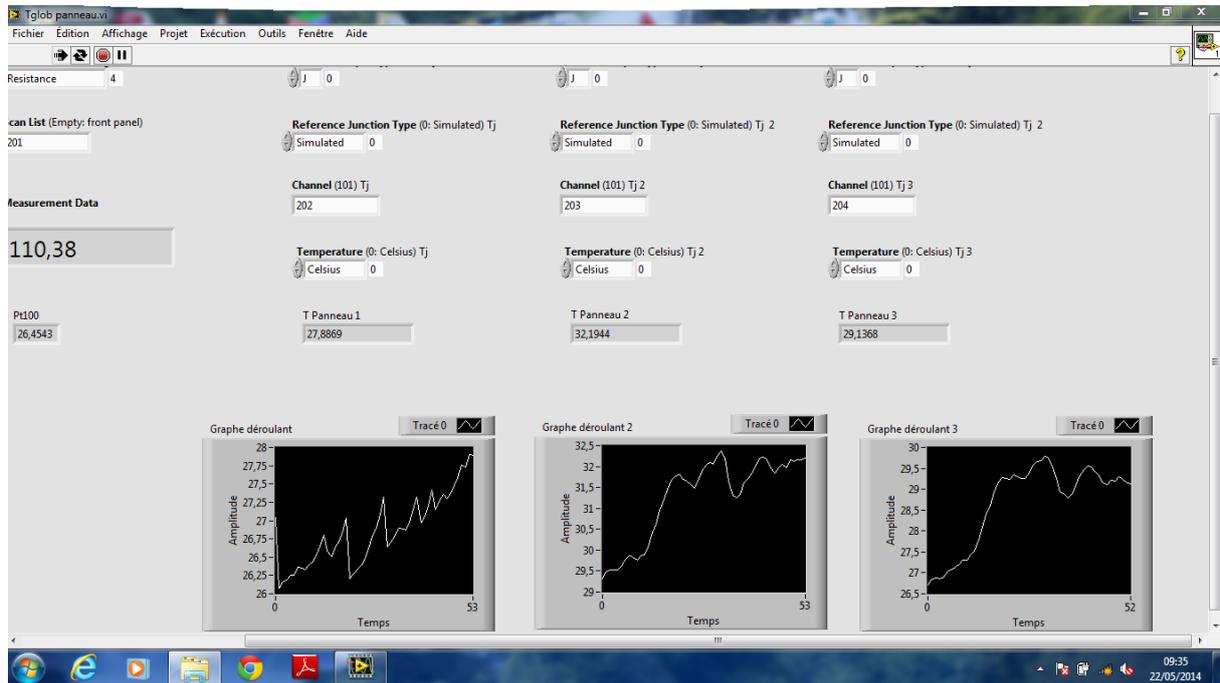
Les mesures de la température sont faites en utilisant deux types de capteurs de température liés à un système d'acquisition de données (technologie de Model 2700 Multimètre /Data Acquisition System). Le premier est un thermocouple de type J. Trois sont fixés sur la couche de Tedlar sur trois cellules différentes (face arrière). Le deuxième capteur est une sonde thermistance de type Pt100 (thermomètre à résistance de platine). Elle permet de mesurer la température de référence pour les trois thermocouples. Le système d'acquisition est arrangé dans une boîte imperméable à l'eau sous le module et la Pt100 est introduite à l'intérieur pour mesurer la température du système d'acquisition.

Les thermocouples ou couples thermoélectriques (CTE) sont des couples de matériaux dont l'effet Seebeck est utilisé pour la mesure de température.

L'effet Seebeck :

Lorsque deux conducteurs métalliques (A et B) sont reliés par une jonction, une différence de potentiel électrique, qui varie avec la température T de la jonction, apparaît aux bornes du circuit.

On les récupère sous format Excel.



Les données thermiques et météorologiques sont groupées ensemble par des valeurs moyennes pendant des intervalles de 5 minutes (correspondant à la durée de réponse thermique de module). La température de la plaque arrière est considérée comme valeur uniforme calculée à partir du la moyen de trois mesures de capteur 1,2et3. La direction principale de vent est définie pendant que l'origine d'écoulement est parallèle au module.

Chapitre VI
RESULTATS ET
INTERPRETATIONS

VI.1 Comparaison entre les trois températures mesurées T_{CP1} , T_{CP2} et T_{CP3} .

T_{CP1} , T_{CP2} , T_{CP3} sont les températures de la face arrière du panneau donne par les trois capteurs. (1, 2,3).

Pour faire cette comparaison, on prend les mesures de la journée du 22 Mai 2014.

Les températures T_{CP1} , T_{CP2} et T_{CP3} sur la face arrière du panneau sont presque homogènes, ce qui est prévu par la théorie. Ceci est dû au fait que la couche de Tedlar est constituée de la même matière.

Nous remarquons que les températures T_{CP1} , T_{CP2} et T_{CP3} sur la face arrière du panneau évoluent d'une façon presque identique, ce qui est prévu par la théorie. Ceci est dû à l'homogénéité des différentes couches qui constituent les modules PV au niveau des cellules.

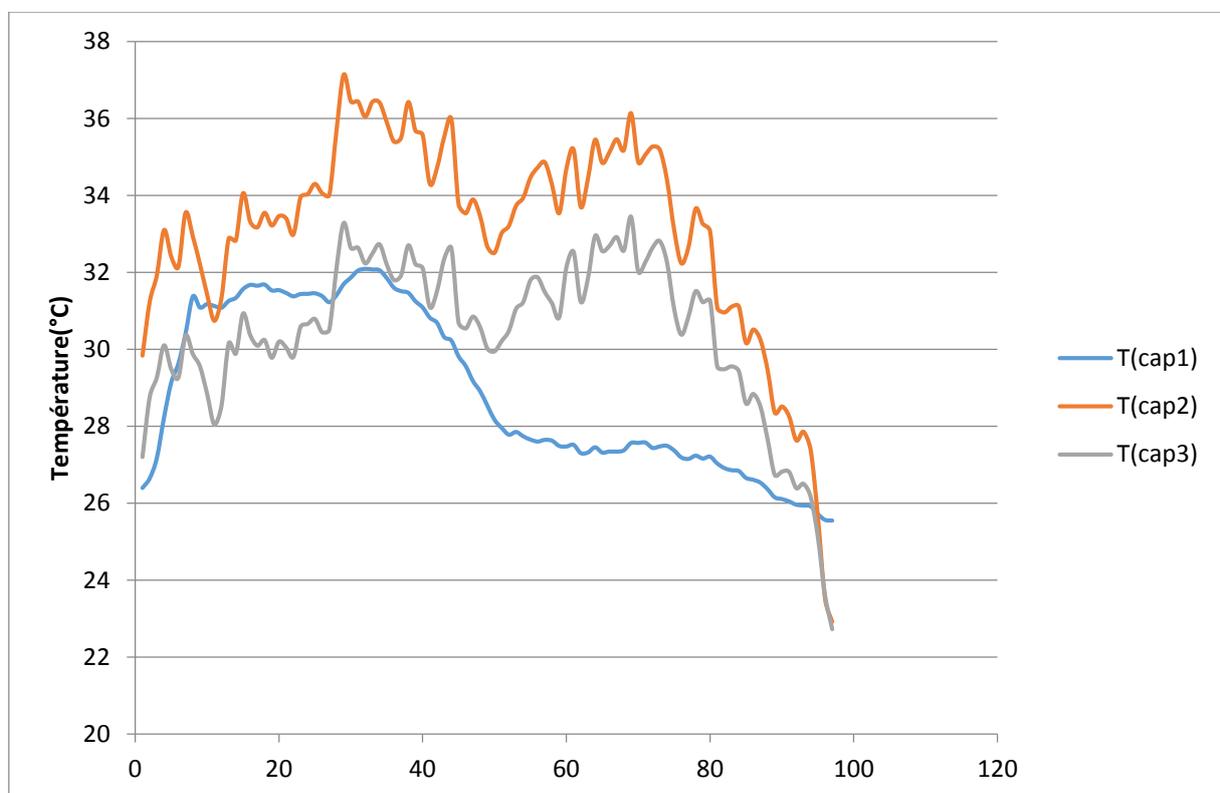


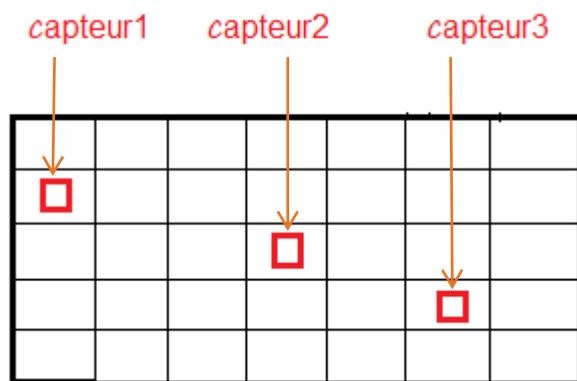
Figure 6.1: Températures mesurées T_{CP1} , T_{CP2} et T_{CP3} le 22 Mai 2014

Néanmoins, on observe une petite différence de température (qui n'excède pas 3 degrés) entre les trois graphes qui correspondent aux trois capteurs.

Cette différence de température peut s'expliquer par ce qui suit :

- ✚ Dans notre modèle de prédiction nous avons considéré que l'évacuation de chaleur dans le panneau est unidirectionnelle (selon l'épaisseur Z). Cependant, dans la réalité le transfert de chaleur se fait dans les trois directions X , Y et Z . Prenons la température du capteur 2 (T_{CP2}) qui se trouve au milieu du panneau. Cette température

est toujours supérieure à celle des capteurs 1 et 3 (T_{CP1} et T_{CP3}). La position des capteurs schématisée sur la figure ci-dessous montre que la cellule concernée par le capteur 2 échange la chaleur par conduction latéralement avec les cellules voisines. Mais ces dernières sont pratiquement à la même température de la cellule du capteur 2, ce qui fait que le gradient de température autour d'elle est très faible. Par conséquent, le flux de chaleur vers les cellules voisines est également très faible. Par contre les cellules concernées par les capteurs 1 et 3 évacuent la chaleur par convection avec l'air ambiant sur les axes latéraux. Cette air à température ambiante permet une meilleure évacuation de la chaleur et donc un meilleur refroidissement des cellules concernées comme nous l'avons constaté par nos mesures



- ✚ On maintient les capteurs sur la face arrière du panneau avec une colle. Cette façon de maintien n'est pas parfaite, l'inhomogénéité de cette couche de colle peut créer des résistances différentes d'un capteur à l'autre.

On a aussi remarqué que les graphes de température des capteurs 2 et 3 ont une variation identique avec une différence de 2.5 degrés. Cependant, le graphe de température du capteur 1 ne suit pas la variation des capteurs 2 et 3. La raison est que, dans la journée du TP, la direction du vent n'était pas tout à fait parallèle à la surface du panneau. En outre, la partie du panneau où se trouve le capteur 1 était plus exposée à l'écoulement d'air que les parties où se trouvent les capteurs 2 et 3.

VI.2 Comparaison entre les températures T_t (avec R), NOCT, SNL et $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$.

T_t (avec R) est la température calculée à partir de notre modèle mathématique.

NOCT et SNL sont des modèles empiriques de prédiction de la température.

$T_{\text{Moyenne Mesurée}}$ est la moyenne arithmétique des températures mesurées par les trois capteurs.

La référence de cette comparaison est la température moyenne mesurée.

Pour une première comparaison, on prend les mesures de la journée du 22 Mai 2014. On remarque que T_t (avec R) est la plus proche de la température moyenne mesurée ($T_{\text{Moyenne Mesurée}}$). En plus, les deux graphes représentant les températures T_t (avec R) et $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$ suivent la même variation en termes de fluctuation, avec des pics qui ont lieu dans la même direction.

La température du modèle SNL, qui est moins proche de la température moyenne mesurée, elle aussi suit la même variation avec $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$ en termes de fluctuation.

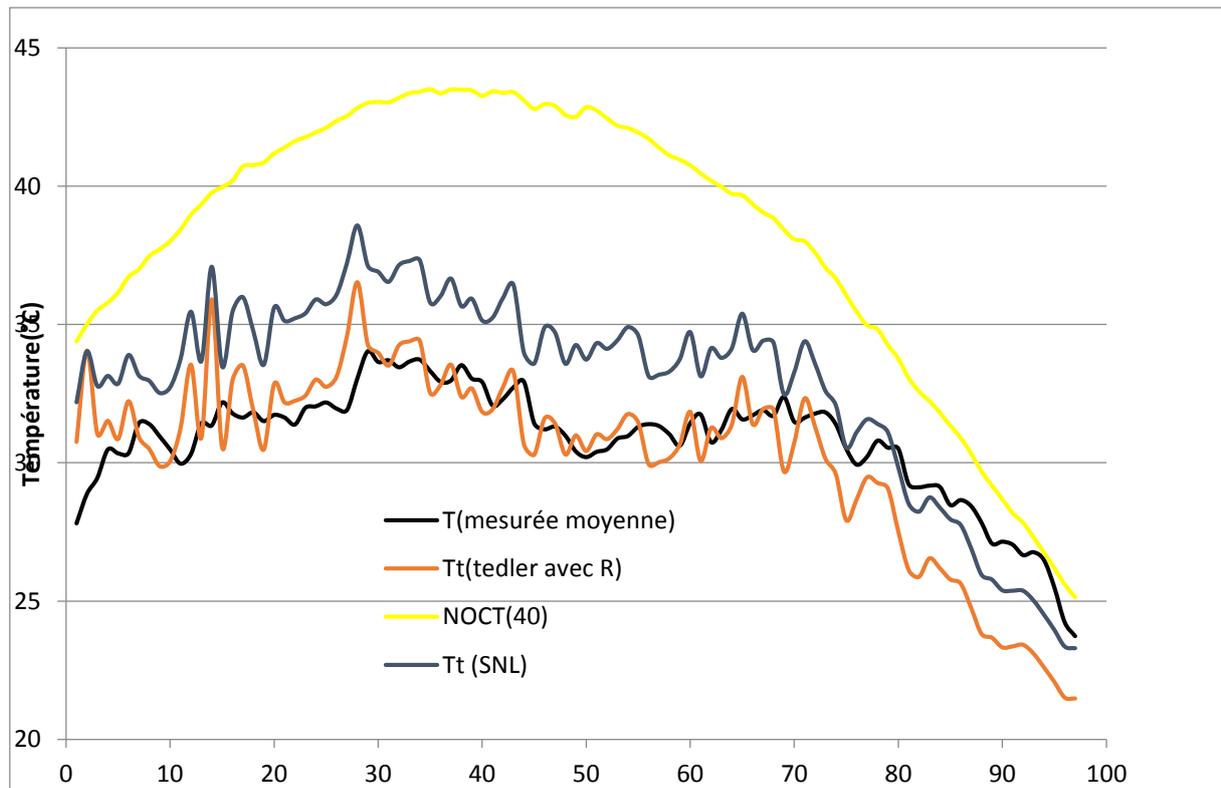


Figure 6.2 : Températures T_t (avec R), NOCT, SNL et $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$. Le 22 Mai 2014.

La température calculée varie presque de la même manière que la température du modèle SNL avec un ΔT quasiment constant. Ceci est dû au fait que l'un des paramètres qui régissent la température des cellules photovoltaïques n'a pas un impact égal sur les deux températures T_t (avec R) et SNL.

Cependant, le ΔT entre la température du modèle NOCT d'une part, et les températures T_t (avec R), SNL et $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$ d'autre part est largement supérieur aux autres écarts.

Prenons maintenant les mesures de la journée du 14 Mai 2014. Les données météorologiques (la température ambiante, l'irradiation et la vitesse du vent) sont proches de celles de la journée du 22 Mai 2014. La température calculée et celle du modèle SNL varient pratiquement de façon identique. Ceci confirme les résultats mentionnés ci-dessus.

La température du modèle NOCT reste toujours loin des autres températures, ce qui fait que le modèle NOCT ne donne pas des résultats fiables pour des journées typiques comme le 14 et le 22 Mai.

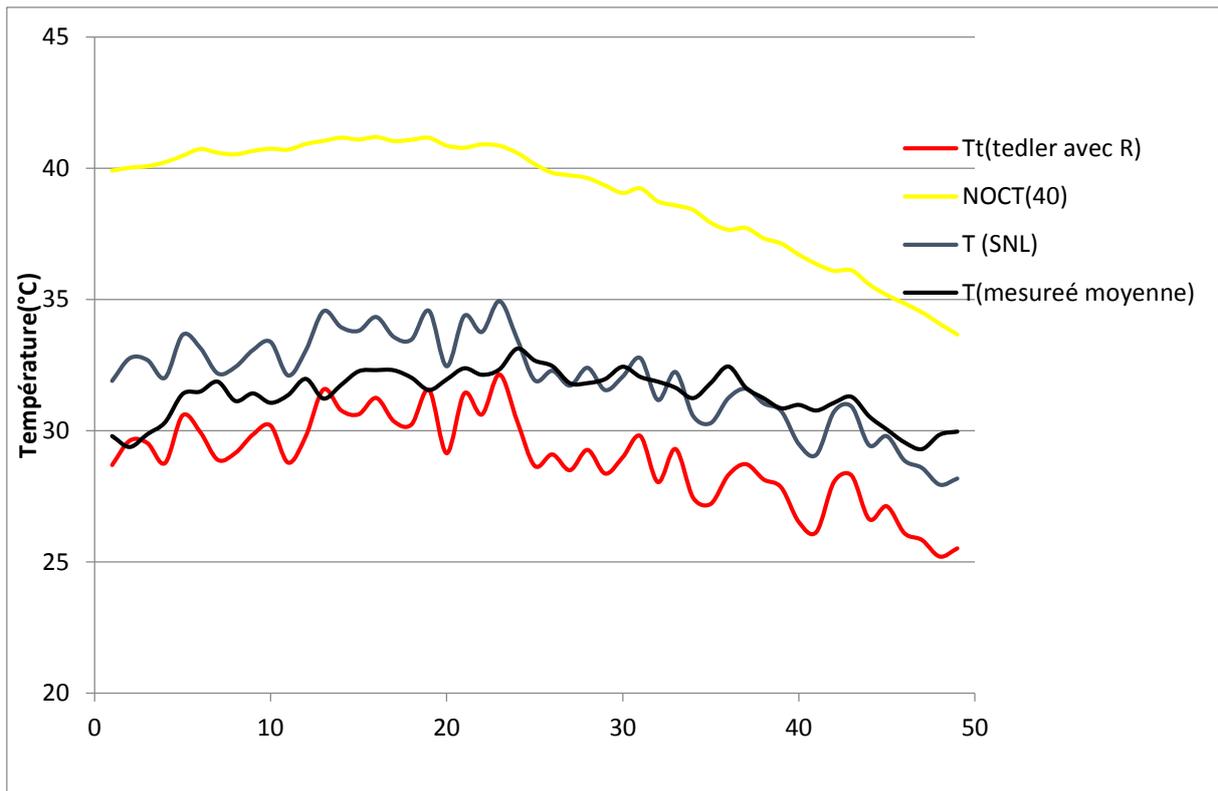


Figure 6.3: Températures T_t (avec R), NOCT, SNL et $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$. Le 14 Mai 2014.

Restons toujours avec les mesures de la journée du 14 Mai 2014. La courbe de $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$ suit une variation presque identique à celle de $T_{\text{Calculée}}$ et celle de T_{SNL} . Bien qu'il y'a un écart de temps entre le graphe de $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$ d'une part, et les graphes de $T_{\text{Calculée}}$ et T_{SNL} d'autre part. Cet écart de temps est expliqué par le temps de réponse du capteur qui est le temps de la phase transitoire (le temps nécessaire pour atteindre un changement maximal de la température par échange de rayonnement).

Puisque les données météorologiques des journées du 14 et 22 Mai 2014 sont proches, on a pensé à exploiter des résultats pour lesquels la température ambiante, l'irradiation et la vitesse du vent sont différentes de celles considérées dans notre expérimentation. Pour cela, on a choisi les résultats obtenus par mon promoteur sur le même panneau dans la journée du 10 Octobre 2013. Après exploitation, on remarque que la courbe représentant la température du modèle NOCT est proche de la courbe de $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$ ainsi que $T_{\text{Calculée}}$ et T_{SNL} , quoiqu'elle ne suive pas la même variation en termes de fluctuation, et elle n'a pas les mêmes pics que ceux des autres courbes.

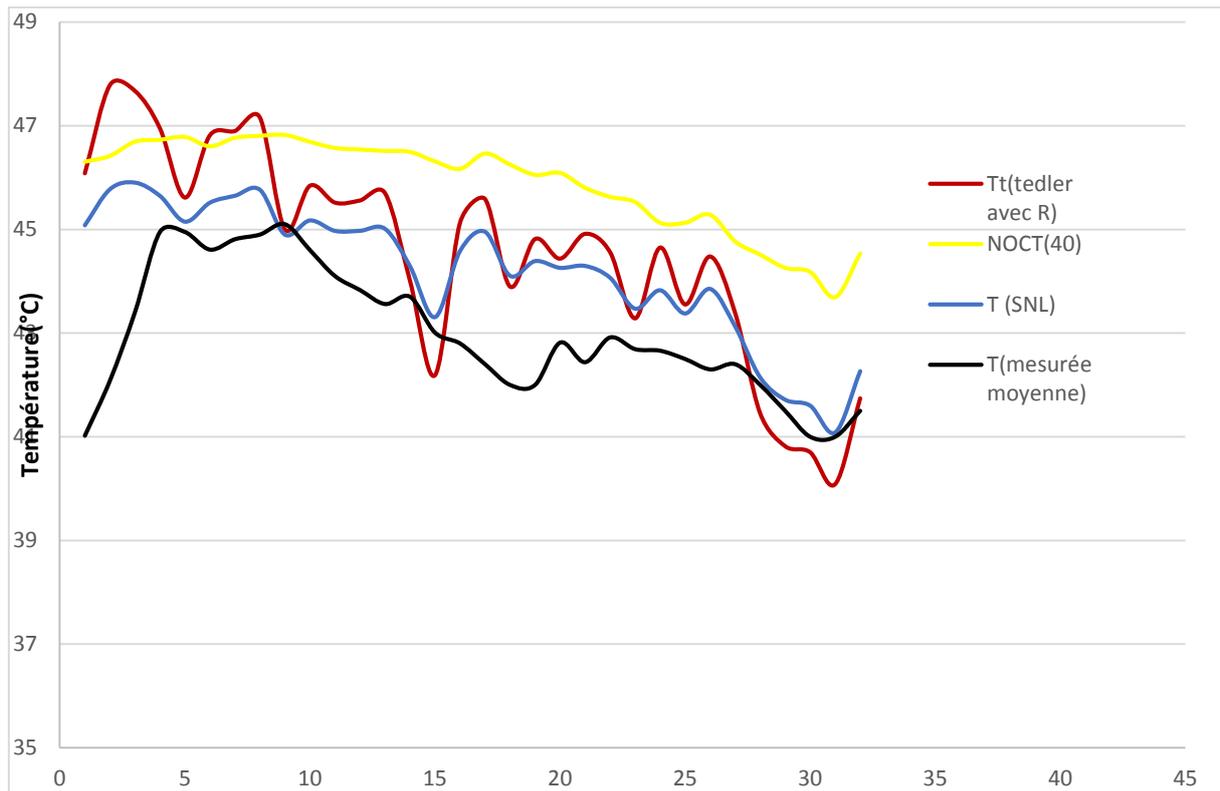


Figure 6.4: Températures T_t (avec R), NOCT, SNL et $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$. Le 10 Octobre 2013.

Si on revient à la formule qui régit la température de NOCT, on voit que la condition nécessaire pour appliquer cette formule, à savoir, la vitesse du vent est $V=1\text{m/s}$ est relativement proche des conditions de la journée du 10 Octobre 2013. C'est pour cela que la courbe du modèle NOCT est pratiquement aussi fiable que les autres courbes.

VI.3 Impact des paramètres météorologiques sur l'évolution des courbes de température :

VI.3.1 Impact de la vitesse du vent :

Pour la journée du 22 Mai 2014, on remarque que plus la vitesse du vent augmente, plus la température calculée ($T_{\text{Calculée}}$) diminue et vice versa. C'est une relation inversement proportionnelle. Cette relation est justifiée par le fait que le modèle de $T_{\text{Calculée}}$ dépend du coefficient de la convection thermique qui, à son tour, est en relation directe avec la vitesse du vent.

En ce qui concerne le modèle SNL, le comportement de la température avec la vitesse du vent est le même que celui de la température calculée ($T_{\text{Calculée}}$) sauf que la variation de température est moins importante que celle de $T_{\text{Calculée}}$ et $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$. On conclut que le modèle SNL est lui aussi sensible à la convection thermique mais avec une importance réduite.

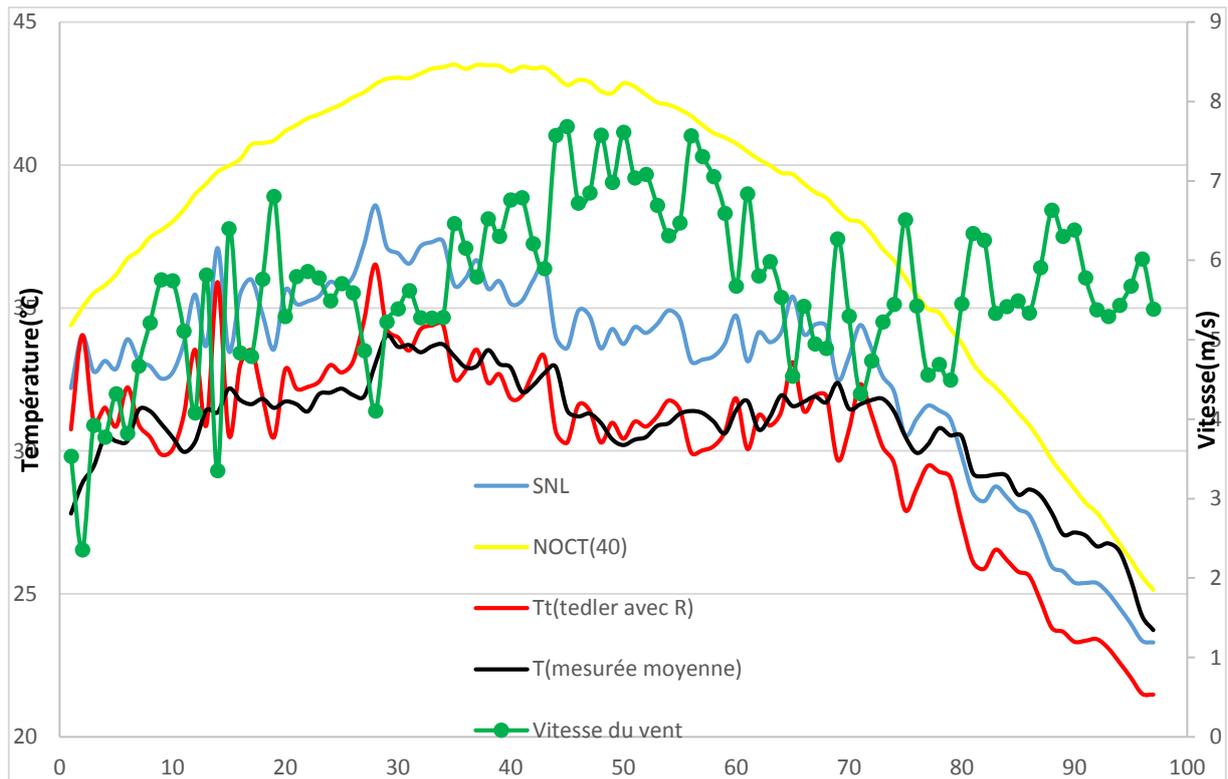


Figure 6.5: Impact de la vitesse du vent le 22 Mai 2014

La vitesse du vent dans la journée du 22 Mai 2014 varie entre 2 et 6m/s, or pour que le modèle NOCT donne des résultats fiables, il faut que la vitesse du vent soit égale à 1m/s. cela fait que les résultats de ce modèle ce jour-là sont loin de la réalité.

Pour la journée du 10 Octobre 2013, la vitesse du vent varie entre 1.5 et 3m/s. Les températures $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$, $T_{\text{Calculée}}$ et T_{SNL} se comportent de manière semblable à celle constatée dans la journée du 22 Mai 2014 mais avec une ampleur réduite. Cela justifie la sensibilité de $T_{\text{Calculée}}$ et T_{SNL} au phénomène de convection thermique.

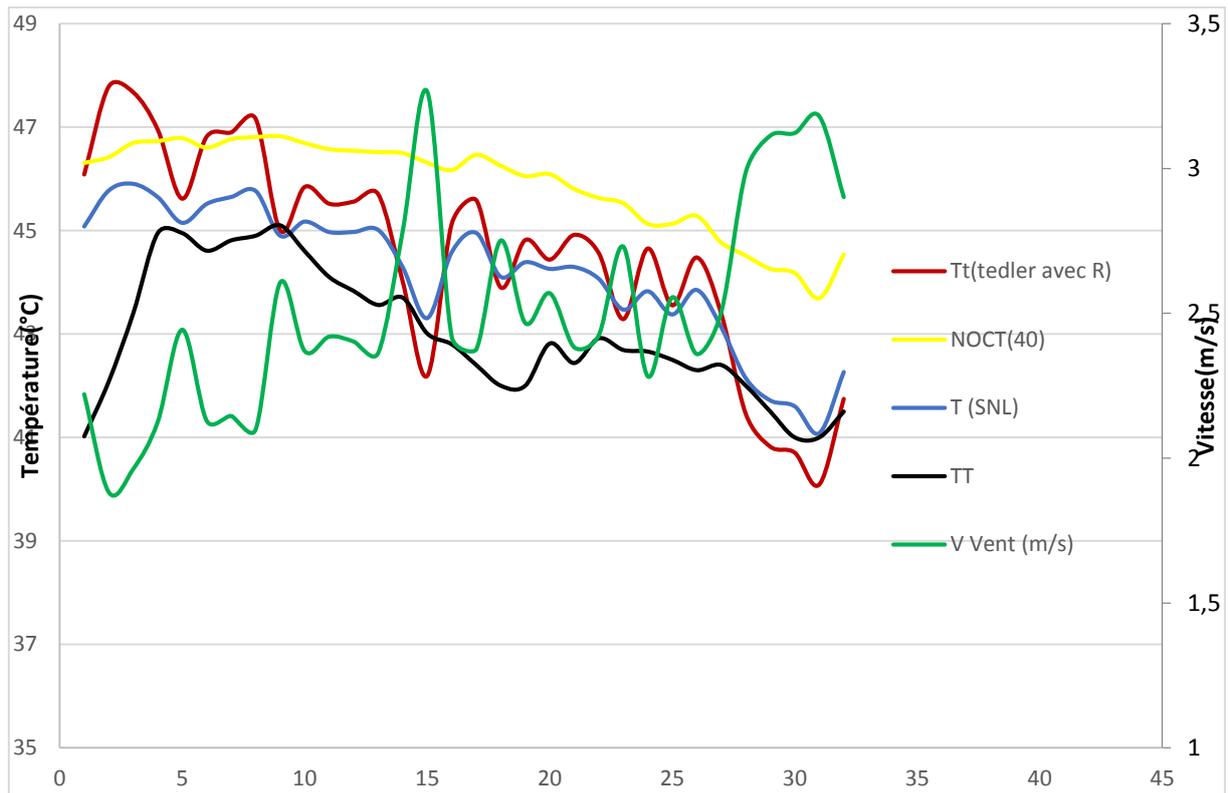


Figure 6.6: Impact de la vitesse du vent le 10 Octobre 2013

On constate que la courbe qui représente la température NOCT s'approche de la courbe de $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$. En outre, plus la vitesse du vent diminue et s'approche de 1 m/s plus la température mesurée augmente et s'approche à T_{NOCT} .

VI.3.2 Impact de l'irradiation :

Pour la journée du 22 Mai 2014, à 9h30mn, les trois courbes de températures ($T_{\text{Calculée}}$, T_{SNL} et T_{NOCT}) sont proches les unes des autres et sont toutes proches de la courbe de $T_{\text{Moyenne Mesurée}}$. Avec l'augmentation de l'irradiation, la température pour chacun des modèles augmente mais avec des amplitudes différentes.

A 13h30mn, l'irradiation atteint sa valeur maximale où la température mesurée elle aussi est maximale pour chacun des modèles de température.

Ensuite, la température de la surface de *Tedlar* diminue avec la baisse de la valeur de l'irradiation jusqu'à atteindre une valeur minimale lorsque l'irradiation est aussi minimale.

Si on compare les graphes des températures $T_{\text{Calculée}}$ et T_{SNL} avec celui de T_{NOCT} , on remarque que T_{NOCT} est la plus sensible à l'irradiation, car au cours de l'augmentation de l'irradiation, $T_{\text{Calculée}}$ et T_{SNL} augmentent avec des pics hauts et bas justifiés par l'influence de l'échange de chaleur par convection.

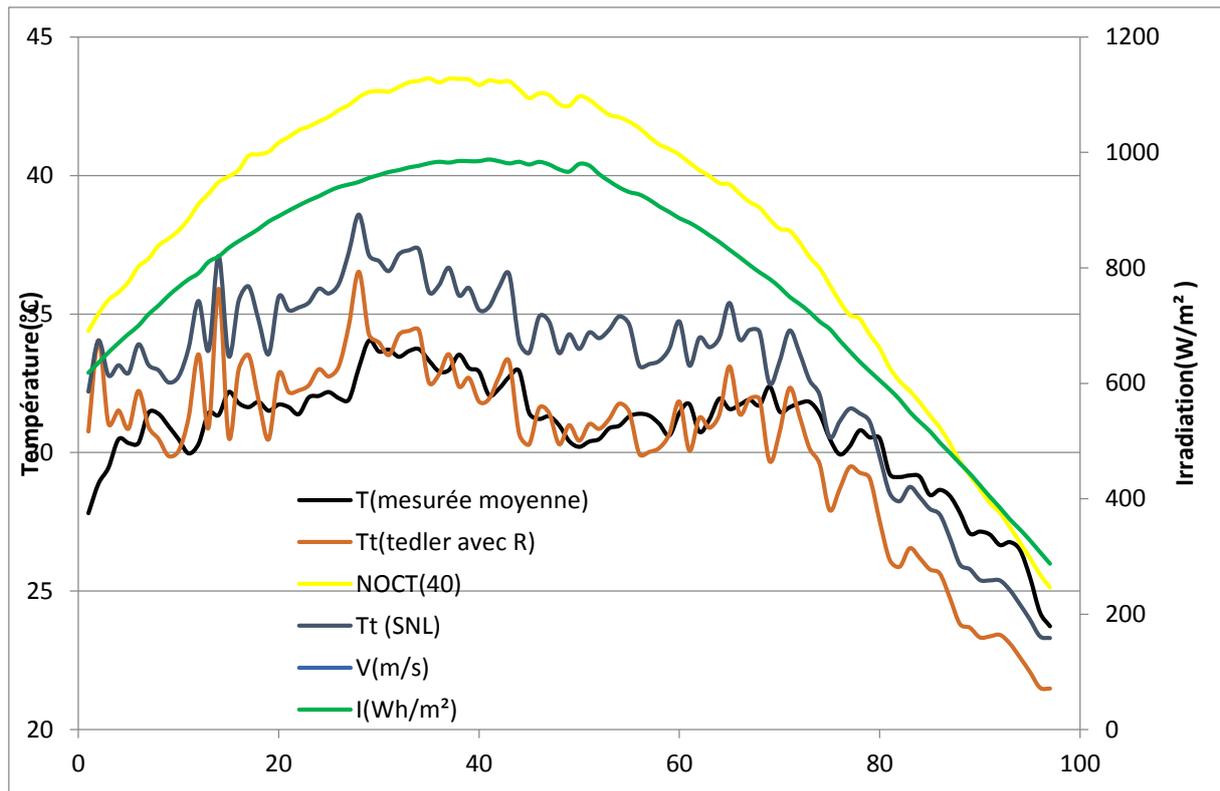


Figure 6.7: Impact de l'irradiation le 22 Mai 2014

On observe également que l'évolution de la température T_{NOCT} se fait avec l'écart le plus important par rapport à la température de *Tedlar* et suit l'évolution de l'irradiation de manière quasiment parfaite.

La température du modèle photovoltaïque (*Tedlar*) atteint sa valeur maximale (31°C) au milieu de la journée où l'irradiation est aussi maximale. Pour une température de 31°C , la puissance de sortie (P_{utile}) et le rendement prennent des valeurs acceptables.

Pour la journée du 10 Octobre 2013, on n'observe pas une évolution significative de l'irradiation, car les mesures ont été faites sur un intervalle de temps court (3 heures seulement : de 11h30mn à 14h30mn). On voit aussi que la courbe de T_{NOCT} est proche des courbes des autres modèles de températures, ce qui a été expliqué plus haut (vitesse de vent proche de 1m/s).

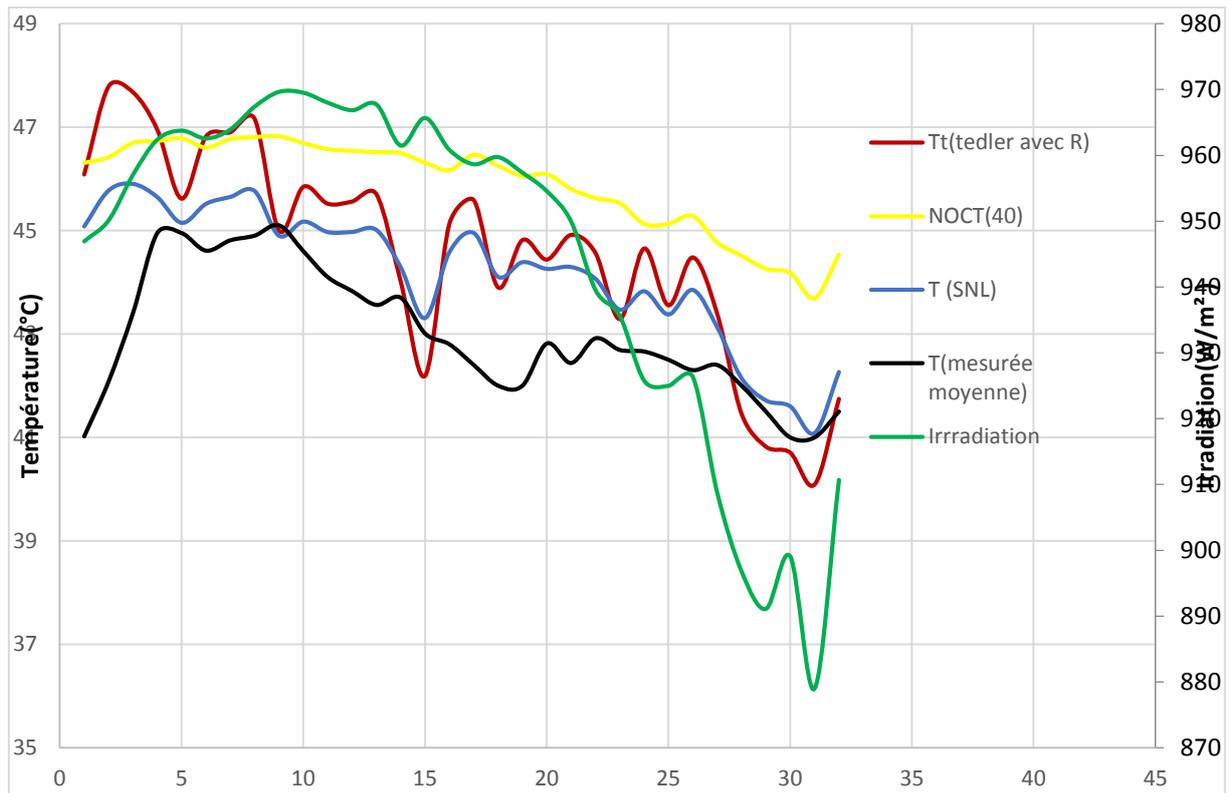


Figure 6.8: Impact de l'irradiation le 10 Octobre 2013

La particularité dans cette journée est la température du modèle photovoltaïque (*Tedlar*) qui atteint 45°C. Cette valeur de température a un impact négatif sur la production de l'électricité, car la température nominale pour notre modèle photovoltaïque est 40°C, sachant que pour chaque degré en plus on perd 0.41% de puissance utile. Alors, pour les cinq degrés en plus des 40°C, on perd 2.05% de puissance.

VI.3.3 Impact de la température ambiante :

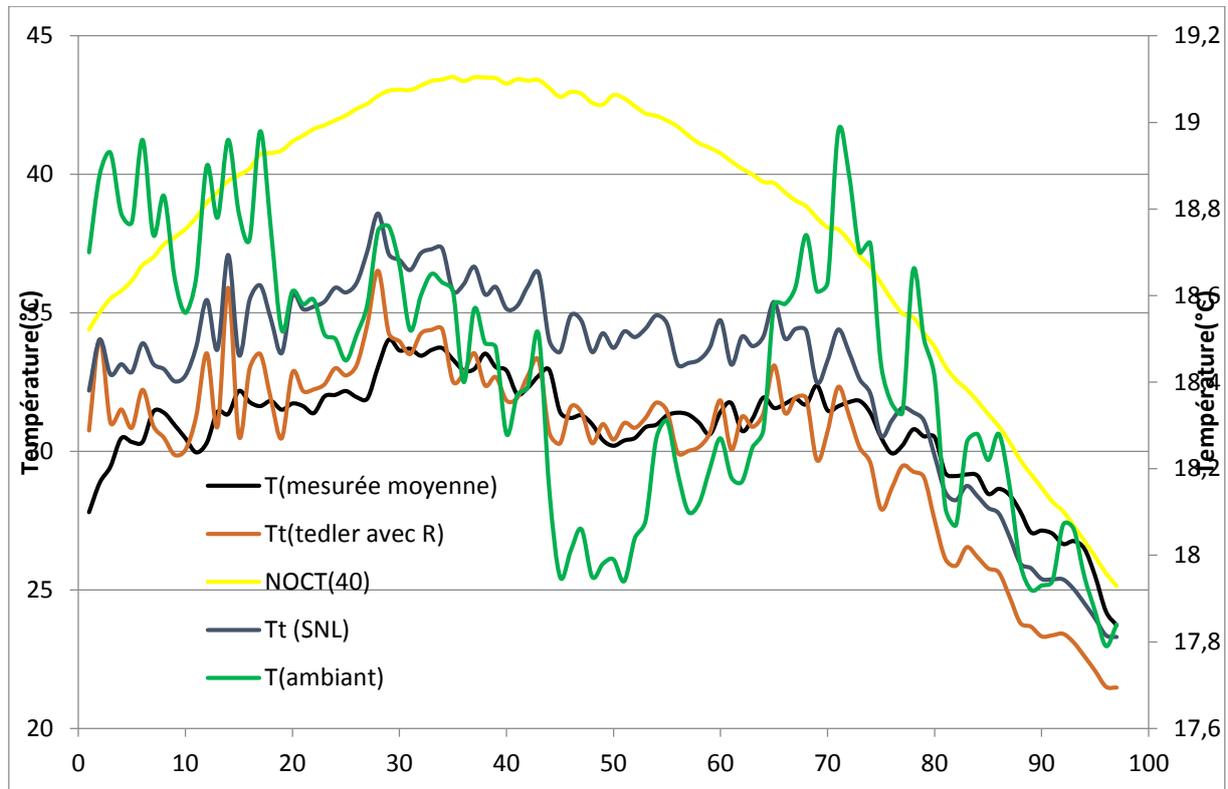


Figure 6.9: Impact de la température ambiante le 22 Mai 2014

La variation de la température ambiante n'est pas tellement significative durant la même journée (une variation d'environ 1°C). Or, cette variation est remarquable d'une journée à l'autre. Par exemple :

- Pour la journée du 10 Octobre 2013, $T_{\text{ambiante}} = 22^{\circ}\text{C}$.
- Pour le 14 Mai 2014, $T_{\text{ambiante}} = 15,5^{\circ}\text{C}$.
- Pour le 22 Mai 2014, $T_{\text{ambiante}} = 18,4^{\circ}\text{C}$.

Quant à la température mesurée, on a pris une valeur journalière moyenne. Ces valeurs sont :

- 31°C, pour la journée du 14 Mai 2014.
- 32°C, pour la journée du 22 Mai 2014.
- 43°C, pour la journée du 10 Octobre 2013.

Passant maintenant à la température calculée. Les valeurs prises sont également les valeurs moyennes et sont données comme suit :

- 29°C, pour la journée du 14 Mai 2014.
- 32°C, pour la journée du 22 Mai 2014.
- 44,57°C, pour la journée du 10 Octobre 2013.

Les valeurs de la température T_{SNL} sont aussi calculées :

- 32 °C, pour la journée du 14 Mai 2014.
- 34.9°C, pour la journée du 22 Mai 2014.
- 44.2 °C, pour la journée du 10 Octobre 2013.

Pour la température T_{NOCT} , on a les valeurs suivantes :

- 39 °C, pour la journée du 14 Mai 2014.
- 42.4 °C, pour la journée du 22 Mai 2014.
- 45.9 °C, pour la journée du 10 Octobre 2013.

La température calculée ainsi que la température T_{SNL} varient proportionnellement avec la température ambiante. En outre, la température ambiante a un impact direct sur l'échange de chaleur par convection et par rayonnement. Et comme le modèle de température T_{SNL} suit la même variation que celle de $T_{Calculée}$, alors le modèle SNL prend bien en considération les deux modes de transfert de chaleur.

Le modèle de température de NOCT varie proportionnellement avec la température ambiante et la considère comme température de base à laquelle il ajoute une fraction qui dépend de l'irradiation.

En conclusion, notre modèle a abouti à des résultats très fiables, très précis et très proches des résultats réels. La même conclusion est faite pour le modèle de température SNL qui prend en considération l'impact des trois paramètres météorologiques, à savoir : la température ambiante, l'irradiation et la vitesse du vent. Par contre, le modèle de température NOCT n'est pas fiable pour être appliqué avec les données météorologiques considérées dans notre étude.

VI.4 Comparaison entre les températures T_t (avec R), T_C (avec R) et T_V (avec R) :

T_C (avec R) est la température des cellules du panneau photovoltaïque.

T_V (avec R) est la température du verre du panneau.

La température de la cellule photovoltaïque est supérieure à la température de la plaque de verre et à celle de la plaque de *Tedlar*. Ceci s'explique par le fait que la cellule photovoltaïque est un générateur thermique qui convertit le rayonnement solaire reçu en électricité et en chaleur.

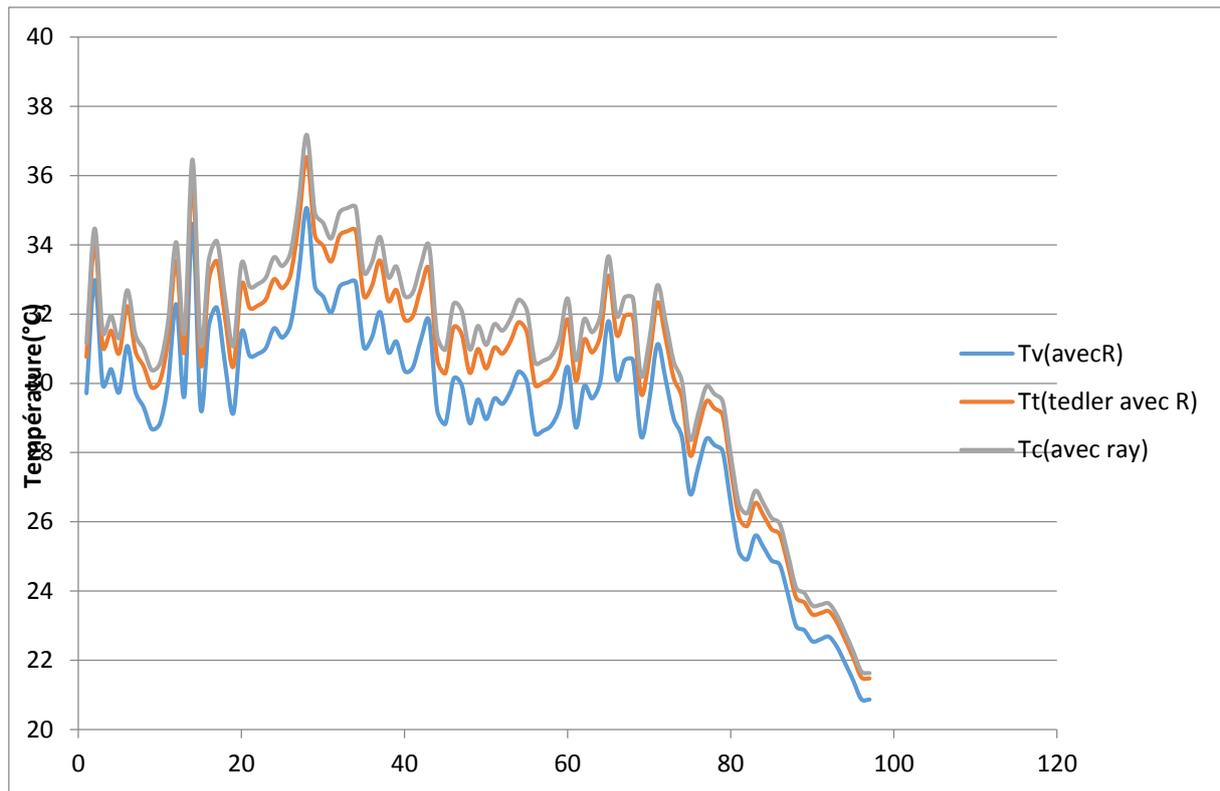


Figure 6.10: Températures T_t (avec R), T_C (avec R) et T_V (avec R)

Mais la remarque la plus importante est la différence entre T_t et T_C . Cette différence est de l'ordre de 0.55°C ($T_{t \text{ moyenne}}=30.34^\circ\text{C}$ et $T_{C \text{ moyenne}}=30.89^\circ\text{C}$). Cela implique que la déperdition de chaleur par conduction est négligeable devant la déperdition due à la convection et au rayonnement.

VI.5 Simplification du modèle :

En premier lieu, on néglige la résistance de conduction. Alors, on considère que le panneau photovoltaïque est toujours composé de trois couches tandis que la température est considérée uniforme dans tout le panneau.

On appelle T_m (sans conduction) : la température du module photovoltaïque après avoir négligé la conduction.

Et T_t (avec rayonnement) : la température de la surface de *Tedlar* ou on a pris en considération tous les modes de transfert de chaleur.

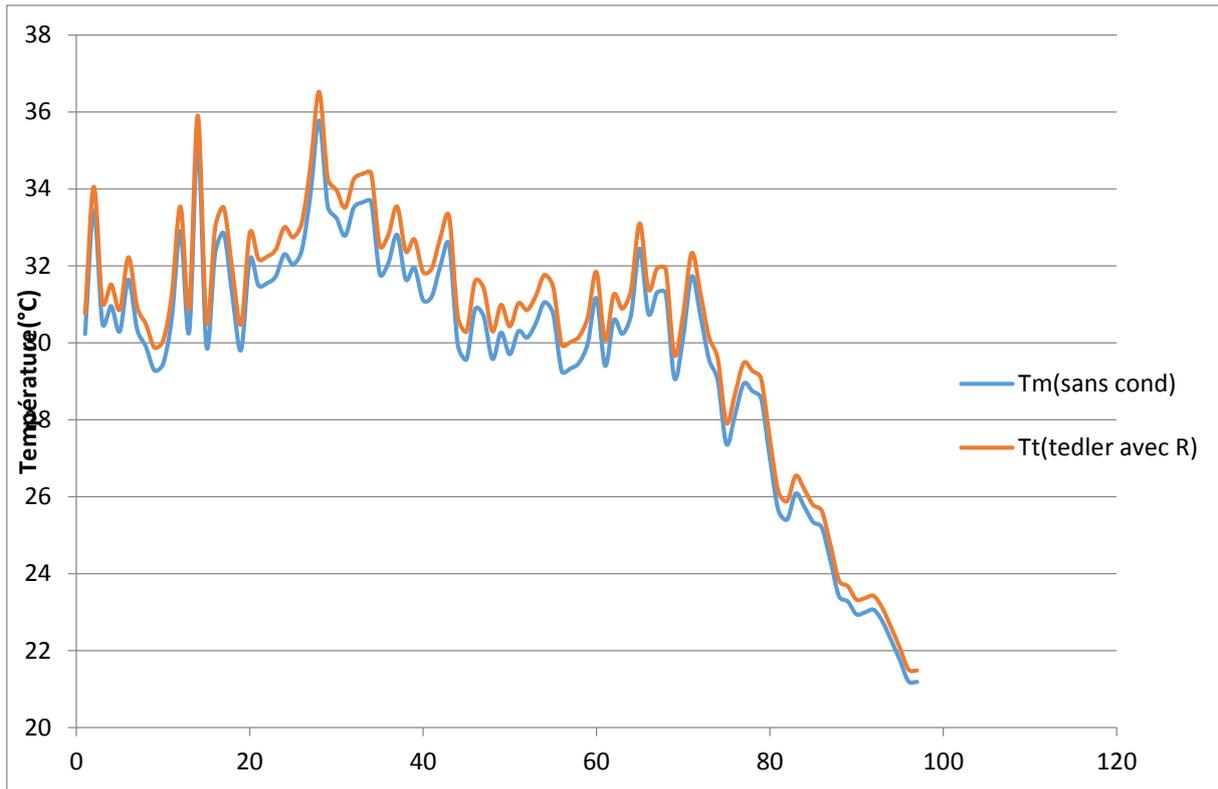


Figure 6.11:Températures T_m (sans conduction) et T_t (avec rayonnement)

La comparaison des courbes des T_m (sans conduction) et T_t (avec rayonnement) a montré qu'elles suivent pratiquement la même variation avec une différence de température moyenne de 0.62°C :

$$\Delta T = T_m (\text{moyenne}) - T_t (\text{moyenne})$$

$$\Delta T = 30.34 - 29.72 = 0.62^\circ\text{C}.$$

Résultat : le modèle T_m (sans conduction) donne des résultats appropriés.

La deuxième simplification est de considérer le régime stationnaire du modèle de température sans conduction, donc l'effet du temps n'est pas pris en considération.

On appelle T_m (sc stationnaire) : la température du module photovoltaïque sans conduction en régime stationnaire.

La comparaison des courbes des T_m (sans conduction) et T_m (sc stationnaire) a montré qu'elles suivent parfaitement la même variation.

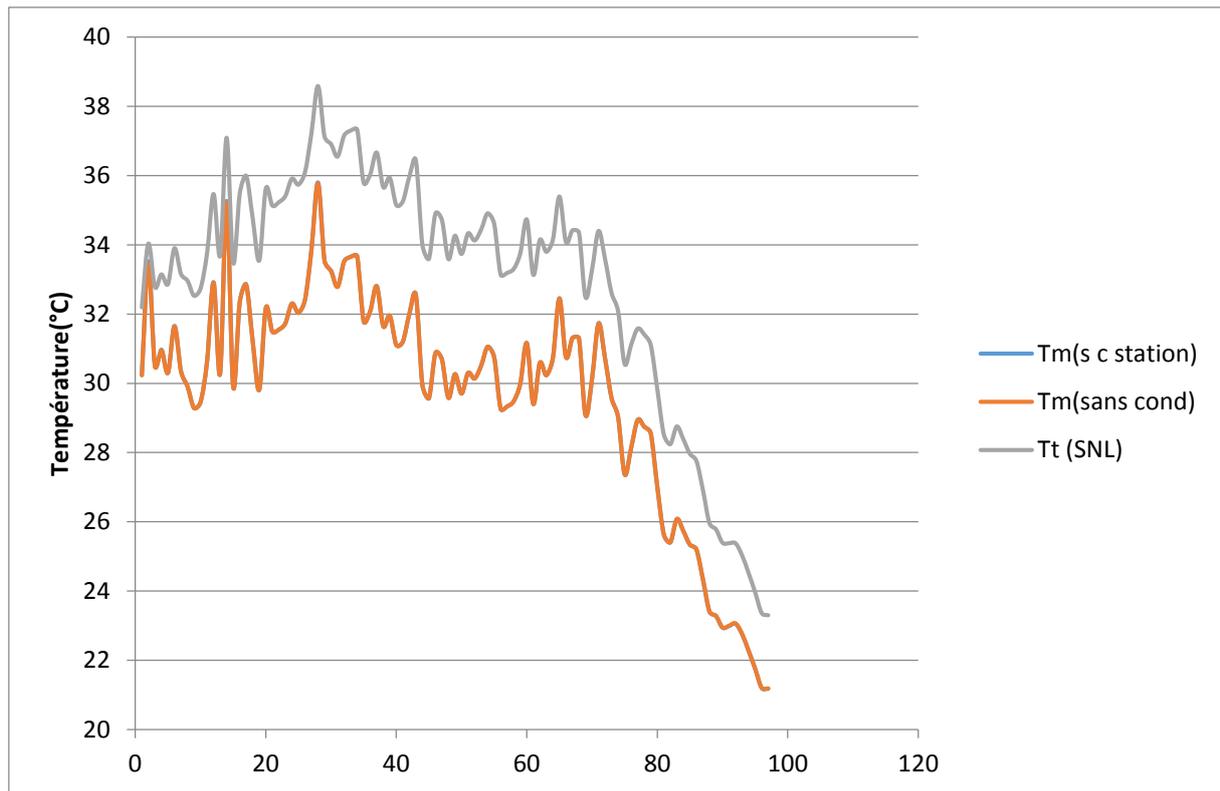
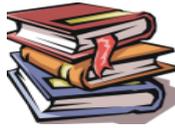


Figure 6.12: Température T_m (sans conduction) et T_m (sc stationnaire)

Le modèle de température T_m (sc stationnaire) est le modèle le plus simplifié qui donne toujours des résultats fiables et précis.



Références Bibliographiques

- [1] Robert Foster, Majid Ghassemi et Alma cota, Solarenergy renwable Energy and the Environment, 2010
- [2] Document, Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique mars 2011, C'est un document a été élaboré par le ministère de l'énergie et des mines.
- [3] www.Areva.com
- [4] E. Schiller « Le pompage photovoltaïque », manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, universités d'Ottawa, 1998.
- [5] A. Labouret et M.Villoz « Energie solaire photovoltaïque le manuel du professionnel », DUNOD, Paris, 2003.
- [6] TOUAFEK. Khaled Etude d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique Mémoire Magister 02/10/2005
- [7] American Society for Testing and Materials (ASTM) Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, ASTM G173-03
<http://rredc.nrel.gov/solar/spectra>.
- [8] Edmond Becquerrel. Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. C.R. Acad. Sci., 9 :561-567, 1839.
- [9] K. Emery, J. Burdick, Y. Caiyem, D. Dunlavy. Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems. IEEE, Photovoltaic Specialists Conference, 13-17 May 1996 pp: 1275 – 1278
- [10] W. Shockley et H. J. Queisser, DETAILED BALANCE LIMIT OF EFFICIENCY OF P-N JUNCTION SOLAR CELLS. J. APPL. PHYS. 32, 510 (1961); DOI:10.1063/1.1736034.
- [11] D. Zaouk, Y. Zaatari, A. Khoury,; C. Llinares,; J.-P. Charles. Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure. IEEE Mediterranean Conference for PV 16-17 Nov2000.pp: 93 – 9
- [12] J. P. B. J.F. Ziegler, U. Littmark, «The Stopping and Range of Ions in Solids».Pergamon, New York 1985.

REFERENCES

- [13] ACHOUR BETKA, "Perspectives For The Sake Of Photovoltaic Pumping Development In The South", Faculty of Engineering Department of Electrical Engineering.
- [14] A. El Amrani, A. Mahrane, F.Y. Moussa et Y. Boukennous, Procédé d'encapsulation des modules photovoltaïques type mono-verre, Rev. Energ. Ren. Vol. 9 (2006) 37 – 42
- [15] F. Serrano-Casares and O. Aguilera, 'On the Improvement of the Conversion Efficiency of Photovoltaic Modules by the Encapsulation Materials', Proceedings of 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, Vol. 2, pp. 2218 - 2221, 1998.
- [16] El Amin KOUADRI BOUDJELTHIA, "Piégeage des impuretés métalliques présentes dans le silicium destiné au photovoltaïque par plasma immersion ion implantation (PIII) "Thèse doctorat Université d'Orléans
- [17] J. J. Wysocki and P. Rappaport, Effect of temperature on photovoltaic solar energy conversion. J. Appl. Phys. 31, 571–578. (1960).
- [18] Stefan Krauter, Mohammed J. Salhi, Sandra Schroer, Rolf Hanitsch, New façades system consisting of combined photovoltaic and solar thermal generators with building insulation. Seventh International IBPSA Conference Rio de Janeiro, Brazil August 13-15, (2001).
- [19] D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvill, Photovoltaic Array Performance Model, Sandia National Laboratories California 2004
- [20] J. F. Sacadura, Initiation aux transferts thermique, Edition Lavoisier, 1985.
- [21] J. BERNARD. Energie solaire calculs et optimisation. Edition ellipses. 2004.
- [22] A. D. Jones and C. P. Underwood, A thermal model for photovoltaic systems. Solar Energy Vol. 70, No. 4, p349-359, (2001).