

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE CONSTANTINE1

FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR

DEPARTEMENT DE GENIE CLIMATIQUE

---

# MEMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Magistère

En Génie Climatique

Option

THERMIQUE DU BATIMENT ET REFRIGERATION

THEME :

*Production et performance des capteurs  
hybrides (PV/T) à eau intégrés dans le  
bâtiment-cas de l'Algérie-*

Par : BENBOUZA CHAOUKI

Les membres de jury sont :

---

Président :	M. Rouabah M. Salah	Professeur	Université Constantine 1
Rapporteur :	M. Kaabi Abdennacer	Professeur	Université Constantine 1
Examineurs :	M. Mehri Zine Labidine	Professeur	Université Constantine 1
	M. Bachtarzi A/Malik	M. C	Université Constantine 1

# Remerciements

*Je tiens à remercier le professeur Kaabi Abdenacer pour ses encouragements, et les conseils précieux tout le long du travail.*

*Mes sincères remerciements aussi pour tous mes enseignants, au département de génie climatique université de Constantine1, et spécialement Monsieur Mehri, M. Rouabah M. Salah, Monsieur Bechtarzi et Monsieur Belhamri.*

« Je suis reconnaissant envers ceux qui m'ont répondu « NON » ; grâce à eux, je l'ai fait moi-même ». Albert.E

*A mon Père et à ma mère*

*A ma femme et mes enfants*

*A mes frères et sœurs*

*A ma belle mère*

# SOMMAIRE

Liste des symboles

Liste des figures

Liste des tableaux

Résumé

Introduction Générale.....1

## Chapitre N°1 : L'énergie Solaire

Introduction.....	4
I- 1/ Géométrie terre-solaire .....	4
I-2/ Paramètres de position.....	5
I-2-1/ Coordonnées géographiques.....	5
I-2-2/ Coordonnées horaires.....	7
I-3/ Diagramme solaire.....	8
I-4/Caractéristique du rayonnement solaire.....	9
I-5/ Rayonnement global pour une surface horizontale.....	11
I-5-1/ Le rayonnement direct.....	11
I-5-2/ Le rayonnement diffus.....	12
I-5-3/ L'albédo.....	13
I-6/ Rayonnement global pour une surface inclinée.....	13
I-7/ Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire.....	14
I-7-1/ la masse atmosphérique (masse d'air).....	14
I-7-2/ Atténuation du rayonnement solaire.....	15
I-8/ Spectre solaire.....	16
I-9/ Potentiel solaire et le marché photovoltaïque en Algérie.....	19

## Chapitre N°2 : Le solaire thermique (th)

2-1/ introduction.....	21
2-2/ les différentes technologies des capteurs solaires thermiques.....	21
2-2-1/ principes.....	21
2-2-2/ capteur sans vitrage.....	21
2-2-3/ capteurs plans vitrés.....	22
2-2-4/ capteurs sous vide.....	25
2-3/ Performances des capteurs.....	27
2-4/ paramètres régissant le fonctionnement d'un capteur solaires plan.....	28
2-4-1/paramètres externes.....	28
2-4-2/paramètres internes.....	28
2-5/ bilan thermique et rendement d'un capteur solaires plan conventionnel.....	28

# Chapitre N°3 : Le solaire photovoltaïque (PV), principes & Modélisation sous Matlab

3-1/ introduction.....	30
3-2/ qu'est ce que l'énergie solaire photovoltaïque ?.....	30
3-3/ principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	30
3-3-1/ Les différentes technologies.....	31
3-3-2/Principe du photo courant.....	33
3-3-3/Dopage des semi-conducteurs (silicium).....	34
3-4/ Propriétés des cellules solaires PV.....	35
3-4-1/ Réponse spectrale.....	35
3-4-2/ caractéristiques électriques.....	37
3-4-2-1/ caractéristique courant-tension... ..	37
3-4-2-2/ Puissance et facteur de forme.....	39
3-4-2-3/ Rendement énergétique.....	41
3-5/ Les paramètres influent sur la caractéristique $I=f(V)$ .....	42
3-5-1/ L'influence de l'éclairement.....	42
3-5-2/ L'influence de la température.....	43
3-5-3/ L'influence de l'angle d'incidence.....	44
3-6/ composants du système photovoltaïque	
3-6-1/ module photovoltaïque.....	45
3-6-2/ encapsulation des cellules.....	46
3-6-3/ calcul de la puissance des modules photovoltaïques.....	47
3-6-3-1/ nombre d'heures équivalentes.....	47
3-6-3-2/ Période d'ensoleillement.....	47
3-6-3-2/ Pertes électriques.....	47
3-7/ Rendement.....	48
3-8/Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque par Matlab.....	49
3-8-1/ Choix d'un modèle.....	50
3-8-2/ Détermination des paramètres électriques.....	51
3-8-3/ Simulation du modèle par Matlab.....	53
CONCLUSION.....	57

# Chapitre N°4 : Modélisation d'un capteur solaire hybride (PV/T)

4-1/ INTRODUCTION.....	58
4-2/Synthèse bibliographique des capteurs solaires hybrides (PV/T).....	58
4.2.1/Les capteurs solaires PV/T à air.....	60
4.2.2/ Les capteurs solaires PV/T hybrides à eau.....	68

4-3/ présentation du concept de capteurs hybrides étudié (PV/T).....	74
4-4/ Etude thermique du capteur hybrides (PV/T).....	76
4-4-1/ bilan thermique des différentes couches du capteur.....	79
4-5/Performances thermique du capteur hybride.....	84
4-6/ Résolution numérique du système.....	85

## Chapitre N° 5: résultats et interprétations

5-1/ INTRODUCTION.....	87
5-2/ Estimation du rayonnement solaire global.....	87
5-3/La variation de la température ambiante et la température du ciel.....	88
5-4/influence des paramètres externes sur la température des différentes couches du capteur PVT	89
5-5/Etude des performances électrique et thermique du PVT.....	90
5-6/Variation de la température de sortie du fluide caloporteur.....	93
5-7/Energie thermique produite au sein du PVT.....	93
5-8/variation du rendement thermique(PVT) en fonction de la température réduite....	94

## Conclusion Générale

## Bibliographie

Annexe01

Annexe02

Annexe03

## Liste des symboles

---

PV :	panneau photovoltaïque
PV/T :	panneau hybride
A :	surface [m <sup>2</sup> ]
cel :	cellule solaire
D :	diamètre du tube [m]
F :	efficacité de l'ailette
f :	fluide
G :	éclairage global [W/m <sup>2</sup> ]
hc-a :	coefficient d'échange par convection avec l'air ambiant [W/m <sup>2</sup> .K]
hcond :	coefficient d'échange par conduction [W/m <sup>2</sup> .K]
hconv :	coefficient d'échange par convection [W/m <sup>2</sup> .K]
i :	isolant
L :	longueur du tube [m]
M :	masse [Kg]
<i>m</i> :	Débit massique [Kg/s]
Nu :	Nombre de Nusselt
Pr :	Nombre de Prandtl
Re :	Nombre de Reynolds
Qth :	Energie thermique [W]
Qele :	Energie électrique [W]
Tamb :	température ambiante [K]
Ts :	température de sortie de fluide [K]
Te :	température d'entrée de fluide [K]

$\tau$	tedlar
$U_{p-a}$	coefficient des pertes
$W$	pas entre les tubes du serpentin [m]
$\lambda$	conductivité thermique [W/m.K]
$\epsilon$	émissivité
$\rho$	Masse volumique [Kg/m <sup>3</sup> ]
$\mu$	viscosité dynamique [Kg/ms]
$\sigma$	Constante de Stefan-Boltzman
$\delta$	Épaisseur [m]
$\eta$	Rendement [%]
$dt$	Pas de temps

## Listes des figures

---

Figure 1-1 : L'orbite terrestre et les saisons.....	2
Figure 1-2 : Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année.....	3
Figure 1-3 : organigramme simplifié permettant le traçage du..... diagramme solaire pour une latitude donnée.	5
Figure 1-4 : Spectre du rayonnement solaire.....	15
Figure 1-5 : Carte représentant l'irradiation globale journalière ..... en Algérie	16
Figure 1-6 : carte du globe énergie solaire annuelle moyenne ..... en KWh reçue sur un plan horizontal	16
Figure1-7 : Historique de la consommation d'électricité ..... de 1963 – 2007	17
Figure 2-1 : capteur plan vitre.....	19
Figure 2-2 (a) : Absorbent sous forme d'échelle et de serpentif ..... 20	20
Figure 2-2 (b) : vue en coupe d'une ailette.....	20
Figure 2-3 : principe du capteur sous vide à flux direct.....	22
Figure 2-4 : principe d'un capteur sous vide à caloduc.....	23
Figure 2-5 : Courbe caractéristique des rendements des capteurs.....	24
Figure 3-1 : Principe de fonctionnement du ..... générateur photovoltaïque	28
Figure 3-2 : Principe du photo courant au sein ..... d'un semi-conducteur	30
Figure 3-3 : Dopage des semi-conducteurs (Silicium).....	31
Figure 3-4 : réponse spectrales des différents types ..... de cellules solaires	33

## Listes des figures

---

Figure 3-5 : caractéristique courant-tension d'une photopile.....	34
dans l'obscurité et sous éclairement	
Figure 3-6 : schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	36
Figure 3-7 : puissance maximale sur une caractéristique.....	37
courant-tension	
Figure 3-8 : courbes de puissances en fonction de la tension.....	38
sous diverses intensités de rayonnement.	
Figure 3-9 : caractéristique courant-tension d'une cellule.....	39
en fonction de l'éclairement	
Figure 3-10 : caractéristique courant-tension d'une cellule .....	40
en fonction de la température	
Figure 3-11 : Présentation schématique des différents.....	42
composants d'un système photovoltaïque	
Figure 3-12 : différents éléments de l'encapsulation.....	43
Figure 3-13 : Circuit électrique équivalent de la cellule.....	48
photovoltaïque	
Figure (3-14) : caractéristique $I(V)$ pour différent éclairement .....	52
Figure 3-15 : caractéristique $I(V)$ pour différent température.....	53
Figure 4-1 : Les prototypes I, II, III et IV de capteur solaire PV/T à air.....	58
Figure 4-2: Exemples de modifications du capteur solaire.....	65
PV/T hybride à air	
Figure 4-3: Capteur solaire PV/T hybride à deux fluides et à .....	67
fonctions superposées	

## Listes des figures

---

Figure 4-4 : Coupe perpendiculaire d'un capteur PV/T hybride à eau.....	68
Figure 4- 5: Capteur PV/T de type sheet and tube utilisant l'eau.....	72
comme fluide caloporteur. Configuration vitré(a) et non vitré(b).	
Figure 4-6 : Coupe représentant les températures des .....	74
différents nœuds	
Figure 4-7 : Coupe du capteur au niveau de la plaque.....	77
Figure 4-8 : schéma servant à écrire le bilan thermique.....	80
d'un volume élémentaire de fluide dans un tube	
Figure 5-1 : variation temporelle du rayonnement.....	84
Figure 5-2 : variation temporelle du rayonnement.....	85
Figure 5-3(a) : influence de la vitesse du vent ( $V=2\text{m/s}$ ) sur.....	86
les températures des différentes couches du capteur	
Figure 5-3(b) : influence de la vitesse du vent ( $V=10\text{m/s}$ ) sur.....	87
les températures des différentes couches du	
Figure 5-5 : comparaison de la variation du rendement .....	89
électrique en fonction du rayonnement globale entre PV et PVT	
Figure 5-6 : la variation de la température de sortie.....	90
du fluide caloporteur	
Figure 5-7 : énergie thermique produite au niveau du PVT.....	91
au cours de la journée de calcul	
Figure 5-8 : La variation du rendement thermique en fonction.....	92
de la température réduite	
Figure A-2-1 : intégration PV/T sur la toiture.....	107

## Listes des figures

---

Figure A-2-2 : intégration PV/T sur façade.....	108
Le bâtiment de bureau se situe à St. Schörfling, Autriche et possède 162m <sup>2</sup> de Capteurs solaires en façade double enveloppe.	
Figure A-2-3 : intégration PV/T sur façade.....	108
le système photovoltaïque/thermique intégré au pavillon de l'École de gestion John-Molson de l'Université Concordia.Montréal CANADA	
Figure A-2-4 : Schéma de principe d'un chauffe-eau solaire.....	109
à éléments séparés	
Figure A-2-5 : élément d'un chauffe-eau solaire à éléments séparés.....	110
Figure A-2-6 : Installation hybride Photovoltaïque/Solaire thermique....	111
combiné avec une PAC sur le centre de recherche Fiat à Turin, Italie.	
Figure A-2-7 : schémas de principe d'un distillateur solaire .....	112
à un seul étage	
Figure A-2-8 : schémas d'un cuiseur solaire .....	112

## Liste des tableaux

---

---

---

Tableau I-1 : valeurs des constantes A et B.....	9
Tableau I-2 : Différentes bandes spectrales de l'énergie solaire.....	14
Tableau 3-1 : Caractéristiques du module MSX62 de BPSolar.....	51
Tableau 5-1 : valeurs utilisées dans la simulation.....	93

---

---

# Introduction Générale

La demande grandissante d'énergie, notamment dans le domaine du bâtiment, fait que les ressources d'énergie fossile, seront pratiquement épuisées à plus ou moins long terme. De plus, la forte utilisation mondiale de combustibles fossiles, est la cause de graves dommages environnementaux et d'un réchauffement climatique au niveau mondial.

Bien que de nombreux efforts soient réalisés pour réduire ces émissions de gaz à effet de serre, les énergies renouvelables sont encore sous exploitées. L'intégration à grande échelle de ses énergies représente plus qu'une alternative, c'est une solution incontournable. Abondante, renouvelable, non polluante et disant gratuite, l'énergie solaire qui parvient sur terre représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre.

L'exploitation directe de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes : l'une produit des calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre produit de l'électricité par effet photovoltaïque. Le rendement de la conversion photovoltaïque compris généralement entre 12 et 18 %, reste à ce jour faible, et dépend fortement de la température d'utilisation de la cellule.

La majorité des recherches menées sur ce sujet s'est concentrée sur l'amélioration des rendements de la cellule durant de nombreuses années, et ce n'est qu'en 1995 que l'utilisation de systèmes de refroidissement actif s'est développée [51], pour voir naître un nouveau type de panneaux solaires : les composants hybrides. A mi-chemin entre le photovoltaïque et le thermique, ce panneau PV/T Co-génère, électricité et chaleur sur une même surface de captation. Ces capteurs hybrides représentent un enjeu important dans le cadre des bâtiments à énergie positive.

La majorité des PV/T étudiées ont tendance à récupérer l'énergie arrivant en face arrière par un écoulement d'un fluide (air ou échangeur de chaleur eau/eau). De nombreux concepts technologiques ont été développés, sur la base d'échangeurs simples inspirés de géométries classiques des capteurs solaires thermique, et regroupés en quatre familles [28] [51].

## Objectif du travail :

L'étude présentée se penche sur un PVT à eau (du concept Sheet and tubes), l'objectif de ce travail est de trouver un modèle mathématique capable en premier lieu de quantifier l'irradiation solaire en un lieu et un jour donné, ainsi qu'à décrire le comportement thermique du capteur PVT, afin de pouvoir prédire la température de chaque couche (nœud), en utilisant l'outil Matlab, pour arriver à déterminer ses performances électrique et thermique, sur un site à Constantine (Algérie) ; afin de valoriser et d'argumenter l'intérêt d'utiliser ce type de capteur PVT.

Cette étude est constituée de cinq chapitres :

Dans le premier chapitre on a fait un rappel de quelques notions sur l'astronomie et sur le gisement solaire, nécessaire pour calculer le flux solaire instantané.

Lors du second chapitre, nous nous intéressons à l'une des deux fonctionnalités du PV/T qui est le capteur thermique (PT), qui est le cœur des installations destinées à transformer l'énergie transmise par le soleil en chaleur.

Comme le PV/T est constitué de la superposition de deux fonctions, on a consacré le troisième chapitre à la fonction électrique (PV) afin de se familiariser avec l'application la plus utilisée au monde concernant l'énergie solaire, ainsi que de comprendre une partie séparée du capteur hybride, et assimiler le phénomène photovoltaïque afin de pouvoir cerner presque tous les phénomènes qui se passent dans le capteur hybride, sujet de notre étude.

La modélisation numérique du capteur hybride est l'objet du quatrième chapitre. Après une synthèse bibliographique des capteurs solaires hybrides, on a défini par un bilan thermique, le système d'équation qui décrit le comportement thermique et énergétique du capteur (PV/T).

Et enfin après résolution sous Matlab du système d'équation, nous avons présenté et discuté les résultats trouvés.

Ces cinq chapitres sont complétés par une annexe qui rappelle quelques notions sur les modes de transfert de chaleur, et quelques exemples d'intégration des capteurs dans le bâtiment.

## **Introduction :**

L'exploitation de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes : l'une produit des calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre produit de l'électricité et c'est l'énergie photovoltaïque.

Abondante, inépuisable et non polluante, ce sont ces caractéristiques qui ont suscité l'intérêt à ce type d'énergie, malgré le coût d'exploitation lourd au départ (coûts de l'installation que ce soit photovoltaïque, thermique ou hybride), qui fait qu'elle n'est pas totalement gratuite. L'utilisation de cette énergie nécessite une certaine connaissance, pour cette raison on va définir dans ce premier chapitre quelques notions sur le gisement solaire comme la géométrie solaire, les données astronomiques, le rayonnement global et le spectre solaire.

### **I- 1/ Géométrie terre-solaire :**

Le soleil est une étoile pseudo-sphérique gazeuse, composée essentiellement d'hydrogène et d'hélium, il est le siège de fusion nucléaire générant d'énormes quantités d'énergie dont une petite partie arrive sur terre par rayonnement électromagnétique (estimé à environ 1 million de Téra wattheures).

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Sa distance moyenne est de 149.6 millions de km, avec une variation de  $\pm 1.7\%$

La terre traverse le grand axe de l'ellipse le 2 janvier (position la plus proche) et le 2 juillet (la plus éloignée du soleil). Depuis la terre, le diamètre apparent du soleil est vu sous un angle de  $0.5^\circ$

L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de  $23^\circ 27'$  par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre). On appelle déclinaison l'angle formé par l'axe terre- soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. La déclinaison  $d'$  vaut donc  $+ 23^\circ 27'$  au solstice d'hiver, et est nulle aux

équinoxes (figure 1-1) . Dans l'approximation d'une trajectoire circulaire, la déclinaison s'écrit, pour chaque jour de l'année :

$$\sin \delta \cong 0,4. \sin t \dots \dots \dots (I-1)$$

Ou : t désigne la coordonnée angulaire de la terre en prenant l'équinoxe de printemps pour origine.

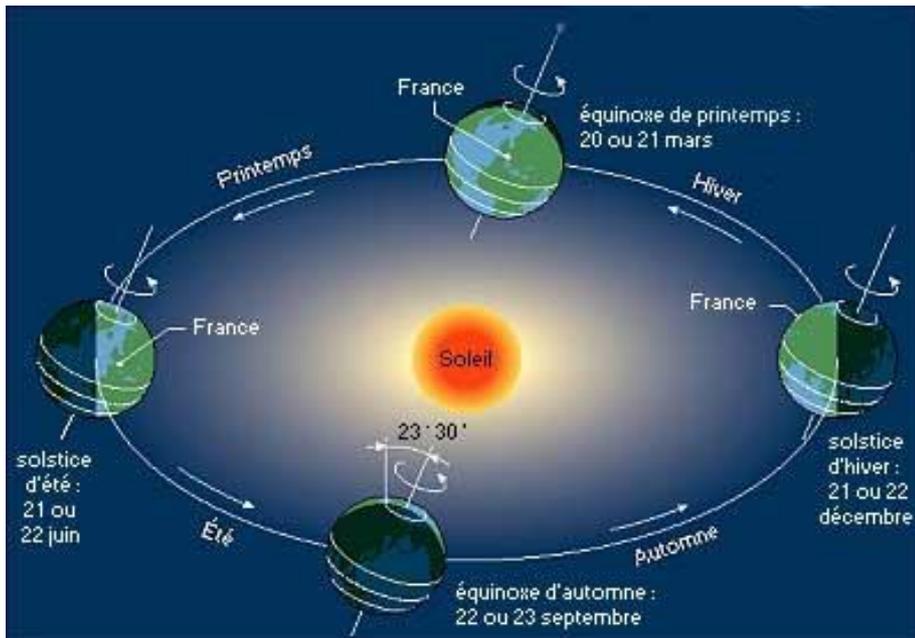


Figure1-1 : L'orbite terrestre et les saisons

## I-2/ Paramètres de position :

### I-2-1/ Coordonnées géographique :

#### **Ø La latitude du lieu :**

L'angle de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur, est indiquée en tant que latitude de 0°, le pôle nord par latitude +90° et le pôle sud par la latitude -90°.

Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude sera désignée ici par lettre ( ), et peut ainsi être composé entre -90° et +90°.

**Pour la ville de Constantine la latitude est environ 36°.**

**Ø La longitude :**

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et +180°, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps.

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

**Pour Constantine, la longitude est de : 6°37'.**

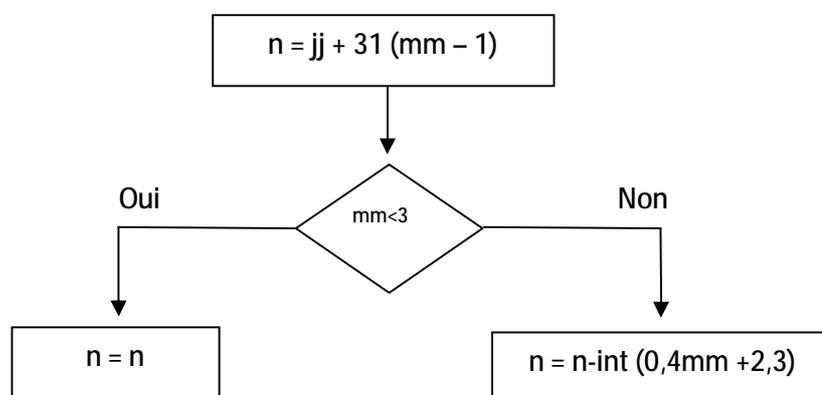
**Ø L'altitude :**

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer).

**Ø Déclinaison :**

Est la distance angulaire des rayons du soleil nord ou sud d'équateur ; c'est l'angle entre la ligne s'étendant du centre de la terre, et la projection de cette ligne sur le plan équatorial de la terre. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\delta = 23,45 \sin[360(280 + n)/365] \dots \dots \dots (I-2)$$



**Figure (I-2) : Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année. [3]**

La fonction "int" consiste à prendre la partie entière de la valeur du terme entre parenthèse.

$n$  : le numéro du jour dans l'année.

$Mm$  = numéro du mois.

$jj$  : la date.

### Ø L'azimut :

Correspond à l'angle que fait le plan du méridien local avec le plan vertical passant par l'astre. L'azimut est compté négativement vers l'est, positivement vers l'ouest.

## I-2-2/ Coordonnées horaires :

### Ø L'angle horaire :

C'est l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) il définit le vrai temps solaire.

$$\omega = 15 (12 - TSV) \dots \dots \dots (I-3)$$

Il est midi TSV, si  $\omega = 0$ .

### Ø Temps solaire moyen :

Il est appelé parfois le temps local (TSM).

$$TSV - TSM = Et \dots \dots \dots (I-4)$$

$Et$  : équation du temps (min).

Elle est donnée par :

$$Et = 9,87 \sin(2n) - 7,53 \cos(n) - 1,5 \sin(n) \dots \dots \dots (I-5).$$

$$n = \frac{360}{365} \times (n_j - 81) \dots \dots \dots (I-6)$$

### Ø Temps universel (TU) :

Est le temps civil moyen du méridien de Greenwich (méridien origine)

Appelé encore GMT (Greenwich Mean Time), pour un lieu situé à longitude L :

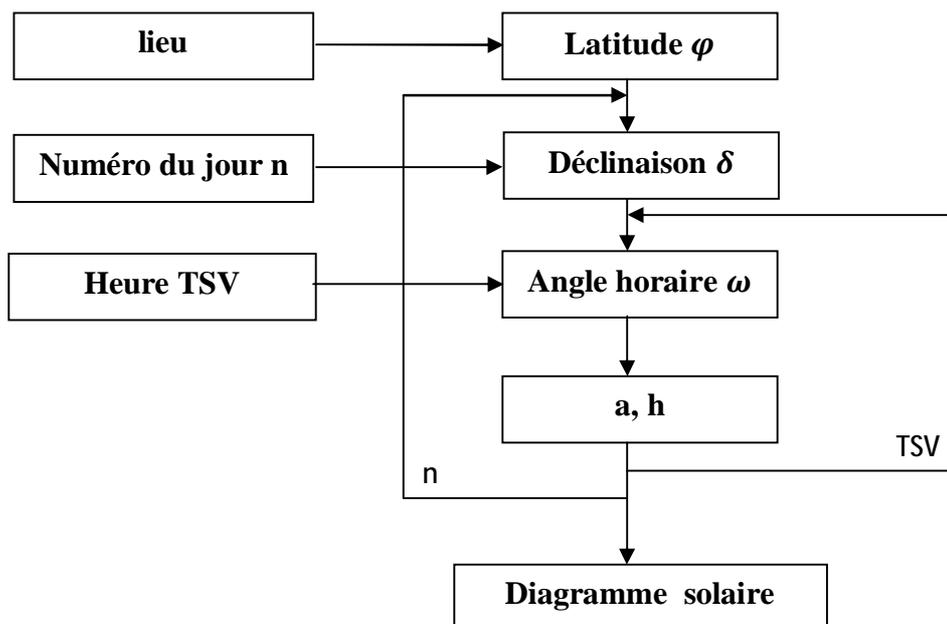
$$TU = TSM - \frac{L}{15} \dots \dots \dots (I-7)$$

### Ø Temps légal :

Il est lié au « TU » par une différence fixe exprimée en un nombre entier d'heures qui dépend de la longitude, et des coutumes de chaque pays.

### I-3/ Diagramme solaire :

L'énergie solaire reçue par un capteur dépend de l'orientation que fait celui-ci avec le soleil ; et pour connaître rapidement les coordonnées horizontales de l'astre du jour en fonction de la journée choisie et de l'heure désirée, on trace un diagramme circulaire appelé diagramme solaire.



**Figure (I-3) : organigramme simplifié permettant le traçage du diagramme solaire pour une latitude donnée.[3]**

**I-4/Caractéristique du rayonnement solaire :**

Ø **L'éclairement** : est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en watt par mètre carré ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

Ø **L'éclairement monochromatique** :

Il est donné par la formule suivante : [3]

$$G(\lambda) = G_0(\lambda)e^{-K(\lambda).m} \dots\dots\dots(\text{I-8})$$

Avec :

$G(\lambda)$  : L'éclairement solaire monochromatique mesuré au niveau du sol terrestre.

$G_0(\lambda)$  : correspond à l'émittance énergétique monochromatique  $E_\lambda$ .

$K(\lambda)$  : Appelé coefficient d'atténuation monochromatique. Grandeur adimensionnelle, fonction des différents paramètres énoncés ci-dessus (absorption, humidité, particules en suspension....).

$$\tau(\lambda) = e^{-K(\lambda).m} \dots\dots\dots(\text{I-9})$$

Par le ciel clair et pur, le coefficient de transmission global de l'atmosphère peut être calculé par la formule empirique suivante :

$$\tau_{atm} = 0,5(e^{-0.65.m} + e^{-0.095.m}) \dots\dots\dots(\text{I-10}).$$

L'intégration de la formule (I-22) nous donne l'éclairement solaire global :

$$C^* \cdot \tau_{atm} = \int_0^\infty G(\lambda) d\lambda \dots\dots\dots(\text{I-11})$$

$$G(\lambda) = \tau_{atm}(\lambda) \cdot E_\lambda \dots\dots\dots(\text{I-12})$$

Avec :

$\tau_{atm}(\lambda)$  : correspond au facteur de transmission de l'atmosphère pour la longueur d'onde  $\lambda$ .

Ø **L'irradiation ou rayonnement** : est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en  $J/m^2$  (joule par mètre carré). L'ISES (international Solar Energie Society) recommande le symbole H. d'autres unités plus courantes sont le  $Wh/m^2$  (wattheure par mètre carré).

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM. Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de  $1000 W/m^2$  et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à  $1000 W/m^2$ .

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G ou AM1.5D. le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de  $45^\circ$  par rapport au zénith).

Le « G » représente le rayonnement "global" incluant rayonnement direct et rayonnement diffus et la lettre « D » tient compte seulement du rayonnement direct.

### Ø **Constante solaire :**

Une surface plane d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire est située à la limite de l'atmosphère terrestre reçoit une puissance rayonnée fonction de la distance solaire-terre. Cette distance varie quelque peu au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre, il en est de même de la puissance reçue par la surface en question.[ 3]

On appelle la constante solaire noté  $C^*$ , la valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite de l'atmosphère terrestre.

On a :  $C^* = 1353 \pm 3.4 \% \text{ W/m}^2$  .[3]

### **I-5/ Rayonnement global pour une surface horizontale :**

Le rayonnement global est définie comme étant la somme du rayonnement diffus et du rayonnement direct. [2]

$$G = E \sin. h + D \dots\dots\dots(I-13)$$

Ou : E : représente le rayonnement direct.

h : la hauteur du soleil.

D : représente le rayonnement diffus.

### **I-5-1/ Le rayonnement direct :**

Le calculer le rayonnement direct est donnée par :

La relation calculant le rayonnement direct est : [4]

$$P_{dir} = P_{dir,h} \times \cos(\theta_i) \text{ (w. m}^{-2}\text{)} \dots\dots\dots(I-14)$$

Ou :

$\theta_i$  : angle d'incidence.

$P_{dir,h}$  : est le flux direct reçu par un plan horizontal.

$$P_{dir,h} = I_0 \times C \times \tau_{dir} \text{ (w. m}^{-2}\text{)} \dots\dots\dots(I-15)$$

$$C = 1 + 0,33 \times \cos \left( \frac{360 \times d}{365} \right) \dots\dots\dots(I-16)$$

d : numéro du jour dans l'année.

$\tau_{dir}$  : Coefficient de transmission du rayonnement direct.

En pratique, nous définissons l'état du ciel par deux coefficient A et B, qui symbolisent le trouble atmosphérique du lieu.

- la transmissivité totale de la couche atmosphérique, pour le rayonnement direct, s'écrit :

$$\tau_{dir} = A \exp\left(-\frac{B}{\sin h}\right) \dots \dots \dots (I-17)$$

Ou :

A et B sont des constantes tirées à partir du tableau suivant [1] :

	<b>Ciel pur</b>	<b>Conditions normales</b>	<b>Zones industrielles</b>
<b>A</b>	0.87	0.88	0.91
<b>B</b>	0.17	0.26	0.43

Toutes les transmissions sont fonction de la masse d'air traversée qui intervient également dans la définition de la hauteur du soleil donnée par [3].

$$\sin h = \sin\phi \sin\delta + \cos\phi \cos\delta \cos\omega \dots \dots \dots (I-18)$$

Ou :  $\phi$  est latitude de lieu.

$\delta$  : Déclinaison.

### **I-5-2/ Le rayonnement diffus :**

Le rayonnement diffus on peut le calculer par une façon :

Il englobe deux flux : [5]

- L'un émis dans la voute céleste et qui atteint le capteur.
- L'autre en provenance du sol et reçu par le capteur.

Le premier est donné par la relation :

$$P_{dif,c} = P_{dif,h} \frac{1+\cos B}{2} \dots \dots \dots (I-19)$$

Et le second par :

$$P_{dif,s} = a \frac{1-\cos B}{2} (P_{dif,h} \sinh + P_{dif,h}) \dots \dots \dots (I-20)$$

Avec :

a : albédo du sol.

$P_{dif,h}$  : le flux diffus reçu par un plan horizontal, il est donné par la relation suivante :

$$P_{dif,h} = I_0 C_x \sin(h) \cdot \tau_{dif} \dots \dots \dots (I-21)$$

$C^*$  : est la constante solaire.

$\tau_{dif}$  : Coefficient de transmission du rayonnement diffus donné comme suit :

$$\tau_{dif} = 0.2710 - 0.2939 \cdot \tau_{dir} \dots \dots \dots (I-22)$$

Enfin :

$$P_{dif} = P_{dif,c} + P_{dif,s} \dots \dots \dots (I-23)$$

La puissance incidente sur un isolateur de  $1\text{m}^2$  incliné d'un angle de B est la somme de deux flux : direct et diffus.

### **I-5-3/ L'albédo :**

L'albédo est le rapport de l'énergie solaire réfléchiée par une surface sur l'énergie solaire incidente. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$\text{Albédo } Alb = \frac{\text{énergie refléchiée}}{\text{énergie reçue}}$$

Ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul.

### **I-6/ Rayonnement global pour une surface inclinée :**

Habituellement pour que le rayonnement global soit exploité complètement, il doit être normale à la surface réceptrice pour cela nous devons incliner notre

générateur/Capteur d'un angle  $\beta$  donné et l'angle solaire et la normale<sup>2</sup> du capteur est donné par : [4]

$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin\phi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\omega \cdot \cos\delta \cdot \sin\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \sin\phi \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega \dots (I-24)$$

$$\beta: \text{Inclinaison du capteur} = \begin{cases} 0 \text{ horizontal} \\ 90^\circ \text{ vertical} \\ 180^\circ \text{ tourné vers le bas} \end{cases}$$

$$\lambda: \text{Azimut du capteur} = \begin{cases} 0 \text{ vers le sud} \\ 90^\circ \text{ Est} \\ -90^\circ \text{ Ouest} \\ 180^\circ \text{ Nord} \end{cases}$$

### I-7/ Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire :

#### I-7-1/ la masse atmosphérique(masse d'air) :

Les modifications apportées au rayonnement direct par l'atmosphère dépendent directement de l'épaisseur d'air traversé et donc de la hauteur du soleil.

On prend pour référence unité l'épaisseur verticale de l'atmosphère moyenne (épaisseur réduite à 7.8 km).

On suppose que cette couche plane et stratifié horizontalement et on admet un trajet rectiligne des rayons lumineux.[6]

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \dots \dots \dots (I-25).$$

A une pression P différente de 1013 mbar et à une altitude z (km), on désigne par masse atmosphérique ou masse d'air le nombre m obtenu en posant OA = 1 :

$$m^* = \frac{1}{\sin h} \dots \dots \dots (1.26)$$

Pour le soleil au zénith ( $h=90^\circ$ ),  $m^* = 1$  ( $AM_1 = \text{Air Mass One}$  en anglais) et pour le soleil vu sous un angle  $h=30^\circ$ ,  $m^* = 2(AM_2)$ .

Le cas  $m^* = 0$  correspond à l'étude du rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère terrestre (référence  $AM_0$ ).

En réalité, la courbe de la terre implique un trajet plus long.

De plus la densité variable de l'atmosphère entraîne une courbure des rayons lumineux ce qui rallonge un peu plus le trajet parcouru par la lumière.

Lorsqu'un récepteur est placé en altitude par rapport au niveau de la mer ( $z_0=0$ ,  $p_0=1013\text{hPa}$ ), le trajet des rayons lumineux est raccourci.

La masse atmosphérique réelle  $m$  que l'on distingue de la masse atmosphérique théorique  $m^*$  est : [3]

$$m = \{ [1229 + (614 \sin h)^2]^{1/2} - 614 \sin h \} \frac{P}{1013} \dots \dots \dots (I-27)$$

### **I-7-2/ Atténuation du rayonnement solaire : [3]**

Deux phénomènes atténuent le rayonnement solaire traversant l'atmosphère terrestre. Il s'agit de l'absorption et de la diffusion.

#### **✚ L'absorption :**

Elle est sélective et dépend principalement de 4 éléments :

- L'ozone qui forme un écran qui arrête les UV ( $\lambda < 0,28\mu\text{m}$ ) nocifs pour la vie.
- L'oxygène qui absorbe des bandes étroites du spectre visible (vers 0,69 et 0,676 )
- Le gaz carbonique qui absorbe une partie de l'IR lointain ( $\lambda > 2\mu\text{m}$ ).
- La vapeur d'eau qui entraîne des bandes d'absorption multiples surtout dans l'IR. On ne la rencontre pratiquement qu'au niveau du sol ( $z < 5\text{km}$ ).

#### **✚ la diffusion :**

Elle se produit avec les molécules de l'air, celles de la vapeur d'eau et les particules en suspension. Elle est d'autant plus importante que la longueur d'onde  $\lambda$  du rayonnement est petite (loi de Rayleigh en  $\lambda^{-4}$ ) et que l'air est humide et pollué. Ce que l'air est humide et pollué. Ce phénomène explique pourquoi le ciel est bleu dans la journée et rouge-orangé la matin et le soir lorsque le soleil est bas sur l'horizon.

### I-8/ Spectre solaire :

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde  $\lambda$ :

$$E = h \cdot \nu = h \cdot c / \lambda \dots \dots \dots (I-28)$$

Ou  $h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ J.s}^{-1}$  : est la constante de Planck.

$c = 3 \cdot 10^8 \text{ m.s}^{-1}$  : la vitesse de la lumière.

$\nu$  : La fréquence.

Pour une bande spectrale, de largeur  $1 \mu\text{m}$ , centrée sur la longueur d'onde  $\lambda$ , on mesure la puissance rayonnée ce qui fournit la puissance spectrale  $E_\lambda$  appelée émittance énergétique monochromatique. Celle-ci est donnée par mètre carré et micro- mètre ( $\text{W/m}^2 \cdot \mu\text{m}$ ).

En faisant la somme des émittances monochromatique sur tout le spectre, on obtient la constante solaire  $C^*$ .

On définit la quantité  $D_\lambda$  par la formule suivante : [3]

$$D_\lambda = \frac{\int_0^\lambda E_\lambda d\lambda}{\int_0^\infty E_\lambda d\lambda} = \frac{\int_0^\lambda E_\lambda d\lambda}{C^*} \dots \dots \dots (I-29)$$

Cette quantité correspond à la fraction d'énergie émise par le soleil dans la bande spectrale  $[0, \lambda]$ .

Cette grandeur est intéressante pour connaître la puissance rayonnée dans une bande spectrale  $[\lambda_1, \lambda_2]$  donnée. Il suffit pour cela d'écrire :

$$\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{\lambda} d\lambda = C^* (D_{\lambda_2} - D_{\lambda_1}) \dots \dots \dots (I-30)$$

Des mesures expérimentales ont permis de dresser le tableau I-1 ANNEXE A, pour une longueur d'onde  $\lambda$ , l'émittances énergétique monochromatique  $E_{\lambda}$  ainsi que la quantité  $D_{\lambda}$ . [3]

	UV	Visible	IR	$\Sigma$
%	7,0	41,9	51,1	100
W/m <sup>2</sup>	95	566	692	1353

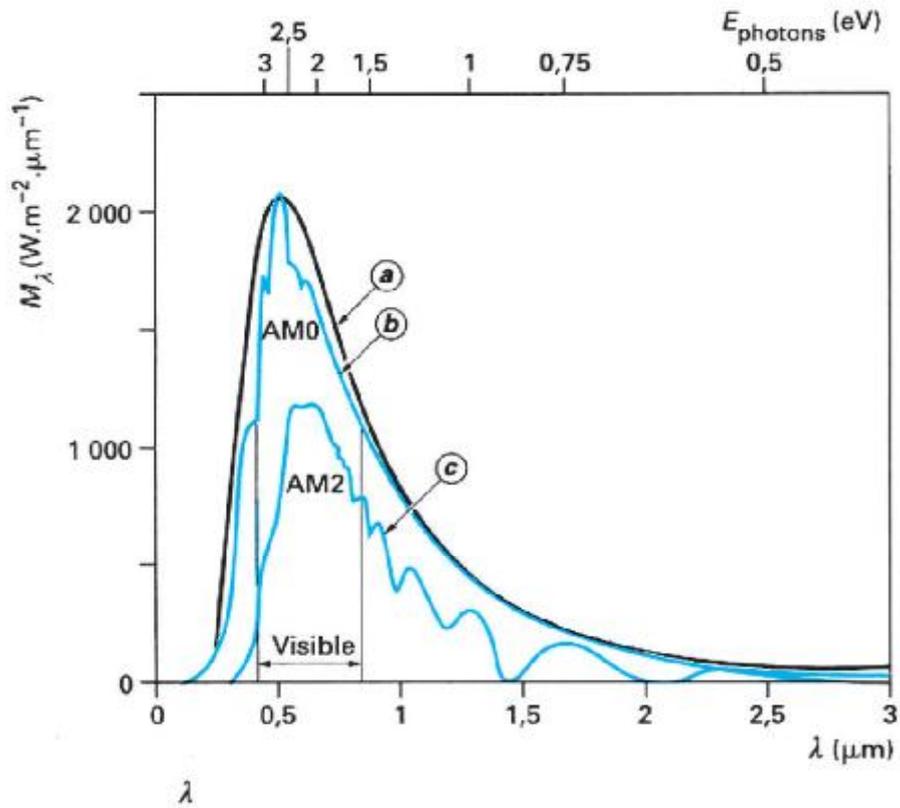
**Tableau I-2 :** Différentes bandes spectrales de l'énergie solaire

La figure (1-4) montre l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à 1.5 masse d'air.

La définition de ce spectre de ciel clair, noté AM 1.5, sert de référence pour la mesure de cellules photovoltaïques.

Spectre du rayonnement solaire :

AM<sub>0</sub> (extraterrestre) et AM<sub>1.5</sub> (épaisseur de 1.5 atmosphère, correspondant à une hauteur du soleil de 48° au niveau de la mer).

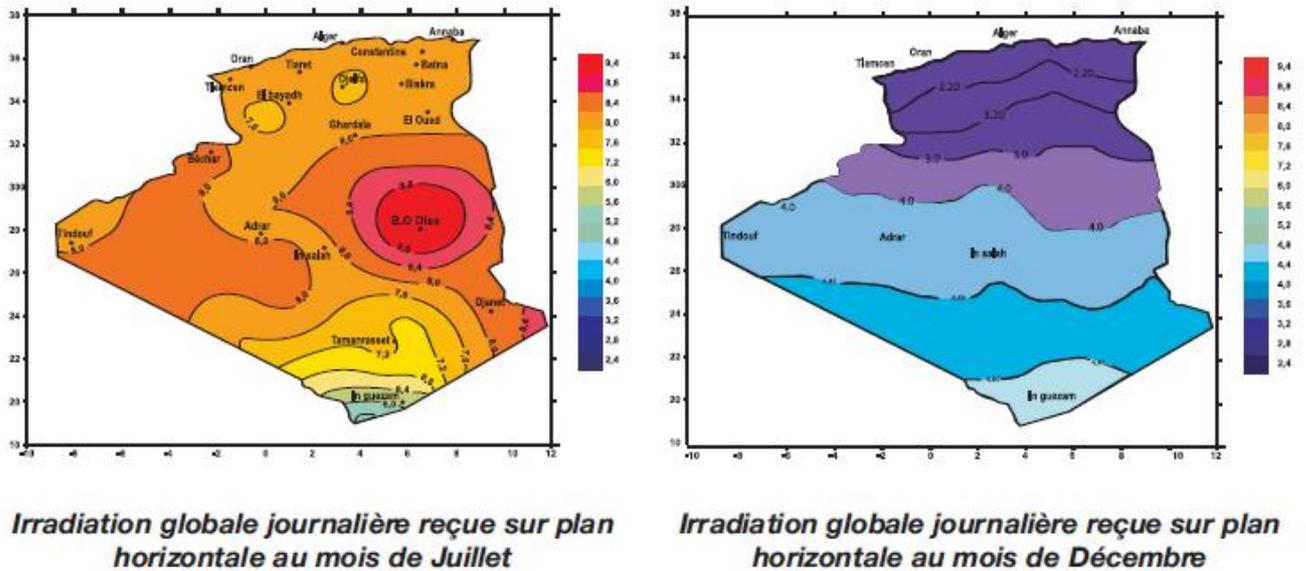


- (a) théorique du corps noir à 5 800 K
- (b) hors atmosphère
- (c) au sol (Soleil à 30° par rapport à l'horizon)

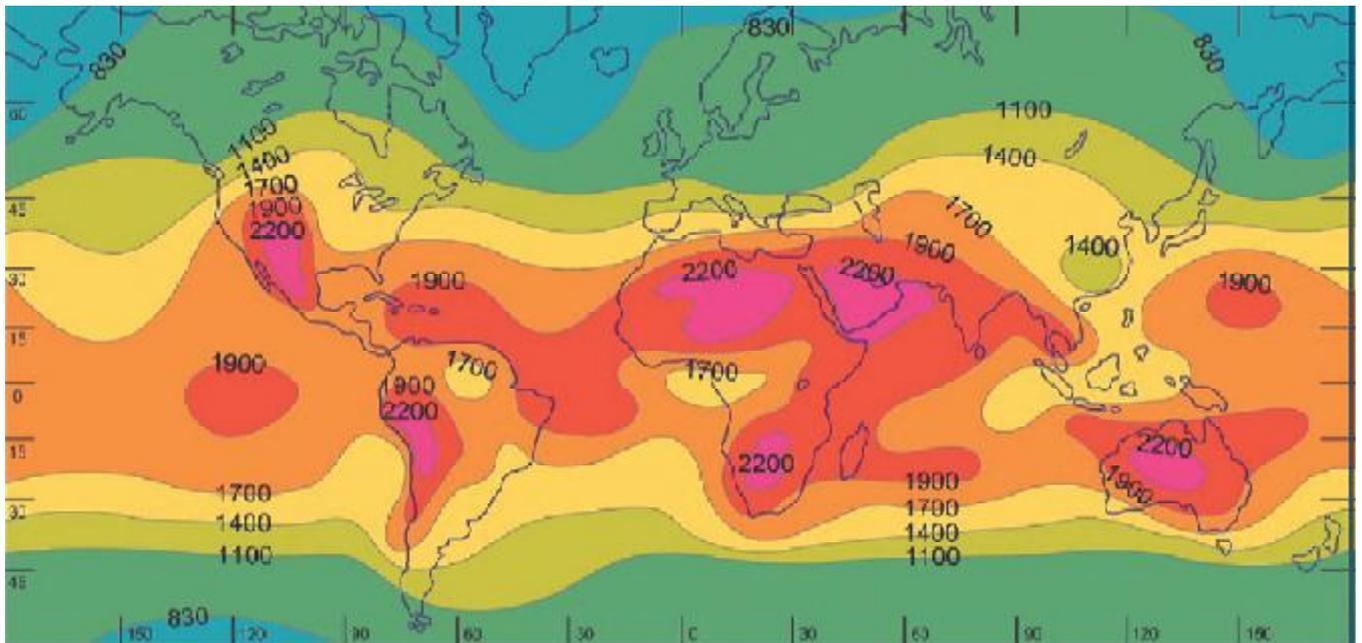
Figure 1-4 : Spectre du rayonnement solaire [ 9 ]

**1-9/ Potentiel solaire et le marché photovoltaïque en Algérie :**

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation du territoire national dépasse 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/ m<sup>2</sup>/an [7].

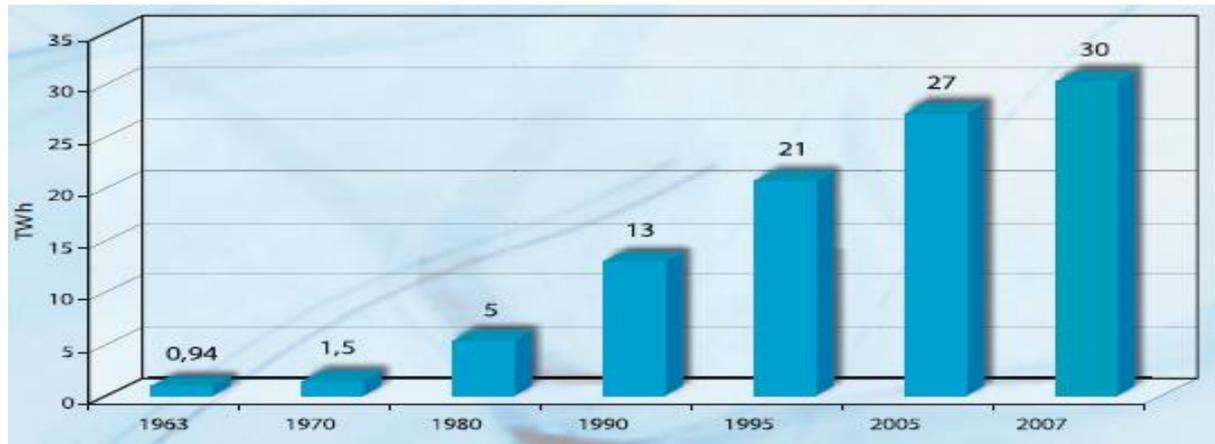


**Figure 1-5 : Carte représentant l'irradiation globale journalière en Algérie [7].**



**Figure 1-6 : carte du globe énergie solaire annuelle moyenne en KWh reçue sur un plan horizontal(Source Encyclopédie Universalis2005)**

La croissance de la consommation de l'électricité en Algérie a atteint son niveau le plus élevé dans les années soixante-dix, avec un taux de croissance annuelle moyen de 13% enregistré de 1970 à 1980. Durant la dernière décennie, cette croissance a été pratiquement stable autour d'un taux annuel moyen de 5.6%. La politique énergétique préconise l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national ainsi que l'encouragement des systèmes à haut rendement [8].



**Figure1-7 : Historique de la consommation d'électricité de 1963 – 2007[8].**

L'évaluation et la connaissance du potentiel solaire permettent de sensibiliser les décideurs et de susciter leur intérêt pour les technologies solaires et stimulent les opérateurs économiques à investir dans des projets solaires sur des sites adéquats. Une fois cette étape franchie, il convient d'évaluer ce même potentiel à l'échelle de la région et pour des durées plus courtes : valeurs journalières pour le PV et horaires pour panneau thermique(ou chauffe eau solaire).

Le programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité technologique annoncé par le Ministère de l'Énergie et des mines est un facteur très important de nature à favoriser l'émergence d'une industrie nationale verte, surtout après la création, depuis la loi de finance 2010, d'un fonds national pour les énergies renouvelables « FNER » alimenté à hauteur de 1% de la redevance pétrolière. Le développement de la filière des énergies renouvelables repose sur la coordination entre le développement industriel, la politique énergétique nationale et l'innovation technique (assuré par la recherche scientifique) ; il est aussi nécessaire de réfléchir à la formation d'une main d'œuvre qualifiée.

## 2-1/Introduction :

Les usages thermiques de l'énergie solaire rencontrent un réel intérêt, moins pour des raisons économiques –la filière solaire est en phase de développement -- que pour leurs capacités à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Sur le plan technique, c'est tout d'abord au niveau de l'enveloppe des bâtiments qu'il faut intervenir. Alliés à une bonne isolation et une maîtrise des pertes dues au renouvellement d'air, les apports solaires directs par les ouvertures des bâtiments constituent une voie économique et sûre.

Le deuxième axe d'intervention consiste à utiliser des systèmes de production d'eau chaude, de chauffage, voire de climatisation, qui utilisent l'énergie solaire associée à une énergie conventionnelle.

Les chercheurs rêvent toujours de bâtiment énergétiquement autonome, ses constructions qui entretiendront les relations équilibrées avec les réseaux auxquels elles seront reliées. Ainsi les installations solaires photovoltaïques produiront dans la journée une quantité d'électricité équivalente à la consommation et le solaire thermique sera mis à contribution pour réduire les besoins de chauffage, d'eau chaude et de climatisation. Ces nouveaux « bâtiments à énergie positive » s'imposeront par la volonté des consommateurs, et donc des gouvernements qui intégreront cette démarche dans les réglementations régissant les nouvelles constructions. Cela se traduira par une plus grande fusion de l'énergie solaire avec l'architecture associée à une croissance des marchés et à une baisse continue de prix.

## 2-2/ les différentes technologies des capteurs solaires thermiques :

### 2-2-1/ principes :

Les capteurs solaires thermiques constituent le cœur des installations destinées à transformer l'énergie transmise par le soleil en chaleur.

Le rayonnement solaire est absorbé par une surface noire, parcourue par un fluide caloporteur qui extrait l'énergie thermique et la transfère vers son lieu d'utilisation ou de stockage.

Une isolation thermique est disposée à l'arrière et sur la périphérie du capteur pour limiter les déperditions par conduction.

Différentes configurations conduisent à des types de capteurs distincts, dont les performances varient en fonction des domaines d'utilisation.

### 2-2-2/ capteur sans vitrage :

Egalement appelé « capteur moquette », il est constitué de réseau de tubes noirs, généralement en matière plastique souple de type élastomère, l'EPDM (éthylène propylène diène monomère) [10]. Il est utilisé pour des eaux ne

nécessitant pas une température supérieure à 30 °C (l'eau de piscine par exemple). ce type de capteur est facile à intégrer, on peut le poser sur le sol (à proximité de la piscine) ou sur la toiture.

Le rendement du capteur moquette est très bon pour produire des températures proches de la température de l'air ambiant.

### 2-2-3/ capteurs plans vitrés :

C'est Les capteurs munis d'une couverture transparente, ils sont les plus utilisés (figure 2-1). Les principaux éléments constituant un capteur plan sont :

- Ø Le coffre (ou boîtier)
- Ø L'absorbeur
- Ø Un circuit de fluide caloporteur
- Ø Un isolant thermique sur la face arrière
- Ø La couverture transparente (généralement vitrage)

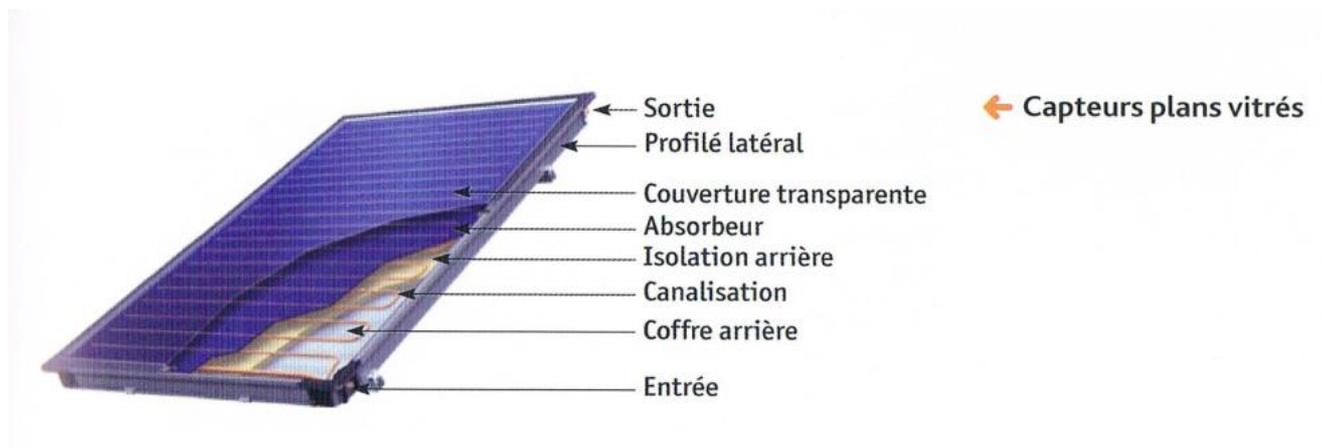


Figure 2-1 : capteur plan vitre

#### a) Le coffre (ou boîtier) :

Il assure la protection à l'arrière du capteur et participe à sa rigidité. Les matériaux les plus utilisés, pour constituer le fond du coffre, sont le métal (tôle d'acier pré laquée ou aluminium) et les matériaux plastiques [ABS(poly(Acrylonitrile-Butadiène-Styrène)), polyester]. Ils doivent présenter

les caractéristiques suivantes : bonne tenue à la corrosion, faible prix de revient, transformation facile.

b) L'absorbeur :

C'est le composant qui permet de transformer le rayonnement solaire en chaleur et de transférer l'énergie thermique ainsi produite à un fluide caloporteur (voir figure 2-2(b)).

Le matériau le plus utilisé est le cuivre, car il possède une bonne tenue à la corrosion et sa conductivité thermique est élevée.

L'absorbeur peut être considéré comme une juxtaposition d'ailettes (figure 2-2(b)).

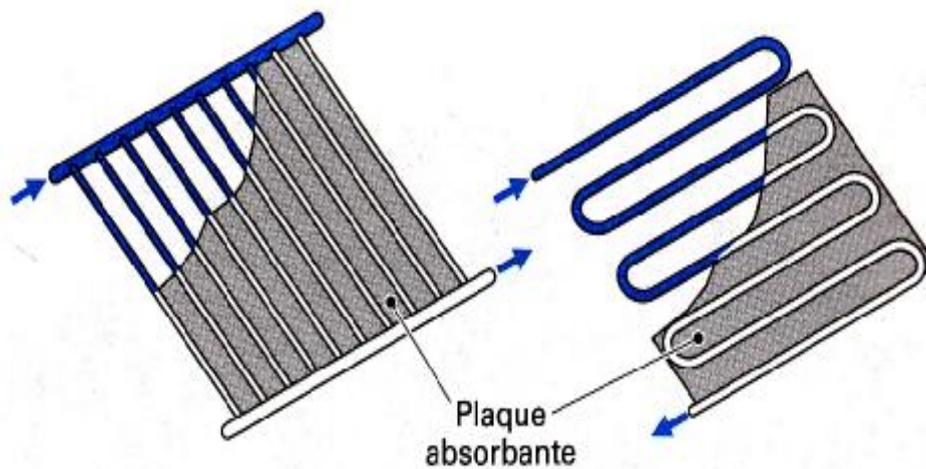
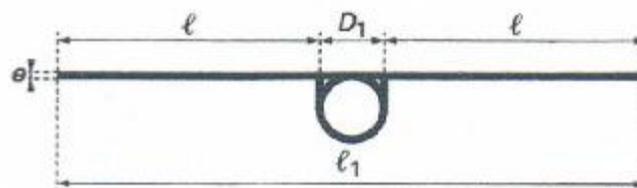


Figure 2-2 (a) : Absorbeurs sous forme d'échelle et de serpentin [10]



- $e$  épaisseur de l'absorbeur
- $D_1$  diamètre extérieur du tube
- $l$  largeur de l'ailette
- $l_1$  largeur de l'ailette double

Figure 2-2 (b) : vue en coupe d'une ailette

l'efficacité de l'ailette F (qui influence le rendement global du capteur) est donnée par l'équation [10] :

$$F = \frac{th \left[ \left( \frac{l_1 - D_1}{2} \right) x \sqrt{\frac{K}{\lambda \cdot e}} \right]}{\left( \frac{l_1 - D_1}{2} \right) x \sqrt{\frac{K}{\lambda \cdot e}}} \dots\dots\dots(2-1)$$

Avec :

K : pertes globales du capteur

$\lambda$  : Conductivité du matériau constituant l'absorbeur

Lorsque l'absorbeur fonctionne à des températures moyennes (vers 70°C), les pertes par rayonnement deviennent importantes ; a fin de les limiter on recouvre l'absorbeur généralement par un revêtement (sélectif) de dépôts électrolytiques à base de « chrome noir », de « nickel noir » ou de titane. On arrive à accroître le coefficient d'absorption  $\alpha$  (qui voisinera 1) et a affaiblir le coefficient d'émission  $\epsilon$  (qui voisinera 0,2).

Plus rarement, on utilise l'acier inoxydable, ou l'absorbeur est constitué de deux feuilles planes qui après déformation, sont soudées en leur périphérique et par points dans la partie centrale. Le fluide circule entre ces deux parois et évacue l'énergie thermique. On désigne parfois ces absorbeurs par « à lame d'eau »).

#### c) Un circuit de fluide caloporteur :

La chaleur absorbée est véhiculé par le bief de fluide caloporteur, qui est généralement de l'eau (eau glycolée pour éviter le gel) ou de l'air. Ce fluide circule soit dans une canalisation, canaux ou nappes.

#### d) L'isolation thermique :

Elle nécessaire a fin d'éviter les déperditions par conduction (à l'arrière et sur les parties latérale de l'enveloppe du capteur). La mousse de polyuréthane est fréquemment utilisée, combiné parfois avec une couche de laine minérale en contact avec l'absorbeur.

Pour des températures élevés on utilise que les mousses phénolique, peu courantes et chères, et les laines minérales (laine de verre et surtout laine de roche qui présente l'avantage de ne pas absorber l'humidité).

e) La couverture transparente (généralement vitrage) :

Elle a la double fonction de passer le maximum de rayonnement solaire et d'éviter le refroidissement de l'absorbeur, en réduisant les phénomènes de convection de l'air et en bloquant le rayonnement infrarouge (effet de serre).

Les matériaux les plus utilisés sont le verre trempé (pour réduire les risques d'accident en cas de bris). On notera également l'utilisation de vitrage à basse teneur en oxyde de fer, ces vitrages présentent des caractéristiques optiques légèrement supérieures aux vitrages standards.

L'espace entre la couverture transparente et l'absorbeur se situe dans une fourchette de 25 à 40 mm. Un espace plus important favoriserait les pertes thermiques par effet de convection.

2-2-4/ capteurs sous vide :

L'utilisation de ce type est très favorable dans le cas où la température de fonctionnement requise est très élevée ( $>100^{\circ}\text{C}$ ), ou lorsque la température ambiante est faible (région de montagne). On distingue deux types :

a) Tubes sous vide à flux direct :

Il est constitué d'une série de tubes de verre dans lesquels passe un autre tube collecteur de chaleur. La paroi des tubes est double, comme celle d'une bouteille thermos, et on y fait le vide afin de limiter les pertes thermiques par convection.

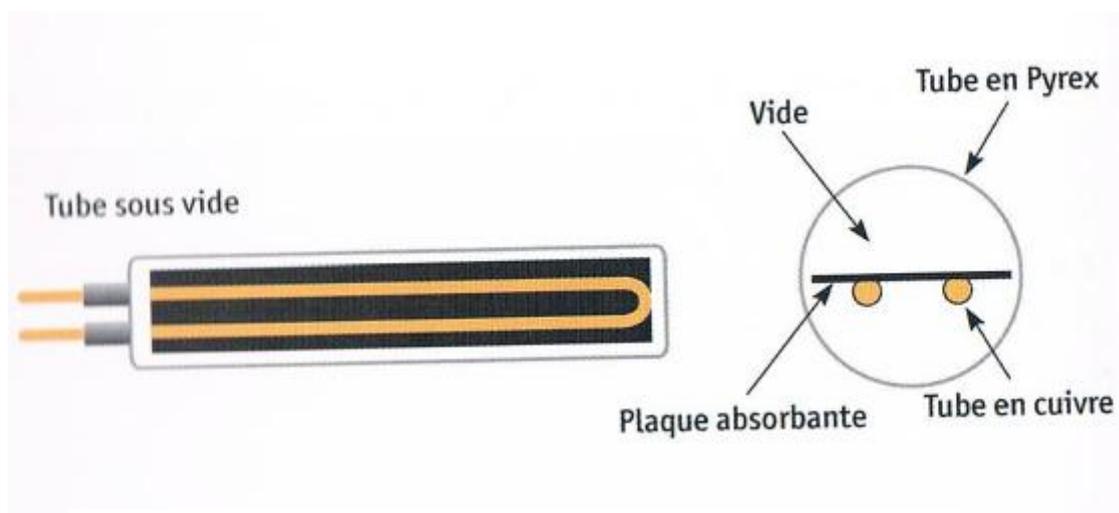


Figure 2-3 : principe du capteur sous vide à flux direct

L'effet thermos obtenu permet d'obtenir un meilleur rendement. On notera aussi que les pertes de puissances par convection et conduction sont quatre fois moins que pour un capteur plan dans les mêmes conditions de température extérieure.

b) Tubes sous vide à caloduc :

Dans les tubes sous vide à caloduc, le tube de l'absorbeur contient une petite quantité de liquide (fluide organique, alcool...). Sous l'action du rayonnement solaire, le liquide se transforme en vapeur qui monte en haut du tube où elle se condense au contact de l'échangeur et transfère la chaleur au fluide caloporteur.

Les tubes doivent impérativement être inclinés (figure 2-4). Le principal avantage d'un système à caloduc en regard du précédent est de pouvoir remplacer un tube défectueux sans avoir à démonter l'ensemble du capteur[11].

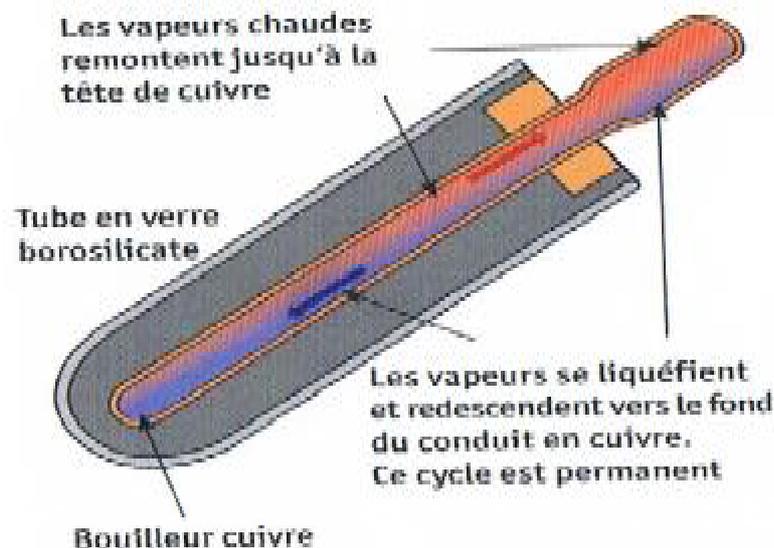


Figure 2-4 : principe d'un capteur sous vide à caloduc

D'un point de vue thermique, les capteurs sous vide ont l'avantage de pouvoir monter en température rapidement, ainsi qu'un très bon rendement, notamment du fait d'un coefficient K plus faible que les capteurs plans.

Bien qu'ils soient plus chers à l'achat, leur domaine d'application est plus large, surtout la possibilité de produire du froid par absorption.

### 2-3/Performances des capteurs :

On a vu précédemment que chaque type de capteur correspond à des domaines d'utilisation particulière.

Pour caractériser les performances d'un capteur, des essais normalisés (norme : NF EN 12975-2) ont été fait, pour établir la représentation graphique de la figure (2-5) , ainsi qu'avoir l'équation(cı-dessous) simplifié du rendement d'un capteur[10].

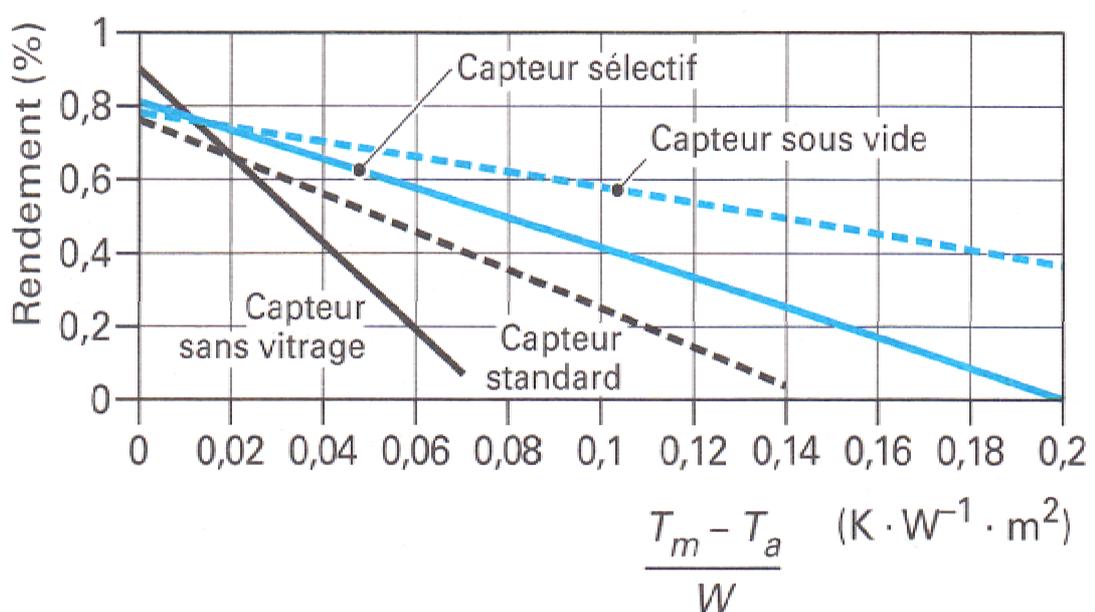
$$\eta = B - K \frac{T_m - T_a}{W} - K' \frac{(T_m - T_a)^2}{W} \dots\dots\dots(2-2)$$

Avec  $T_m$  : température moyenne de l'absorbeur [°C]

$T_a$  : température ambiante dans l'environnement du capteur [°C]

$W$  : puissance de l'irradiation solaire mesurée dans le plan du capteur[W/m<sup>2</sup>]

Figure 2-5 : Courbe caractéristique des rendements des capteurs[10].



Dans la pratique, le coefficient  $K'$  étant très faible, il est souvent négligé et un capteur solaire est caractériser par les coefficients :

B : l'ordonnée à l'origine

K : la pente de la droite caractérisant le capteur

Ce sont ces deux coefficients qui sont utilisés pour calculer les installations utilisant des capteurs solaires.

### 2-4/paramètres régissant le fonctionnement d'un capteur solaires plan:

On peut les classer en deux catégories :

#### 2-4-1/paramètres externes :

- Ø Paramètres d'ensoleillement : éclairement, position du soleil, durée d'insolation.
- Ø Température extérieure sèche
- Ø Vitesse du vent sur le capteur

#### 2-4-1/paramètres internes :

On distingue :

##### a) paramètres géométriques :

- Ø paramètres de position : inclinaison, orientation du capteur.
- Ø La surface du capteur

##### b) paramètres de fonctionnement :

- Ø température d'entrée du fluide caloporteur
- Ø le débit du fluide caloporteur
- Ø la température des différentes parties du capteur

### 2-5/bilan thermique et rendement d'un capteur solaires plan conventionnel :

Le bilan thermique est indispensable à la détermination du rendement du capteur, par unité de surface il s'écrit :

$$I_a = Q_u + Q_p + Q_s$$

$I_a$  : flux solaire absorbé à la surface de l'absorbeur

$Q_u$  : puissance utile récupérée par le fluide caloporteur

$Q_p$  : puissance perdue par convection et conduction à l'arrière du capteur et par conduction, convection et rayonnement à la face avant.

$Q_s$  : la puissance stockée sous forme de chaleur vive dans les différents éléments du capteur lorsque le régime thermique est variable.

Le rendement instantané du capteur s'écrit :

$$\eta = \frac{Q_u}{I_a}$$

Pour un capteur à inertie thermique négligeable (faible masse des composants, faible chaleur spécifique) ou dans le cas de régime permanent on a :

$$Q_s = 0$$

Et :

$$\eta = 1 - \frac{Q_p}{I_a}$$

### 3-1 Introduction :

Dans ce chapitre nous allons aborder le cœur du phénomène photovoltaïque: conversion de la lumière en électricité.

Le terme photovoltaïque vient du mot grec photos qui signifie lumière et du nom du physicien italien volta ; ce dernier fut l'inventeur de la pile électrique en 1800. Mais l'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par le physicien français Alexandre-Edmond Becquerel, qui a mis en évidence la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière [11].

Notons que l'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs: silicium(Si), tellure de cadmium(CdTe), arséniure de gallium(GaAs), matériau à base de cuivre, ...etc.

A la différence d'une pile classique, dont l'énergie est stockée et restituée à volonté, la « photopile » ne produit de l'électricité que si elle est exposée à la lumière. Cette différence est fondamentale.

Malgré l'importance de cette découverte il fallait attendre les années soixante dix pour avoir la première maison alimentée avec une installation photovoltaïque, mais son usage dans le bâtiment pour les pays occidentaux se limitent aux sites isolés.

### 3-2/ qu'est ce que l'énergie solaire photovoltaïque ?

C'est une énergie renouvelable issue de transformation d'une source d'énergie lumineuse (soleil) en électricité (produite à partir de la lumière du jour et pas seulement par l'exposition au soleil).

On parle généralement d'énergie solaire photovoltaïque, car le soleil est la source lumineuse la plus intense de notre planète, et la plus part des applications sont en plein air. Mais certains préfèrent l'expression énergie lumière, puisque toute source de lumière génère de l'électricité à travers une cellule photovoltaïque.

L'électricité produite correspond à un courant continu(CC), qui est convertie en courant alternatif (par un onduleur CC/CA) afin de l'utiliser en secteur.

### 3-3/ principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque:

La cellule photovoltaïque (ou cellule solaire) est l'élément de base de l'effet photovoltaïque (ou conversion par photopiles) permettant de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire. Ce phénomène implique la production et le transport de charges négatives et positives sous l'effet de la lumière dans un matériau semi-conducteur (qui est la plupart du temps, le silicium). En

heurtant la surface de ce matériau, les photons transfèrent leur énergie aux électrons contenus dans la matière dopée négativement et positivement (jonction p-n). Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique continu (CC)  $I$  qui est recueilli par des fils métalliques très fins micro-soudés en surface (voir figure 3-1).

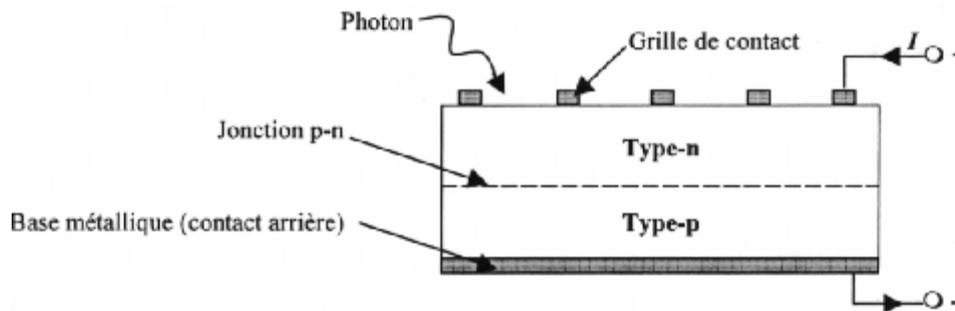


Figure 3-1 : Principe de fonctionnement du générateur photovoltaïque

La cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel [12].

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charge N) et des trous (charge P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches.

Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule.

La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V) [13].

Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (J) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

### 3-3-1/ Les différentes technologies:

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel.

#### / Cellule en silicium monocristallin:

Lors du refroidissement, le silicium fondu 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.

Avantage:

- Très bon rendement (17.2%).

Inconvénients:

- Coût élevé,
- Rendement faible sous un faible éclairement.

#### Cellule en silicium poly cristallin:

Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est également bleu, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

Avantage:

- Bon rendement (13%), mais cependant moins bon que pour le monocristallin.
- Moins cher que le monocristallin.

Inconvénient:

- Les mêmes que le monocristallin.

Ce sont les cellules les plus utilisées pour la production électrique (meilleur rapport qualité prix).

#### Cellule en silicium amorphe:

Le silicium n'est pas cristallisé, il est déposé sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé. C'est la cellule des calculatrices et des montres.

Avantages:

- Fonctionnement avec un éclairement faible.
- Moins chères que les autres.

Inconvénients:

- Rendement faible en plein soleil (environ 7%)
- Performances diminuent sensiblement avec le temps.

On trouve aussi certaines cellules qui utilisent d'autres matériaux:

- GaAs : arséniure de galium. Matériau monocristallin, qui fournit des cellules en couches minces ayant un très bon rendement mais dont le prix les destinent au domaine spatial.
- CdTe : tellure de cadmium. Matériau polycristallin déposé sur un substrat en verre.
- CIS: diséléniure de cuivre et d'indium. Ce matériau donne des photopiles très stables dans le temps.
- $\text{TiO}_2$ : dioxyde de titane. Cette technologie en est au stade expérimental.

Ces technologies sont encore très coûteuses mais elles laissent espérer des rendements bien supérieurs au silicium et une durée de vie plus grande.

### 3-3-2/Principe du photo courant :

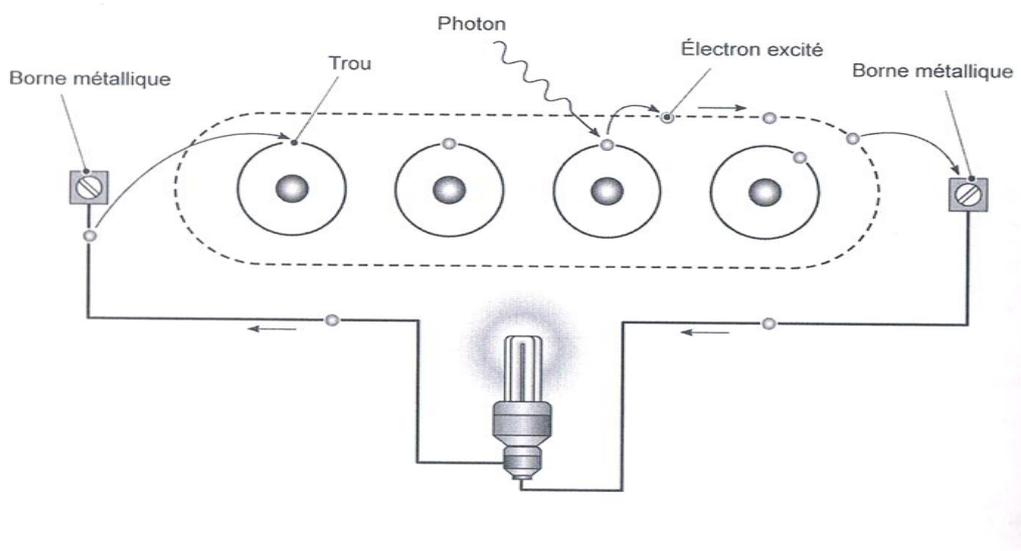


Figure 3-2 : Principe du photo courant au sein d'un semi-conducteur [14]

Sous l'action de la lumière absorbée par le matériau semi-conducteur, les électrons de la couche de valence (la dernière couche occupée par les électrons) sont arrachés et se déplacent librement dans un niveau d'énergie supérieur (bande de conduction) participant ainsi à la conductivité du matériau. Il faut impérativement maintenir les électrons en mouvement (en les attirant hors matériau semi-conducteur) par la création d'un circuit électrique afin d'exploiter ce courant (voir figure 3-2). Le maintien du mouvement des

électron se fait par la juxtaposition de deux semi-conducteur l'un dopé positivement (p) et l'autre dopé négativement (n), ou se crée à l'interface de la jonction n-p, un champ électrique permettant d'entraîner, vers le circuit extérieur, les charges électrique se libérées sous illumination.

### 3-3-3/Dopage des semi-conducteurs (silicium) :

Il existe deux types de dopage (figure 3-3).

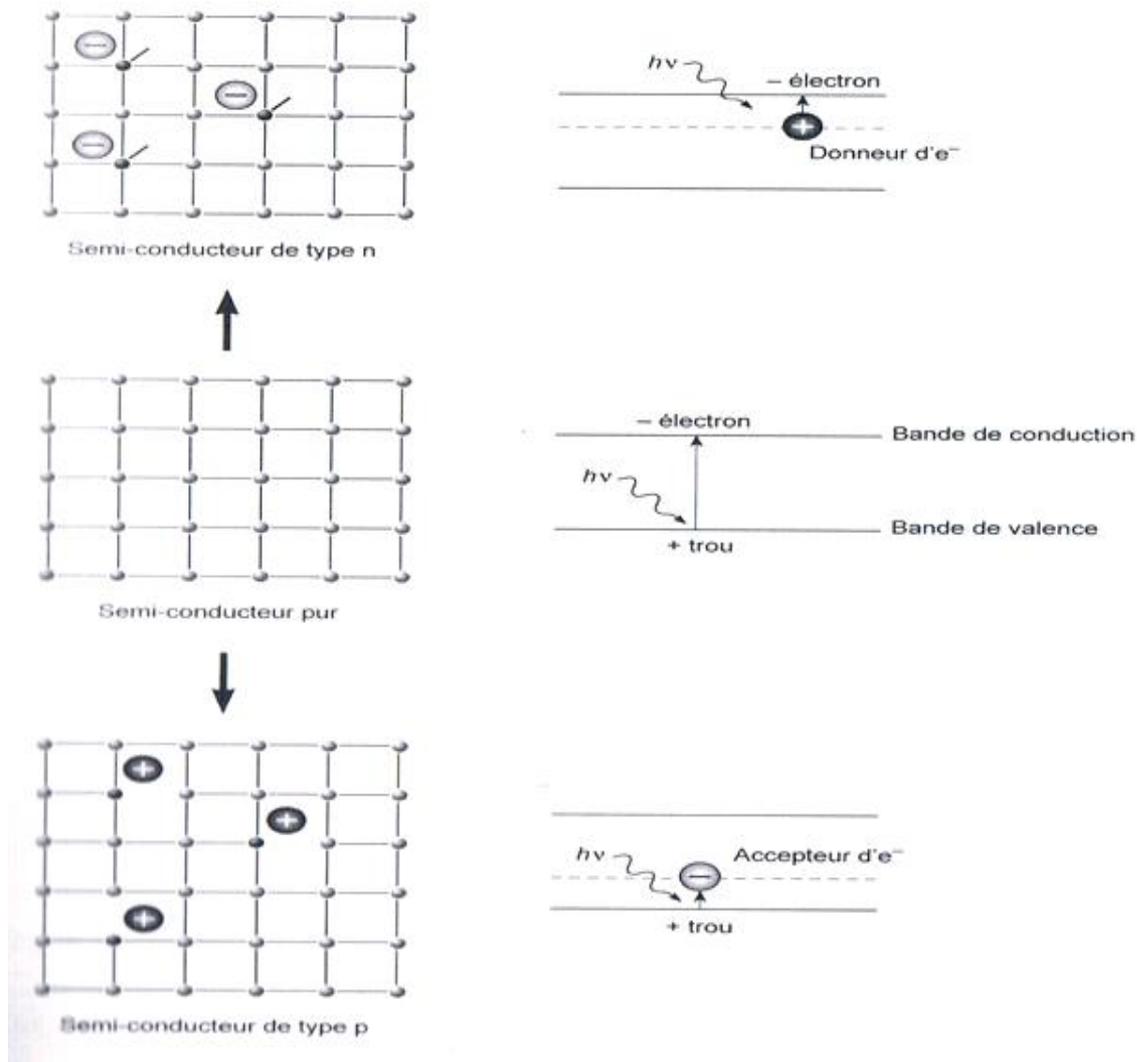


Figure 3-3 : Dopage des semi-conducteurs (Silicium)

- Dopage de type n (négatives) :

Il consiste à introduire dans la matrice de Si des atomes d'impuretés pentavalentes tels que le phosphore P, qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire (charge négative) libre de se mouvoir dans le cristal.

Le matériau est donc potentiellement « donneur » d'électrons disponibles pour la conduction.

Les principaux atomes d'impuretés sont :

- ✓ L'Arsenic(As)
- ✓ Le phosphore (P)
- ✓ Le bismuth(Bi)
- ✓ L'antimoine (Sb)

- Dopage de type p (positif) :

Il utilise des atomes d'impuretés trivalentes tels que le bore, dont l'insertion dans la structure cristalline du silicium donne un excédent de trous (charge positive). A l'inverse du précédant, le matériau est accepteur d'électrons [14].

Les principaux atomes d'impuretés trivalentes sont :

- ✓ le bore (B)
- ✓ L'aluminium (Al)
- ✓ Le galium(Ga)

### 3-4/ Propriétés des cellules solaires PV:

#### 3-4-1/ Réponse spectrale :

C'est la courbe de réponse d'une cellule en fonction de la couleur du rayonnement incident. Cette réponse traduit l'efficacité avec laquelle le matériau photovoltaïque, transforme l'énergie d'un rayonnement d'une longueur d'onde donnée en énergie électrique.[13]

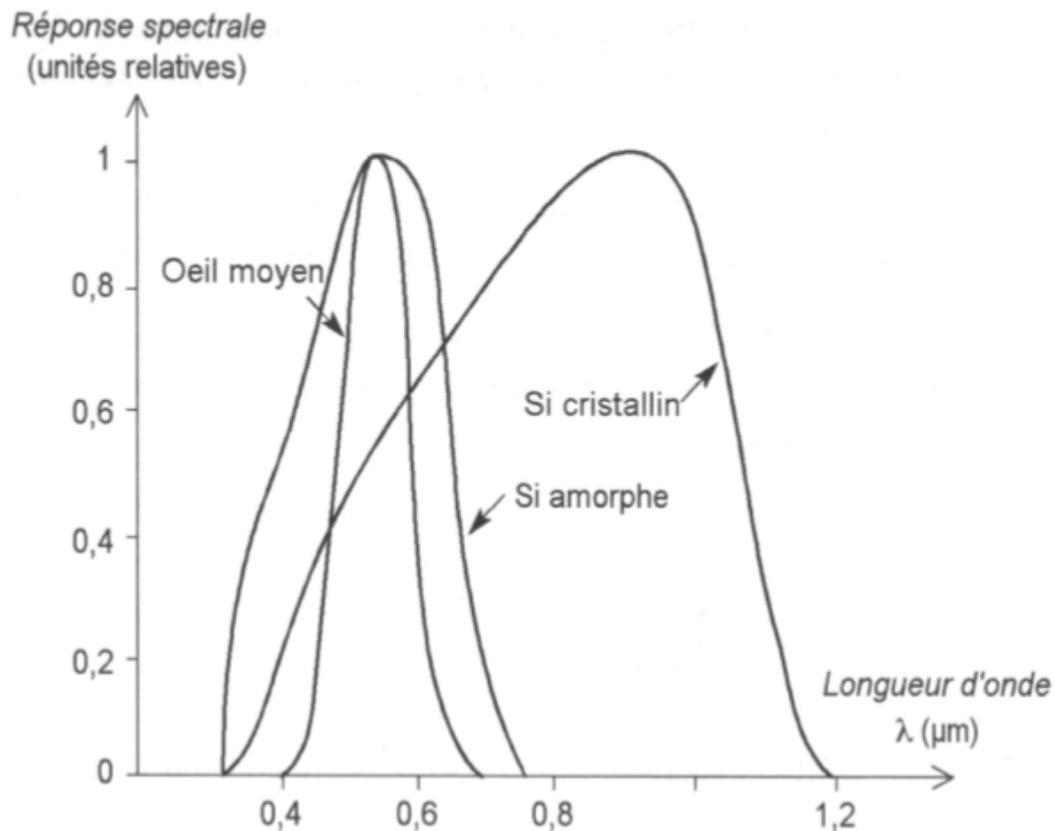


Figure 3-4 : réponse spectrales des différents types de cellules solaires

Cette figure (3-4) montre que le Si amorphe répond mieux dans le bleu (faibles longueurs d'onde), mais Si cristallin est plus performant dans le rouge et le proche infrarouge (700-1000 nm). Cette propriété explique notamment le meilleur comportement du Si cristallin au soleil, et la préférence du Si amorphe pour les éclairagements artificiels, plus riches en lumière bleue.

Donc parmi les soucis des fabricants est d'améliorer cette réponse spectrale afin de profiter au maximum de la lumière. On note quelques exemples d'amélioration :

- Diminution de la réflexion en face avant par une couche antireflet
- Utilisation d'un miroir arrière comme électrode métallique (à l'argent, qui réfléchit mieux que l'aluminium)
- Empilement de cellules à gaps optiques différents

3-4-2/ caractéristiques électriques :

3-4-2-1/ caractéristique courant-tension:

Une cellule photovoltaïque est un générateur élémentaire d'énergie électrique définie par sa courbe caractéristique courant-tension (voir figure 3-5 et figure 3-6). Elle indique la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule depuis le court-circuit jusqu'au circuit ouvert (tension à vide).

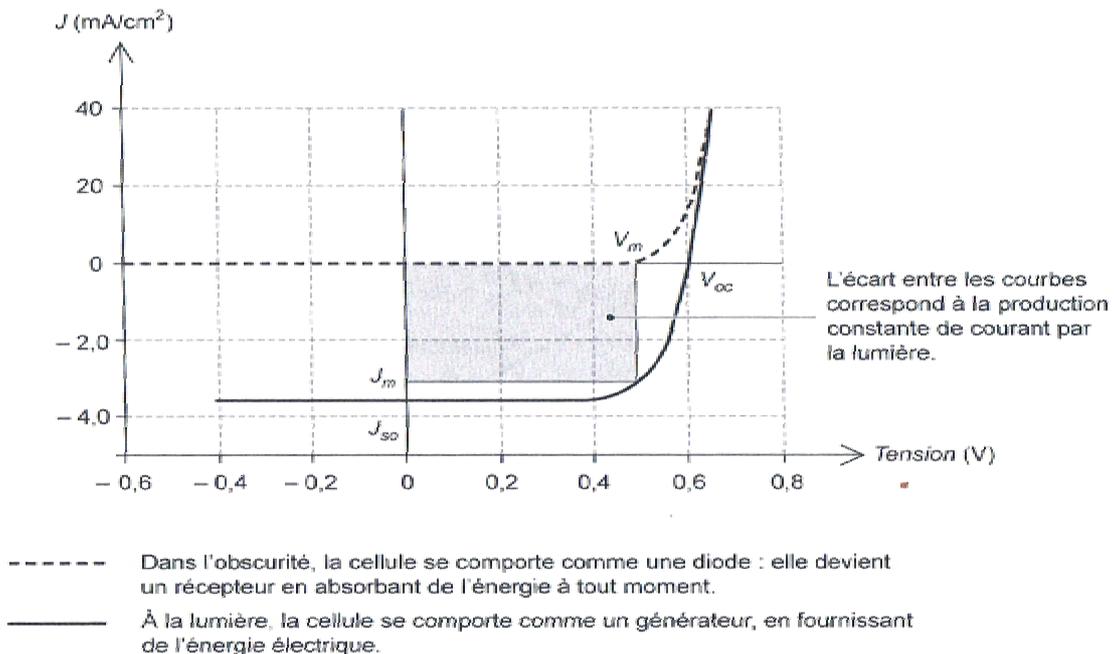


Figure 3-5 : caractéristique courant-tension d'une photopile dans l'obscurité et sous éclaircment

Chaque courbes correspond à des conditions spécifiques de fonctionnement ; de plus, une courbe est propre à chaque type de matériau photovoltaïque.

On' a:

$$I = I_s \left( e^{\frac{U}{U_t}} - 1 \right) \dots\dots\dots(3-1)$$

Avec :

U : tension imposé à la diode

$U_t = k \cdot t / q = 26 \text{ mV à } 300 \text{ K}$

$K = 1,38 \times 10^{-23}$  : constante de Boltzmann

$q=1,602 \times 10^{-19}$  charge de l'électron  
 T : température absolue en K  
 $I_s$  : courant de saturation de la diode

Sous illumination, avec un changement de signe conventionnel pour le courant, cette relation devient [13] :

$$I = I_p - I_s \left( e^{\frac{U}{U_t}} - 1 \right) \dots \dots \dots (3-2)$$

Avec:  $I_p$  le photo courant.

A l'aide de cette équation on peut quantifier les paramètres suivants :

Le courant de court-circuit  $I_{cc}$ :

$$I_{cc} = I_p \text{ (quand } U=0)$$

La tension du circuit ouvert  $U_{co}$ :

$$U_{co} = \frac{kT}{q} \ln \left( 1 + \frac{I_p}{I_s} \right)$$

Ou pour  $I_{cc} \gg I_s$  :

$$U_{co} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{I_p}{I_s} \right)$$

On note clairement que :

- Ø Le courant d'une cellule solaire est proportionnel à l'éclairement et à la surface de la cellule. il augmente avec la température
- Ø La tension en circuit ouvert d'une cellule solaire varie de manière logarithmique avec l'éclairement et baisse avec la température.

La figure ( 3-6) représente le schéma équivalent de la cellule solaire, avec deux résistance complémentaire  $R_s$  et  $R_p$ . c'est le model de Singer [19]

$R_s$  : représente les pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal /semi-conducteur

$R_p$  : résistance de fuite , provenant de courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des irrégularités ou impuretés.

Donc l'équation devient :

$$I = I_p - I_s \left[ e^{\frac{q(U+I.R_s)}{kT}} - 1 \right] - \frac{U+I.R_s}{R_p} \dots \dots \dots (3-3)$$

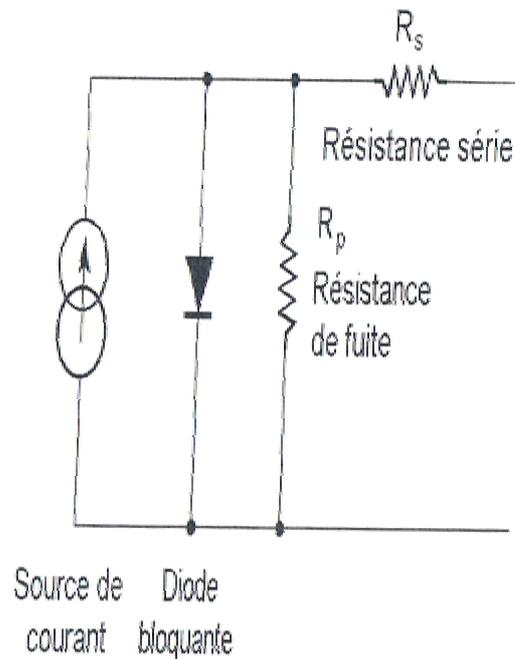


Figure 3-6 : schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

#### 3-4-2-2/ Puissance et facteur de forme:

C'est le critère de choix de la cellule, tous chercheurs ou constructeurs ont tendance à chercher la photopile qui génère le maximum de puissance ou d'énergie. La figure (3-7) montre la courbe caractéristique sous lumière d'une photopile ainsi que des courbes théoriques de puissance constante (en pointillés).

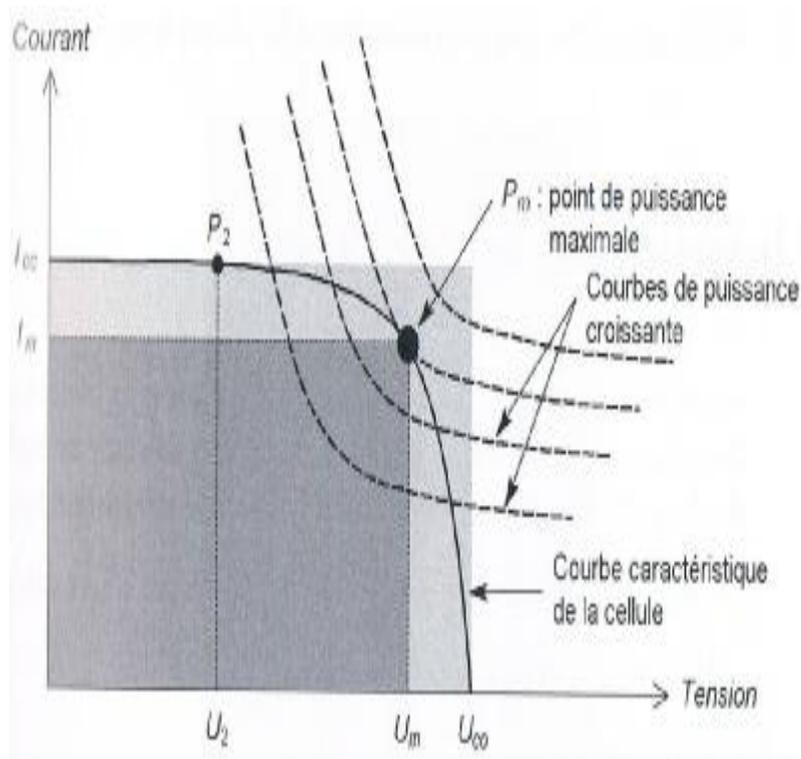


Figure 3-7 : puissance maximale sur une caractéristique courant-tension

Le point  $P_m$  caractérise la puissance maximale, associé à une tension  $U_m$  et un courant  $I_m$ , maximales. On remarque aussi que la photopile peut être sollicitée également à plus faible puissance, par exemple à une tension inférieure  $U_m$  (point  $P_2$ ).

Pour une cellule solaire idéale, on obtient :  $P_{\text{max idéale}} = U_{co} \times I_{cc}$

On note aussi que les professionnels font référence à la puissance-crête ou puissance catalogue noté  $W_c$  ou  $W_p$  qui représente la puissance électrique maximale délivrée dans les conditions dites standard (STC) :

- Ø Ensoleillement  $1000 \text{ W/m}^2$
- Ø Température de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Ø Spectre AM 1,5

Comme le courant, elle dépend directement de l'intensité du flux lumineux (voir figure 3-8)

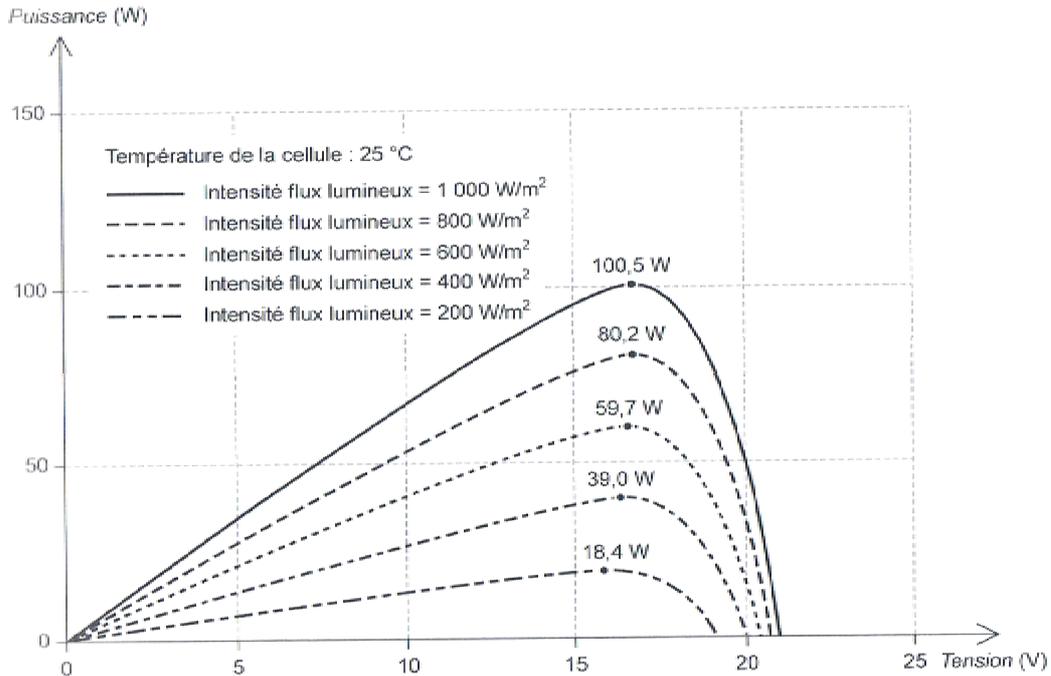


Figure 3-8 : courbes de puissances en fonction de la tension sous diverses intensités de rayonnement.

A partir de ces valeurs idéales, il est possible de déterminer le facteur de forme (fill factor) qui indique le degré idéaliste de la caractéristique courant-tension définit comme suit :

$$FF = \frac{P_m}{U_{co} I_{cc}} \dots\dots\dots(3-4)$$

Il est compris entre 0 et 1, il traduit les pertes provoquées par les résistances  $R_s$  et  $R_p$ . en générale, le facteur de forme pour un panneau (assemblage de cellules) est compris entre 0,60 et 0,85 [14].

**3-4-2-3/ Rendement énergétique :**

Il est défini quant à lui comme le rapport entre la puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur la cellule ou le module photovoltaïque et s'écrit [13]:

$$\eta = \frac{P_m}{E.S} \dots\dots\dots(3-5)$$

E : l'éclairement [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

S : surface de la cellule ou du module [ $\text{m}^2$ ]

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions de référence STC.

### 3-5/ Les paramètres influent sur la caractéristique $I=f(V)$ :

#### 3-5-1/ L'influence de l'éclairement :

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface.

La figure (3-9) représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes :

Le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement.

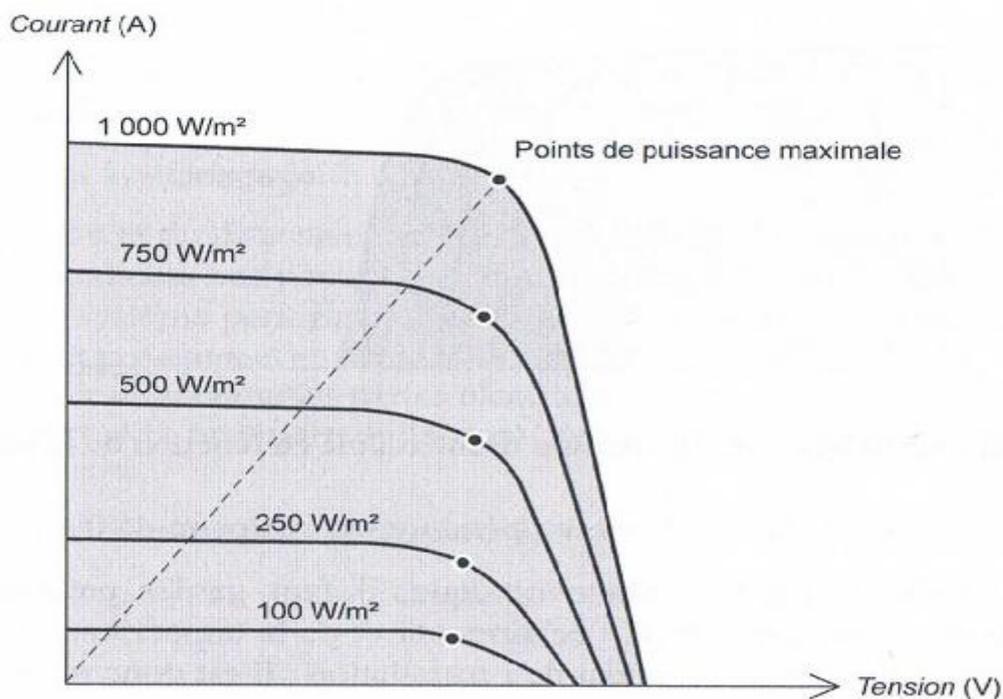


Figure 3-9 : caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement

### 3-5-2/ L'influence de la température:

C'est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposés aux rayonnements solaires, susceptibles de les réchauffer ; de plus une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en électricité mais se dissipe sous forme de chaleur : c'est pourquoi la température de la cellule ( $T_c$ ) est toujours supérieur à la température ambiante ( $T_a$ ):

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800} (TUC - 20) \dots \dots \dots (3-6)$$

Avec :

$T_c$  : température de la cellule ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_a$  : température ambiante ( $^{\circ}\text{C}$ )

$E_m$  : éclairement moyen ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

$TUC$  : température d'utilisation de la cellule ( $^{\circ}\text{C}$ )

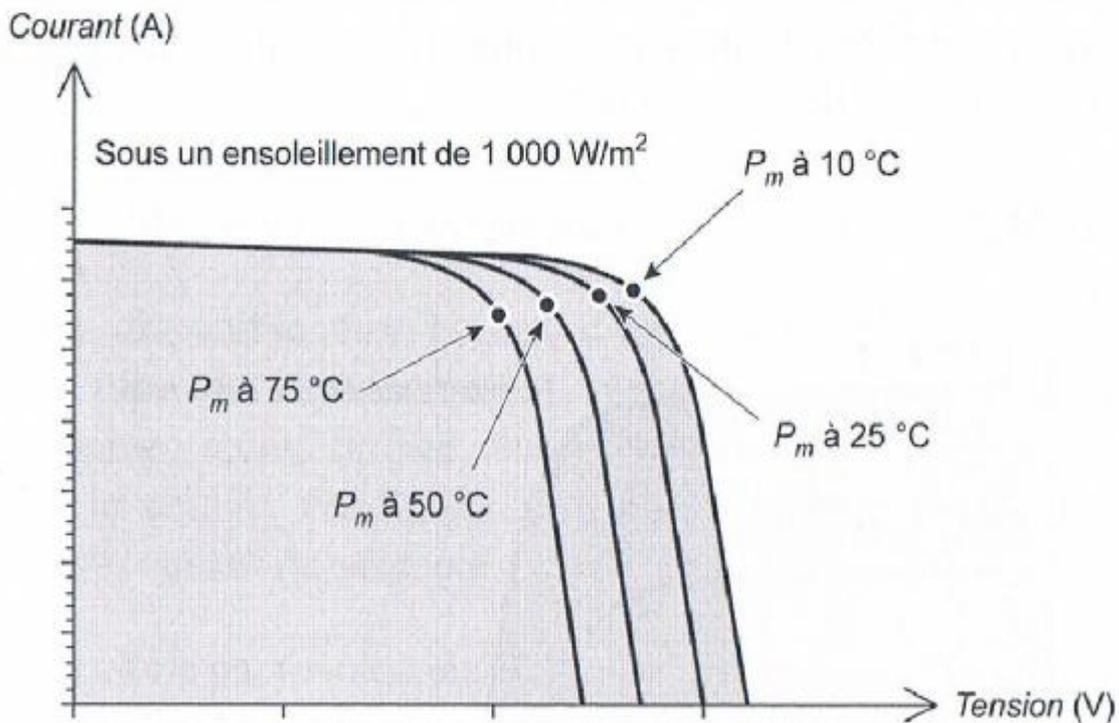


Figure 3-10 : caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de la

La figure (3-10) montre que la tension d'une cellule baisse fortement avec l'augmentation de la température, d'où la baisse de la performance de celle-ci. En revanche, l'intensité du courant augmente légèrement, mais reste négligeable au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule en température est une perte de 0,4 à 0,5 % par degré Celsius (°C)

Donc il est recommandé lors de la conception du projet photovoltaïque, de garder à l'esprit la variation simultanée et permanente de l'éclairement et de la température.

### 3-5-3/ L'influence de l'angle d'incidence:

L'angle d'incidence caractérise l'incidence avec laquelle le rayon solaire frappe le plan du capteur : c'est l'angle entre la normale au plan du capteur et le rayon solaire à l'instant considéré. Il ne faut pas aussi négliger l'orientation du panneau, qui a aussi bien que l'angle d'incidence, une influence directe sur la production énergétique.

Quand on a le choix, l'orientation idéale d'un module photovoltaïque obéit à une règle très simple : vers l'équateur, ce qui donne :

- Ø Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord ;
- Ø Orientation vers le Nord dans l'hémisphère Sud.

Tandis que l'inclinaison dépend de la latitude et la périodicité de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque :

- Ø Pour une application autonome consommant une énergie presque constante tout au long de l'année, l'inclinaison optimale pour maximiser l'énergie annuelle produite est égale à la latitude du lieu à laquelle on ajoute 10° (pour une orientation Sud).
- Ø Pour une application estivale (centrale photovoltaïque connectée au réseau public), l'inclinaison optimale se situe entre 20 et 30°, toujours sous nos latitudes et pour une orientation au sud.
- Ø Pour une utilisation hivernale (cas des sites montagneux et recevant beaucoup de neige) les panneaux sont davantage inclinés, ce qui facilitera en plus le glissement de la neige au dessus du panneau.

L'optimum annuel est et peu marqué et laisse, pour les capteurs, une large marge d'inclinaison (de 15 à 30°) et d'orientations (sud  $\pm 30^\circ$ ) sans perte notoires.

### 3-6/ composants du système photovoltaïque :

Qu'il soit raccordé ou non à un réseau de distribution, un système photovoltaïque comprend différents composants schématisés sur figure (3-11)

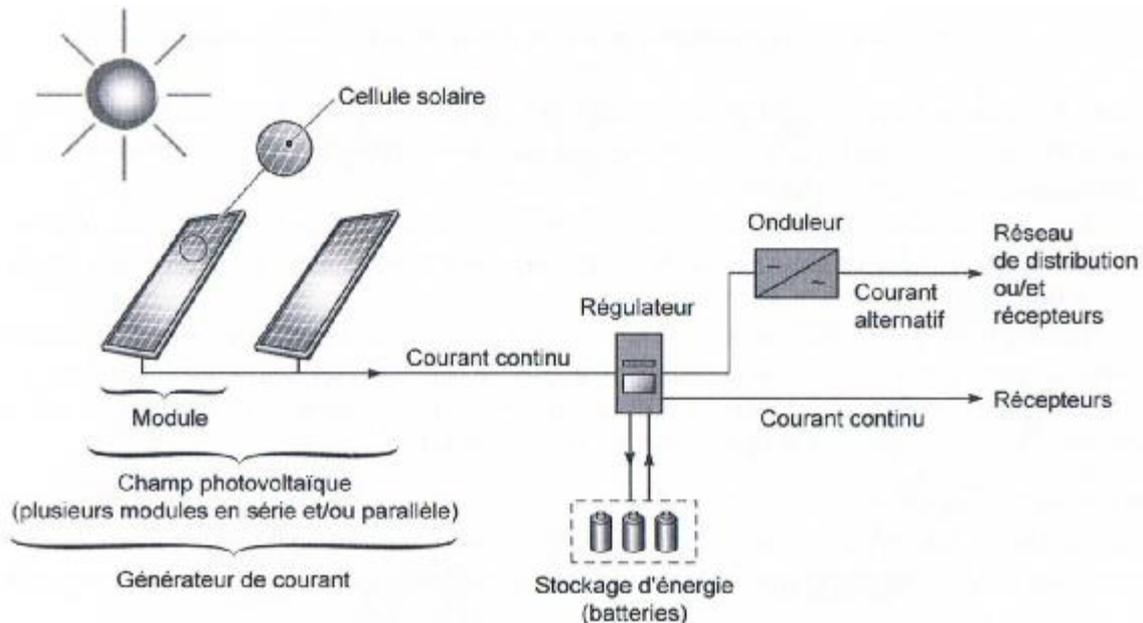


Figure 3-11 : Présentation schématique des différents composants d'un système photovoltaïque

Dans cette étude on va s'intéresser spécialement au module photovoltaïque qui sera une partie importante du capteur hybride.

#### 3-6-1/ module photovoltaïque :

C'est un ensemble de cellules solaires (générateur élémentaire électrique), ou photopile regroupées afin de générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. Ainsi pour atteindre une tension désirée, il suffit de connecter en série plusieurs cellules (selon la technologie utilisée, la tension produite par la cellule varie entre 0,5 et 1,5 V).

- Quelques chiffres :

La tension optimale d'une photopile au Si cristallin est de 0,46 V. Pour garantir la recharge d'une batterie de 12V, il faut que le module génère une tension supérieure à 12V (entre 16 et 17V) afin de tenir compte des pertes de tension liées au câblage et à l'élévation de la température.

Donc, le module doit être constitué de 36 cellules ( $16,5/0,46 \approx 36$ ) [14]. Dans les pays chaud tel que le notre (ALGERIE) le module de 12 V doit contenir un nombre de cellules supérieur à 36 (en général 40) a fin de compenser les pertes liées aux fortes températures.

La mise en série des cellules des modules au Si cristallin s'effectue en reliant la face avant (contact -) d'une cellule à la face arrière (contact+) de la cellule suivante, à l'aide rubans de cuivre étamés, souples et plats. Les contacts sont soudés par l'étain ou de l'argent.

Pour les modules à couches minces (Si amorphe, CIS ou CdTe), les cellules sont connectées par l'intermédiaire de rayures très rapprochées et décalées les unes par rapport aux autres sur chacune des couches :

- La couche avant correspond à l'électrode (+) transparent
- La couche du matériau (Si amorphe)
- La couche arrière correspond à l'électrode (-) métallique

### 3-6-2/ encapsulation des cellules :

Une fois les cellules assemblées, on les encapsule a fin de les protégées contre les agressions extérieures : humidité, corrosion, chocs mécanique...etc.

Le principe consiste à la mise en sandwich de l'ensemble constitué par les cellules et le matériau encapsulant fréquemment l'EVA (Ethyle-Vinyle-Acétate) entre deux plaques de verre (procédé bi verre) ou entre une plaque de verre et un revêtement plastique (type PVF-polyvinyle fluoré- appelé Teldar).(voir figure 3-12)

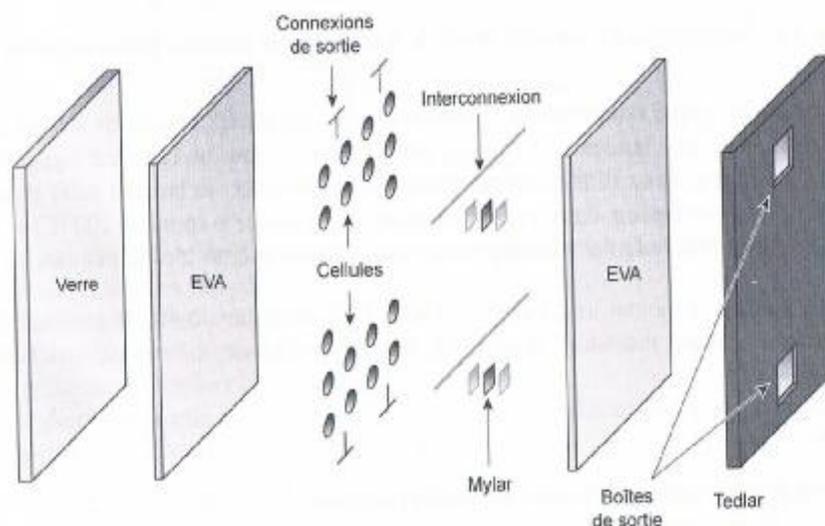


Figure 3-12 : différents éléments de l'encapsulation

### 3-6-3/ calcul de la puissance des modules photovoltaïques :

Le calcul de la puissance des modules photovoltaïques nécessite la maîtrise des principaux paramètres suivants :

- ü Nombres d'heures équivalentes
- ü Période d'ensoleillement
- ü Pertes électriques
- ü Technologie des modules

Pour une installation autonome, la puissance du générateur photovoltaïque définie est comparée aux besoins énergétiques afin de vérifier leur adéquation. Pour une installation raccordée au réseau, la puissance est définie en fonction de la surface disponible et du budget du maître de l'ouvrage.

#### 3-6-3-1/ nombre d'heures équivalentes :

C'est le nombre d'heure optimale où l'ensoleillement est maximal, au cours de lesquels le module produit une énergie (Wh) égale à la puissance crête (aux conditions STC).

Ainsi l'illumination solaire  $E_{sol}$  (Wh/m<sup>2</sup>/j) reçue est :

$$E_{sol} = N_e \times 1000 \dots\dots\dots(3-7)$$

$N_e$  : nombre d'heures équivalentes (h/j)

Et la production électrique d'un panneau pendant une journée est :

$$P_{total} = N_e \times P_c \dots\dots\dots(3-8)$$

$P_c$  : puissance crête

#### 3-6-3-2/ Période d'ensoleillement :

Compte tenu de l'irrégularité de l'ensoleillement entre l'été et l'hiver ; il est recommandé de choisir, pour le dimensionnement d'une installation autonome, les conditions d'ensoleillement les plus défavorables afin de s'assurer que la puissance de l'installation sera suffisante toute l'année.

#### 3-6-3-2/ Pertes électriques :

##### Pertes en courants :

On distingue deux types :

- ✓ Pertes par salissure

✓ Pertes liées au rendement de charge de la batterie

#### ✚ Pertes en tension :

On distingue deux types :

✓ Pertes dues aux composants électriques : diodes, onduleurs...

✓ Pertes ohmiques dues aux câbles.

#### ✚ Pertes thermiques :

L'échauffement des cellules traduit une diminution du rendement énergétique (- 0,5 % / °C).

#### ✚ Pertes de dispersion :

Dues aux défauts de fabrications : qui engendre une puissance différente en les mêmes panneaux.

#### ✚ Autres Pertes :

Pertes de réflexion : en général, elles sont incluses dans l'efficacité du panneau.

Toutes ces pertes énergétiques doivent être comptabilisées dans le calcul de dimensionnement d'une installation. Elles se qualifient sous la forme d'un coefficient global de perte correspondant à la somme de toutes les pertes intervenant tout au long de la chaîne photovoltaïque.

Finalement la production électrique journalière d'un panneau (en conditions STC) s'écrit :

$$P_{\text{total}} = N_e \times P_c \times C_p \dots\dots\dots(3-9)$$

Avec :  $C_p$  : coefficient global de pertes (compris entre 0,65 et 0,90)

### 3-7/ Rendement :

Le rendement global du système influe directement sur la production électrique comme suit [14] :

$$E_{\text{ep}} = I \times S \times h \dots\dots\dots(3-10)$$

Avec:

$E_{\text{ep}}$  : énergie électrique produite par an [kWh/an]

$I$  : rayonnement global reçu [kWh/m<sup>2</sup>.an]

S : surface du ou des modules photovoltaïque [m<sup>2</sup>]

$\eta$  est rendement global du système donner par :

$$h = \eta_{STC} \times h_{SYST} = \frac{P_m}{E S} \times h_{SYST} = \frac{P_m}{S} \times h_{SYST}$$

$\eta_{STC}$  : rendement au condition STC (E = 1 kW/m<sup>2</sup>)

$\eta_{SYST}$  : rendement de tous les composants constituant le système

En remplaçant dans la relation (3-10) on trouve :

$$E_{ep} = I \times P_m \times h_{SYST} \dots\dots\dots(3-11)$$

Avec :

$P_m$ : puissance maximale dépend de la technologie des modules utilise (Si mono ou polycristallin, amorphe....)

### 3-8/ Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque par Matlab:

L'objectif de cette modélisation est de trouver un modèle simple et adaptable avec différents modules des constructeurs. Ce modèle doit être modélisé de telle façon que tous les paramètres sont facilement calculés et en évitant le plus possible les équations complexes.

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie plusieurs modèles électriques dans la littérature ont été développés, dont le but est l'obtention d'une caractéristique I (V) plus

performante et pratique. Ces modèles sont différents entre eux par la procédure et le nombre de paramètres pris en compte.

### 3-8-1/ Choix d'un modèle :

En général le choix d'un modèle dépend toujours de l'usage que l'on veut en faire, mais aussi des informations dont on dispose pour déterminer les paramètres.

Pour ce travail, un modèle de complexité modérée a été employé, C'est une version simplifiée du modèle à une seule diode présenté par Gow et Manning [20]. Ce modèle traite la cellule PV comme une source de courant, dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance  $R_s$ , l'effet de la résistance parallèle ( $R_p$ ) est très petit dans un module simple, ainsi le modèle ne l'inclut pas.

Les quatre paramètres apparaissant dans l'équation de la caractéristique  $I(V)$  sont : le courant photonique  $I_L$ , la résistance série  $R_s$ , et deux caractéristiques de la diode  $I_0$  et  $n$ , ces paramètres ne sont pas des quantités mesurables et ne sont pas généralement inclus dans les données des fabricants [18].

Par conséquent, ils doivent être déterminés à partir des systèmes des équations  $I(V)$  pour différents points de fonctionnement (donnés par les fabricants).

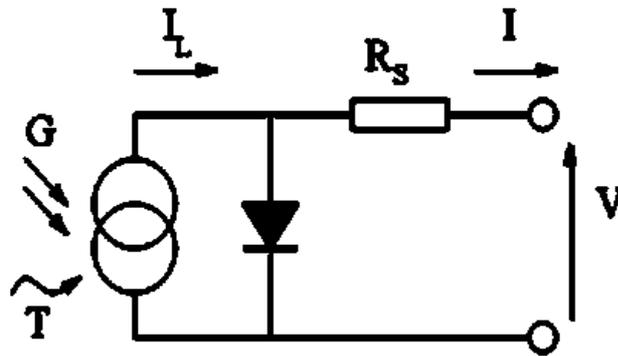


Figure 3-13 : Circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque [18]

### 3-8-2/ Détermination des paramètres électriques :

D'après la figure (3-18), le courant de sortie déduit de schéma équivalent est le suivant :

$$I = I_L - I_D \dots \dots \dots (3-12)$$

#### A. Calcule de $I_L$

Le courant photonique est lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence par [21] :

$$I_L = \left( \frac{G}{G_{REF}} \right) (I_{L,REF} + \mu_{ISC} (T_C - T_{C,REF})) \dots \dots \dots (3-13)$$

Avec

$I_{L,REF}$  : le courant photonique sous condition de référence (A)

G.  $G_{REF}$  : L'éclairement réels et à la condition de référence ( $W/m^2$ ).

$T, T_{C,REF}$  : température de cellules, réelles et à la condition de référence ( $^{\circ},K$ )

$\mu_{ISC}$  : Coefficient de la température du courant de court circuit (A/K).

Pour simplifier le calcul de  $I_L$ , on fait souvent l'approximation que le courant  $I_{L,REF}$  est égal au courant de court circuit  $I_{SC,REF}$  du module.

### B. Calcul de $I_D$ :

Le courant de la diode est donné par l'équation de Shockley [18] :

$$I_D = I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{nkT_c} \right) \right] \dots \dots (3-14).$$

Avec

$R_s$  : la résistance série ( $\Omega$ )

### C. Calcul de $I_0$ :

Le courant inverse de saturation de la diode s'exprime en fonction des caractéristiques du matériau et de la température comme suit :

$$I_0 = I_{0-T1} * \left( \frac{T_f}{T_1} \right)^{\frac{3}{n}} \exp \left( \frac{-qV_g}{n*k*\left(\frac{1}{T_f} - \frac{1}{T_1}\right)} \right) \dots \dots (3-15)$$

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right]$$

$I_{0-T1}$  : le courant de saturation a la température  $T_1$

$V_g$  : L'énergie de bandage (1.12 eV pour  $Si$ , 1.35 eV pour  $Ge$ )

Donc la caractéristique  $I(V)$  est décrite ainsi par :

$$dI = 0 - I_0 * q \left( \frac{dV+R_s*dI}{nkT} \right) * \exp \left( q \left( \frac{V+IR_s}{nkT} \right) \right) \dots \dots (3-16)$$

### D. Evaluation de résistance série $R_s$ :

La résistance série ( $R_s$ ) du module PV à un grand impact sur la pente de la courbe I-V, par conséquent la valeur de  $R_s$  est calculée en évaluant la pente

$dI/dV$  de la courbe I-V au point  $V_{oc}$ . L'équation de  $R_s$  est obtenue par l'équation différentielle 3 et ensuite la reconstruire en fonction de  $R_s$  (3).

$$R_s = -\frac{dI}{dV} - \frac{nKT/q}{I_0 * \exp\left(q\left(\frac{V+IR_s}{nKT}\right)\right)} \dots\dots\dots(3-17)$$

Alors, d'après l'équation (3-17), la valeur de  $R_s$  est estimée en fonction de  $V_{CO}=V$ .

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{V_{CO}}} - \frac{nKT/q}{I_0 * \exp\left(\frac{qV_{CO}}{nKT}\right)} \dots\dots\dots(3-18)$$

Finalement après la détermination des différents paramètres du circuit équivalent, il est possible de résoudre l'équation de la caractéristique  $I(V)$ , donc on peut solutionner numériquement pour un éclaircissement donné et une température de module, l'ensemble des paramètres inconnus qui sont ( $I_L$ ,  $I_0$ ,  $n$ ,  $R_s$ ), puis les autres variables inconnues dans l'équation  $I(V)$  originale qui sont  $I$  et  $V$  du module.

### 3-8-3/ Simulation du modèle par Matlab [22] :

Dans le programme Matlab que nous avons utilisé dans cette article exécute les calculs itérative cinq fois afin d'assurer la convergence des résultats. La méthode (Newton-Raphson) [23], employée ici est appliquée dans des programmes script pour la simulation des différents effets sur la caractéristique  $I(V)$  telle que, l'influence de l'éclaircissement, température, la résistance série, le facteur de qualité et le groupement des cellules en série.

Le modèle PV que nous avons choisis pour la simulation est le BP MSX62 de BPSolar , ce module fournit une puissance maximum 62W avec une taille optimale .

Les caractéristiques principales sont montrées dans le tableau(3-1).

Tableau 3-1 : Caractéristiques du module MSX62 de BPSolar

Température	T	25	°C
Tension de circuit ouvert	$V_{CO}$	21.0	V
Courant de court circuit	$I_{CC}$	3.8	A
Tension de puissance maximale	$V_m$	16.03	V
Courant de puissance maximale	$I_m$	3.5	A
Puissance maximale	$P_m$	62.13	W

### Résultats et interprétations :

Nous avons fait une étude d'un panneau photovoltaïque simple du module BP MSX62 de BP Solaire sous environnement Matlab version 7.10 et nous avons déduit les caractéristiques suivantes:

#### Ø Influence de l'éclairement :

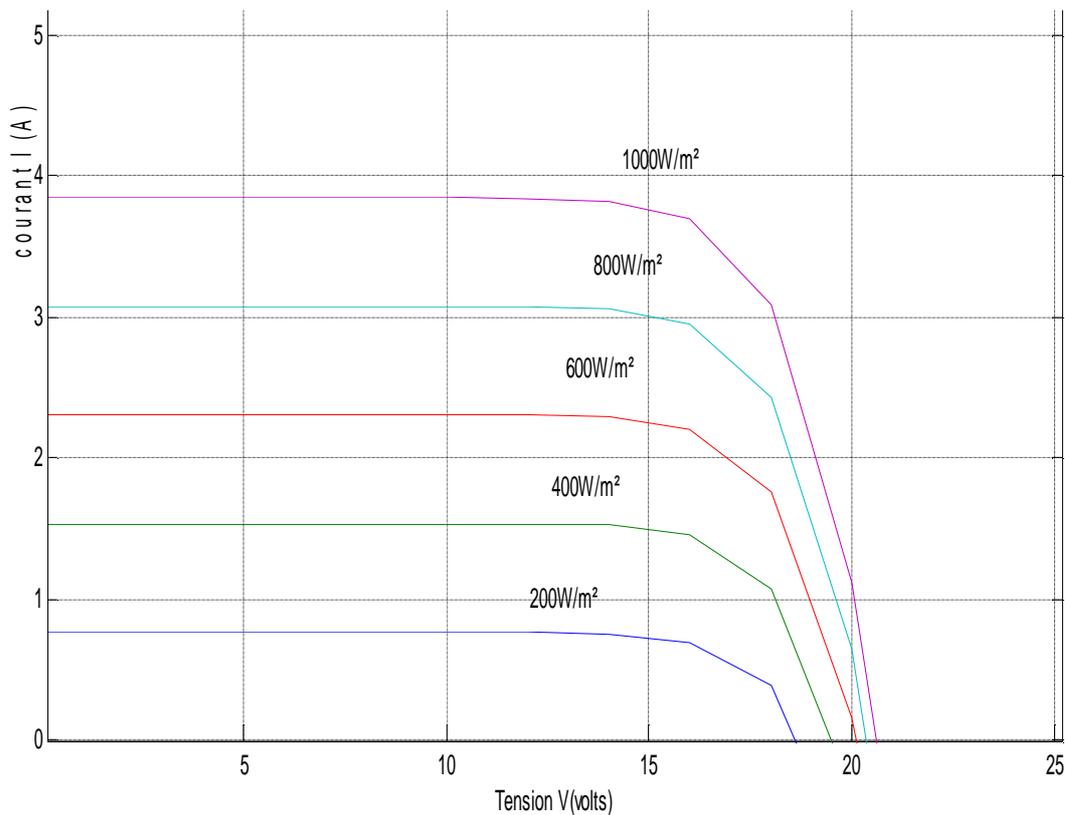


Figure (3-14) : caractéristique I(V) pour différent éclairement

La figure (3-14) représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

Le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement.

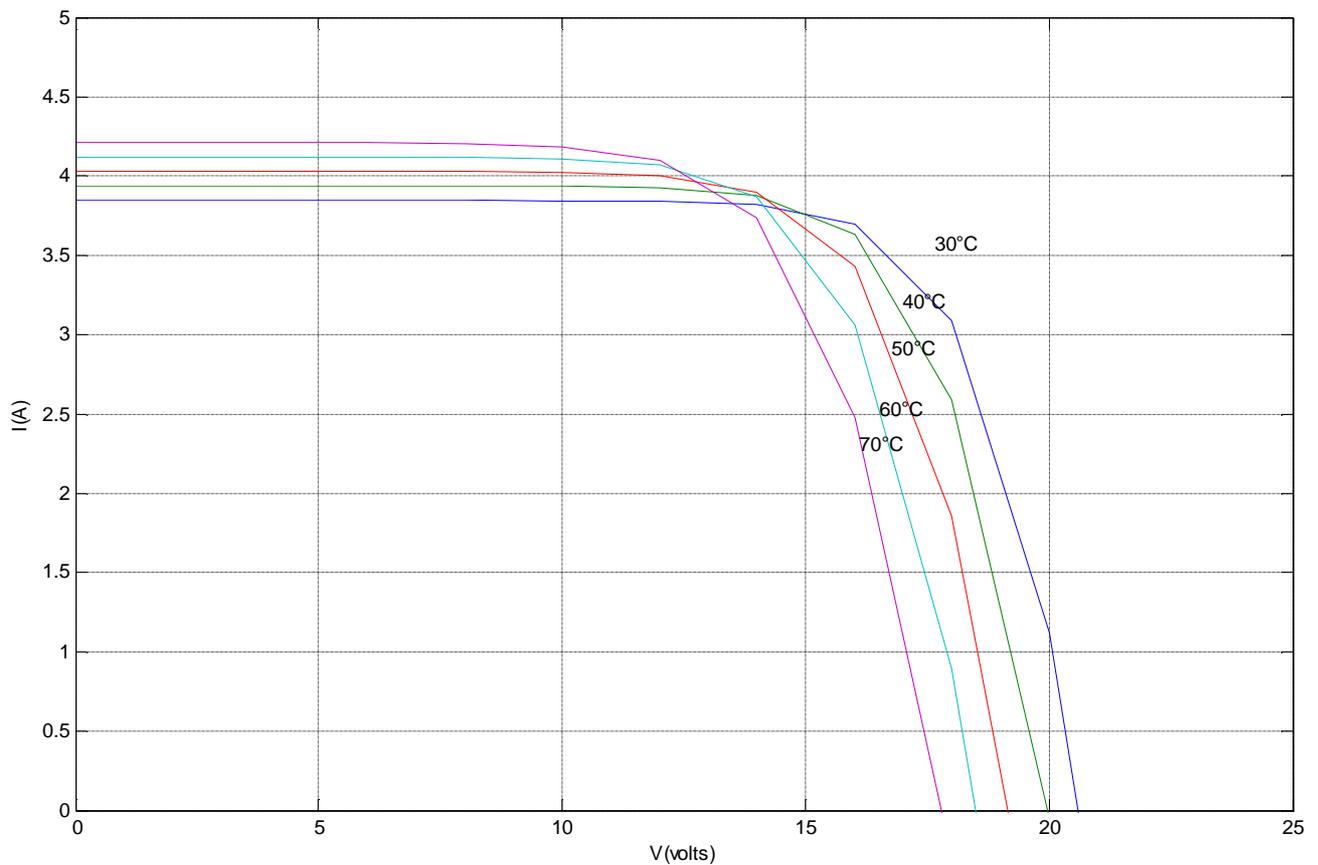
**Ø Influence de la température :**

Figure 3-15 : caractéristique I(V) pour différent température

La figure (3-15) montre assez clairement la baisse assez forte de la tension sous l'influence de l'augmentation de la température (entre 30 et 70 °C) et sous un ensoleillement de 1000 W/m<sup>2</sup> ; par contre que le courant gagne un petit peu d'intensité. Mais l'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule cristalline en température est une perte de 0.4 à 0.5 % par degré.

**Conclusion :**

D'après les résultats qu'on a obtenus on constate que les performances du module photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'éclairement solaire et la température. Les résultats obtenus par simulation du modèle sont satisfaisantes, car les courbes obtenus décrivent bien les caractéristiques électriques données par le constructeur (Bp solar type MSX62).

Le but de ce chapitre est de se familiariser avec l'application la plus utilisée au monde concernant l'énergie solaire, ainsi que de comprendre une partie séparée du capteur hybride, et assimiler le phénomène photovoltaïque afin de pouvoir cerner presque tous les phénomènes qui se passent dans le capteur hybride, sujet de notre étude.

#### **4-1/ INTRODUCTION :**

L'intérêt grandissant pour le développement de Bâtiments à haute efficacité énergétique est fortement lié aux efforts récents concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et aux réserves limitées en ressources énergétiques fossiles ou fissiles. Dans ce contexte, l'intégration à grande échelle de modules photovoltaïques (PV) intégrés est l'une des directions privilégiées devant conduire à une production locale d'énergie. Cependant, l'intégration de tels composants directement dans le bâtiment peut conduire à des risques de surchauffe des matériaux mais aussi du composant PV lui-même. La production électrique des modules PV étant liée à leur température de fonctionnement, le risque de surchauffe peut engendrer une perte importante de rendement. Dans ce contexte particulier, l'utilisation de capteurs hybrides Photovoltaïque-Thermique (PV-T) peut permettre l'évacuation et la valorisation de la chaleur résiduelle.

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

Plusieurs configurations de capteur existent et diffèrent selon la nature du fluide utilisé (air ou eau), le type d'absorbeur (concentrateur, plan..) et selon le type de systèmes auxquels est raccordé (eau chaude sanitaire, chauffage domestique,...).

#### **4-2/ Synthèse bibliographique des capteurs solaires hybrides (PV/T)**

Afin de mener à bien ce modeste travail, une synthèse bibliographique des capteurs solaires PV/T hybrides a été réalisée. De ce fait, notons que la recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80.

En 2005, Zondag [28] propose un état de l'art sur les capteurs solaires PV/T hybrides en se basant sur le rapport du projet européen PV-Catapult. Parmi les premières études recensées par Zondag, certaines mettent l'accent sur l'évolution de la configuration géométrique des composants et d'autres sur les méthodes de modélisation. Ainsi, il cite le travail de Wolf [29], qui en 1976, effectue l'analyse d'un capteur solaire thermique comportant des modules PV à base de silicium et couplé à un système de stockage de chaleur.

Par la suite, l'étude réalisée par Kern et Russel [30] en 1978 donne les principes de base des capteurs solaires employant de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. Hendrie[31], en 1982 développe un modèle théorique de système PV/T hybride en se basant sur des corrélations liées à des capteurs solaires standards.

En 1981, Raghuraman[32] présente des méthodes numériques permettant la prévision des performances des capteurs solaires plans PV/T à eau ou à air. Plus tard, en 1985, Cox et Raghuraman[33] développent des logiciels de simulation permettant l'études des performances des systèmes PV/T hybrides à air, et mettent l'accent sur l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique de ces composants solaires. En 1986, Lalovic et al [34] proposent un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes comme solution économique pour la construction de modules PV.

Diverses études expérimentales et théoriques ont été réalisées ensuite, en vue du développement des systèmes PV/T hybrides. La plupart des recherches

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

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

Dans cette synthèse bibliographique, nous présentons essentiellement l'évolution de la recherche sur le concept de capteurs solaires hybrides intégrables au bâti suivant le fluide caloporteur employé (air ou liquide).

#### **4.2.1/ Les capteurs solaires PV/T à air**

Compte tenu de la faible demande en chauffage solaire sur le marché, peu d'études ont été menées sur les capteurs solaires PV/T à air isolés ou intégrés au bâti en comparaison avec les capteurs solaires PV intégrés.

Ainsi, par exemple, en 1998, Sandberg et Moshfegh [35] proposent l'étude théorique et expérimentale des phénomènes thermiques et aérauliques au

sein d'une lame d'air permettant la ventilation naturelle en sous – face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture comportant des panneaux PV.

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

en 2000 Hegazy [36] compare, les performances thermiques et électriques de quatre capteurs solaires PV/T hybrides à air qui sont différenciés par le mode de refroidissement (mécanique) des panneaux PV.

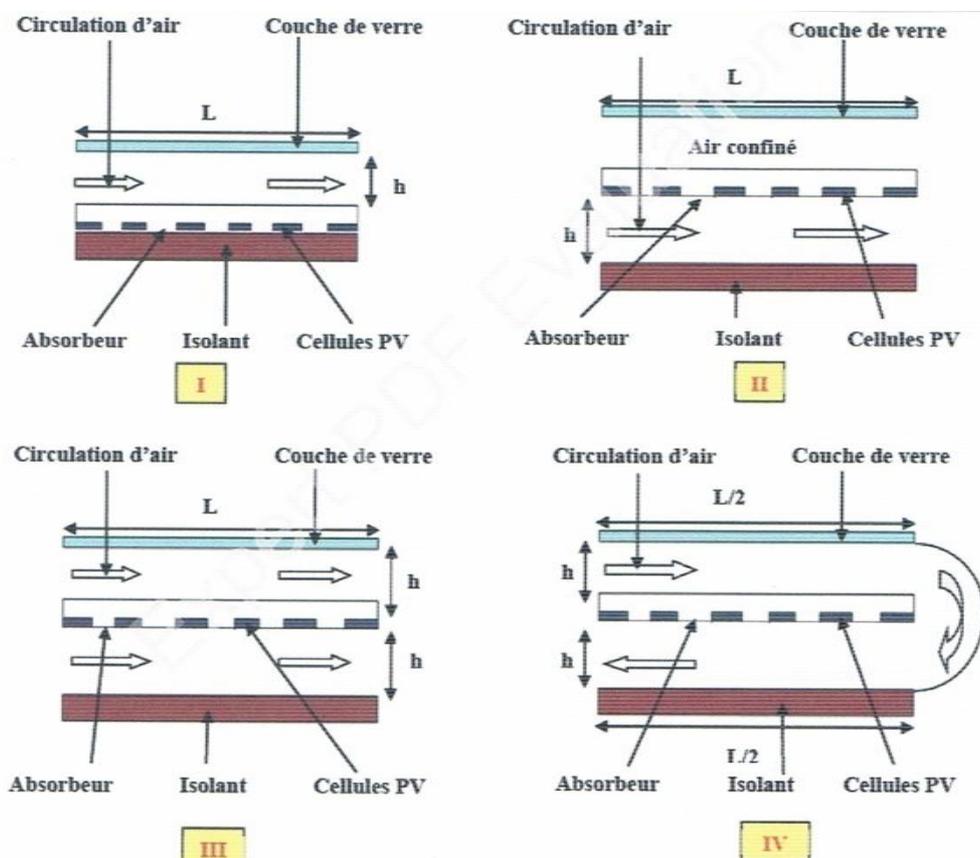


Figure 4-1 : Les prototypes I, II, III et IV de capteur solaire PV/T à air

Chacun de ces capteurs est vitré et a une longueur de 9 m et une largeur de 1 m. l'épaisseur de la lame d'air a été choisie en fonction d'un critère d'optimisation proposé par Hegazy pour divers débits massiques, à savoir :

$$(h/L)_{\text{optimum}} = 2.5 \cdot 10^{-3}$$

Avec ici,  $h$  la hauteur de la lame d'air et  $L$  la longueur du canal traversé par le flux turbulent d'air. Le panneau PV est composé de 20 modules constitués chacun de 36 cellules PV en silicium cristallin montées en série. Il couvre 62.8 % de la surface de l'absorbeur qui est de 9 m<sup>2</sup>. La tension nominale aux bornes d'un module PV est 16.5 V, soit une puissance nominale de 50 Wc. Le modèle stationnaire réalisé pour chacun de ces composants est unidirectionnel.

Hegazy souligne que les performances d'un capteur solaire PV/T hybride à air dépendent de la température maximale d'air en sortie, des rendements thermiques et électriques, et de l'énergie électrique nette disponible après soustraction de l'énergie nécessaire au fonctionnement du ventilateur et des autres appareils alimentés. La simulation réalisée pour une journée ensoleillée a montré que l'accroissement du débit massique de ventilation améliore comme attendu, le rendement thermique. Les résultats obtenus ont montré de plus, que pour des faibles débits massiques de ventilation, l'utilisation d'un absorbeur sélectif est inappropriée pour ce type de capteur solaire car elle réduit la production d'énergie électrique.

Puis, en 2003, Mei et al [37] présentent le modèle dynamique d'un capteur solaire PV/T à air intégré à la façade d'un bâtiment. La façade sud du bâtiment considéré par Mei et al comporte de haut en bas, des capteurs solaires à air, des panneaux PV connectés en série et séparés d'un double vitrage intérieur par une lame d'air de 14 cm, et une paroi en briques. Les modules PV sont composés de cellules poly- cristallines encapsulées entre deux couches de verre. Les autres façades sont composées de béton cellulaire et de bardage métalliques. L'air est aspiré à la base de la lame d'air située à l'arrière des panneaux PV.

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

Durant la même période, Cartmell et al [38] réalisent une étude similaire sur le Centre Environnemental Brockshill (BHEC) situé au sud de Leicester en Grande – Bretagne en vue de le rendre autonome du point de vue énergétique. Pour cela, ce bâtiment a été équipé d'installations utilisant des énergies renouvelables dont un capteur solaire PV ventilé, un capteur solaire à air et un capteur solaire à eau. Le capteur solaire PV monté sur la toiture du bâtiment inclinée à 35°, est combiné au capteur solaire à air. Le panneau PV est composé de 20 modules d'une surface totale de 37 m<sup>2</sup>. Le capteur solaire à air de 12.5 m<sup>2</sup> de surface comporte une lame d'air isolée et un absorbeur noir muni d'ailettes afin d'accroître les transferts thermiques par convection entre l'absorbeur et l'air. L'air circule mécaniquement tout d'abord à l'intérieur du capteur solaire PV entre un isolant arrière et le panneau PV, puis dans le capteur solaire à air avant d'être injecté dans le local.

Dans le cas où les besoins en chauffage du bâtiment sont nuls, cet air est dirigé vers un échangeur de chaleur en vue d'une production d'eau chaude sanitaire. Ce système combiné a été construit et installé par la société Grammer

Solarluft- Technik GmbH. Les simulations ont été effectuées à l'aide de quelques logiciels (dont TRNSYS) ayant permis la réalisation de sous-programme de calcul de la productivité (thermique et électrique) du système combiné. Il est constaté que ce système couvre 64.4 % des besoins en eau chaude sanitaire du bâtiment (contre 26.5 % avec le capteur solaire thermique à eau) et 35 % des besoins en chauffage pendant la période froide.

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

Plus tard, en 2005, Tiwari et al [39] présentent l'étude théorique et expérimentale en régime permanent d'un capteur solaire PV/T à air ventilé naturellement ou mécaniquement. Ce capteur solaire est constitué de deux modules PV de 0.61 m<sup>2</sup> de surface chacun, connectés en série et montés sur une couche isolante non – corrosive de Tedlar. Le module PV est composé de cellules photovoltaïques collées entre elles par l'intermédiaire d'une couche d'EVA et protégées par une couche de verre. Ce composant a été intégré à un banc d'essais en acier inclinable et monté à New Delhi, en Inde. Des ventilateurs disposés à l'entrée de la lame d'air située entre le Tedlar et une couche isolante en bois permettant la ventilation forcée des modules PV en face arrière. L'énergie électrique produite est stockée dans une batterie électrique. Cette analyse a montré que la récupération complémentaire de l'énergie thermique produite permet une amélioration du rendement global du système PV/T à air d'environ 18 %.

En 2007, Tiwari et Sodha proposent l'étude paramétrique comparative de quatre types de capteurs solaires à air proches du système présenté

précédemment. Ces systèmes se différencient par la présence ou non d'un vitrage et d'un support en Tedlar. Les modèles thermiques réalisés ont été validés expérimentalement sur le banc d'essais monté à New Delhi. Les résultats obtenus ont montré que le composant à air vitré sans Tedlar est le plus performant et présente l'accroissement de rendement global (thermique et électrique) le plus élevé. Ce système vitré peut être utilisé pour diverses applications telles que le chauffage des locaux et l'éclairage.

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

En 2006, Vokas et al [40] ont mené l'étude théorique d'un capteur solaire PV/T hybride à air en mettant l'accent sur ses performances thermiques. Le capteur solaire consiste en un capteur solaire thermique sur lequel est collé un panneau PV. Le modèle réalisé est basé sur celui d'un capteur solaire plan et sur les travaux de Duffie et Beckman [2]. Le rendement thermique de ce capteur solaire PV/T hybride à air (de  $1.32 \text{ m}^2$  de surface) a été comparé à ceux d'un capteur solaire thermique à air standard (de  $1.32 \text{ m}^2$  de surface) et à ceux d'un capteur solaire thermique à air à absorbeur sélectif (de  $2 \text{ m}^2$ ). Dans le cas où la température d'entrée d'air dans le capteur solaire est égale à la température de l'air ambiant, les résultats obtenus montrent que le capteur solaire PV/T hybride à air a un rendement thermique inférieur de 9 % à celui du capteur solaire thermique standard (dont le rendement est de 70 %). Le capteur solaire à absorbeur sélectif a le rendement thermique le plus élevé (75 % environ). Cependant, l'avantage du capteur solaire hybride est qu'il peut produire outre

une quantité importante d'énergie thermique, de l'énergie électrique sur une surface équivalente à celle du capteur solaire standard (soit  $1.32 \text{ m}^2$ , ici) et sur une surface inférieure à celle du capteur solaire à absorbeur sélectif ( $2 \text{ m}^2$ ).

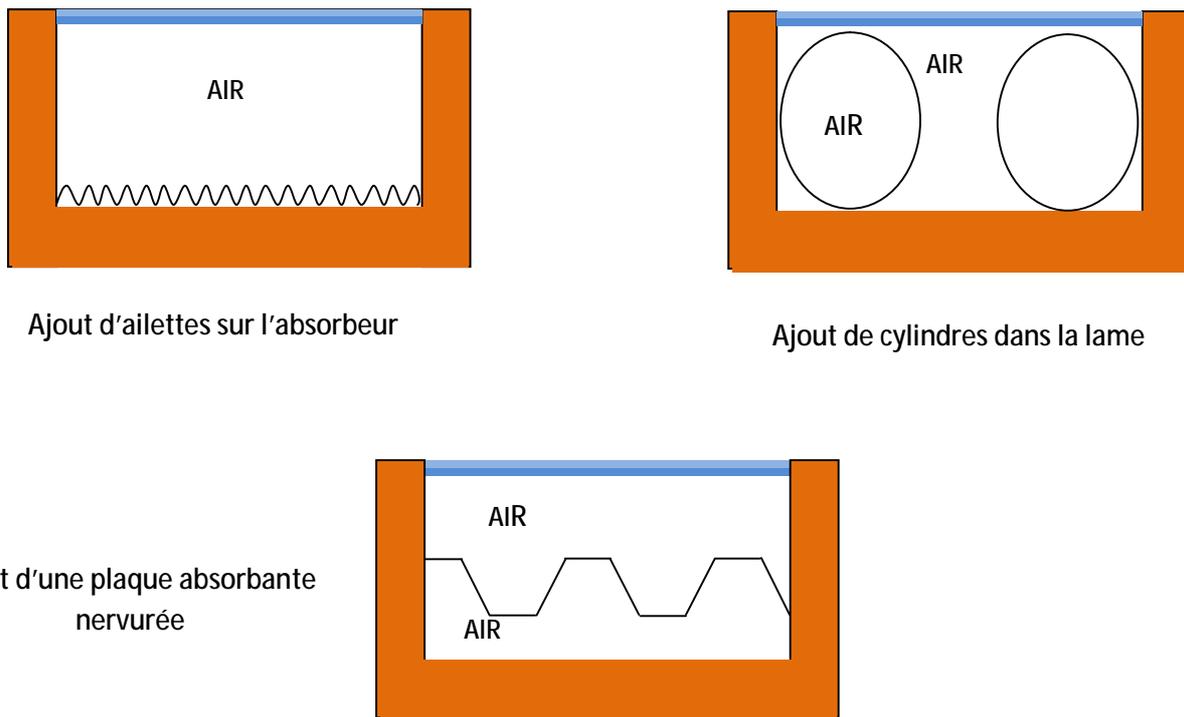
De même, Vokas et al montrent que la part des besoins en chauffage couverte par une surface de  $30 \text{ m}^2$  de ce système PV/T hybride à air est de 47.79 % en moyenne, à Athènes. Le capteur solaire standard peut couvrir 54.26 % des besoins en chauffage dans la même ville. Cependant, la différence entre ces valeurs n'étant que d'environ 6.65 %, les performances du capteur solaire hybride peuvent être considérées satisfaisantes. Enfin, une autre étude paramétrique montre que comme attendu, la localisation géographique ainsi que la surface de captation ont une forte influence sur la productivité du composant hybride.

En 2007, Othman et al [41] mènent l'étude théorique et expérimentale des productivités thermique et électrique d'un capteur solaire PV/T hybride à air à double circulation d'air. Le composant est constitué de deux lames dans lesquelles l'air circule successivement. La première lame d'une hauteur de 16.5 cm est comprise entre une couche de verre en face avant et les modules PV. La seconde lame d'air dont l'épaisseur est comprise entre 30 et 120 cm, se situe en sous-face des modules PV. La face arrière des modules est munie d'ailettes verticales n'étant pas en contact avec la plaque arrière du capteur solaire. Ces ailettes permettent d'accroître les transferts thermiques convectifs entre l'air et les modules PV. La surface totale couverte par les cellules PV en silicium monocristallin est de  $0.38 \text{ m}^2$ .

Othman et al développent un modèle thermique uni-directionnel en régime permanent de ce composant hybride. La confrontation des données de la simulation réalisée par la suite avec les résultats d'une étude expérimentale

effectuée in situ a permis de noter que l'emploi des ailettes permet d'améliorer à la fois le rendement thermique et les performances électrique du composant hybride.

En 2007, Tripanagnostopoulos [42] réalise à l'Université de Patras, l'étude de capteurs solaires PV/T hybrides dont le fluide caloporteur est soit de l'air soit de l'eau, et pouvant être intégrés au bâti. L'objectif de ces travaux était de réduire la température de fonctionnement des modules PV, d'accroître la production d'air préchauffé et de réduire les pertes thermiques à travers l'isolant en sous- face du composant. Pour cela, la configuration d'un capteur solaire PV/T à air a été modifiée à moindre cout. Des études paramétriques menées sur un système PV/T à air ont montré qu'une faible épaisseur de lame d'air améliore les transferts thermiques mais réduit le débit massique de ventilation de la lame, d'où une réduction du rendement thermique du système. Pour pallier ce problème en optimisant les transferts de chaleur convectifs et radiatifs, la solution proposée est d'accroître la surface d'échange entre l'air et les modules PV. Pour cela, des configurations intégrant des plaques nervurées ou planes, des tubes soudés à l'absorbeur ou des ailettes au sein de la lame d'air ont été envisagées.



**Figure 4-2: Exemples de modifications du capteur solaire PV/T hybride à**

Ainsi, divers projets de recherche ont été menés sur l'intégration des capteurs solaires PV au bâti et sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air. Certains ont abouti à une mise sur le marché. Ce domaine étant vaste, la liste de composants que nous avons présentée est réduite mais, elle permet de définir les principales caractéristiques des composants solaire PV/T à air et PV intégrés rencontrés dans la littérature.

#### **4.2.2 Les capteurs solaires PV/T hybrides à eau**

En 1997, Fujisawa et Tani [43] ont conçu et construit un capteur solaire PV/T hybride à eau sur une cité universitaire à Tokyo, au Japon.

Ils étudient ainsi un composant solaire hybride composé d'un capteur solaire vitré à liquide caloporteur et à absorbeur plan en aluminium non- sélectif, et de modules PV en silicium mono- cristallin (rendement électrique de 13 %). Ce capteur solaire a une longueur de 1.3 m et une largeur de 0.5 m. Cette analyse a consisté en l'évaluation des performances énergétiques du composant étudié. Ainsi, une étude expérimentale in situ a été menée sur ce capteur solaire vitré et sur un capteur solaire similaire mais sans vitrage en vue d'estimer et de comparer leurs performances énergétiques annuelles. Les résultats obtenus ont été confrontés à ceux d'un capteur solaire PV et d'un capteur solaire thermique. Il est noté que le capteur solaire hybride vitré produit autant d'énergie que le capteur solaire thermique. Le capteur solaire hybride non vitré produit le moins d'énergie thermique mais offre la plus grande quantité d'énergie électrique. Le capteur solaire PV a une surface de  $0.48 \text{ m}^2$  et le capteur solaire thermique plan a une surface de  $0.61 \text{ m}^2$ . Il est montré qu'en ce qui concerne le gain total d'énergie (thermique et électrique), le système le plus performant est le capteur solaire hybride vitré qui a une production totale de 615 kWh/an, suivi du capteur solaire thermique plan (575 kWh/an), du capteur solaire hybride non vitré (480 kWh/an) et enfin du capteur solaire PV (72.6 kWh/an). Ils ont aussi constaté que le capteur solaire PV/T hybride vitré, produit presque autant d'énergie thermique et électrique que le capteur solaire PV et le capteur solaire thermique plan réunis.

En 2001, Tripanagnostopoulos [42] effectue l'étude d'un capteur solaire hybride faisant appel à deux types de fluides caloporteurs disposés de manière superposée. Trois configurations ont été conçues et analysées expérimentalement afin d'évaluer le comportement de chacune des formes de production thermique (à air ou à eau).

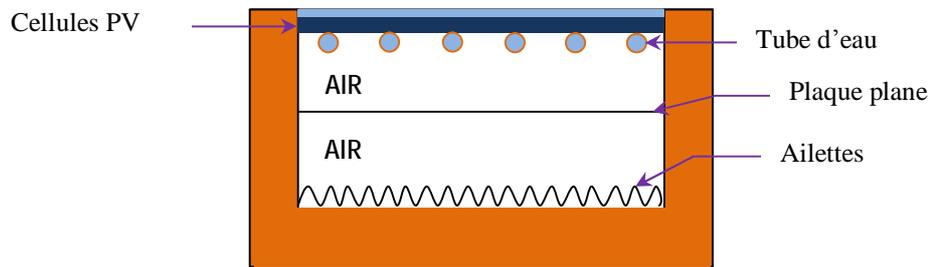


Figure 4-3: Capteur solaire PV/T hybride à deux fluides et à fonctions superposées

Des cellules PV en silicium poly- cristallin ont été utilisées car assurant un bon rendement et ayant un cout plus réduit que les cellules PV en silicium mono- cristallin. Cependant, des cellules en silicium mono- cristallin et amorphe peuvent être employées.

En 2003, un capteur solaire PV/T hybride à eau est étudié en régime dynamique par **Chow [44]** qui en réalise un modèle adapté aux simulations thermiques en régime transitoire. Il s'appuie pour cela, sur les travaux de Bergence et Lovvik qui présentent en 1995, la modélisation d'une configuration similaire de capteur solaire PV/T hybride à eau. Ce modèle thermique se base sur la méthode des volumes finis et permet et calcul des performances horaires, des gains thermiques et électriques, des rendements et du comportement thermique des diverses couches de ce capteur solaire. Le composant est constitué d'une couche de verre séparée d'un panneau PV par une lame d'air confinée. Le panneau PV est fixé à un absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive composée d'EVA (éthylène acétate de vinyle) et de Tedlar. Cet absorbeur se présente sous forme d'ailette soudée à des tubes de circulation d'eau parallèles, régulièrement espacés et connectés aux deux extrémités par des

tubes de jonction. Cette disposition permet d'uniformiser le débit d'eau dans chacun des tubes. Les cotés et le fond du capteur solaire sont isolés.

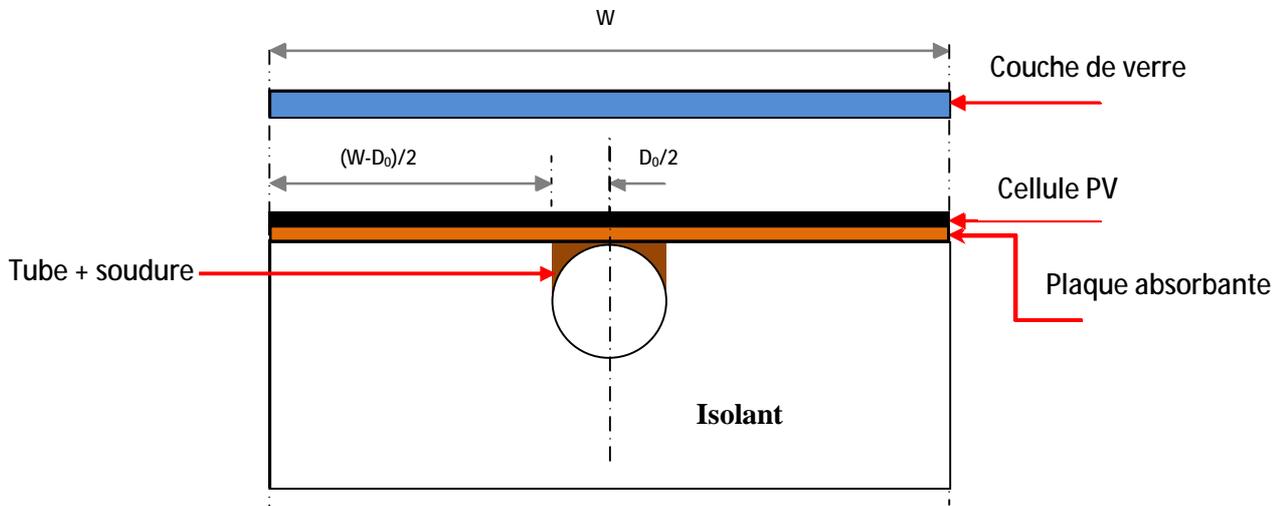


Figure 4-4 : Coupe perpendiculaire d'un capteur PV/T hybride à eau

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

En 2007, Fraisse et al [45] étudient un système combinant un capteur solaire hybride à eau et un plancher solaire dans une phase d'intégration à un bâtiment situé à Macon. Le système est composé de cellules mono et polycristallines.

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

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

Le second composant, plus performant a été modélisé plus finement. C'est un capteur solaire vitré composé d'un panneau PV en silicium cristallin collé à un absorbeur métallique. Des tubes de circulation d'eau sont soudés à l'arrière de cet absorbeur. Le système est couplé à un ballon de stockage horizontal. Les résultats de la simulation montrent que le rendement thermique annuel moyen en eau de ce capteur solaire PV/T hybride à eau est de 38.1 % et celui du capteur solaire à eau, de 43.2 %. De plus, la comparaison du capteur solaire hybride avec un capteur solaire PV montre que le refroidissement avec de l'eau comme

fluide caloporteur permet de réduire la température fonctionnement des modules PV. Dans ce sens, la production d'énergie électrique annuelle du capteur solaire hybride est supérieure de 2.2 % à celle du capteur solaire PV.

Chow et al ont poursuivi cette étude des capteurs solaires hybrides PV/T à eau à travers l'intégration d'un système de la façade d'un bâtiment et l'étude expérimentale de ses performances thermiques et électriques. Le rendement thermique a été estimé à 38,9 % à basse température et le rendement électrique à 8.56 %.

En 2007, Kalogirou et Tripanagnostopoulos [46] poursuivent une étude précédente menée sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air en analysant cette fois, le comportement de capteurs solaires PV/T hybrides à eau comportant des panneaux PV à base de cellules en silicium poly- cristallin ou de cellules amorphes, sur trois sites. Ces composants ont été intégrés à des bâtiments industriels et ont chacun une surface totale de 300 m<sup>2</sup>.

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

bien que les absorptions et réflexions supplémentaires inhérentes du rayonnement solaire entraînent une baisse du rendement électrique.

En 2008 K.Touafek et al [47] ont étudiés la distribution de la température dans les différentes couches du capteur hybride. Ils ont établi par simulation numérique le comportement thermique de ce capteur PV/T, ainsi que la cartographie de température pour cinq configurations : la première configuration représente le capteur photovoltaïque isolé thermiquement et non recouvert. La deuxième configuration était le capteur photovoltaïque isolé thermiquement, et sur lequel une vitre supplémentaire a été déposée. La troisième configuration était l'installation d'un échangeur de chaleur, constitué d'une plaque en cuivre et d'un serpentin en tubes de cuivre, au dessous du module photovoltaïque. Ils supposent l'état stationnaire, c'est-à-dire que le fluide s'écoule à l'intérieur de la tubulure et qu'il n'y a pas de circulation pendant la durée de la simulation. Tandis que dans la quatrième configuration, ils ont ajouté une vitre supplémentaire au-dessus du capteur. Et enfin ils ont déposé une seconde vitre au-dessus du capteur hybride, représentant ainsi la cinquième configuration. Les résultats de la simulation numérique sur le comportement thermique du capteur solaire PV/T y sont présentés et discutés.

La recherche sur les capteurs solaires hybrides à liquide caloporteur est en constante évolution, ainsi la liste de système proposée précédemment n'est pas exhaustive.

### **4-3/ présentation du concept de capteurs hybrides étudié(PV/T) :**

Le concept de capteur PV/T consiste à superposer les deux fonctions énergétique électrique et thermique ; il est caractériser par une combinaison

sandwich ou le fluide caloporteur est canalisé et véhiculé par une circulation forcée. Différents concepts de capteurs PV/T plans basés sur la circulation d'eau comme fluide caloporteur sont détaillés dans la synthèse bibliographique, notamment le concept de sheet-and-tube (figure 4-1). Dans ce type de capteurs, les cellules PV, collées sur une plaque métallique, sont refroidies par la circulation d'eau dans des tubes en cuivre situés sur leur face arrière.

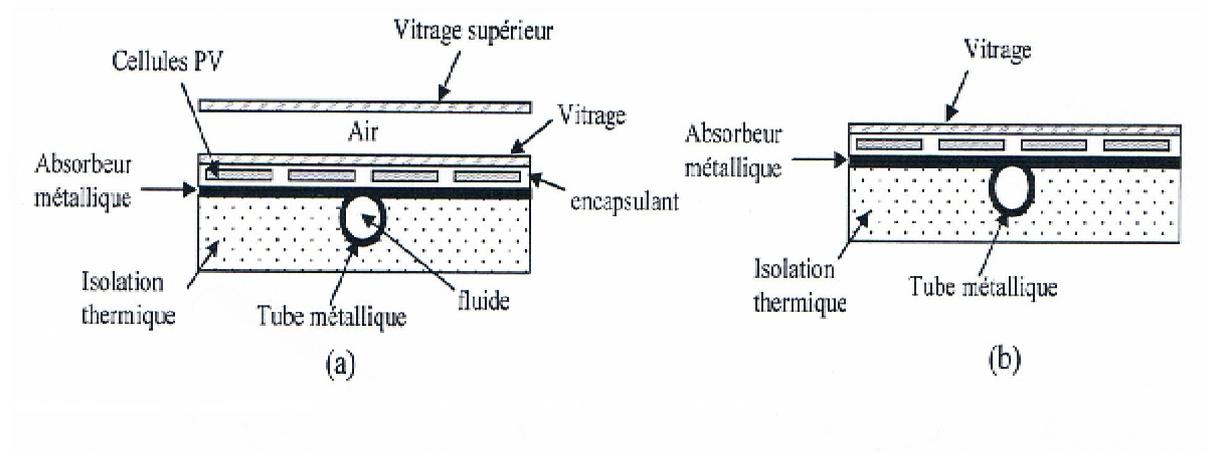


Figure 4- 5: Capteur PV/T de type sheet and tube utilisant l'eau comme fluide caloporteur. Configuration vitrée(a) et non vitrée(b).

Une étude réalisée à l'institut de Fraunhofer [48] a démontré que :

La présence d'un vitrage supplémentaire dans la partie supérieure du capteur (voir figure 4-1(a)) permet d'augmenter fortement les performances thermiques du capteur (isolation plus effet de serre). Ainsi le rendement thermique et donc

global est augmenté. Par contre, la présence de cette couverture engendre une diminution sensible des performances électriques en raison des hautes températures de fonctionnement des cellules PV.

Le deuxième concept (voir figure 4-1(b)) peut conduire à un meilleur rendement électrique que des modules PV standards (température de fonctionnement plus basse) cependant, la faible température de sortie de l'eau dans le collecteur permet difficilement son utilisation directe comme eau chaude sanitaire.

Notre choix pour cette étude est le concept schématisé dans la figure 4-1(b), en raison qu'on est dans un pays chaud, donc a priori on peut maximiser le rendement électrique, on élimine la vitre supplémentaire (avoir des températures relativement basse, vue l'élimination de l'effet de serre), et avoir en même temps une meilleure température de sortie de l'eau qui sera utilisée comme eau chaude sanitaire ou au plus pire des cas utilisé pour le préchauffage de cette eau.

Donc notre capteur sera composé principalement de :

- ✚ Vitrage :
- ✚ Cellules PV :
- ✚ Plaque métallique absorbante :
- ✚ Fluide caloporteur :
- ✚ L'isolant :

#### **4-4/ Etude thermique du capteurs hybrides(PV/T) :**

Le PV/T est un système complexe qui fait intervenir un couplage des trois modes de transfert thermique, entre les différents éléments qui le constituent. Les équations de bilan font apparaître des paramètres qui décrivent la géométrie du système, la nature de l'écoulement (du fluide caloporteur : de l'eau dans notre cas), les pertes par convection et par rayonnement. La précision du modèle dépend fortement de ces paramètres.

Le but de cette étude est de prévoir la température dans chaque couche du capteur, pour cela on utilise le principe de conservation de l'énergie pour chaque élément du système qui peut donc être présenté par une équation de bilan d'énergie suivante :

**La variation de l'énergie interne = l'énergie reçue - l'énergie perdue**

Ou encore sous la forme mathématique, en considérant une section quelconque du système à l'instant t. le bilan au nœud « i » s'écrit :

$$M_i C_i \frac{dT_i}{dt} = \sum_i Q_i - \sum_s Q_i \dots\dots\dots(4-1)$$

$M_i$  : Masse du nœud i

$C_i$  : La chaleur spécifique du nœud i

dt : pas de temps

Le capteur étudié est un modèle de neuf nœuds schématisé dans la figure suivante :

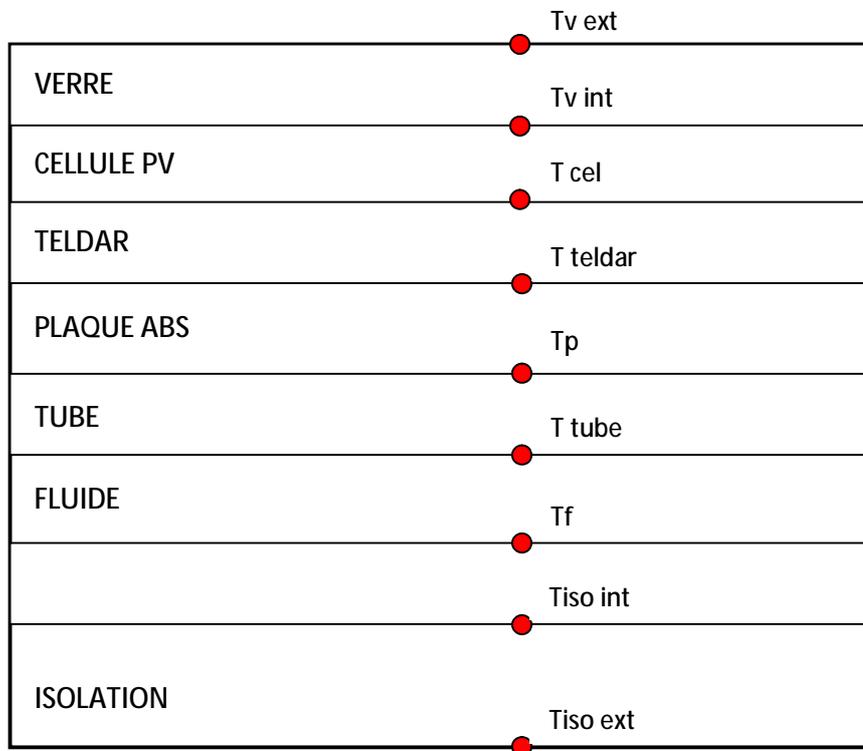


Figure 4-6 : Coupe représentant les températures des différents nœuds

L'énergie solaire thermique absorbée par le capteur est donné comme suit :

$$Q_{sun} = A_v \cdot G \cdot \tau_{verre} \alpha_{cel} \dots \dots \dots (4-2)$$

$A_v$  : Surface du verre (m<sup>2</sup>).

$G$  : rayonnement totale absorbée par la cellule solaire (W/m<sup>2</sup>)

$\tau_{verre}$  : Coefficient de transmission de la vitre

$\alpha_{cel}$  : Coefficient d'absorption de la cellule solaire.

Flux de chaleur échangé par rayonnement (perte) entre le vitrage et le ciel est donné par :

$$Q_{r\ v-c} = \sigma \cdot \varepsilon_v \cdot A_v (T_v^4 - T_{ciel}^4) \dots \dots \dots (4-3)$$

$\sigma$  : Constante de Stefan-Boltzmann en (W/m<sup>2</sup> K<sup>4</sup>)

$\varepsilon_v$  : Emissivité du verre

La température du ciel est donnée par la relation suivante [3] :

$$T_{ciel} = 0.0552 (T_a)^{1.5} \dots \dots \dots (4-4)$$

Flux de chaleur échangé par convection (perte) entre le vitrage et l'air ambiant (milieu extérieur) est donné par :

$$Q_{c\ v-a} = h_{c-a} A_v (T_v - T_a) \dots \dots \dots (4-5)$$

$T_v$  : Temperature de la vitre du capteur(K)

$T_a$  : Temperature ambiante(K)

$h_{c-a}$  : Coefficient de transfert convectif (W/m<sup>2</sup>.K) donné par [3]:

$$h_{c-a} = 5.7 + 3.8 V_{vent}$$

#### **4-4-1) bilan thermique des différentes couches du capteur :**

Ø Pour la face extérieure de la vitre :

$$M_v C_v \frac{dT_{v ext}}{dt} = Q_{sun} - Q_{r v-ciel} - Q_{cv v-a} - Q_{cd v}$$

$$M_v C_v \frac{dT_{v ext}}{dt} = A_v G - \sigma \varepsilon_v A_v (T_{v ext}^4 - T_{ciel}^4) - h_{c-a} A_v (T_{v ext} - T_a) - h_{cd v} A_v (T_{v ext} - T_{v int}) \dots(4-6)$$

Avec :  $h_{cd v} = \frac{\lambda_v}{\delta_v}$

$\lambda_v$  : la conductivité thermique de la vitre

$\delta_v$  : l'épaisseur de la vitre

Ø Pour la face intérieure de la vitre :

$$M_v C_v \frac{dT_{v int}}{dt} = Q_{sun} - Q_{cd v} - Q_{cd v-cel}$$

$$M_v C_v \frac{dT_{v int}}{dt} = A_v G \tau_v - h_{cd v} A_v (T_{v ext} - T_{v int}) - h_{cd v-cel} A_v (T_{v int} - T_{cel}) \dots(4-7)$$

$$h_{cd v-cel} = \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}}$$

$\lambda_v$  : la conductivité thermique de la cellule

$\delta_v$  : L'épaisseur de la cellule

Ø Pour la cellule solaire :

$$M_{cel} C_{cel} \frac{dT_{cel}}{dt} = A_v G \tau_v \alpha_{cel} + Q_{cd v-cel} - Q_{cd cel-ted} - Q_{ele}$$

$$M_{cel} C_{cel} \frac{dT_{cel}}{dt} = A_v G \tau_v \alpha_{cel} + h_{cd v-cel} A_v (T_{v int} - T_{cel}) - h_{cd cel-ted} A_{cel} (T_{cel} - T_{ted}) - Q_{ele} \dots(4-8)$$

$$h_{cd cel} = \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}}$$

$$h_{cd\ cel-ted} = \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}}$$

$$Q_{ele} = \frac{Q_{sun}}{\alpha_{cel}} \eta_{ref} \exp(\beta(T_{cel} - T_{ref}))$$

$\eta_{ref}$  :est le rendement de référence mesuré au condition standard (STD)

$T_{ref}=25\text{ °C}$

$\beta$  : le coefficient de température qui représente la relation entre le rendement de la cellule solaire et la température (environ 0.004 pour une cellule solaire au silicium)

Ø Pour la couche de Tedlar :

$$M_{ted} C_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = Q_{cd\ cel-ted} - Q_{cd\ ted-p}$$

$$M_{ted} C_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = h_{cd\ ted} A_{ted} (T_{celv\ int} - T_{tedcel}) - h_{cd\ ted-p} A_{ted} (T_{ted} - T_p) \dots(4-9)$$

$$h_{cd\ ted} = \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}}$$

$$h_{cd\ ted-p} = 2 \frac{\lambda_p}{\delta_p}$$

Ø Au niveau de la plaque absorbante :

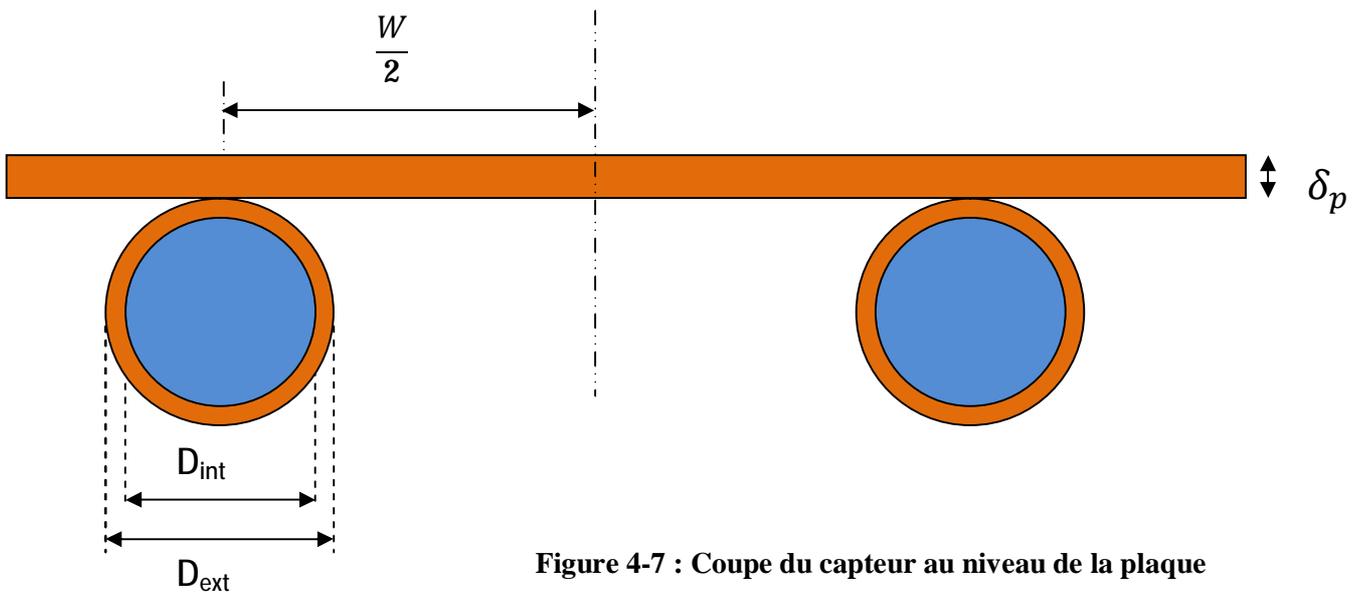


Figure 4-7 : Coupe du capteur au niveau de la plaque

$$M_p C_p \frac{dT_p}{dt} = Q_{cd\ ted-p} - Q_{cd\ p-tube} - Q_{cd\ p-iso}$$

$$M_p C_p \frac{dT_p}{dt} = A_p h_{cd\ ted-p} (T_{ted} - T_p) - A_{p-tube} h_{cd\ p-tube} (T_p - T_t) - A_p h_{cd\ p-iso} (T_p - T_{iso\ int}) \dots (4-10)$$

$$A_{p-tube} = A_p \frac{W - D_{ext}}{W}$$

$$A_{p-iso} = A_p \left[ 1 - \frac{W - D_{ext}}{W} \right]$$

$A_{p-tube}$  : Surface de contact entre le tube et la plaque absorbante

$A_{p-iso}$  : Surface de contact entre la plaque absorbante et l'isolant (face intérieur)

$$h_{cd\ p-tube} = \frac{1}{2 \left( \frac{\delta_p}{\lambda_p} + \frac{\left( \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} \right)}{\lambda_p} \right)}$$

$$h_{cd\ p-iso} = 2 \frac{\lambda_p}{\delta_p}$$

$h_{cd\ p-tube}$  : Coefficient de transfert par conduction entre la plaque et le tube

$h_{cd\ p-iso}$  : Coefficient de transfert par conduction entre la plaque et l'isolant (face intérieur)

Ø Au niveau du tube :

$$M_t C_t \frac{dT_t}{dt} = Q_{cd\ p-tube} - Q_{cv\ tube-fluide} - Q_{cd\ tube-iso}$$

$$M_t C_t \frac{dT_t}{dt} = A_{p-t} h_{cd\ p-t} (T_p - T_t) - A_f h_{cv\ t-f} (T_t - T_f) - A_{iso-t} h_{cd\ t-iso} (T_t - T_{iso\ ext}) \dots (4-11)$$

Avec :

$$A_{iso-t} = \frac{D_{ext}}{2} \pi L$$

$$A_f = \left( \frac{D_{int}}{2} \right)^2 \pi$$

$A_{iso-t}$  : surface de contact entre l'isolant et le tube

$A_f$  : surface de contact entre le tube et le fluide caloporteur

$$h_{cv\ t-f} = \frac{\lambda_f \cdot N_u}{D_h}$$

$\lambda_f$  : conductivité thermique du fluide

$D_h$  : diamètre hydraulique

Le Nombre de Nusselt( $N_u$ ) est calculé selon la corrélation de **Gnielinski**[], qui a exploité un grand nombre de données expérimentales sur le transfert de chaleur dans les tubes et il a proposé une corrélation utilisable pour le régime de transition et pour le régime turbulent en tenant compte de la longueur d'établissement de l'écoulement. Les propriétés physiques sont calculées à la température moyenne de l'eau.

$$N_u = \frac{\Omega}{8} \frac{(Re - 10^3) Pr}{1 + 12.7 \left(\frac{\Omega}{8}\right)^{0.5} (Pr^{2/3} - 1)} \left[ 1 + \left(\frac{D_{int}}{L}\right)^{2/3} \right] \quad (4-12)$$

$\Omega$  : coefficient de Darcy

Cette relation est utilisable pour  $0.6 < Pr < 2000$  et  $2300 < Re < 10^6$

Si  $2300 \leq Re \leq 10^5$ , on applique la relation de Blasius :

$$\Omega = 0.3164 Re^{-0.25}$$

Si  $10^5 \leq Re \leq 10^6$ , on applique la relation de Herman :

$$\Omega = 0.0054 + 0.3964 Re^{-0.3}$$

### **Ø Pour le fluide caloporteur :**

La distribution de la température dans le sens d'écoulement du fluide, si on considère que le fluide a une température d'entrée  $T_e$  et une température de sortie  $T_s$  pour un segment de conduite est donné par :

$$M_f C_f \frac{dT_f}{dt} = Q_{cv\ tube-fluide} + Q_{th}$$

$$M_f C_f \frac{dT_f}{dt} = A_f h_{cv\ t-f} (T_t - T_f) + n W F' [S - U_{pa} (T_f - T_a)] \quad (4-13)$$

$$S = \left( \tau_v \alpha_{cel} - \left( \frac{\eta_{ref} A_{cel}}{A_{cap}} \right) \right) G$$

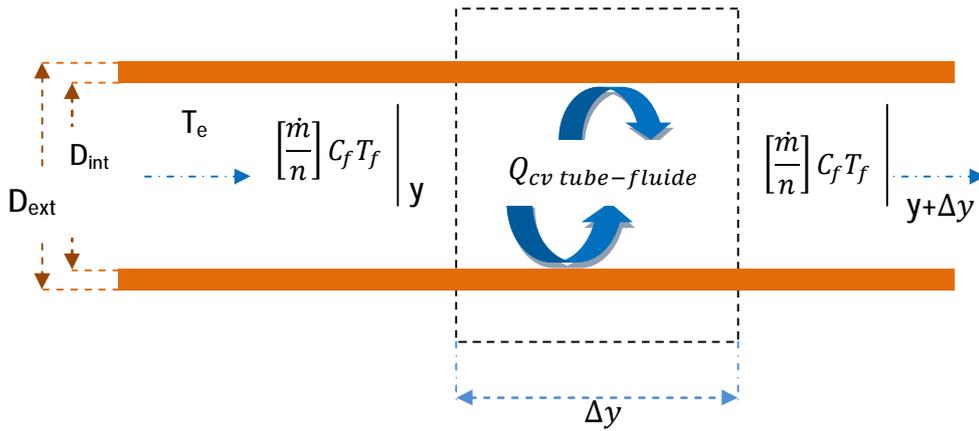


Figure 4-8 : schéma servant à écrire le bilan thermique d'un volume élémentaire de fluide dans un tube

#### Ø Pour la couche d'isolant :

- **Face intérieure :**

$$M_{sio} C_{iso} \frac{dT_{iso\ int}}{dt} = Q_{cd\ p-iso} + Q_{cd\ iso}$$

$$M_{sio} C_{iso} \frac{dT_{iso\ int}}{dt} = A_{p-iso} h_{cd\ p-iso} (T_p - T_{iso-int}) - h_{cd\ iso} A_{iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext}) \quad (4-14)$$

- **Face extérieure :**

$$M_{sio} C_{iso} \frac{dT_{iso\ ext}}{dt} = Q_{cd\ t-iso} + Q_{iso} + Q_{cd\ iso-a}$$

$$M_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso\ ext}}{dt} = A_{iso-t} h_{cd\ t-iso} (T_t - T_{iso\ ext}) + h_{cd\ iso} A_{iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext}) - h_{iso-a} A_{iso} (T_{iso\ ext} - T_a)$$

$$(4-15)$$

$$Q_{util} = A_{cap} F_R \left( (\tau\alpha)_{PV} G - U_{p-a} (T_e - T_a) \right) \quad (4-16)$$

$U_{p-a}$  : coefficient de perte thermique globale du capteur

$F_R$  : facteur d'extraction de la chaleur qui définit la proportion du gain réel de l'énergie utile du collecteur au maximum du gain utile possible si la surface du collecteur entière était à la température d'entrée du fluide, il peut être calculé

$$\text{comme suit : } F_R = \frac{\dot{m} C_f}{A_{cap} U_{p-a}} \left( 1 - \exp \left( \frac{-A_{cap} U_{p-a} F'}{\dot{m} C_f} \right) \right) \quad (4-17)$$

L'efficacité corrigée de l'ailette  $F'$  peut être calculée comme suit :

$$F' = \frac{\frac{1}{U_{p-a}}}{\frac{1}{W(U_{p-a}(D_{ext} + (W - D_{ext})F))} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_h h_{cv} p-f}} \quad (4-18)$$

Avec :

$$F = \frac{\tanh \left( \left( \frac{W - D_{ext}}{2} \right) \sqrt{\frac{U_{p-a}}{\lambda_p \delta}} \right)}{\left( \frac{W - D_{ext}}{2} \right) \sqrt{\frac{U_{p-a}}{\lambda_p \delta}}} \quad (4-19)$$

#### **4-5/ Performance thermique du capteur hybride :**

Le rendement thermique est le facteur déterminant de la performance thermique de ce dernier, qui est déterminé par la formule suivante :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m} C_f (T_s - T_e)}{AG} \quad (4-20)$$

$T_s$  : Température de sortie expérimentale du fluide caloporteur (relevé directement sur site)

$T_e$  : Température d'entrée expérimentale du fluide caloporteur (relevé directement sur site)

#### **4-6/ Résolution numérique du système :**

Le but de l'étude thermique est de trouver un modèle théorique qui se rapproche le plus possible du modèle expérimentale, et qui prend en considération tout ou presque tout les phénomènes physique qui se manifeste dans le capteur hybrides.

Le bilan totale qui donne le comportement thermique du capteur, et qui nous permet de prédire la température au niveau de chaque couche, est donné par le système d'équations différentielles suivant :

$$M_v C_v \frac{dT_{v\ ext}}{dt} = A_v G - \sigma \varepsilon_v A_v (T_{v\ ext}^4 - T_{ciel}^4) - h_{c-a} A_v (T_{v\ ext} - T_a) - h_{cd\ v} A_v (T_{v\ ext} - T_{v\ int})$$

$$M_v C_v \frac{dT_{v\ int}}{dt} = A_v G \tau_v - h_{cd\ v} A_v (T_{v\ ext} - T_{v\ int}) - h_{cd\ v-cel} A_v (T_{v\ int} - T_{cel})$$

$$M_{cel} C_{cel} \frac{dT_{cel}}{dt} = A_v G \tau_v \alpha_{cel} + h_{cd\ v-cel} A_v (T_{v\ int} - T_{cel}) - h_{cd\ cel-ted} A_{cel} (T_{cel} - T_{ted}) - Q_{ele}$$

$$M_{ted} C_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = h_{cd\ ted} A_{ted} (T_{cel\ v\ int} - T_{ted\ cel}) - h_{cd\ ted-p} A_{ted} (T_{ted} - T_p)$$

$$M_p C_p \frac{dT_p}{dt} = A_p h_{cd\ ted-p} (T_{ted} - T_p) - A_{p-tube} h_{cd\ p-tube} (T_p - T_t) - A_p h_{cd\ p-iso} (T_p - T_{iso\ int})$$

$$M_t C_t \frac{dT_t}{dt} = A_{p-t} h_{cd\ p-t} (T_p - T_t) - A_f h_{cv\ t-f} (T_t - T_f) - A_{iso-t} h_{cd\ t-iso} (T_t - T_{iso\ ext})$$

$$M_f C_f \frac{dT_f}{dt} = A_f h_{cv\ t-f} (T_t - T_f) + nWF' [S - U_{pa} (T_f - T_a)]$$

$$M_{sio} C_{sio} \frac{dT_{iso\ int}}{dt} = A_{p-iso} h_{cd\ p-iso} (T_p - T_{iso-int}) - h_{cd\ iso} A_{iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext})$$

$$M_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso\ ext}}{dt} = A_{iso-t} h_{cd\ t-iso} (T_t - T_{iso\ ext}) + h_{cd\ iso} A_{iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext}) - h_{iso-a} A_{iso} (T_{iso\ ext} - T_a)$$

La résolution du système est effectuée par la méthode de Gauss-Seidl **sous Matlab**. Les étapes de résolution sont comme suit :

- ü Entrée des données et calcul des constantes.
- ü Calcul du rayonnement solaire global.
- ü Calcul des différents coefficients d'échanges thermique.
- ü Nous supposons que la température initiale de chaque composant du capteur est égale à la température ambiante
- ü L'exécution de l'algorithme de Gauss-Seidl

### 5-1/ INTRODUCTION :

L'étude faite dans le précédent chapitre nous a permis de décliner un modèle mathématique (système d'équations) décrivant le comportement du capteur hybride(PVT). La résolution du système d'équation régissant les transferts thermiques au sein du capteur, sous MATLAB, permet essentiellement à quantifier l'irradiation solaire journalière globale ainsi qu'à prédire la variation des températures des différentes couches du PVT, et enfin pouvoir estimer les performances électrique et thermique du modèle choisie.

### 5-2/ Estimation du rayonnement solaire global:

Le rayonnement solaire est le facteur le plus influent sur les performances thermique et électrique des capteurs quelque soit leurs configurations. La littérature propose différentes approches et méthodes d'estimation du gisement solaire à une échelle locale ou régionale en tenant compte de la nature des mesures effectuées. Les études les plus courantes modélisent le rayonnement solaire par différentes approches, en tenant compte des différents phénomènes physiques, et les différents constituants de l'atmosphère pour pouvoir calculer la transmission du rayonnement solaire.

Dans notre cas on a utilisé le modèle de **Pérrin de Brichambaut [1]** pour la ville de Constantine.

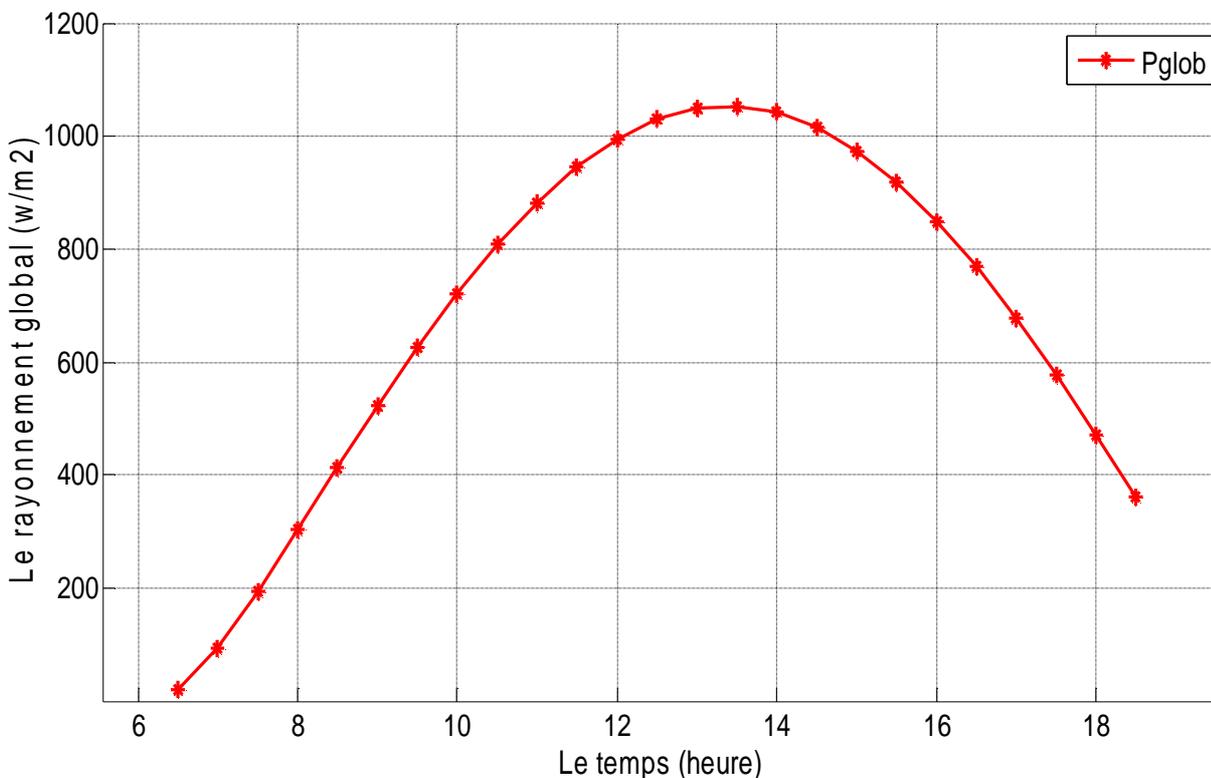


Figure 5-1 : variation temporelle du rayonnement

La figure (5-1) affiche l'évolution journalière du rayonnement globale (exprimé généralement par G) reçue par mètre carré de surface de captation, on remarque que le maximum du rayonnement est atteint entre 12h et 14h. et cela s'accordent très bien avec les mesures faites dans beaucoup d'études expérimentales [49].

**5-3/La variation de la température ambiante et la température du ciel:**

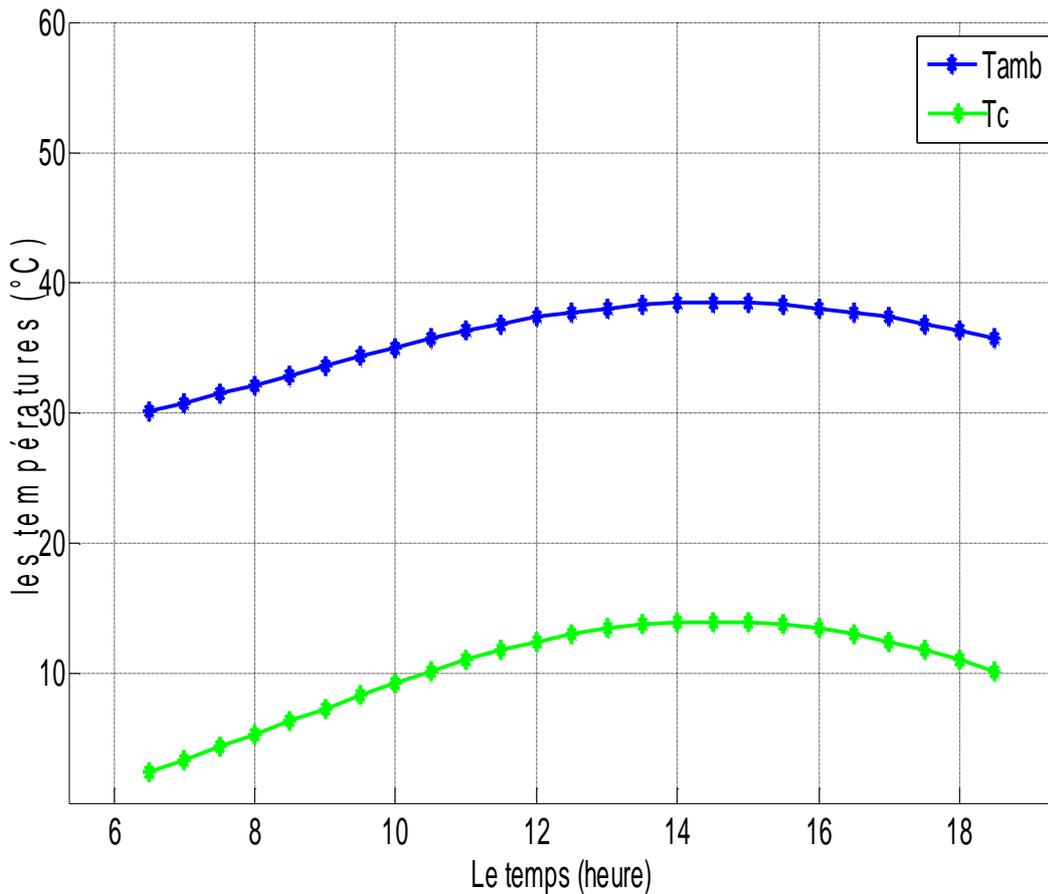


Figure 5-2 : variation temporelle du rayonnement

La figure (5-2) permet d'observer la variation journalière des deux températures, ainsi que leur allure qui est presque identique, vue que la température du ciel (Tc) dépend directement de la température ambiante (Tamb ou Ta). On rappelle que :

$$T_{ciel} = 0.0552 (T_a)^{1.5} \dots\dots\dots(4-4)$$

**5-4/influence des paramètres externes sur la température des différentes couches du capteur PVT :**

**5-4-1/influence des paramètres externes :**

**Ø Vitesse du vent :**

1) **V=2m/s**

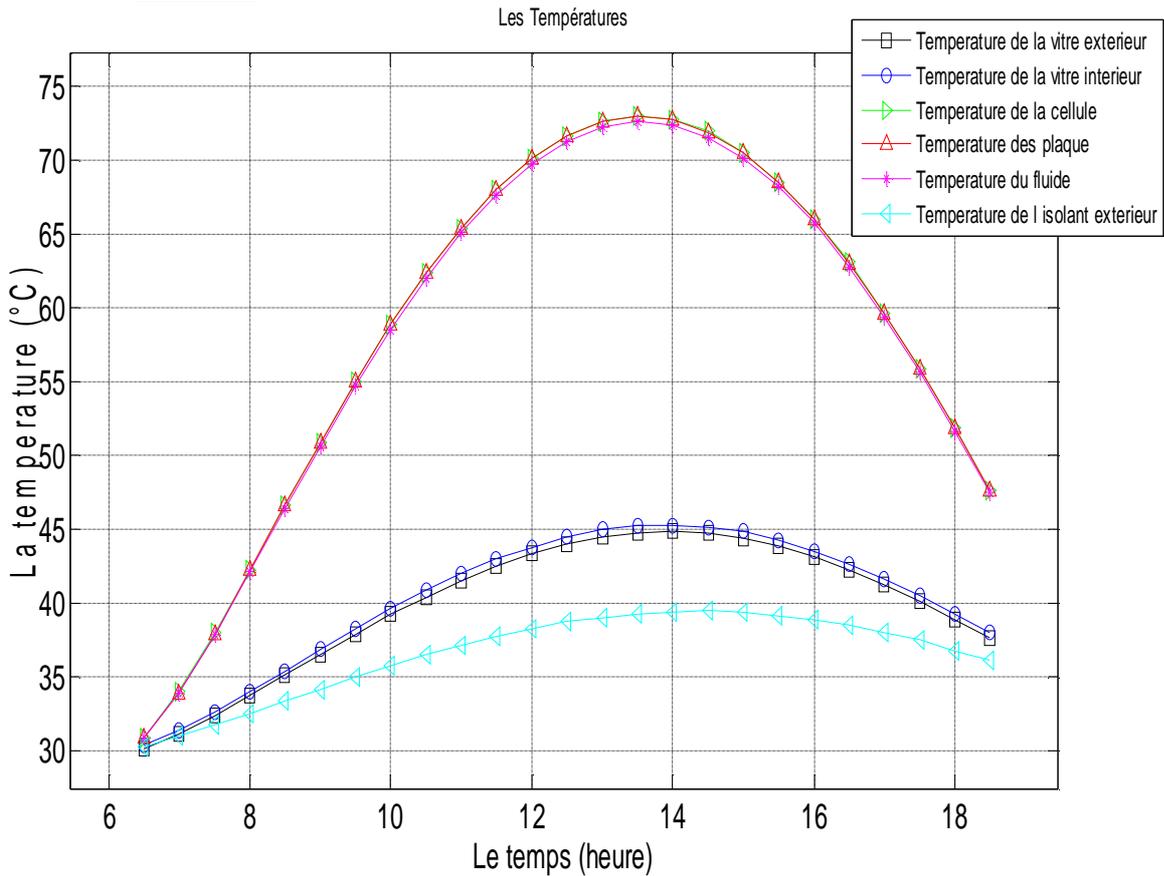


Figure 5-3(a) : influence de la vitesse du vent (V=2m/s) sur les températures des différentes couches du capteur

2) **V=10 m/s**

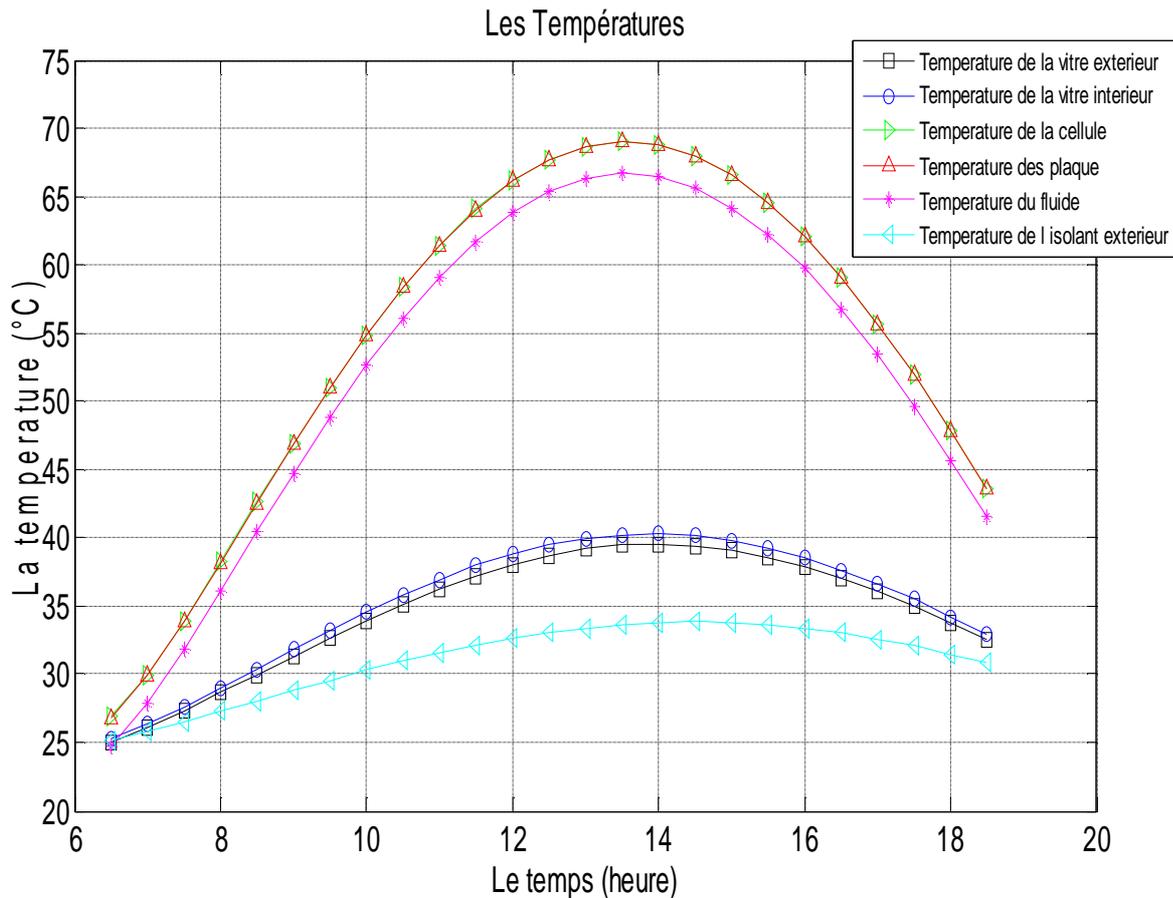


Figure 5-3(b) : influence de la vitesse du vent (V=10m/s) sur les températures des différentes couches du

Les figures 5-3(a) et (b) mettent en évidence l'influence de la vitesse du vent sur les températures des différentes couches du capteur. On remarque que l'augmentation de la vitesse du vent fait diminuer les températures des différentes couches, donc elle refroidit le capteur vue qu'elle fait accroître l'échange par convection entre capteur et l'ambiance. ( $hc_{va}=5,7+ 3,8.V$ )

**5-5/Etude des performances électrique et thermique du PVT:**

Comme on 'a vue précédemment (chapitre 3), le rendement électrique  $\eta_{el}$  diminue lorsque la température moyenne des cellules ( $T_{cel}$ ) devient supérieur à une température de référence  $T_{ref}$  [28].

$$\eta_{el} = \eta_0 [1 - \beta(T_{cel} - T_{ref})]$$

$\eta_0$  est le rendement nominal sous les conditions standards[22]

$$\eta_0 = \frac{P_{max}}{A_{cap} * G} = \frac{I_{max} * U_{max}}{A_{cap} * G}$$

On rappelle que  $I_{\max}$  et  $U_{\max}$  sont respectivement le courant et la tension maximum du module photovoltaïque.

La puissance utile récupérée par l'eau est :

$$P_u = \dot{m} C_p (T_{fs} - T_{fe})$$

Dépendant du débit d'eau et de la chaleur massique, des température d'entrée et de sortie de l'échangeur, respectivement  $T_{fe}$  et  $T_{fs}$ , le rendement thermique  $\eta_{th}$  est exprimé fonction de la surface totale recevant le rayonnement  $G$  (dans notre cas  $P_{glob}$ ) et la surface du capteur [28].

$$\eta_{th} = \frac{P_u}{A_{cap} \int G dt}$$

On peut valoriser l'utilisation du PVT sauf si on le compare avec le PV. Pour la figure (figure 5-5) on remarque le rendement électrique dans le capteur hybride PVT est plus élevé que celui dans le cas d'un module PV, est cela est due a que la température de fonctionnement des cellules du PV est plus élevé que celle dans le cas d'un PVT ou le refroidissement des cellules photovoltaïque est assuré [50].

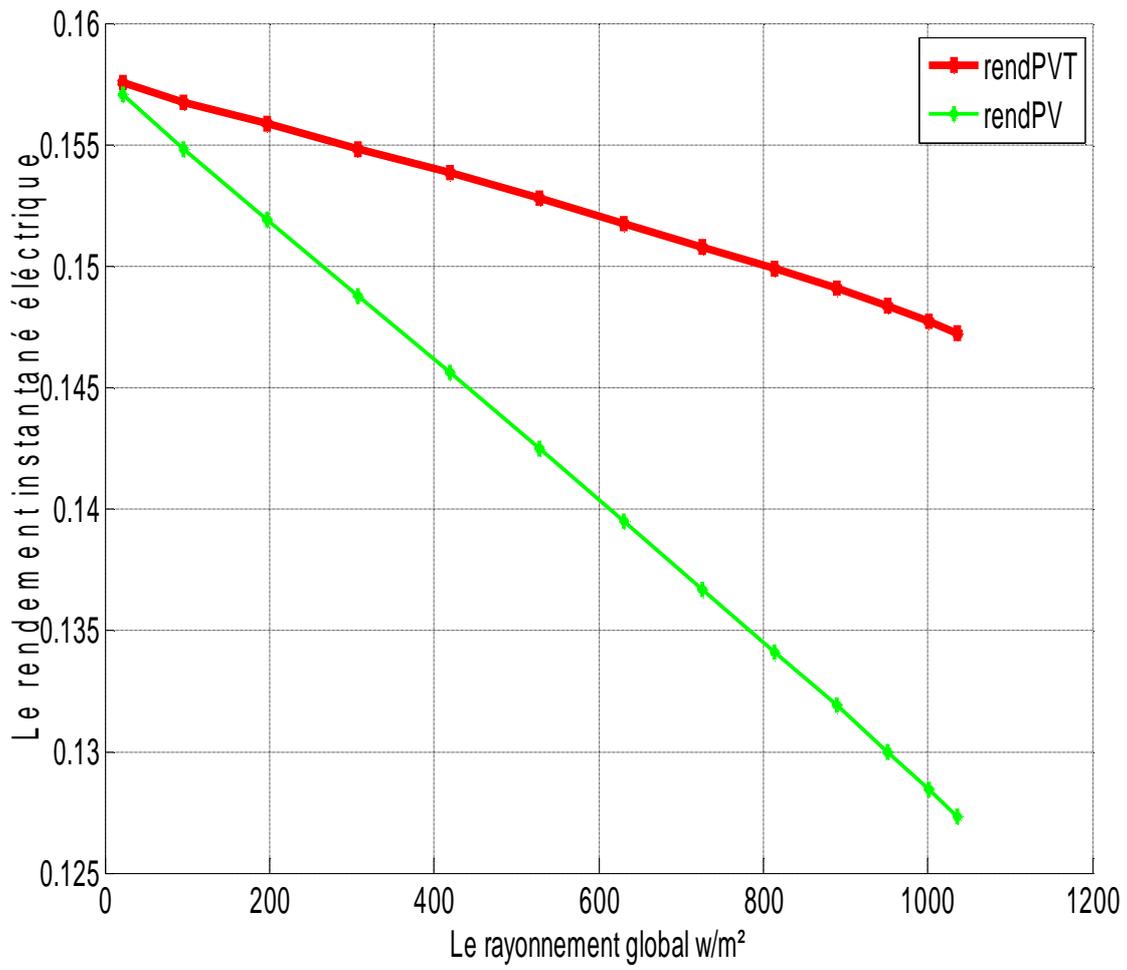


Figure 5-5 : comparaison de la variation du rendement électrique en fonction du rayonnement globale entre PV et PVT

### 5-6/Variation de la température de sortie du fluide caloporteur:

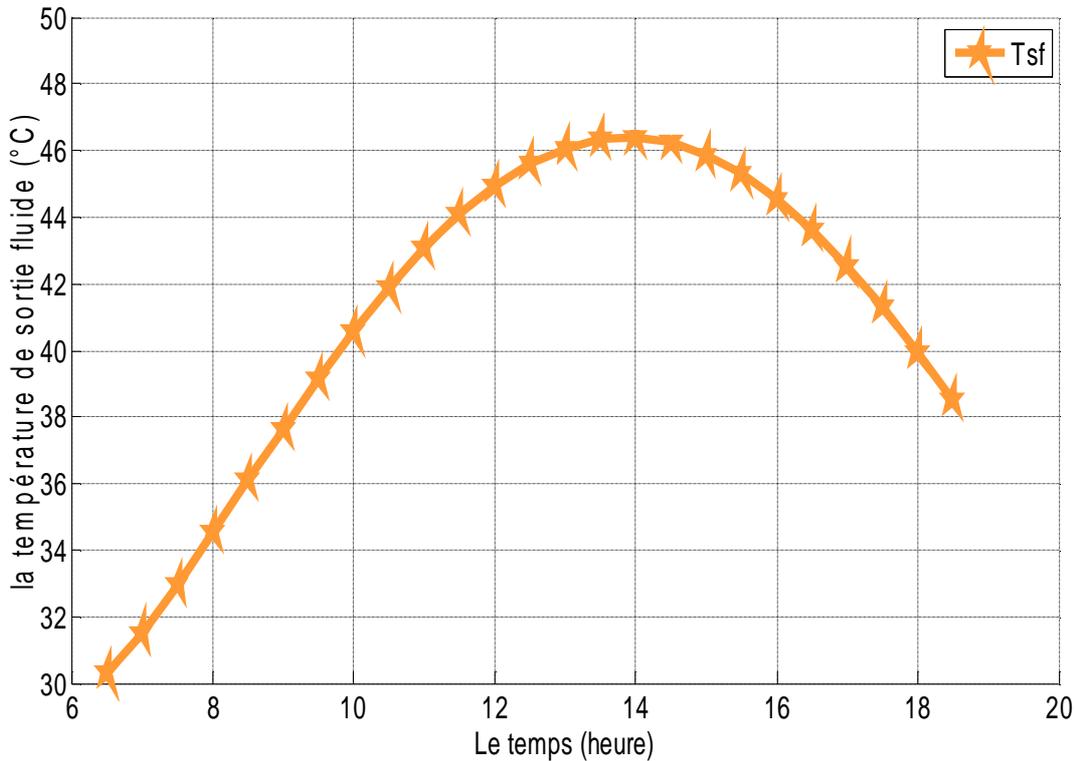


Figure 5-6 : la variation de la température de sortie du fluide caloporteur

La figure (5-6) montre clairement l'évolution de la température de sortie du fluide caloporteur (Tfs) au cours d'une journée (jour du calcul). On remarque que Tfs est proportionnelle au rayonnement global, et atteint sa valeur maximale à 14h, puis elle diminue à la fin de journée.

### 5-7/Energie thermique produite au sein du PVT :

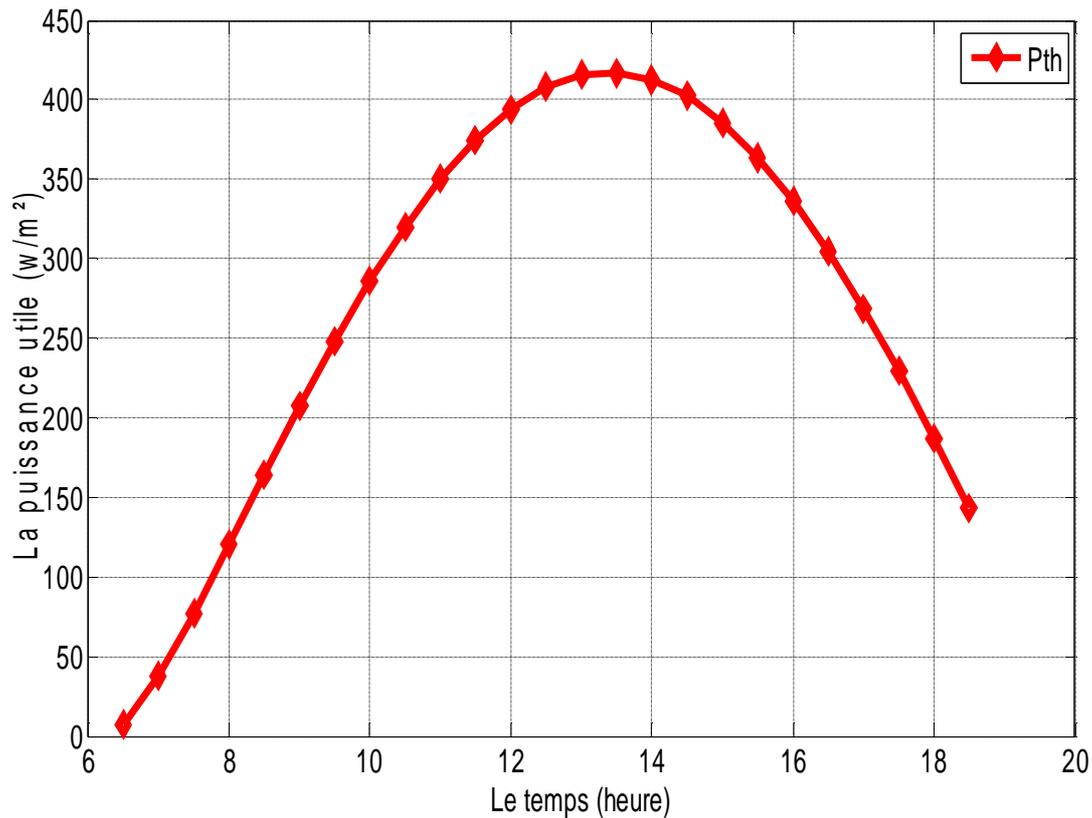


Figure 5-7 : énergie thermique produite au niveau du PVT au cours de la journée de calcul

### 5-8/variation du rendement thermique(PVT) en fonction de la température réduite :

On rappelle que la température réduite est exprimé comme suit :

$$T_{red} = \frac{T_m - T_{amb}}{P_{glob}}$$

Avec  $T_m$  est la température moyenne de la plaque absorbante.

La figure (5-8) présente l'évolution linéaire du rendement thermique en fonction de  $T_{red}$ . on comparant la courbe obtenue en utilisant notre modèle avec les résultats obtenues par Zondag et al [28] ; on constate la bonne correspondance entre les résultats expérimentaux et la courbes obtenus en utilisant notre modèle ce qui nous permet de le valider.

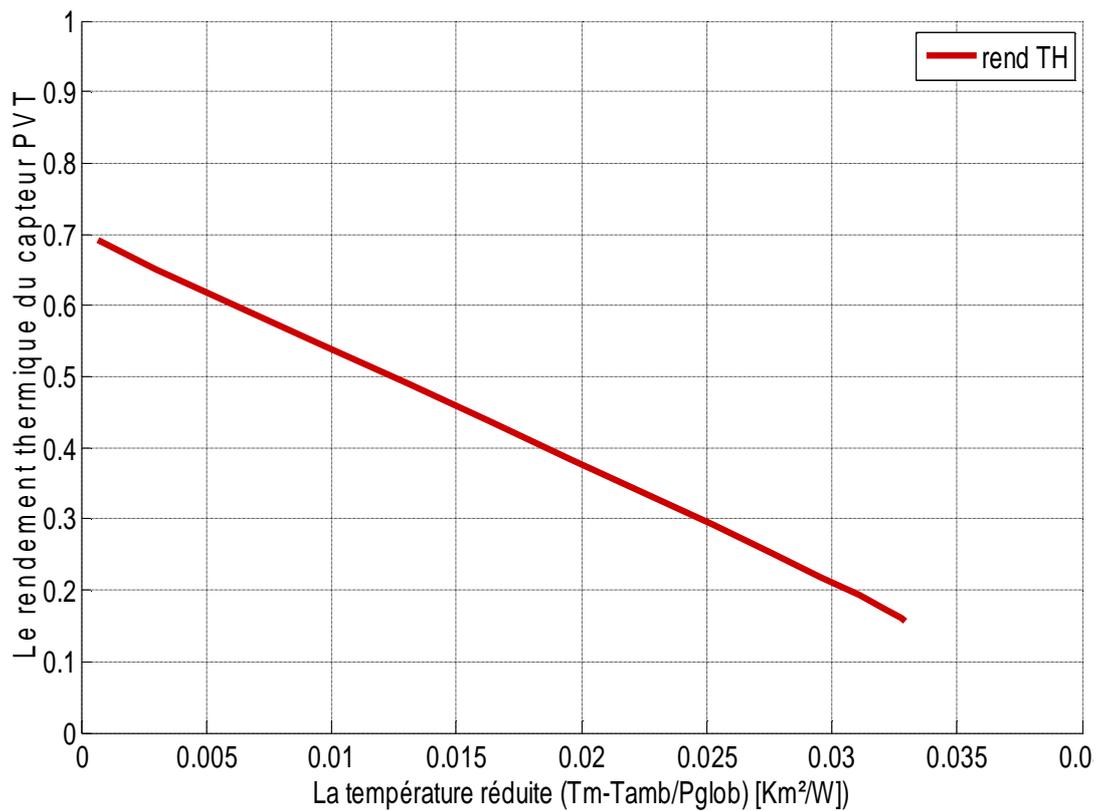


Figure 5-8 : La variation du rendement thermique en fonction de la température réduite

Paramètres du collecteur PV/T à eau	Valeurs
Largeur du capteur,	1.60 m
Longueur du capteur,	1.60 m
Débit d'eau,	0.02 Kg/s
Coefficients de transmission/absorption à eau,	0.16
Emissivité du verre,	0.88
Epaisseur du verre,	0.003
Conductivité thermique du verre,	1.15 W/M.k
Coefficient d'absorption du verre	0.066

Transmission du verre,	0.95
Epaisseur de la cellule PV	0.0003
Conductivité thermique de la cellule PV	0.036 W/Mk
Coefficients de transmission de la cellule PV	0.87
Emissivité de la cellule PV	0.85
Coefficient d'absorption des cellules PV	0.85
Epaisseur de l'isolant	0.05 m
Coefficient de remplissage des cellules	0.83
Conductivité thermique de l'isolants	0.035W/m.K
Coefficient de température des cellules	0.0045

Tableau 5-1 : valeurs utilisées dans la simulation

## Conclusion Générale

Cette étude nous a permis d'évaluer, le comportement d'un capteur solaire hybride a eau, pour la production à la fois de chaleur et d'électricité. Grâce à un modèle mathématique nous avons pu déterminer la température des différentes couches du capteur, ainsi que le rendement électrique et thermique.

Les résultats obtenues montrent que d'un point de vue énergétique ou énergie primaire, les installations intégrant des capteurs PVT sont très prometteuse et pourraient se montrer compétitives face à des installations solaires utilisant les capteurs photovoltaïque et thermique séparément installés. Les critères d'évaluation des performances doivent cependant être encore élargis aux aspects environnementaux et économiques. On peut noter aussi que du point de vue esthétique, le PVT est facilement intégrable sur une toiture.

Ce système est plus compétitif dans les sites isolés (non raccordé aux réseaux) ou souvent les frais de raccordement au réseau sont supérieurs aux frais d'installation du système hybride (PVT).

Après le tsunami qui a dévasté la centrale nucléaire de Fukushima, et à causer d'importants rejets radioactifs ; plusieurs pays du mondes (Japon, Allemagne, pays scandinaves, l'Autriche,.....) ont annoncer une réorientation de leurs politique énergétique vers des énergies renouvelables pour arrivée d'ici 2050 à zéro énergie nucléaire(cas de l'Allemagne) ce qui, peut être minimisera le cout des futur installations solaire, qui reste a ce jour élevé par rapport aux filières classiques, en raison des investissements couteux liés à la recherche et au développement que nécessite cette haute technologie.

## Perspectives :

Comme perspectives a notre travail, je pense que les futures recherches porteront sur :

- ✚ Optimisation d'une géométrie d'échangeur assurant un refroidissement performant des cellules photovoltaïques
  
- ✚ Couplage entre un PVT et une PAC le tout en interaction avec le bâtiment
  
- ✚ Capteur PVT bi-fluide

# BIBLIOGRAPHIE

- [1] : **Chr. PERRIN DE BRICHAMBAUT.** «Estimation des ressources solaires en France ». Suppl. Cahiers AFEDES n°1, Paris, 1975.
- [2] : **J.A. DUFFIE, W.A. BECKMAN.** « solar energy thermal processes, John Wiley & Sons, New York, 1974.
- [3] : **Jacques BERNARD.** « Energie solaire Calculs et optimisation » Edition Ellipses 2004
- [4] : **R. Bernard, G.Mengy , M.Schwarz.** « le rayonnement solaire conversion thermique et application » Lavoisier 1980.
- [5] : **P.Chouard, H.Michel, F.Simon.** « Bilan thermique d'une maison solaire » Eyrolles 1977
- [6] : **N.Robinson.** « Solar radiation » Elsevier Amsterdam 1966
- [7] : Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [8] : Programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2008-2017, Commission de la Régulation de l'Electricité et du Gaz.
- [9] : **Stephane Astier.** « Conversion photovoltaïque du rayonnement solaire à la cellule » revue techniques de l'ingénieur d3935.
- [10] : **André Joffre.** « énergie solaire thermique dans le bâtiment chauffe-eau solaires ». revue techniques de l'ingénieur BE 9164 .
- [11] : **M.amjahdi, J.Lemale** « Adopter le solaire –thermique et photovoltaïque ». DUNOD Paris 2011.
- [12] : **A.Labouret, P.cumunel, J.-P.Braun, B.Faraggi.** « Cellules solaires, les bases de l'énergie photovoltaïque » ETFS 5eme édition.2010
- [13] : **A.Labouret, M.Villoz.** «Énergie solaire photovoltaïque » édition Moniteur. 2006
- [14] : **S.Brigand.** « Installations solaires photovoltaïques ». Édition Moniteur. 2011.
- [15] : **R.Merahi, R.chenni, M.Houbes** « Modélisation et simulation d'un module PV par Matlab ». 10eme Séminaire international sur la physique énergétique 2010.
- [16] : **D.Saheb Koussa, M.Haddadi,** « Modélisation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement Matlab-Simulink ».
- [17]: **Francisco M.Gonzalez-Longatt,** « Model of photovoltaic Module in Matlab» 2eme congrés iberoaméricain (II CIBELEC 2005).

- [18]: **Towsend, T.U.** «A method for estimating the long term performance of direct-coupled photovoltaic systems. MS Thesis Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison 1989.
- [19] : **S.Singer, B.Rozenshtein, S.Surazi.** « Characterization of PV Array output using a small number of measured parameters, Solar energy Vol.32, pp.603-607, 1984
- [20] : **J.A.GOW, C.D.MANNING** « **Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies** ». IEE Proceedings on Electric power applications, vol. 146, n°2, pp.193-200, March 1999.
- [21]: **R.chenni, M.Makhlouf, T.Kerbache, A.Bouزيد,** «**A detailed modeling method for photovoltaic cells**» Science Direct, Energy 32. 2007
- [22]:**Y.Jannot,** «**Thermique solaire**». Ecole des Mines, Nancy. 2012
- [23]: **A.Biran, M.Breiner,** «**Matlab pour l'ingénieur**». Versions 6 et 7. Pearson Education 2004
- [24]: **Franck Jedrzejewski.** «**Introduction aux méthodes numériques**» Springer.2005
- [25]: **L.JOLIVET, R.LABBAS,** « Analyse et analyse numérique » Lavoisier 2005.
- [26]: **J.Prado.** « Introduction à Matlab ». Revue techniques de l'ingénieur af 1450.
- [27]: **Y.B.ASSOA.** « Performances de capteurs solaires PV/T hybrides bi-fluides intégrables à l'enveloppe des bâtiments. Etude expérimentale et modélisation adaptée ». Thèse de doctorat INSA Lyon.2008
- [28] : **ZONDAG H.A.** «Flat-plate PV-Thermal collectors and systems ». a review renewable and sustainable Energy reviews, 2005
- [29]: **M.WOLF.** « Performance analysis of combined heating and photovoltaic power systems for residences ». Energy Conversion, 1976, vol.16 n° 1-2, pp.79-90.
- [30]: **E.C. KERN, M.C.RUSSEL.** «Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems ». IN: Proceeding of 13 th IEEE photovoltaic Specialist, 1978, Washington DC, Etat-Unis, pp.1153-1157.
- [31]: **S.D.HENDRIE.** « Photovoltaic/ thermal collector development program ». Rapport final. Etats-Unis: Massachusetts institute of technology, 1982.
- [32]: **P.RAGHURAMAN.** « Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/ thermal, flat-plate collector performance ». Journal Solar Energy Engineering, 1981, Vol 103 n° 2 pp 291-298.
- [33]: **C.COX, P.RAGHURAMAN.** « Design considerations for flat-plate photovoltaic/ thermal collector ». Solar Energy Engineering, 1985, Vol 35 n° 3 pp 227-241.
- [34]: **B.LALOVIC, Z.KISS, H.WEAKLIEM.** « A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. ». Solar Cells, 1986,vol. 19 n° 2 pp 131-138.

- [35]: **M.Sandberg, M.Moshfegh.** « Ventilated solar roof air flow and heat transfer investigation ». *Renewable Energy*, 1998, Vol 15 n°1-4 pp 287-292.
- [36]: **A.HEGAZY.** « Comparative study of the performances of four photovoltaic/ thermal solar air collectors ». *Energy conversion and management*, 2000, Vol 41 n° 8 pp 861-881.
- [37]: **L.MEI. D.INFIELD U.EICKER** « Thermal modeling of a building with an integrated ventilated PV façade ». *Energy and buildings*, 2003, Vol 35 n° 3 pp 605-617.
- [38]: **P.CARTMELL, D.FIALA. et al** «A multi operational ventilated photovoltaic and solar air collector: application, simulation and initial monitoring feedback ». *Solar Energy*, 2004, Vol 76 pp 45-53.
- [39]: **A.TIWARI et al.** « Performance evaluation of photovoltaic/ thermal solar air collector for composite climate of India ». *Solar Energy Materials and solar Cells*, 2006, Vol 90 n° 2 pp 175-189.
- [40]: **G.VOKAS et al.** « hybrid photovoltaic/ thermal systems for domestic heating and cooling –theoretical approach- ». *Solar Energy* , 2006, Vol 80 n° 5 pp 607-615
- [41]: **M.OTHMAN et al .** « Performance studies on a finned double-pass photovoltaic/ thermal (PV/T) solar collector ». *desalination*, 2007, Vol 209 n°1- 3 pp 43-49.
- [42]: **Y.TRIPANAGNOSTOPOULOS.** «Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/ thermal solar energy systems ». *Solar Energy* ,2007, Vol 81 n° 9 pp 1117-1131.
- [43]:**T.FIJISAWA et T.TANI.** « Annual exergy evaluation on photovoltaic/ thermal (PV/T) hybrid collector ». *Solar Energy Materials and solar Cells*, 1997, Vol 47 n°1-43 pp 135-148
- [44]:**T.CHOW.** « Performance analysis of photovoltaic/ thermal collector by explicit dynamic model ». *Solar Energy*, 2003, Vol 75 pp 143-152
- [45]: **G.FRAISSE et al.** « energy performance of water (PV/T) hybrid collectors applied to combi systems of direct Solar floor type ». *Solar Energy*, 2007, Vol 81 n°11 pp 1426-1438
- [46]: **S.KALOGIROU, Y.TRIPANAGNOSTOPOULOS.** « industrial application of (PV/T) solar energy». *Applied Thermal Engineering*, 2007, Vol 27 n°8-9 pp 1259-1270
- [47]: **K.TOUAFEK, M.HADDADI. et al** « simulation numérique du comportement thermique du capteur solaire hybride (PV/T)». *Revue des énergies renouvelables*, 2008, Vol 11 n°1 pp 153-165.
- [48]: **P.DUPEYRAT, C.MENEZO.** «Maximisation de la conversion électrique solaire en configuration d'intégration au bâti grâce au concept de capteur hybride Photovoltaïque – Thermique ». *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*, Freiburg, Germany
- [49]: **M.BEKKOUCHE** « Modélisation du comportement thermique de quelques dispositifs solaires». *Thèse de Doctorat*, 2009, Université Tlemcen

**[50]: M.Marir-Benabbas** « Etude des performances électriques et thermiques d'un capteur hybride». Revue des énergies renouvelables , 2013, Vol 16 n°2 pp 257-268.

**[51]: S.BODDAERT et al** « Etude et optimisation du potentiel d'un capteur thermique photovoltaïque de faible épaisseur intégrable au bâti». 12èmes journées internationales de thermique., 2005.

## ANNEXE 01

### Généralités sur les modes de transfert thermique

#### 1/Introduction :

Le transfert thermique est un processus complexe qui est réalisé par la superposition des trois modes fondamentaux : conduction, convection et rayonnement. Dans le cas où l'un de ces trois modes est déterminant, les effets des autres sont peu importants ; aussi ils peuvent être négligés, simplifiant considérablement l'analyse du cas concerné. On va présenter ensuite le mécanisme d'apparition de chacun de ces modes.

#### 1-1/ Conduction :

C'est le transfert de chaleur à travers une substance sans déplacement appréciable de molécules, sous l'influence d'une différence de température. La propagation de la chaleur par conduction à l'intérieur d'un corps s'effectue selon deux mécanismes distincts : une transmission par les vibrations des atomes ou molécules et une transmission par les électrons libres. On tient aussi à noter qu'il est rare qu'un problème pratique de transmission de chaleur (exemple : capteur solaire) soit un problème de conduction pure.

L'équation complète exprimant la continuité de l'écoulement de la chaleur à travers un solide s'écrit :

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} - \text{div}(\lambda \overrightarrow{\text{grad}} T) = Q_s \dots \dots \dots (*)$$

L'obtention de cette équation repose sur trois hypothèses :

- ü Les échanges de chaleur ne produisent que des variations de température
- ü L'hypothèse de Fourier, qui peut s'écrire :

$$\vec{\varphi} = -\lambda \overrightarrow{\text{grad}} T$$

- ü Dans le cas où le système, ou une partie de celui-ci, est composé par un fluide, ce dernier ne subira pas de mouvement spontané du au passage de chaleur.

Le terme  $Q_s$  est la quantité de chaleur produite par unité de volume et par unité de temps en tous points du système, par des sources de chaleurs internes (passage d'un courant électrique, existence d'une quelconque transmutation radioactive ou d'une réaction nucléaire). La conductivité thermique  $\lambda$  est une caractéristique locale du matériau considéré. Elle s'exprime en Watt/mK, et varie essentiellement avec la température.

Un problème de conduction pure se ramène par conséquent à la recherche des solutions de l'équation (\*), satisfaisant à certaines conditions initiales et aux limites.

### 1-2/ Convection :

L'appellation convection a ses racines dans le verbe latin *convehere*, qui définit l'action du transport d'une place à l'autre. Cette appellation a été adoptée dans le transfert thermique pour décrire le processus de transport de chaleur effectués par le mouvement du fluide. Autrement dit la convection est l'échange d'énergie, sous forme de chaleur, entre un fluide en mouvement et la surface d'un corps solide ayant une température différente ou entre des parties différentes d'un fluide en mouvement qui n'ont pas la même température.

La convection se situe à l'intersection entre deux champs d'étude : le transfert de la chaleur et la mécanique des fluides. Résoudre correctement un problème de convection nécessite une bonne connaissance de ces deux domaines.

On peut considérer deux types de convection, en fonction des causes qui produisent le mouvement du fluide : la convection forcée et la convection libre ou naturelle.

On peut donc distinguer la convection en se référant soit à :

- La nature du mécanisme qui provoque le mouvement du fluide (convection forcée et la convection libre ou naturelle, et la convection mixte)
- Les changements que subit le fluide (convection avec et sans changement de phase)

Etant donné le fort couplage entre le mouvement du fluide, le transfert de masse et le transfert de chaleur, les différents régimes d'écoulement se traduisent par l'existence de deux régimes de convection :

- ∅ Le régime laminaire caractérisé par le fait que le champ de température demeure régulier,
- ∅ Le régime turbulent caractérisé par le fait que le champ de température admet des fluctuations aléatoires, dans l'espace et dans le temps.

Comme on distingue aussi pour ses deux régimes d'écoulements deux types de géométrie :

- § Quand l'écoulement a lieu à l'extérieur de la structure (plaque plane, extérieur d'un tube...), on qualifie le phénomène de convection externe et la configuration de géométrie ouverte.
- § Quand l'écoulement a lieu à l'intérieur de la structure (tube, canal...), on qualifie le phénomène de convection interne et la configuration de géométrie fermé.

Dans tous les cas, la résolution d'un problème de convection consiste à déterminer le coefficient de transfert par convection( $h$ ).

C'est la loi de Newton qui donne la relation entre la densité du flux de chaleur  $\phi$  et la différence de température  $\Delta T = T_p - T_f$  entre la température de la paroi et la température du fluide.

$$\Phi = h \Delta T = h (T_p - T_f) \text{ [W/m}^2\text{]}$$

Ou  $h$  dépend de manière complexe d'une multitude de variable (vitesse, température, paramètre physique du fluide, ...). Le calcul de  $h$  peut être effectué en recourant à différent méthodes parmi lesquelles :

- ✚ Détermination d'une solution analytique ou numérique des équations de conservation (méthode recommandée pour le régime laminaire) ;
- ✚ Similitude ou analyse dimensionnelle combinée avec les résultats expérimentaux.

Formulations d'analogies entre le transfert de quantité de chaleur et le transfert de quantité de mouvement (par exemple l'analogie de Reynolds utilisée dans le cas du régime turbulent)

### 1-2-1/ Paramètres adimensionnels :

Les problèmes pouvant être résolus de façon analytique sont extrêmement rares. On peut également développer des solutions en utilisant des hypothèses de nature expérimentale. Dans ce cas, on est conduit à utiliser l'analyse dimensionnelle qui fournit une méthode logique de corrélation entre les résultats expérimentaux.

Si l'on effectue une analyse dimensionnelle, on peut mettre en évidence les principaux paramètres intervenant dans les problèmes de convection.

#### Ø nombre de Reynolds :

$$Re = \frac{U_0 D_h}{\nu} \approx \frac{\text{forces d'inertie}}{\text{forces visqueuses}}$$

#### Ø nombre de Prandtl :

$$Pr = \frac{\nu}{a} = \frac{\rho C_p \nu}{\lambda} \approx \frac{\text{diffusivité de quantité de mouvement}}{\text{diffusivité thermique}}$$

#### Ø nombre de Peclet :

$$Pe = \frac{U_0 D_h}{a} \approx \frac{\text{convection de température}}{\text{diffusion de température}}$$

Et :  $Pe = Re Pr$

#### Ø nombre de Nusselt :

$$Nu = \frac{h D_h}{\lambda} \approx \frac{\text{flux surfacique effectif échangé}}{\text{flux surfacique de conduction pure}}$$

#### Ø nombre de Stanton :

$$St = \frac{Nu}{Pe} = \frac{\varphi}{\rho c_p U_0 (T_p - T_0)} \approx \frac{\text{flux surfacique échangé}}{\text{flux surfacique convecté de référence}}$$

Ø nombre de Grashof :

$$Gr = \frac{g\beta L^3 \Delta T}{\nu^2}$$

Ø nombre de Rayleigh :

$$Ra = Gr Pr \equiv \frac{g\beta L^3 \Delta T}{\nu \alpha}$$

Ø nombre de Richardson :

$$Ri = \frac{\rho g \beta (T_p - T_a)}{\frac{\rho U_0^2}{L}} \approx \frac{\text{force d'archimède}}{\text{force d'inertie}}$$

### Mise en garde

Même si l'analyse dimensionnelle a prouvé son efficacité dans l'étude d'un phénomène physique, permettant la détermination des nombres qui le caractérise, elle a des limites, à savoir :

- ✚ elle ne donne pas d'information sur le mécanisme propre au phénomène
- ✚ les résultats obtenus sont significatifs seulement dans le cas où le décompte des grandeurs serait correct et complet
- ✚ elle doit faire appel à une étude expérimentale, pour bien préciser la forme de la relation entre les nombres en trouvant les coefficients nécessaires.

Dans n'importe quelle étude, il est donc recommandé à l'ingénieur et/ou chercheur de s'extraire le plus tôt possible du monde sans dimension pour revenir sur terre avec des mètres, des secondes, des joules etc., ce qui est de toute façon indispensable pour conclure le travail.

1-3/ Rayonnement thermique :

Contrairement aux transferts conductifs ou convectifs, qui ont besoin d'un milieu matériel comme support de transfert thermique entre des points à température différentes, le transfert radiatif peut avoir lieu dans le vide. Cet transfert est très fortement dépendant du niveau de la température des corps en présence. Il est très intense dès que les températures dépassent la centaine de degrés Celsius.

La transmission de chaleur par rayonnement comporte trois phénomènes distincts :

**Emission :** tout corps émet des radiations transportant de l'énergie ; cette énergie provient de son énergie interne.

**Propagation :** les radiations se propagent indépendamment de tout support matériel à une vitesse pratiquement infinie.

**Absorption :** lorsqu'un corps reçoit des radiations il en absorbe une partie ; l'énergie correspondante est transformée en chaleur qui se dégage dans le corps.

1-3-1/ Lois de la transmission de chaleur par rayonnement :

La qualité de l'énergie rayonnée par une surface, caractérisée par la longueur d'onde du rayonnement et la quantité d'énergie dépendent de la nature et de l'état de surface du corps, ainsi que sa température (émission).

Le pouvoir émissif total  $E$ , en un point de la surface d'un corps opaque est le flux d'énergie par unité de surface :

$$E = \frac{dQ}{dS}$$

Soit  $E_0$  le pouvoir émissif total d'un corps noir défini comme un corps idéal ( $a=1$ ).

Le flux d'énergie  $d\phi$  reçu par un élément de surface  $dS$  est donné par :

$$d\phi = \int_{\lambda} \int_{\omega} d\phi_{\lambda\Delta} d\lambda d\omega$$

Soit  $d\phi_{\lambda\Delta}d\lambda d\omega$  la fraction de ce flux dont les radiations sont composées dans la bande de spectre  $(\lambda, \lambda+d\lambda)$  et dont les directions sont comprises à l'intérieur d'un angle solide  $d\omega$  entourant la direction  $\Delta$ .

a) Loi de Kirchoff :

A l'équilibre, le rapport du pouvoir émissif total d'une surface à son facteur total d'absorption est le même pour tous les corps :

$$\frac{E_1}{\alpha_1} = \frac{E_2}{\alpha_2} = \frac{E_0}{1}$$

b) Loi de Stefan-Boltzman :

Le pouvoir émissif d'un corps noir ne dépend que de sa température, suivant la loi :

$$E_0 = \sigma T^4$$

Avec  $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}$  : est la constante de Stefan-Boltzman

c) Loi de Lambert pour le corps noir :

Le pouvoir émissif dans une direction  $\Delta$  est proportionnel au cosinus de l'angle ( $\alpha$ ) que fait cette direction avec la normale à la surface émettrice. Il en résulte que le flux rayonné suivant toutes les longueurs d'onde par élément de surface  $dS$  du corps noir dans l'angle solide  $d\omega$  entourant la direction  $\Delta$  s'écrit :

$$d\Phi = \frac{\sigma T^4}{\Pi} \cos\alpha d\omega dS$$

d) Formule de Planck - Loi de Wien :

Le pouvoir émissif du corps noir pour une longueur d'onde donnée  $\lambda$  à la température  $T$  est donné par la formule de Planck.

$$E_\lambda = \frac{C_1}{\lambda^5 (e^{\frac{C_2}{\lambda T}} - 1)}$$

Avec :  $C_1 = 1,19 \cdot 10^{-16} \text{ W.m}^2$   
 $C_2 = 1,433 \cdot 10^{-2} \text{ m.K}$

Cette formule est complétée par la loi de Wien qui permet de trouver rapidement la « couleur » prépondérante du rayonnement émis. Cette loi exprime le fait que  $E_\lambda$  est maximum pour la longueur  $\lambda_m$  telle que :

$$\lambda_m T = 0,2585 \cdot 10^{-2} \text{ K.m}$$

## Quelques exemples d'intégration des modules PVT

✚ Sur la toiture :



Figure A-2-1 : intégration PV/T sur la toiture

### Sur la façade



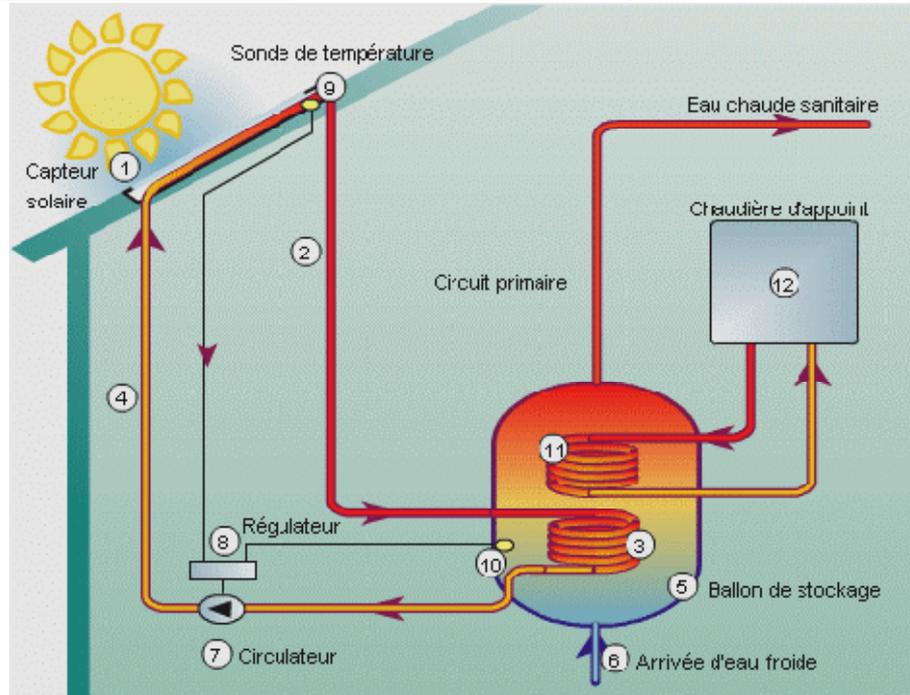
**Figure A-2-2 :** intégration PV/T sur façade  
Le bâtiment de bureau se situe à St. Schörfling, Autriche et possède 162m<sup>2</sup> de  
Capteurs solaires en façade double enveloppe.



**Figure A-2-3 :** intégration PV/T sur façade  
le système photovoltaïque/thermique intégré au pavillon de l'École de gestion John-Molson de l'Université Concordia. Montréal CANADA

### Quelques exemples d'utilisation de l'énergie solaire

#### Ø Production d'eau chaude



**Figure A-2-4 :** Schéma de principe d'un chauffe-eau solaire à éléments séparés

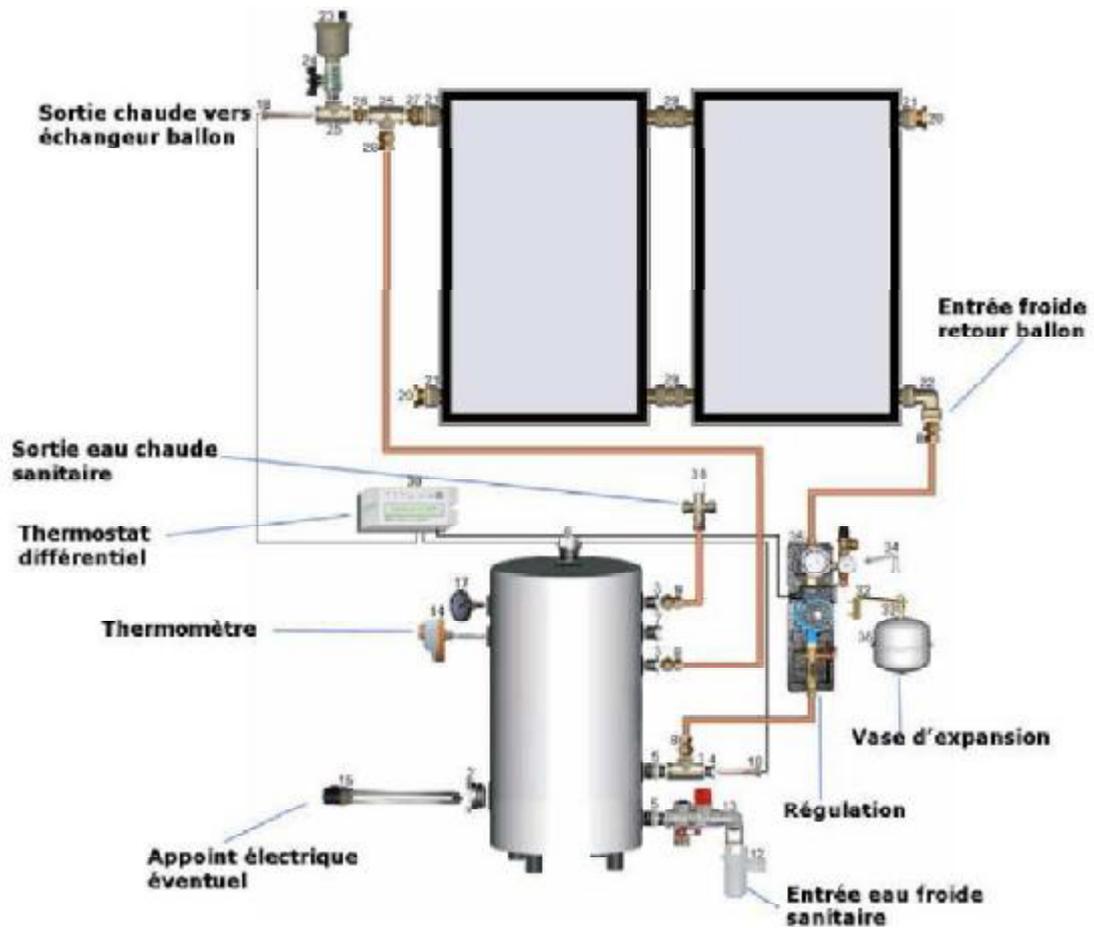


Figure A-2-5 : élément d'un chauffe-eau solaire à éléments séparés

Ø Froid et climatisation :

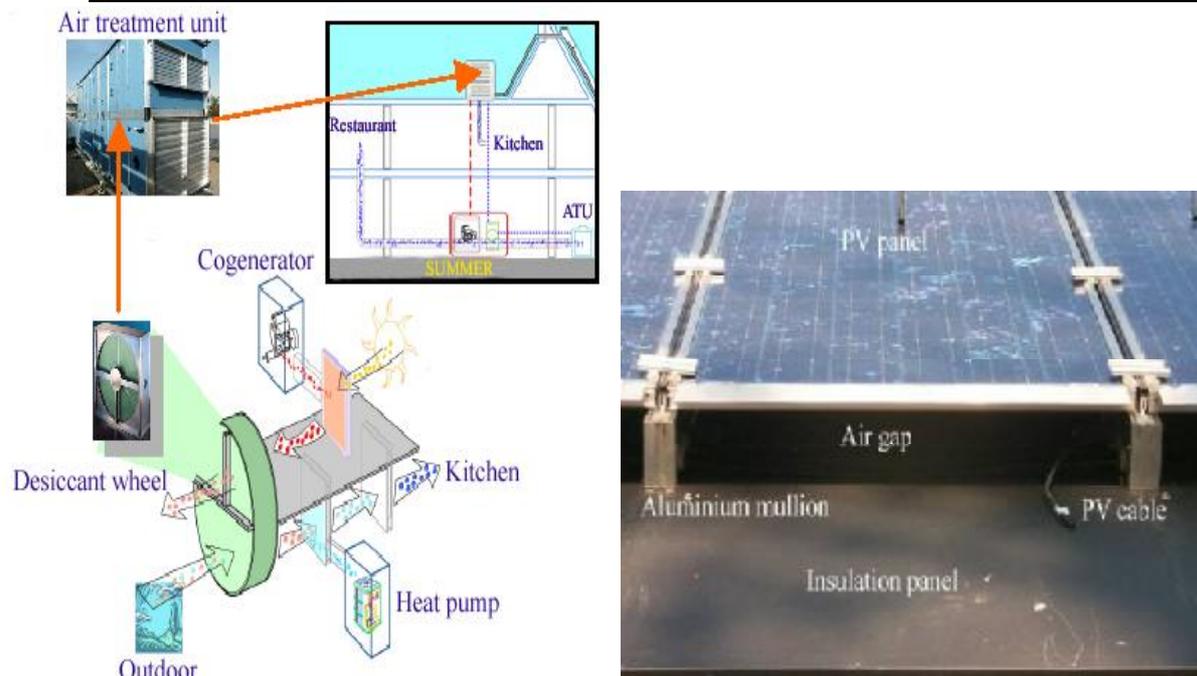


Figure A-2-6 : Installation hybride Photovoltaïque/Solaire thermique combiné avec une PAC sur le centre de recherche Fiat à Turin, Italie.

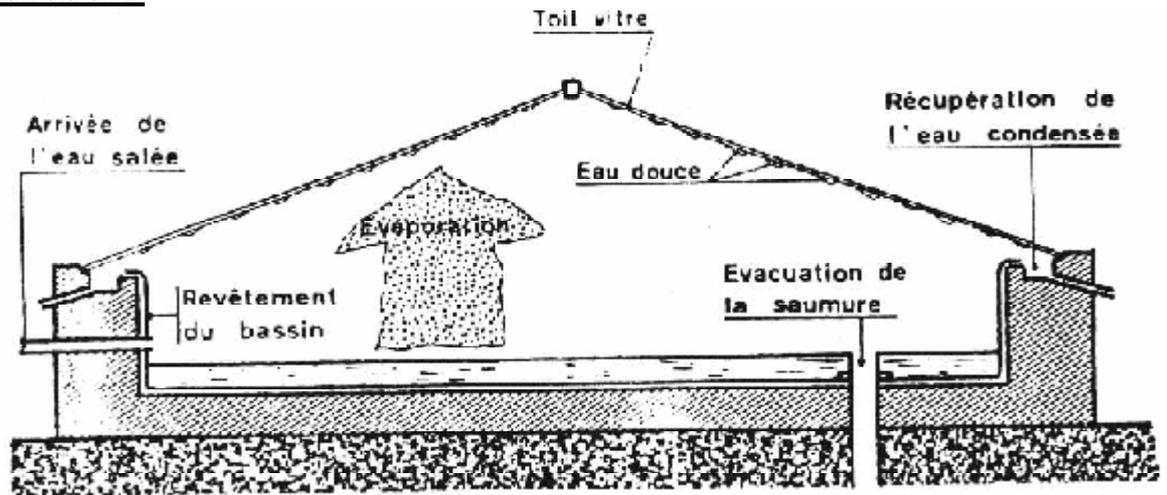
Ø Distillation :

Figure A-2-7 : schémas de principe d'un distillateur solaire à un seul étage

Ø Cuisson :

Figure A-2-8 : schémas d'un cuiseur solaire

## Résumé sur la norme EN 12975

Cette norme comporte deux parties :

- Ø EN 12975-1 -04/2000 : concerne Installations solaires thermiques et leurs composants –Capteurs solaires.

*Partie 1 : Exigences générales.*

Le document ne concerne pas les systèmes auto stockeurs.

Il définit les essais de fiabilité nécessaires (ch.5), les paramètres à prendre en compte pour la sécurité (ch.6), la documentation du capteur (ch.7). Les essais portent sur la tenue par rapport : aux pressions internes, aux températures élevées, à l'exposition solaire, aux chocs thermiques externes et internes, à l'eau de pluie (étanchéité), aux charges mécaniques, au gel. On a en plus un essai de performances et un contrôle général. Les critères d'acceptation sont donnés, les méthodes d'essais sont dans 12975-2..

Les annexes informatives précisent les règles à appliquer pour :

- les comptes-rendus d'essais (A)
- les matériaux utilisés (B)
- la protection de l'environnement (C)
- les essais à reprendre en cas de modification de la conception (D)

- Ø EN 12975-2 -04/2000 : concerne Installations solaires thermiques et leurs composants –Capteurs solaires.

*Partie 1 : Méthodes d'essais.*

Le document décrit en détail les méthodes d'essais de fiabilité (ch.5), les méthodes d'évaluation des performances (ch.6) définies dans le projet de norme EN 12975-1. Il n'est pas applicable aux systèmes auto stockeurs.

Le chapitre 5 décrit les tests de durabilité et fiabilité. Ils semblent classiques, mais c'est assez lourd.

Le chapitre 6 décrit les méthodes de tests de performances :

- 6.1 : capteurs vitrés en régime stationnaire. Le calcul de l'efficacité est décrit en 6.1.4.8. C'est la méthode classique (droite avec coeffs B et K) avec un paramètre de degré 2 en plus sur DeltaT et le facteur de correction suivant l'incidence  $K_{\theta}$ . En option on peut déterminer 2 paramètres supplémentaires : la capacité calorifique et la constante de temps. Enfin, on détermine aussi la perte de charge : (variante, définir  $\eta$  en utilisant  $\Delta T_m / G$ , cf 6.2).

$$\eta G = \frac{Q}{A} = K_{\theta} \cdot \eta_0 G - a_1 \Delta T_m - a_2 (\Delta T_m)^2 \quad \text{avec} \quad \Delta T_m = T_m - T_a$$

( $T_m$  : température moyenne du fluide dans le capteur,  
 $T_a$  température ambiante,  $G$  irradiation sur le capteur)  
 $\eta_0$  = coeff B bien connu,  $a_1 = K$ )

- 6.2. : capteurs non vitrés en régime stationnaire. Le calcul est un peu plus complexe dans ce cas pour tenir compte des échanges radiatifs et de la vitesse du vent : (variante, définir  $\eta G$ , cf 6.1)

$$\eta = \frac{Q}{AG} = K_{\theta} \eta_0 (1 - b_0) - (b_1 + b_2 u) \frac{\Delta T_m}{G + \frac{\varepsilon}{\alpha} G_L} \quad \text{avec} \quad \Delta T_m = T_m - T_a$$

( $u$  est la vitesse du vent,  $G_L$  est une irradiation de grande longueur d'onde tenant compte des échanges radiatifs avec le ciel,  $\varepsilon$  et  $\alpha$  les coeffs d'émission et d'absorption du capteur, ratio 0.95 par défaut)  
 Les 3 coeffs sont déterminés par approximation de courbes.

- 6.3 capteurs vitrés ou non (en remplacement optionnel de la 6.1 ou de la 6.2). Tests en régime quasi-dynamique. On recherche les mêmes paramètres qu'en 6.1 plus 2 paramètres de dépendance au vent (un peu comme en 6.2) à partir d'essais effectués en continu, en régime variable. Au lieu de tracer une droite (ou une parabole) pour les paramètres principaux, les autres étant fixés ; puis de déterminer des corrections pour les autres paramètres, on utilise une régression multi-linéaire sur les mesures pour déterminer simultanément tous les paramètres (la droite est remplacée par une surface à  $n$  dimensions). La méthode impose de mesurer les paramètres et les énergies avec un pas de temps de 5 à 10'. On doit calculer à chaque pas de temps l'énergie en sortie et la dérivée de la température moyenne. En extérieur, le test peut être fait en 3-4 jours pour tester

différentes températures d'entrée et différentes conditions types de temps : clair, couvert, mixte.

$$\eta G = \frac{Q}{A} = \eta_0 (K_{\theta b} \cdot G_b + K_{\theta d} \cdot G_d) - c_6 \cdot u \cdot G^* - c_1 \cdot \Delta T_m - c_2 \cdot \Delta T_m \cdot \Delta T_m - c_3 u \Delta T_m + c_4 (E_L - S T^4) - c_5 dT_m/dt$$

avec  $\Delta T_m = T_m - T_a$  ; u : vitesse du vent ; EL : irradiation de grande longueur d'onde

$G^*$  : irradiation, la différence avec G n'est pas claire.

Une comparaison entre les méthodes de §6.1 & 6.3 est donnée en annexe K. Schématiquement, on en plus en 6.3 : une différenciation entre correcteur d'incidence pour le diffus et pour le direct ; la prise en compte des effets du vent (2 paramètres). Cet ajout est presque « naturel » car il n'impose pas de tests supplémentaires (mais par contre des mesures) et permet de définir plus précisément les autres paramètres.

Les annexes normatives fournissent :

- les schémas de principe des essais de durabilité et fiabilité (A)
- les formulaires de compte-rendus d'essais (B)
- la méthode de calcul de la température de stagnation (C)
- les formulaires de compte-rendu de tests de performances (D-G) (capteurs vitrés ou non, conditions stationnaires et résumé)
- la définition des 6 coefficients caractéristiques du capteur (6.3)(H)

Les annexes informatives fournissent :

- des exemples de détermination de surfaces de capteurs (I)
- une méthode de mesure de la capacité thermique du capteur (J)
- une comparaison des deux modèles de capteurs de la norme (K)
- les propriétés thermodynamiques de l'eau (L)

- les formulaires de compte-rendu de tests de performances pour la méthode quasi-dynamique (M)
- une comparaison entre normes EN 12975 et ISO 9806 (N)

## Résumé :

---

L'intérêt grandissant pour le développement du concept de bâtiment à énergie positive pour le neuf ou à très hautes performances énergétiques pour la réhabilitation, est fortement lié à la prise de conscience mondiale du réchauffement de la planète par effet de serre et de la raréfaction des ressources primaires fossiles (pétrole, gaz, uranium). Diverses solutions technologiques ont été par là, introduites telles que les capteurs solaires hybrides (PV/T) dont le principe est de permettre l'amélioration du rendement des panneaux photovoltaïque(PV), par récupération de l'énergie thermique qu'ils dissipent à l'aide d'un fluide caloporteur (dans notre cas l'eau).

L'objectif de ce travail est de trouver un modèle mathématique capable en premier lieu à quantifier l'irradiation solaire en un lieu et un jour donné, ainsi qu'à décrire le comportement thermique du capteur PVT, pour arriver à déterminer ses performances électrique et thermique, sur un site à Constantine(Algérie). Les résultats obtenus montrent que d'un point de vue énergétique ou énergie primaire, les installations intégrant des capteurs PVT sont très prometteuse et pourraient se montrer compétitives face à des installations solaires utilisant les capteurs photovoltaïque et thermique séparément installés. Les critères d'évaluation des performances doivent cependant être encore élargis aux aspects environnementaux et économiques.

Mots clés : Capteur solaire-hybride-photovoltaïque-rendement-thermique.

---

## Abstract:

The growing interest in the development of the concept of building positive energy for new or very high energy performance for rehabilitation is strongly linked to the global awareness of global warming by greenhouse effect and depletion of primary fossil resources (oil, gas, uranium). Various technological solutions have been there, introduced such as hybrid solar (PV / T) whose principle is to improve the performance of photovoltaic (PV) panels, for recovery of thermal energy they dissipate using a heat transfer fluid (in this case water).

The objective of this work is to find a mathematical model first to quantify solar irradiation at a place and on a given day, and has described the thermal behavior of PVT sensor to help determine its electrical performance and heat on a site in Constantine (Algeria). The results obtained show that an energy point of view or primary energy facilities incorporating PVT sensors are very promising and could be competitive in the face of solar systems using photovoltaic and thermal sensors installed separately. The performance evaluation criteria have to be further extended to environmental and economic aspects.

Key words: solar collector -hybrid-photovoltaic-performance-thermal.

---

## ملخص

الاهتمام المتزايد في تطوير نظام البنايات ذات الطاقة الإيجابية بالنسبة للبنايات الجديد أو المحافظة جدا عن الطاقة بالنسبة لإعادة التأهيل، يرتبط ارتباطا وثيقا بالوعي العالمي لظاهرة سخونة الأرض الناجمة عن الاحتباس الحراري واستنزاف المصادر الأولية للطاقة (النفط والغاز و اليورانيوم). و كان هناك الكثير من الحلول التكنولوجية المختلفة ، ومن بينها الألواح الشمسية ذات الاستعمال المزدوج (PVT) التي كان الهدف من اختراعها هو تحسين أداء الألواح الكهروضوئية (PV) ، عن طريق استرداد الطاقة الحرارية التي تتبدد، باستخدام السائل الناقل للحرارة (في هذه الحالة الماء).

الهدف من هذه الدراسة هو إيجاد نموذج رياضي، لتحديد اولا الإشعاع الشمسي في مكان و يوم معين، ثم معرفة السلوك الحراري لهذا النوع من الألواح الشمسية (PVT) للمساعدة في تقييم مردودها الكهربائي و الحراري على موقع في قسنطينة (الجزائر). النتائج المتحصل عليها تبين أن الطاقة أو الطاقة الأولية المنتجة من الألواح الشمسية (PVT) ، واعدة للغاية ويمكن أن تكون تنافسية في مواجهة أنظمة الطاقة الشمسية باستخدام الألواح الكهروضوئية و الألواح الشمسية حرارية مثبتة بشكل منفصل، على أن تشمل معايير تقييم الأداء الجوانب البيئية والاقتصادية.

الكلمات الرئيسية : اللوح الشمسي – هجين- كهروضوئي - المرودد- الحراري.