

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

N°d'ordre :

Série :

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le Diplôme de Magister
En électronique

Option

Composants électroniques et systèmes

**Simulation Numérique de Modèle de Collecteur
Hybride Photovoltaïque/Photothermique**

Par

M^{elle} : BEN CHEIKH EL HOCINE Hanane

Devant le jury :

Président :	M ^R S. Sahli	Prof	Univ. Constantine
Rapporteur :	M ^{me} .M.Marir	Prof	Univ. Constantine
Examineurs :	M ^{me} A. Chaker	Prof	Univ. Constantine
	M ^R A. Belhamri	Prof	Univ. Constantine

Soutenu le 08/06/2009

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail en signe de respect et de reconnaissance :

A tous ma famille

A mon encadreur Mme MARIJ- BENABAS-M

A tous mes collègues et mes amis partout

A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science

et à tous qui utilisent la science pour le bien

et la prospérité de l'humanité.

Hanene

Remerciements

*Ce travail que nous présentons, a été effectué au sein de l'équipe de recherche d'étude de Matériaux et de composants électronique de département d'électronique, Faculté des sciences de l'ingénieur de l'université Mentouri de Constantine Sous la direction de Professeur : **MARIR-BENBAS-M.***

*J'adresse mes plus sincères remerciements à Monsieur **MARIR-B.E** Professeur à l'université de Mentouri, pour ses encouragements continuel et le soutien qu'il m'a apporté lors de la préparation de ce mémoire.*

*J'exprime toute ma reconnaissance à Madame: **MARIR-BENABAS-M**, Professeur à l'université de Mentouri de Constantine, qui m'a assuré un Suivi scientifique, et qui a su me diriger avec son expérience et ses précieux conseils.*

*Je tiens à exprimer mes respectueuses gratitudees à Monsieur **SAHLI-S** professeur à l'université Mentouri, qui me donne le privilège de l'avoir comme président de jury.*

*Mes remerciements s'adressent également à Madame **CHAKER-A** professeur à l'université Mentouri Département de Physique, d'avoir bien voulu accepter d'examiner ce travail et de faire partie du jury .*

*Je tiens également à témoigner ma reconnaissance à Monsieur **BELHAMRI-A** professeur à l'université de Mentouri département de Génie Climatique, D'avoir accepter de me faire l'honneur de juger ce travail et participer à mon jury de thèse.*

Sommaire

Introduction générale :

Introduction

Introduction	2
I-1/ Géométrie solaire :	2
I-1-1/ Le système terre-soleil :	2
I-1-2/ Unités utilisées :	3
a/ L'éclairement :	3
b/ L'irradiation ou rayonnement :	3
I-1-3/ Constante solaire :	4
I-2/ Données astronomiques :	5
I-2-1/La latitude du lieu :	5
1-2-2/ longitude :	6
1-2-3/ L'altitude :	6
I-2-4/ Déclinaison :	6
I-2-5/ L'angle horaire :	7
I-2-6/ Temps solaire moyen :	7
I-2-7/ Temps universel (TU) :	7
I-2-8/ Temps légal :	8
I-3/ Diagramme solaire :	8
I-4 / Rayonnement global pour une surface horizontale :	8
I-4-1/ Le rayonnement direct :	9
I-4-2/ Le rayonnement diffus :	10
I-5/ L'albédo :	10
I-6/ Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire :	11
I-6-1/ Définition de la masse atmosphérique :	11
I-6-2/ Atténuation du rayonnement solaire :	12
I-7/ L'éclairement monochromatique :	13
I-8/ Rayonnement global pour une surface inclinée :	14
I-9/ Spectre solaire :	15
Conclusion :	18

Chapitre II

Introduction

II-A/ Les capteurs solaires :	19
II-A-1-a/ Définition :	20
II-A-1-b/ Effet de serre :	20
II-A-1-c/ Définition d'un corps noir :	21
II-A-1-d/ Loi d'absorption :	21
II-A-2/ Description du capteur plan :	22
II-A-2-a/ Le vitrage (couvercle) :	22
II-A-2-b/ L'absorbeur :	22
II-A-2-c/ L'isolant :	23
II-A-2-d/ Le fluide caloporteur :	23
II-2-e/ Le boîtier :	23
II-A-3/ Différents types de capteurs :	24
II-A-3-a/ Le capteur solaire à eau :	24
II-A-3-b/ Le capteur solaire à air :	24

II-A-4/ Paramètres et caractéristiques de fonctionnement des capteurs solaires :	25
II-A-4-1/ Paramètres externes :	25
II-A-4-2/ Paramètres internes :	25
II-A-5/ Bilan thermique d'un capteur conventionnel :	26
II-A-6/ Rendement d'un capteur :	26
B / Générateurs photovoltaïques :	
II-B-1/ Les cellules solaires :	28
II-B-1-a/ Historique :	28
II-B-1-b/ Description :	28
II-B-1-c/ Principe de fonctionnement :	29
II-B-2/ Les différentes technologies :	29
II-B-2-1/ Cellule en silicium monocristallin :	30
II-B-2-2/ Cellule en silicium polycristallin :	30
II-B-2-3/ Cellule en silicium amorphe :	30
II-B-3/ Principe de la conversion photovoltaïque :	31
II-B-4/ Paramètre de la cellule photovoltaïque :	32
II-B-4-1/ Modélisation :	32
II-B-5/ Paramètres de la cellule photovoltaïque :	33
II-B-5-1/ Le courant de court-circuit I_{cc} :	33
II-B-5-2/ La tension en circuit ouvert V_{co} :	33
II-B-5-3/ La puissance :	34
II-B-5-4/ Le facteur de forme FF (%) :	35
II-B-5-5/ Le rendement de la cellule solaire :	35
II-B-6/ Les paramètres qui influent sur la caractéristique $I = f(V)$:	35
II-B-6-1/ L'influence de l'éclairement :	35
II-B-6-2/ L'influence de la température sur le rendement :	36
II-B-6-3/ Influence de la résistance série R_s :	38
II-B-6-4/ Influence de la résistance parallèle R_p :	38
II-B-6-5/ Influence de l'angle d'incidence :	39
II-B-7/ Le module solaire :	41
1- Couche supérieur :	41
2- Couche inférieur :	41
3- Remplissage :	41
II-B-8 Simulation de rendement de conversion pour deux modules à encapsulation différentes :	43
II-B-9/ Module photovoltaïque :	49
II-B-9-1/ Estimation du nombre de module :	49
1/ Puissance d'un module en fonction de la durée :	49
2/ Puissance d'un module en fonction de l'énergie globale au sol :	50
II-B-10/ Panneau :	51
II-B-11/ Connexions série, connexions parallèle, pour des cellules identiques :	51
II-B-11-1/ Connexions séries :	52
II-B-11-2/ Connexions parallèle :	52
II-B-12/ Rendement de générateur photovoltaïque :	54
Conclusion :	55

Chapitre III

Introduction	56
III-1/ Description de collecteur hybride conventionnel :	56
III-1-1/ Collecteur hybride conventionnel à air CHC :	56
III-1-1-a/ Modèle analytique du CHC à air :	57
III-1-1-b/ Bilan thermique :	61
III-1-2/ Collecteur hybride conventionnel à liquide CHC :	66
III-2-1/ Modèle empirique du CHC à liquide :	67
Résultats :	69
Conclusion :	83

Chapitre IV

Introduction	86
IV-1/ Présentation du schéma d'un nouveau collecteur hybride :	86
IV-2/ Etude optique :	87
IV-2-1/ Calcul des réflexions :	88
IV-2-1-a/ La réflexion de la 1 ^{ère} interface :	88
IV-2-1-b/ La réflexion de la 2 ^{ème} interface :	88
IV-2-2/ réflexion de la nappe supérieure :	89
IV-2-3/ Calcul de la transmission :	89
I-2-4/ Calcul de l'absorption :	90
IV-3/ Etude énergétique :	90
IV-3-A/ Rendement électrique :	90
IV-3-A-1/ Calcul de courant de court-circuit :	90
IV-3-A-2/ Calcul de tension de circuit-ouvert :	91
IV-3-A-3/ Calcul de facteur de forme :	91
IV-3-A-4/ Calcul de la puissance électrique maximale :	91
IV-3-A-5/ Calcul de la puissance électrique journalière :	92
IV-3-A-6/ Calcul de rendement électrique journalier :	92
IV-3-B/ Etude thermique :	92
IV-3-B-1/ Calcul de quantité de chaleur absorbée par les plaques :	92
IV-3-B-2/ Calcul de quantité de chaleur absorbée par les cellules :	93
VI-3-B-3/ Calcul de quantité de la chaleur absorbée par les plaques en verre :	
IV-4/ Détermination des différentes quantités de chaleurs échangées dans les différentes couches :	94
IV-4-1/ Les différents modes de transferts de chaleur :	95
IV-4-1-a/ Le rayonnement :	95
IV-4-1-b/ La convection :	95
IV-4-1-c/ La conduction :	95
IV-4-2/ Calcul des différents coefficients de transfert thermique :	96
IV-4-2-a/ Calcul de la résistance thermique R1 :	96
IV-4-2-a-1/ Calcul de coefficient d'échange par rayonnement :	96
IV-4-2-a-2/ Calcul de coefficient d'échange par convection entre la vitre et l'extérieur :	96
IV-4-2-b/ Calcul de la résistance thermique R2 :	96
IV-4-2-b-1/ Calcul de coefficient d'échange thermique par convection forcée :	96
IV-4-2-b-2/ La résistance de conductivité thermique du verre :	98
IV-4-2-c/ Calcul de la résistance thermique R3 :	98
IV-4-3/ Calcul de la quantité de chaleur absorbée par l'eau :	99
IV-5/ Calcul de la température de fluide :	99
IV-6/ Calcul de température de sortie de l'eau :	101

IV-7/ l'énergie journalière absorbée par l'eau :	101
IV-8/ Calcul de rendement thermique :	101
IV-9/ Application à basse température :	102
IV-9-1/ Modèle du réservoir pour le système hybride :	102
Simulation	106
Résultats et interprétation :	110
Conclusion	137
Conclusion générale :	

Introduction générale

L'énergie solaire est disponible partout sur la planète en des degrés divers et elle est entièrement renouvelable. Son apport est variable, au gré des jours et des saisons, mais elle est relativement prévisible. Sa puissance maximale est de 1kW/m^2 et, même si elle est relativement diluée, son apport énergétique annuel pourrait répondre des milliers de fois à la consommation énergétique de la plupart des pays, à l'exception de ceux très industrialisés.

L'évolution rapide de la technologie de conversion de l'énergie solaire, a permis l'utilisation de deux filières séparées :

- ❖ La filière thermique, à l'aide d'un fluide alimentant une turbine.
- ❖ La filière photovoltaïque, à l'aide de cellules solaires.

Le terme « photovoltaïque », souvent abrégé par les lettres PV, a été formé à partir des mots « photo », un mot grec signifiant lumière, et « Volta », le nom du physicien italien Alessandro Volta, qui a inventé la pile électrochimique en 1800. L'effet photovoltaïque, c'est la conversion directe de l'énergie solaire en électricité.

Les cellules solaires photovoltaïques sont des semi-conducteurs capables de convertir directement la lumière en électricité. Cette conversion appelée effet photovoltaïque, a été découverte par A. Becquerel en 1839.

La cellule photovoltaïque est composé d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique.

Pour ce qui est de capteur solaire plan, c'est un système thermique qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie calorifique, la chaleur reçue de cette conversion est utilisée soit directement (cas de chauffage), soit elle même convertie en énergie mécanique par l'intermédiaire des cycles thermodynamique.

La production de l'énergie totale (électrique et thermique) basé sur le couplage entre le capteur solaire et le générateur photovoltaïque. Un collecteur PV/T hybride obtenu présentera à la fois un rendement thermique et un rendement électrique.

Un capteur PV/T hybride dépend de l'entrée c'est-à-dire l'énergie du rayonnement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent et de la sortie qui est la température de fonctionnement du système.

Cette production dépend aussi du mode de l'extraction de la chaleur.

Notre mémoire comprend les chapitres suivants :

Chapitre I : ce chapitre comprend quelques notions de base relatif au gisement solaire, qui va nous servir par la suite.

Chapitre II :

Ce chapitre est destiné à constituer une base théorique et bibliographique afin d'aider à la compréhension des chapitre suivants.

La première partie est consacrée sur les capteurs solaires, différents types des capteurs, descriptive d'un capteur plan et les différents éléments qui le constitue, ainsi que les paramètres et caractéristiques de fonctionnement des capteurs. Nous terminerons par un bilan thermique qui nous permet la répartition d'énergie.

Une deuxième partie qui elle même répartie ne deux ;

Partie A : illustre le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque sera présenter dans un premier temps, pour cela, nous commencerons tout d'abord par une description de la base de la cellule constituée par la jonction p/n, puis par une analyse des différents mécanismes de transport et de recombinaison ainsi que des phénomènes d'interaction matière-rayonnement.

Puis les caractéristiques courant-tension souvent utilisées pour déterminer les performances des cellules réalisées. L'étude de la tension en circuit ouvert, courant en court circuit ainsi que l'influence des différents paramètres sur la caractéristique I-V.

Partie B : qui est consacrée sur l'étude du module solaire, en premier lieu l'opération d'encapsulation qui est très importante pour l'obtention d'un générateur fonctionnel.

Puis une simulation de rendement de conversion pour deux modules à encapsulation différents et la mise ne évidence des pertes thermiques minimums.

Chapitre III :

Dans ce chapitre nous intéressons à l'étude d'un collecteur hybride conventionnel qui est formé d'un collecteur thermique et d'un générateur photovoltaïque, le but et de récupérer les pertes d'énergie produites par ces deux derniers et ça nous permet de minimiser la

superficie occupée par les deux collecteurs, et d'obtenir une quantité d'énergie thermique, et électrique au même temps.

Pour ce collecteur hybride conventionnel nous étudierons deux types à air, et à liquide avec leurs analyses.

Chapitre IV :

La conception d'un nouveau collecteur hybride consiste à éviter les problèmes posés dans le CHC et pratiquement la réduction du coût, aussi pour les matériaux de soudure d'assemblage doit avoir seulement une bonne conductivité thermique. Une étude optique s'avère nécessaire.

Dans ce chapitre nous proposons une modélisation empirique d'un nouveau collecteur hybride.

Liste des symboles :

h : hauteur solaire.

a : azimut.

Z : distance zénithale.

δ : déclinaison.

\varnothing : latitude de lieu.

w : angle horaire.

t : temps.

n_j : nombre de jours.

β : inclinaison du capteur.

γ : azimut du capteur.

C^* : constante solaire.

P_{dir} : rayonnement direct.

P_{dif} : rayonnement diffusé.

G : rayonnement global.

λ : longueur d'onde.

α_λ : coefficient des longueurs d'onde.

θ_i : Angle d'incidence du rayon solaire dans l'air.

θ_g : Angle d'incidence solaire dans le verre.

θ_ω : Angle d'incidence du rayon solaire dans l'eau.

η_0 : Indice de réfraction d'air.

η_ω : Indice de réfraction d'eau.

a : Paramètre d'absorption dans le verre.

a' : Paramètre d'absorption dans l'eau.

α_g : Coefficient d'absorption du verre.

α_ω : Coefficient d'absorption d'eau.

τ_F : La transmittance du lumière à travers les deux plaques en verre inférieure et l'au.

α_{gu} : L'absorption du plaque en verre supérieure.

α_{gl} : L'absorption du plaque en verre inférieure.

Les symboles thermiques :

q_a : Chaleur absorbée directement par l'eau.

q_c : Chaleur absorbée par les cellules et transférée au fluide.

q_{gu} : Chaleur absorbée par le verre supérieure et transférée au fluide.

q_{gl} : Chaleur absorbée par le verre inférieure et transférée au fluide.

λ_v : Conductivité thermique du verre.

Nu : nombre de Nusselt.

λ_i : Conductivité thermique de l'isolant.

q_u : Chaleur récupérée par le fluide instantanément.

q_d : Chaleur récupérée par le fluide journalièrement.

T_g : température de la surface de verre.

T_c : température de la surface des cellules.

T_a : température

T_m : température moyenne

T_{in} : température d'entrée d'eau.

\dot{m} : Taux d'écoulement

C_p : chaleur spécifique d'eau.

η_{th} : Rendement thermique.

Les symboles électriques

I_{sc} : courant de court circuit.

$SR(\lambda)$: réponse spectrale du cellule solaire.

P_{max} : puissance maximale.

FF : facteur de forme.

V_{oc} : voltage thermique.

R_s : résistance série.

E_d : énergie électrique convertie dans les cellules journalièrement.

η_{elec} : Rendement électrique.

Les symboles géométriques :

d_G : l'épaisseur du verre.

h : l'épaisseur de l'eau.

L_g : distance parcourue par le rayon solaire dans le verre.

L_{ω} : Distance parcourue par le rayon solaire dans l'eau.

Dh : diamètre hydraulique du l'écoulement d'eau.

a : largeur du tube.

H : longueur du tube.

Introduction :

Ce chapitre présente les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous aborderons ainsi en premier lieu quelques notions sur la source d'énergie que présente le soleil, et son application dans le domaine photovoltaïque.

Le développement, l'optimisation et la caractérisation de cellules photovoltaïques impliquent une certaine connaissance de cette source d'énergie utilisée et du rayonnement solaire global. Pour cette raison on va définir quelques notions sur le gisement solaire comme la géométrie solaire, les données astronomiques, le rayonnement global et le spectre solaire.

I-1/ Géométrie solaire :**I-1-1/ Le système terre-soleil : [1]**

Le soleil est une sphère de matière gazeuse, composée principalement d'hydrogène et d'hélium, dont le diamètre atteint environ 1.4 million de km.

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° .

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'été, $- 23^\circ 27'$ au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Dans l'approximation d'une trajectoire circulaire, la déclinaison s'écrit, pour chaque jour de l'année :

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

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

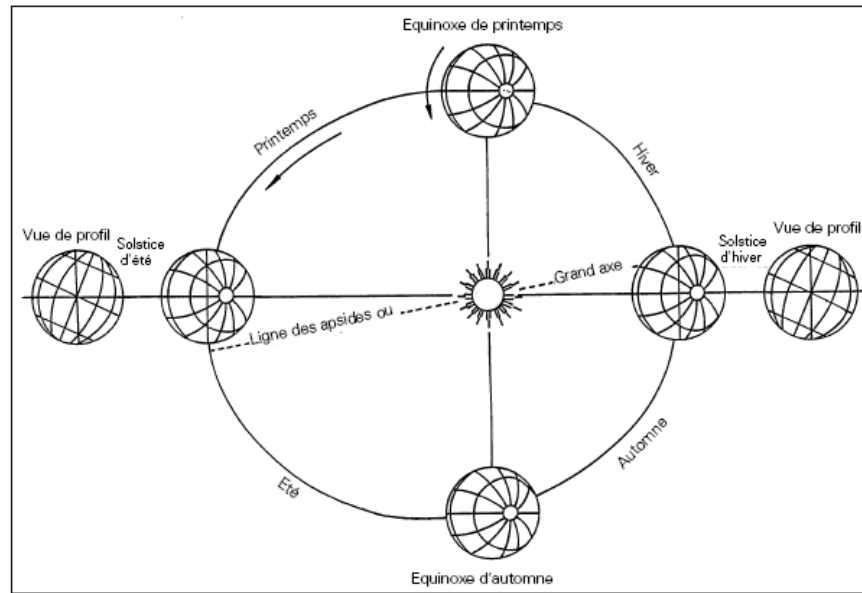


Figure I-1 :

Plan de l'écliptique : L'orbite terrestre et les saisons

I-1-2/ Unités utilisées :

a/ L'éclairement : est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). Le S.I. (système international d'unités) recommande d'utiliser le symbole E.

b/ 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 Energy Society) recommande le symbole H. D'autres unités plus courantes sont le Wh/m^2 (wattheure par mètre carré).

Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne Terre-soleil de 150 Millions de km), c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à $1367 W/m^2$.

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/m² 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/m².

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° 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. [2]

Normalisation : Les conditions standards de qualification des modules photovoltaïques sont : un spectre AM1.5 sous un éclairage de 1000W/m² et une température de 25°C.

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus (S.T.C. : Standard Test Conditions).

I-1-3/ Constante solaire :

Une surface plane d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire et 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 : $C^* = 1353 \text{ W/m}^2$.

Date le 1 ^{er}	Puissance surfacique W/m ²	écart relatif en % / C*
janvier	1399	+3.40
Février	1394	+3.03
Mars	1379	+1.92
Avril	1354	+0.07
Mai	1333	-1.48
Juin	1312	-3.03
Juillet	1308	-3.33
Août	1312	-3.03
septembre	1329	-1.77
Octobre	1350	-0.22
Novembre	1373	+1.48
Décembre	1392	+2.88

Tableau I-1 : Valeur du flux solaire à la limite de l'atmosphère terrestre. Ecart relatif par rapport à la constante solaire $C^* = 1353 \text{ W/m}^2$.

I-2/ Données astronomiques :

I-2-1/ La latitude du lieu : [4]

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 $+90^\circ$ 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 (φ), et peut ainsi être composée entre -90° et $+90^\circ$.

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

1-2-2/ 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 $+180^\circ$, 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 : $6^\circ 37'$.

1-2-3/ 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).

1-2-4/ 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. [4]

Elle est donnée par la formule suivante [4] :

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

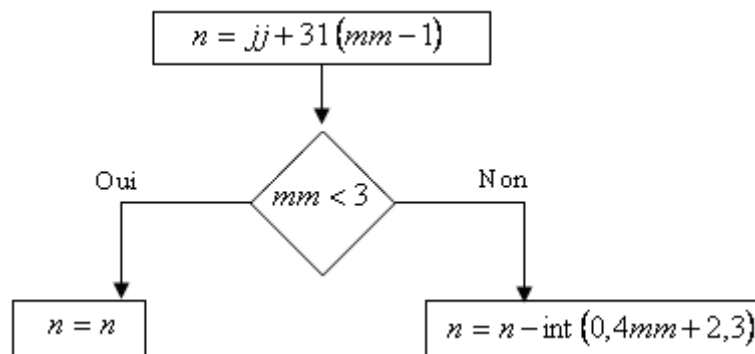


Figure (I-2) : Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année. [3]

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.

I-2-5/ 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 $\omega = 0$.

I-2-6/ 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 :

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

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

I-2-7/ 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 :

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

I-2-8/ 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.

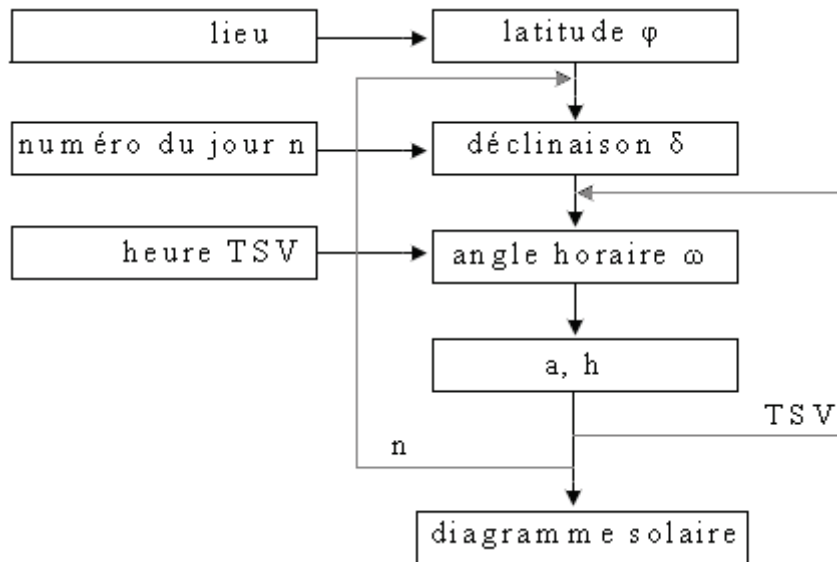


Figure (I-3): organigramme simplifié permettant le traçage du diagramme solaire pour une latitude donnée.[3]

I-4/ Rayonnement global pour une surface horizontale :

Le rayonnement global est définie comme étant la somme du rayonnement diffus et du rayonnement direct [5].

$$G = E \sin.h + D \dots\dots\dots (I-8)$$

- Où :
- E : représente le rayonnement direct.
 - h : la hauteur du soleil.
 - D : représente le rayonnement diffus.

I-4-1/ Le rayonnement direct :

Le calculer le rayonnement direct est donnée par :

La relation calculant le rayonnement direct est : [4]

$$P_{dir} = P_{dir,h} \times \cos(\theta_i) \text{ (w.m}^{-2}\text{)} \dots\dots\dots\text{(I-9)}$$

Où :

θ_i : angle d'incidence.

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

$$P_{dir,h} = I_0 \times C \times \tau_{dir} \text{ (w.m}^{-2}\text{)} \dots\dots\dots\text{(I-10)}$$

$$C = 1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360 \times d}{365}\right) \dots\dots\dots\text{(I-11)}$$

d : numéro du jour dans l'année.

τ_{dir} : coefficient de transmission du rayonnement direct.

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

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

$$\tau_{dir} = A \exp\left(-\frac{B}{\sinh}\right) \dots\dots\dots\text{(I-12)}$$

Où :

A et B sont des constantes tirées à partir du tableau suivant [6] :

	Ciel pur	Conditions normales	Zones industrielles
A	0.87	0.88	0.91
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].

$$\text{Sinh} = \sin\varnothing \sin\delta + \cos\varnothing \cos\delta \cos \omega \dots\dots\dots\text{(I-13)}$$

Où : \varnothing est latitude de lieu.

δ : Déclinaison.

I-4-2/ Le rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus on peut le calculer par une façon :

Il englobe deux flux : [4]

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

Le premier est donné par la relation :

$$P_{dif,c} = P_{dif,h} \times \frac{1 + \cos \beta}{2} \dots\dots\dots(I-14)$$

Et le second par :

$$P_{dif,s} = a \frac{1 - \cos \beta}{2} (P_{dif,h} \sinh + P_{dif,h}) \dots\dots\dots(I-15)$$

Avec :

a : albédo du sol.

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

$$P_{dif,h} = I_0 \times C_x \sin(h) \times \tau_{dif} \dots\dots\dots(I-16)$$

C^* : est la constante solaire.

τ_{dif} : coefficient de transmission du rayonnement diffus donné comme suit :

$$\tau_{dif} = 0.2710 - 0.2939 \times \tau_{dir} \dots\dots\dots(I-17)$$

Enfin :

$$P_{dif} = P_{dif,c} + P_{dif,s} \dots\dots\dots(I-18)$$

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

I-5/ L'albédo :

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

Albédo $Alb = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie reçue}}$.

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

I-6/ Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire :

I-6-1/ Définition de la masse atmosphérique :

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. [7]

La longueur de ce trajet est donc figure (I-4) :

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \dots\dots\dots (I-19)$$

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

$$m^* = \frac{1}{\sin h} \dots\dots\dots (1.20)$$

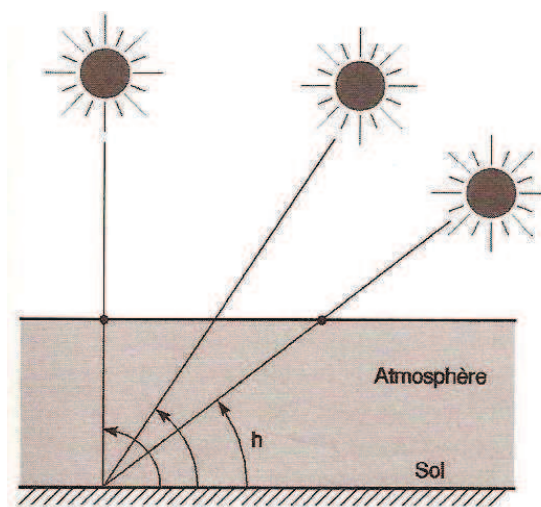


Figure I-4 : Définition du nombre de masse d'air en 1^{ère} approximation (terre plate),

$$m = \frac{1}{\sin h}$$

Pour le soleil au zénith ($h=90^\circ$), $m^*=1$ (AM_1 =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 courbure 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]

$$m = \left\{ \left[1229 + (614 \sin h)^2 \right]^{1/2} - 614 \sin h \right\} \frac{P}{1013} \dots\dots\dots(I-21)$$

I-6-2/ 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.

a/ 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 $0,76 \mu\text{m}$).
- 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 ($z < 5 \text{ km}$).

b/ 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 λ du rayonnement est petite (loi de Rayleigh en λ^{-4}) et que l'air est humide et pollué. Ce phénomène explique pourquoi le ciel est bleu dans la journée et rouge-orangé le matin et le soir lorsque le soleil est bas sur l'horizon.

I-7/ L'éclairement monochromatique :

Il est donné par la formule suivante : [3]

$$G(\lambda) = G_0(\lambda) e^{-K(\lambda).m} \dots\dots\dots(I-22)$$

Avec :

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

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

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

$$\tau(\lambda) = e^{-K(\lambda).m} \dots\dots\dots(I-23)$$

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

$$\tau_{atm} = 0,5(e^{-0.65.m} + e^{-0.095.m}) \dots\dots\dots(I-24)$$

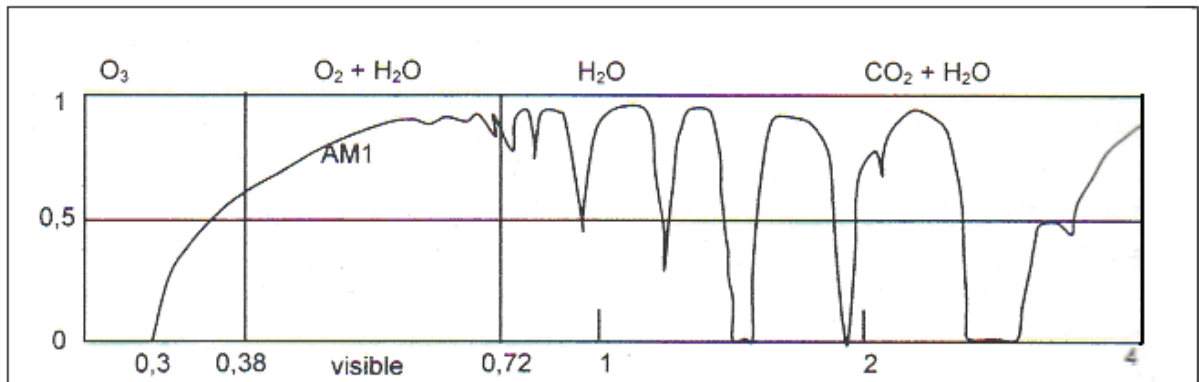


Figure (I-5) : Transmission globale de l'atmosphère avec indication des gaz à l'origine de l'absorption.

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

$$C * \tau_{atm} = \int_0^{\infty} G(\lambda) d\lambda \dots\dots\dots(I-25)$$

$$G(\lambda) = \tau_{atm}(\lambda).E_\lambda \dots\dots\dots(I-26)$$

Avec :

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

I-8/ 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 β donné et l'angle solaire et la normale du capteur est donnée par : [4]

$$\cos \theta = \sin \delta . \sin \phi . \cos \beta - \sin \delta . \cos \phi . \sin \beta . \cos \gamma + \cos \delta . \cos \phi . \cos \beta . \cos w + \cos w . \cos \delta . \sin \phi . \sin \beta . \cos \gamma + \cos \delta . \sin \beta . \sin \gamma . \sin w \quad \dots \text{ (I-27)}$$

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

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

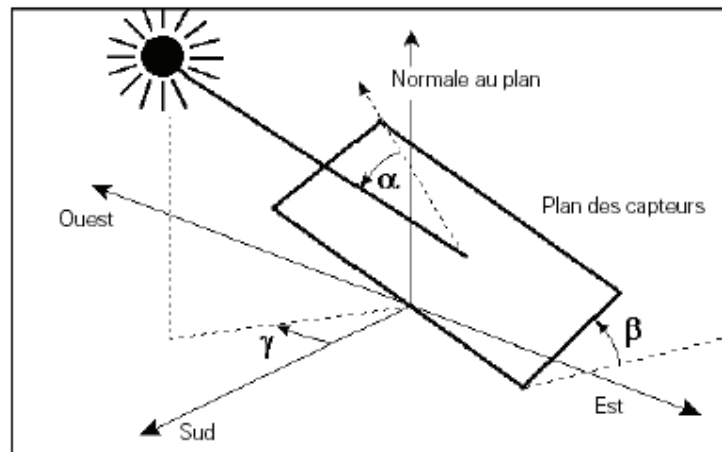


Figure I-6 : le rayon solaire sur le plan du capteur

I-9/ 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 λ :

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

Où $h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ JS}^{-1}$: est la constante de Planck,

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

ν : La fréquence,

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

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

On définit la quantité D_λ 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 λ , l'émittance énergétique monochromatique E_λ ainsi que la quantité D_λ .
[3]

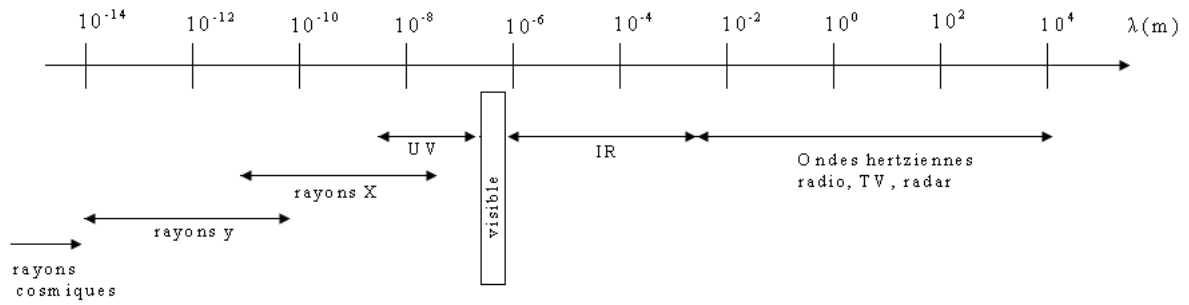


Figure (I-8): Echelle des longueurs d'onde depuis les rayons cosmiques jusqu'au ondes radar.

Ultraviolet UV	$0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$	7,1 %
Visible	$0.38 < \lambda < 0.72 \mu\text{m}$	41,9 %
Infrarouge IR	$0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$	51.1 %

	UV	Visible	IR	Σ
%	7,0	41,9	51,1	100
W/m ²	95	566	692	1353

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

La figure I-7 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.

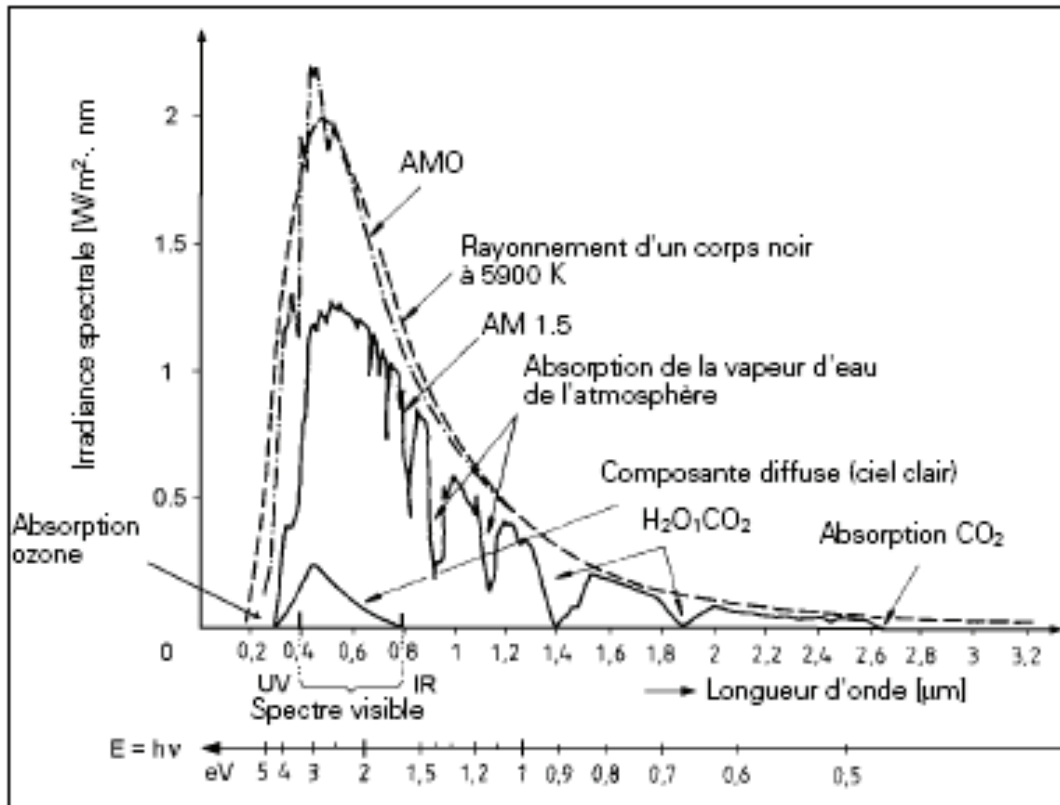


Figure I-7 :

Spectre du rayonnement solaire:

AM₀ (extraterrestre) et AM_{1.5} (épaisseur de 1.5 atmosphère, correspondant à une hauteur du soleil de 48° au niveau de la mer)

Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre un récapitulatif de quelques notions de base relatif au gisement solaire, la connaissance de ces notions fondamentales et particulièrement le rayonnement global au sol va nous servir par la suite dans l'exploitation de l'énergie solaire par un générateur solaire et le capteur thermique que l'on va étudier dans le prochain chapitre.

Introduction :

Dans ce chapitre on commence par définir les capteurs solaires, description des différents éléments qui les constituent, les types des capteurs et les paramètres et caractéristiques de fonctionnement.

Puis on va étudier la cellule photovoltaïque, ainsi que l'influence des différents paramètres sur la caractéristique I-V. Ensuite on va s'intéresser au module solaire, la simulation de rendement de conversion pour deux modules à encapsulation différentes et la mise en évidence des pertes thermiques minimums.

On termine par la description de module et de panneau photovoltaïque ainsi que Rendement de générateur photovoltaïque.

II-A/ Les capteurs solaires :**II-A-1-a/ Définition :**

Le capteur solaire plan est un système thermique qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie calorifique, la chaleur reçue de cette conversion est utilisée soit directement (cas de chauffage), soit elle même convertie en énergie mécanique par l'intermédiaire des cycles thermodynamique. Son principe de fonctionnement est basé sur l'effet de serre qui consiste à piéger le rayonnement solaire, ce dernier arrive au niveau du couvert et le traverse pour atteindre une surface revêtue d'une peinture noir, appelé absorbeur. [9]

L'absorbeur va absorber une grande partie du rayonnement solaire entraînant une augmentation de sa température. Le rayonnement réfléchi par l'absorbeur arrive sur la vitre et comme celle-ci est opaque aux rayonnements infrarouges, le rayonnement est ainsi piégé.

II-A-1-b/ Effet de serre :

Certains matériaux laissent passer une gamme étendue de longueurs d'onde, alors que le verre est transparent seulement au visible et au proche infrarouge.

Entourant un corps noir d'une cage de verre, la lumière traversant le verre échauffe le corps noir et la porte à une température de 30° à 100°C environ.

Ce corps noir faiblement chauffé va donc émettre dans l'infrarouge pour lequel le verre est opaque, l'infrarouge piégé dans la cage va retourner au corps noir contribuant ainsi un échauffement ; c'est l'effet de serre.

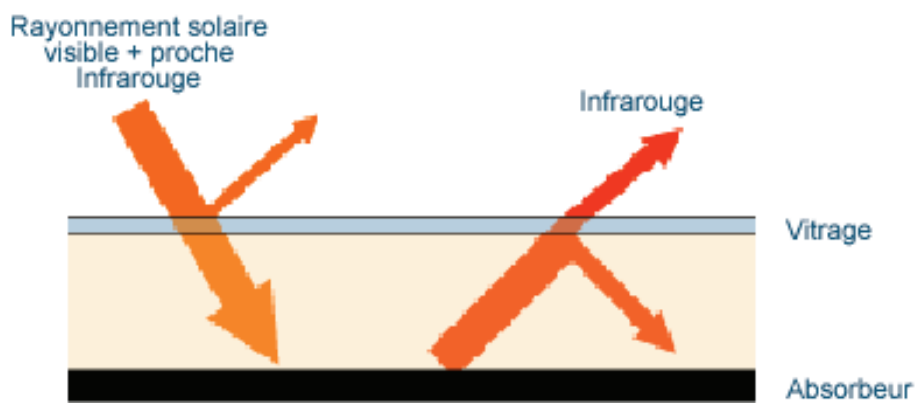


Figure II-1 : L'effet de serre dans un capteur solaire thermique

II-A-1-c/ Définition d'un corps noir :

On appelle corps noir toute matière qui absorbe de façon idéale la totalité de la lumière qu'elle reçoit, c'est la raison pour laquelle nous le choisissons pour capter la lumière solaire [10].

II-A-1-d/ Loi d'absorption :

Considérant un corps qui reçoit de l'énergie rayonnante de longueur d'onde λ . L'expérience montre que, d'une façon générale, sur la quantité totale ϕ_c^{TOTAL} d'énergie reçue par un élément donné de surface:

- Une partie ϕ_c^{Refl} est réfléchié suivant les lois de la réflexion.
- Une partie ϕ_c^{Diff} est diffusée, c'est-à-dire renvoyée dans toutes les directions.
- Une partie ϕ_c^{Trans} traverse la surface, c'est-à-dire pénètre dans l'intérieur du corps et en ressort : c'est l'énergie transmise.
- Une partie ϕ_c^{Abs} est absorbée par le corps [11].

On donc :

$$\phi_c^{TOTAL} = \phi_c^{Refl} + \phi_c^{Diff} + \phi_c^{Trans} + \phi_c^{Abs} \dots\dots\dots(II-1)$$

Le rapport A :

Le rapport $\phi_c^{Abs} / \phi_c^{TOTAL}$ que l'on désigne généralement par A, est le pouvoir d'absorption du milieu, sa valeur dépend de la longueur d'onde λ , du rayonnement absorbé, ainsi que la nature de la surface réceptrice. A est un coefficient sans dimension, toujours compris entre 0 et 1.

- 1- Pour un corps parfaitement réfléchissant ou parfaitement diffusant, on a sensiblement A=0, il en est de même pour un corps ou un milieu qui se laisse traverser par le rayonnement thermique sans en rien absorber, de tels milieux sont dites diathermanes ; on a également A=0.
- 2- Pour le corps noir, on a A=1 pour toutes les longueurs d'ondes [11].

II-A-2/ Description du capteur plan :

Un capteur plan utilise l'effet de serre et parvient à récupérer environ 50% de l'énergie incidente. Il se compose des éléments suivants : le vitrage, l'absorbeur l'isolant, le fluide caloporteur et le boîtier.

II-A-2-a/ Le vitrage (couvercle) :

Le verre laisse passer entre 84 et 92% du rayonnement solaire (sous l'incidence normale) selon le degré de pureté et l'utilité de recouvrir l'absorbeur par une couverture transparente est de retenir les radiations infrarouges émises par l'absorbeur, tout en laissant passer le maximum de rayonnement solaire.

Il existe deux types de vitrages : vitrage simple et vitrage double.

II-A-2-b/ L'absorbeur :

C'est une surface parcourue d'un réseau de tubulures, revêtue d'une peinture noire. L'absorbeur a pour rôle de transformer en chaleur le rayonnement électromagnétique qu'il reçoit et de transmettre cette chaleur au fluide caloporteur. Cette surface noir doit avoir les caractéristiques suivantes :

- ❖ Une bonne conductivité et diffusivité thermique.
- ❖ Un facteur d'absorption aussi voisin que possible de l'unité.
- ❖ Une bonne résistance chimique vis-à-vis du fluide.

L'absorbeur peut être [12] :

- En cuivre : c'est le meilleur (bon conducteur), et travaille très bien mécaniquement mais il est le plus coûteux.
- En acier : ayant une faible conductivité thermique et un coût moins élevé. En fait de nombreux capteurs utilisent comme absorbeur des radiateurs extra plats de chauffage central.
- En aluminium : qui nécessite l'emploi d'un fluide caloporteur spécial pour des problèmes de corrosion.

Afin de réduire les pertes du capteur et accroître son efficacité, il est préférable de recouvrir la surface de l'absorbeur d'un revêtement sélectif, qui a un facteur d'absorption le plus élevé et un facteur d'émission le plus faible.

II-A-2-c/ L'isolant :

L'isolant joue un rôle très important dans les applications thermiques de l'énergie solaire, non seulement au niveau des absorbeurs, dont il faut limiter les pertes, mais aussi pour calorifuger les tuyauteries chargées de véhiculer la chaleur, et la maison elle-même, lorsqu'il s'agit de chauffage solaire.

II-A-2-d/ Le fluide caloporteur :

Est un moyen de transfert de la chaleur collectée par l'absorbeur à un fluide d'échange thermique appelé fluide de travail.

Les fluides caloporteurs utilisés sont :

- L'air : qui est gratuit mais possédant une faible capacité calorifique comparativement à celle de l'eau (1 litres d'eau peut véhiculer une énergie équivalente qui peut véhiculer 3000 litres d'air).
- L'eau : qui possède les avantages suivants :
 - ✓ Une grande chaleur massique.
 - ✓ Une faible viscosité.

II-A-2-e/ Le boîtier :

Il contient les trois éléments cités précédemment et dont les parois sont tapissées d'une couche isolante destinée à réduire les pertes de chaleur vers l'arrière et les cotés du capteur, celui-ci doit être solide et résistant à la corrosion.

II-A-3/ Différents types de capteurs :

II-A-3-a/ Le capteur solaire à eau :

Le capteur solaire thermique à eau est constitué principalement d'une couverture transparente, d'un absorbeur, d'un conduit permettant à l'eau de collecter l'énergie cédée par l'absorbeur, et d'un isolant. La figure (II-2) représente le principe de fonctionnement d'un tel capteur.

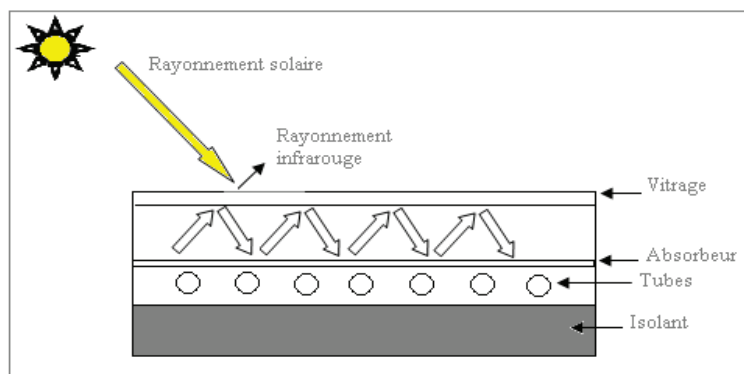


Figure II-2 : capteur solaire thermique à eau, vue en coupe.

Les conduits d'eau sont ici intégrés dans l'absorbeur.

Le principe est le suivant : le rayonnement solaire, dont le spectre se situe essentiellement dans les longueurs d'onde du visible (courtes longueurs d'onde), passe à travers la couverture transparente (constituée ici d'un vitrage), et arrive à l'absorbeur, celui-ci s'échauffe, et transmet de l'énergie thermique par convection à l'eau qui circule dans les conduits, et re-émet du rayonnement thermique vers l'extérieur (grande longueur d'onde). L'isolant permet de réduire les pertes thermiques du capteur.

On peut distinguer deux types de systèmes : [12]

- ✓ Les systèmes à basse pression de circulation très simple, à eau chaude sans pression.
- ✓ Les systèmes à haute pression, à eau chaude à haute pression utilisant une pompe.

II-A-3-b/ Le capteur solaire à air :

Contrairement au capteur à eau où le fluide passe dans les tuyaux, le conduit d'air est en générale formé par l'espace situé entre la couverture et l'absorbeur. De même que pour le capteur

à eau, l'écoulement peut être forcé ou naturel. Le coefficient de transfert de chaleur de l'air est approximativement de deux ordres de grandeurs plus faible que celui de l'eau [12].

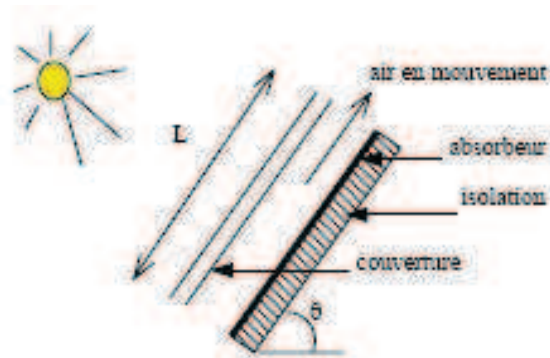


Figure II-3 : Capteur à air.

II-A-4/ Paramètres et caractéristiques de fonctionnement des capteurs solaires :

On peut les classer en deux catégories : paramètres externes et paramètres internes [13].

II-A-4-1/ Paramètres externes :

Les paramètres externes sont représentés par :

- ✚ Paramètre d'ensoleillement : éclairement énergétique du au rayonnement global, position du soleil, durée d'insolation.
- ✚ Température extérieure sèche.
- ✚ Vitesse du vent sur le capteur.

II-A-4-2/ Paramètres internes :

Les Paramètres internes sont représentés par :

A. Les paramètres géométriques :

- Paramètres de position : inclinaison, orientation du capteur.
- La superficie du capteur qui représente un paramètre important.
- Dimension des différents parties : épaisseur, longueur et largeur.

B. Les paramètres de fonctionnement :

- La température d'entrée du fluide dans le capteur.
- Le débit du fluide caloporteur.
- La température des différentes parties du capteur.

II-A-5/ Bilan thermique d'un capteur conventionnel :

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

$$I_a = Q_u + Q_p + Q_s \dots\dots\dots(II-2)$$

I_a : désigne le flux solaire absorbé à la surface de l'absorbeur.

Q_u : la puissance utile récupérée par le fluide de travail.

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

Q_s : la puissance stockée sous forme de chaleur vive dans les différents éléments du capteur lorsque le régime thermique est variable [14].

II-A-6/ Rendement d'un capteur :

Le rendement instantané d'un absorbeur d'écrit :

$$\eta = \frac{Q_u}{I_a} \dots\dots\dots(II-3)$$

Pour un capteur à inertie thermique négligeable (faible masse des composants, faible chaleur spécifique) ou dans le cas de régime permanent ; $Q_s=0$ et le rendement devient :

$$\eta = 1 - \frac{Q_p}{I_a} \dots\dots\dots(II-4)$$

La figure suivante décrit les différentes valeurs de chaleur qui atteignent le capteur.

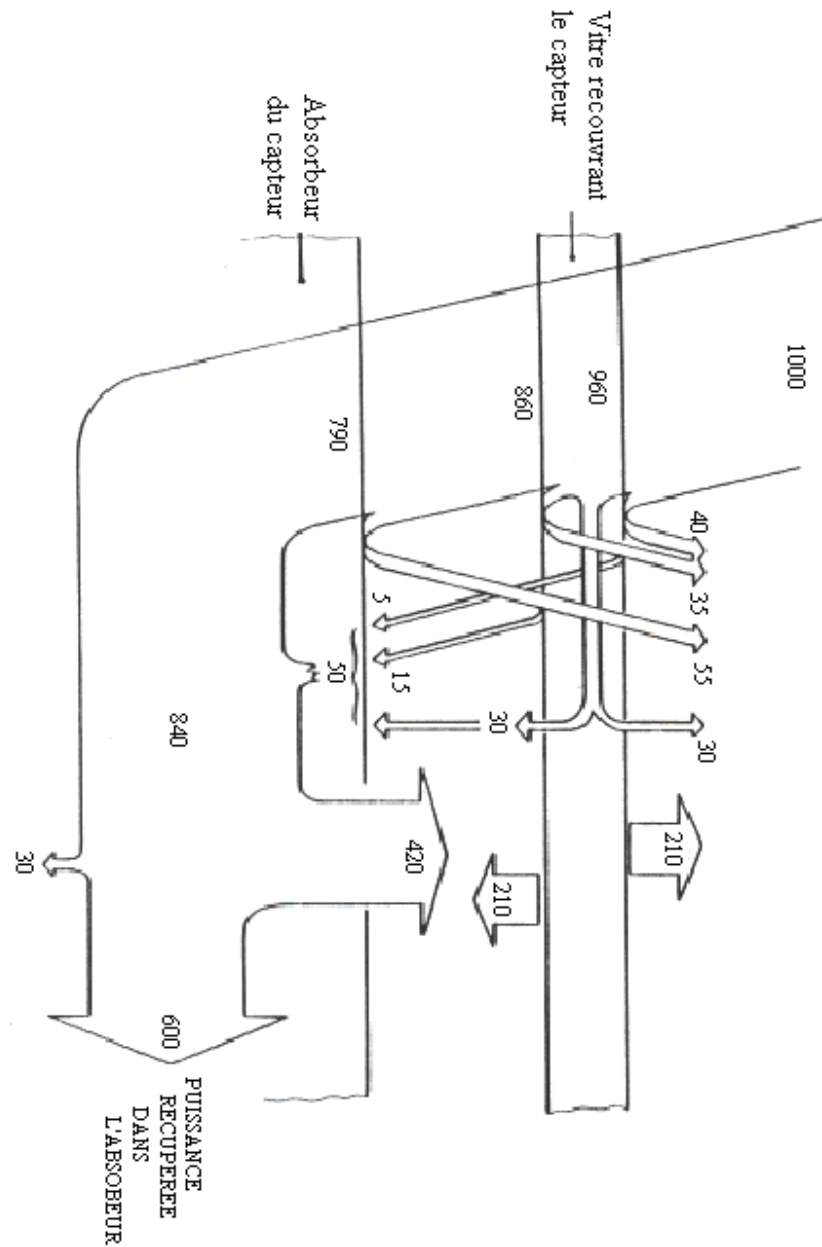


Figure II-4 : La répartition de l'énergie dans un capteur thermique. [14]

B / Générateurs photovoltaïques :**II-B-1/ Les cellules solaires :****II-B-1-a/ Historique : [15]**

La cellule solaire est l'élément de base des panneaux solaires qui produisent de l'électricité. Une cellule solaire (ou bien une cellule photovoltaïque) est un composant électronique qui, exposé à la lumière, génère de l'électricité, cet effet est appelé l'effet photovoltaïque, qui a été découverte par le français Edmond Becquerel en 1839.

Ce n'est qu'en 1954 que les laboratoires BELL mettent au point une cellule au silicium capable de convertir directement en électricité l'énergie solaire avec un rendement de 6%.

En 1958, les cellules photovoltaïques trouvent une place dans l'industrie avec l'industrie spatiale américaine qui utilisera des cellules ayant un rendement de 9% pour alimenter ses satellites.

La recherche est très active dans le domaine du solaire photovoltaïque. Les prix diminuent constamment et les rendements progressent.

En 20 ans, les rendements sont passés de 15% à 36% dans les laboratoires. Ce dernier chiffre serait celui atteint sur Terre par les cellules solaires utilisées par les robots martiens. Les rendements des systèmes disponibles commercialement sont quant à eux passés de 5% à plus de 20%.

II-B-1-b/ Description :

Un cristal semi-conducteur dopé P est recouvert d'une zone très mince dopée N et d'épaisseur e égale à quelques millièmes de mm. Entre les deux zones se trouve une jonction J. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode **k** tandis qu'une plaque métallique **a** recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du mm. [16]

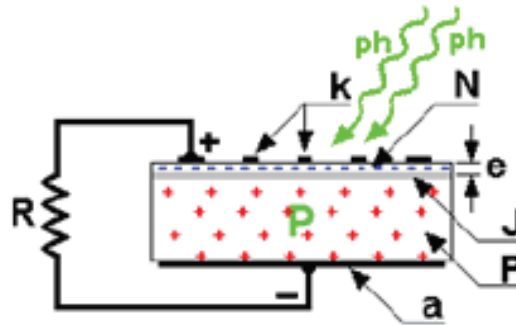


Figure II-5 : Vue en coupe d'une cellule photovoltaïque

Un rayon lumineux qui frappe le dispositif peut pénétrer dans le cristal au travers de la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode.

II-B-1-c/ Principe de fonctionnement :

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.

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_{oc}).

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

II-B-2/ Les différentes technologies :

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

II-B-2-1/ 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 éclairnement.

II-A-2-2/ Cellule en silicium polycristallin :

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).

II-B-2-3/ 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 éclairnement 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 : [3]

- ❖ GaAs : arséniure de gallium. Matériau monocristallin, qui fournit des cellules en couches minces ayant un très bon rendement mais dont le prix les destinent au domaine spatial.
- ❖ CdTe : tellurure 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.
- ❖ TiO₂ : 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.

II-B-3/ Principe de la conversion photovoltaïque : [17]

La formation d'une jonction réalisée par sur-dopage du silicium représente le principe de base de la cellule solaire. La création d'une barrière de potentiel dans le semi-conducteur permet de séparer les électrons et les trous qui sont générés par l'absorption de la lumière dans le matériau. Les types de barrières les plus communes sont l'homojonction (jonction p/n dans le même semi-conducteur), l'hétérojonction (jonction p/n entre deux matériaux différents) et les barrières Schottky (métal/ semi-conducteur).

Lors de la formation de la jonction, les électrons diffusent vers la zone p et les trous vers la zone n (alignement du niveau de Fermi), afin de tendre vers un équilibre thermodynamique. Le dipôle, créé aux bords de la jonction, entraîne la formation d'un champ électrique qui s'oppose à l'équilibre à tout déplacement de charges. La polarisation de la jonction en direct permet alors de diminuer la hauteur de la barrière de potentiel et donc l'intensité de champ électrique permettant le passage de porteurs. A l'opposé, une polarisation inverse augmentera la hauteur de barrière.

La relation courant-tension pour une diode idéale à l'obscurité est donnée par la relation (II-5) :

$$I = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \dots\dots\dots(\text{II-5})$$

- Avec I_0 : courant de saturation de la diode.
- n : facteur d'idéalité de la diode
- k : Constante de Boltzmann
- q : charge électrique
- T : Température en Kelvin

II-B-4/ Paramètre de la cellule photovoltaïque :

II-B-4-1/ Modélisation :

La modélisation de cellules photovoltaïque est basée sur leurs caractéristiques électriques (Relation voltage/courant) sous diverses conditions de rayonnement et de température. Le modèle idéal à une diode développé par Rauschenbach en 1980, puis par Riger and Maguin (1982) et Green (1982) est communément accepté par la communauté scientifique.

Une cellule photovoltaïque sous éclairement peut donc se représenter comme un générateur de courant I_{ph} en parallèle sur une diode (figure II-6) :

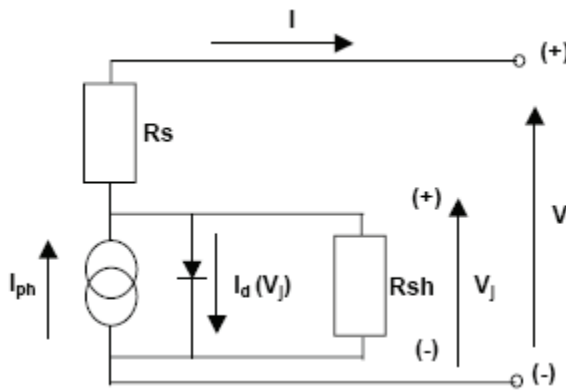


Figure II-6 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Sous illumination, la relation (II-5) devient pour une cellule idéale :

$$I = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - I_L \dots\dots\dots (II-6)$$

Avec I_L : courant d'illumination de la diode.

$$I(V) = I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V - IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] + \frac{V - IR_s}{R_p} - I_L \dots\dots\dots(II-7)$$

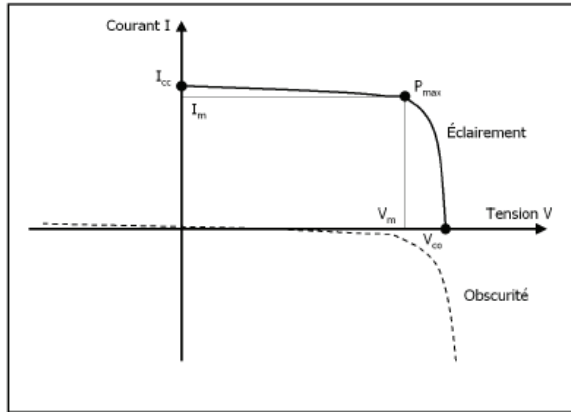


Figure II-7 : Caractéristiques I-V d'une cellule solaire sous obscurité et sous éclairement.

II-B-5/ Paramètres de la cellule photovoltaïque :

A partir de la caractéristique $I(V)$, on peut déduire les paramètres électriques suivants :

II-B-5-1/ Le courant de court-circuit I_{cc} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V=0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, et de la température.

On peut écrire :

$$I_{cc}(V = 0) = I_{ph} \dots\dots\dots(II-8)$$

II-B-5-2/ La tension en circuit ouvert V_{co} :

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

On peut écrire :

$$V_{co}(I = 0) = AU_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \dots\dots\dots(II-9)$$

II-B-5-3/ La puissance :

Le but recherché par tout utilisateur de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. La figure II-8 représente la caractéristique courant-tension d'une photopile sous illumination ainsi qu'une courbe théorique de puissance constante (puissance = tension × intensité). Pour l'éclairement considéré, le point P_m représente le point où la puissance de la photopile est maximale. Ce point, dit puissance maximale, est associé à une tension maximale U_m et à une intensité maximale I_m .

Donc la puissance fournie par la cellule est donnée par le produit (V.I) ; c-à-d :

$$P = V \left[I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right) \right] \dots\dots\dots (II-10)$$

La tension V_{max} et le courant I_{max} correspondant au maximum de puissance, sont données par :

$$I_{max} = I_s \frac{V_{max}}{AU_T} \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) \dots\dots\dots (II-11)$$

Le produit ($V_{max} \cdot I_{max}$) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit ($V_{co} \cdot I_{cc}$).

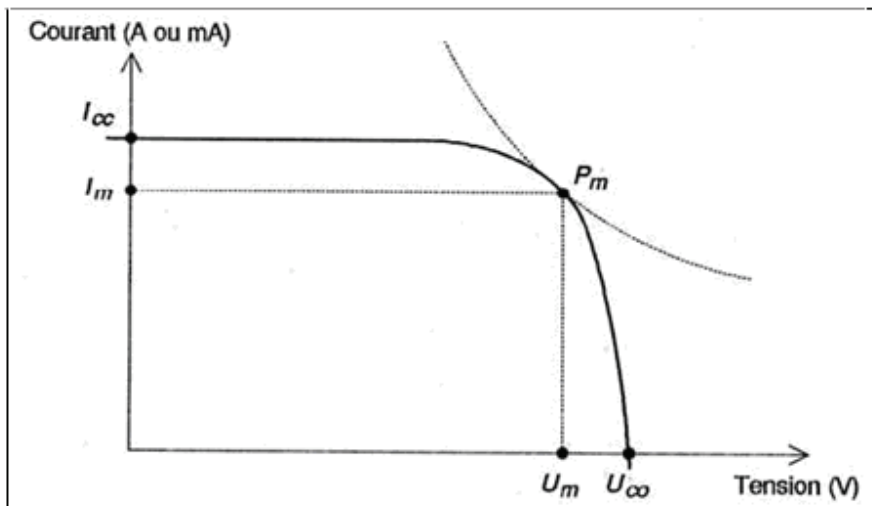


Figure II-8 : Caractéristique courant-tension d'une photopile [3]

II-B-5-4/ Le facteur de forme FF (%) :

On appelle facteur de forme FF, le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($P_{\max} = I_{\max} \times V_{\max}$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} \times V_{co}$ où :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \dots\dots\dots(\text{II-12})$$

Il traduit les pertes provoquées par les résistances série R_s et résistances parallèles R_p de la cellule. Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

II-B-5-5/ Le rendement de la cellule solaire :

Correspond au rapport de la puissance maximale P_m délivrée par la cellule sur la puissance incidente P_i par une unité de surface et s'exprime par :

$$\eta = \frac{P_m}{P_i S} = \frac{V_m I_m}{P_i S} = \frac{V_{co} I_{co} FF}{P_i S} \dots\dots\dots(\text{II-13})$$

Il est généralement évalué dans des conditions de référence : sous un ensoleillement de 1000 W/m², à la température de 25 °C et sous un spectre AM 1,5. Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour Standard Test Conditions. [13]

II-B-6/ Les paramètres qui influent sur la caractéristique I = f(V) :**II-B-6-1/ L'influence de l'éclairement :**

Le photocourant est proportionnel au flux lumineux et aussi à la surface de la jonction soumise au rayonnement.

La tension de circuit ouvert est indépendante de la surface rayonnée et n'est fonction que de matériau et de la qualité de la jonction et elle correspond aux conditions où le courant direct est égal au photocourant .

Cette tension va se diminuer légèrement avec le flux lumineux donc avec I_{ph} comme le montre la figureII-9. [16]

Il est important de noter que, lorsque l'éclairement est plus faible que 100 W/m² (à environ 10000 lux et à fortiori à l'intérieur de locaux), la tension de la photopile varie à son tour. Elle baisse avec l'éclairement (variation logarithmique). Seules les photopiles au silicium amorphe permettent un fonctionnement dans ces conditions, grâce à une tension encore assez élevée. C'est pour cette raison que le silicium amorphe peut être utilisé sous éclairage artificiel, contrairement au silicium cristallin. [3] Ceci va beaucoup contribuer dans notre choix de cellules.

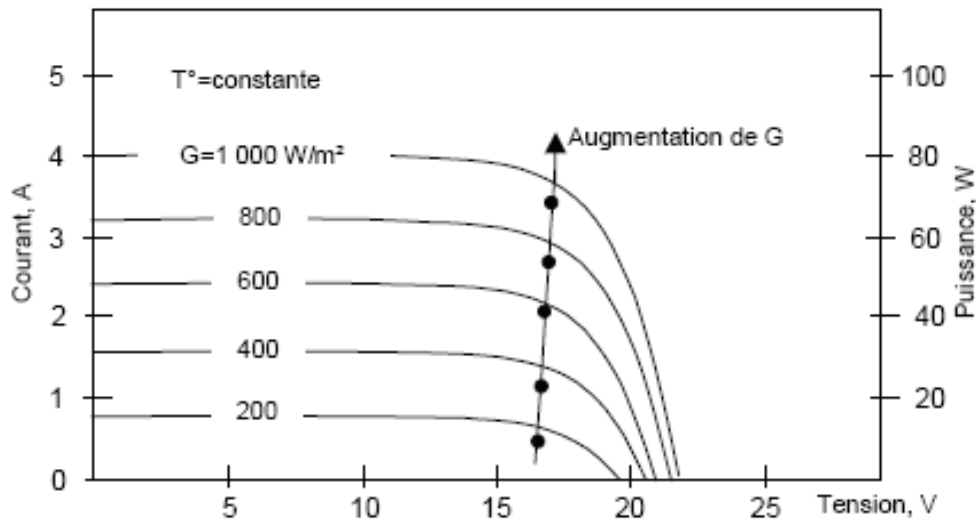


Figure II-9 : Influence du flux lumineux sur la courbe de puissance de la cellule solaire (T=28°)

II-B-6-2/ L'influence de la température sur le rendement :

Pour connaître la courbe caractéristique d'une cellule solaire, on part de la caractéristique d'une diode au silicium (jonction P-N dans l'obscurité) et on prend ensuite en compte l'illumination. On obtient alors la relation suivante : [16]

$$I = I_p - I_s \left(e^{\frac{U}{U_t}} - 1 \right) \dots\dots\dots (II-14)$$

Avec I_s = courant de saturation de la diode

I_p = photocourant

U = tension imposée à la diode

$U_t = kT/q = 26 \text{ mV à } 300 \text{ K}$

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

$q = 1,602 \times 10^{-19}$ charge de l'électron

T = température absolue en Kelvin

Avec cette relation, on peut quantifier la tension de circuit ouvert :

$$U_{co} = \frac{kT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_p}{I_s} \right) \dots\dots\dots (II-15)$$

On peut remarquer que cette tension augmente avec le logarithme de I_p et donc avec L'illumination. En revanche, elle décroît avec la température, malgré le terme kT/q , car I_s varie exponentiellement avec T, compensant largement ce dernier terme.

Cette chute de tension avec le facteur température aura une grande importance dans le dimensionnement du système. Cet effet est représenté sur la figure (II-10) où l'on peut observer différentes caractéristiques courant-tension à des températures allant de -15 °C à 65 °C sous un ensoleillement de 1000 W/m2. Un ordre de grandeur de cette chute est de 2 à 2,5 mV/°C, ce qui donne un déficit d'environ 90 mV entre 10 et 50 °C.

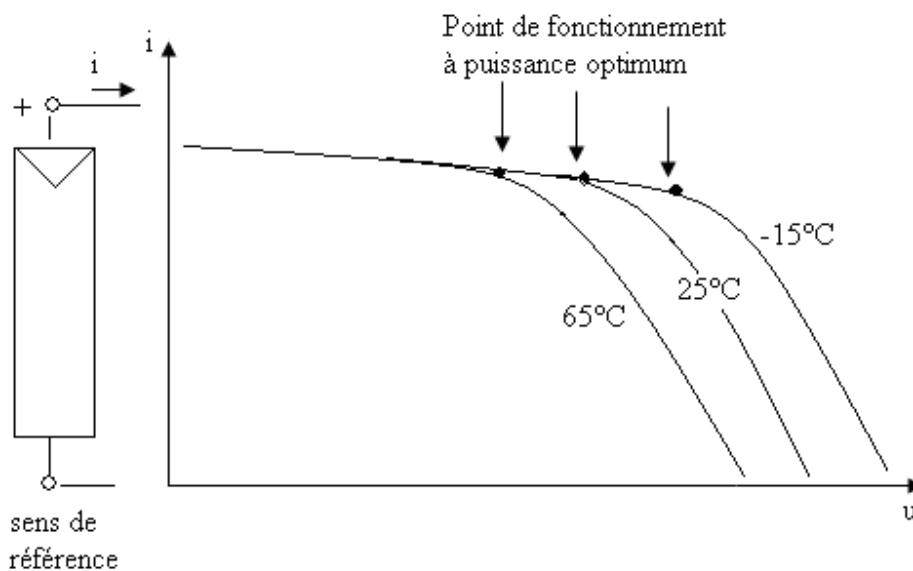


Figure II-10 : Courbe I (v) d'une cellule à diverses températures [16]

Contrairement à la tension, le courant de court-circuit, quant à lui, augmente avec une hausse de la température. Ceci s'explique par une meilleure absorption de la lumière, le gap optique baissant avec cette hausse. Toutefois, cet accroissement d'intensité étant très faible, il peut être négligé au point de puissance maximale.

Au bilan, la cellule subit une perte de 0,4 à 0,5 % par degré. [15] De plus, une haute montée en température est tout à fait envisageable en fonctionnement (jusqu'à 75 °C). En effet, la température réelle de marche d'une photopile est toujours supérieure à la température ambiante.

II-B-6-3/ Influence de la résistance série R_s : [16]

La résistance série est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles. L'influence de la résistance R_s se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur à tension constante.

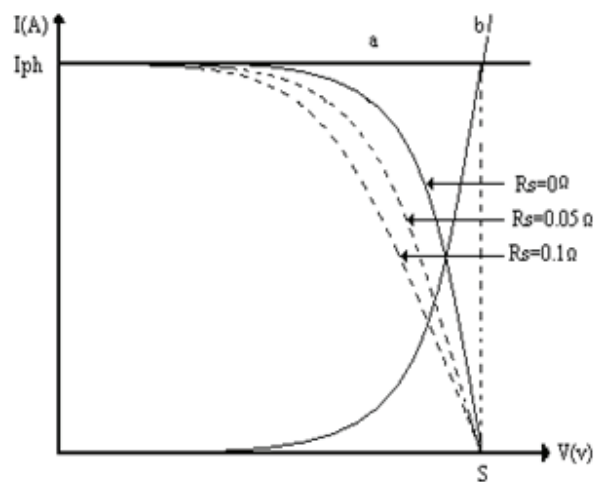


Figure II-11 : Composantes de la courbe de puissance d'une photopile : influence de la résistance série

II-B-6-4/ Influence de la résistance parallèle R_p : [16]

Les cellules réelles peuvent aussi faire intervenir une résistance shunt qui apparaît en parallèle sur la structure. Cette résistance caractérise un courant de fuite entre grille supérieur et

contact arrière, elle est généralement très supérieure à R_s et peut donc être placée indifféremment dans le schéma équivalent.

L'influence de R_{sh} se traduit par une diminution de la courbe de puissance dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur à courant constant.

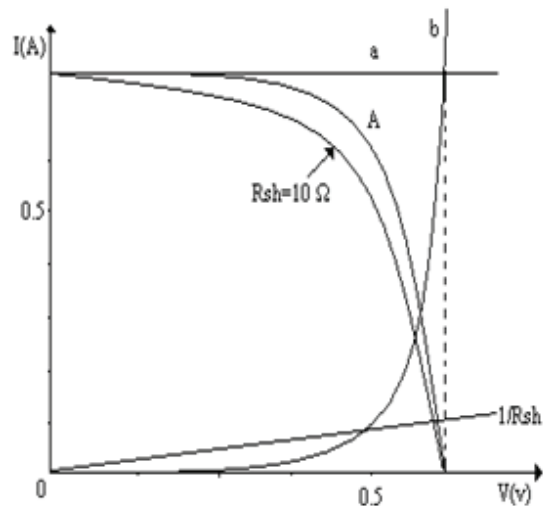


Figure II-12 : Effet de la résistance shunt sur la courbe (V)

II-B-6-5/ Influence de l'angle d'incidence :

Lorsque le rayonnement incident provient d'une direction inclinée par rapport à la normale au module, le rayonnement absorbé de façon utile diminue.

La plus grande partie de cette diminution s'explique de façon purement géométrique : la surface effective "vue par le rayonnement" varie comme le cosinus de l'angle d'incidence.

La diminution de la puissance absorbée est encore accentuée par des raisons optiques : les réflexions sur la paroi extérieure, ainsi que sur la surface des cellules, augmentent avec l'angle d'incidence. La figure donne l'allure de la variation du rayonnement reçu à la surface du module et du rayonnement absorbé de façon utile en fonction de l'angle d'incidence. [18]

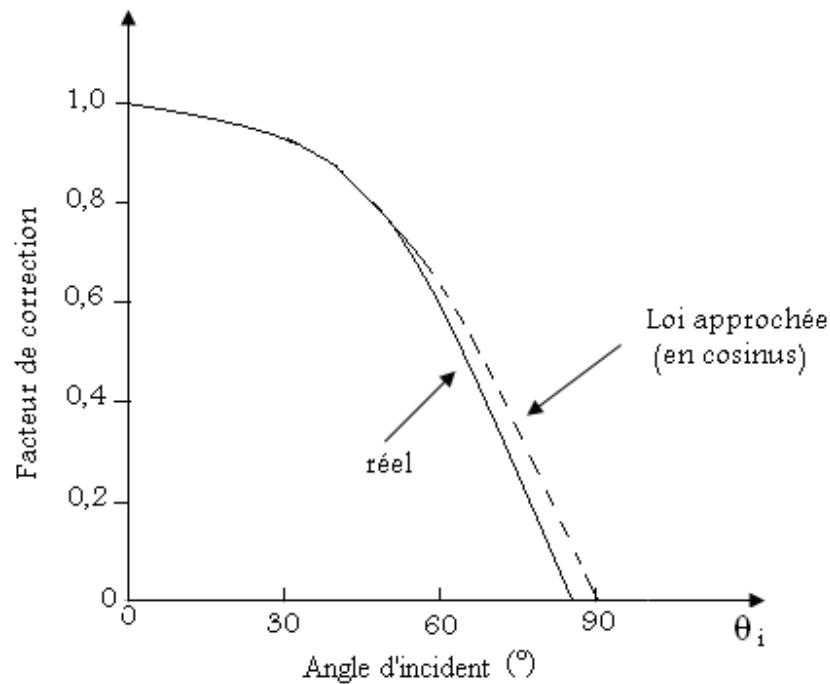


Figure II-13 : Influence de l'angle d'incidence sur la puissance reçue et absorbée de façon utile (normalisées séparément) par un module photovoltaïque. [18]

Compte tenu de cette dépendance angulaire, la puissance fournie par un module dépend beaucoup de son inclinaison et de son orientation. Il est rare que les modules soient équipés d'un système qui les oriente en permanence dans la direction optimum en tenant compte du mouvement du soleil. L'orientation est en générale fixée, l'inclinaison peut parfois être modifiée manuellement pour tenir compte de la saison. Le plus souvent, l'orientation et l'inclinaison sont toutes deux fixes.

Le choix optimum de l'orientation est alors la direction nord-sud, en direction de l'équateur.

Le choix optimum de l'inclinaison dépend du critère d'optimisation. Si le but est de maintenir une production intéressante d'énergie même pendant la mauvaise saison, l'inclinaison optimum est supérieure (d'environ 15°) à la latitude du lieu.

II-B-7/ Le module solaire :

Les cellules ne peuvent pas être associées dans un module que si elles sont parfaitement identiques d'une part et d'autre part, le module doit être rigide du point de vue mécanique, d'où la nécessité de son encapsulation.

L'encapsulation est une opération très importante car elle permet l'obtention du générateur PV fonctionnel. [19]

Avant de procéder à l'encapsulation, il est indispensable de décrire les différentes couches qui constitueront le module.

1. **Couche supérieur :** on utilise le verre trempé qui supporte des écarts de températures
 - donne de la rigidité au module.
 - Assure une bonne transmission.
 - Assure une bonne isolation.
 - Eventuellement est un absorbeur de rayon ultra violet.
2. **Couche inférieur :** on utilise le verre ou les polymères ces derniers de plus en plus employés en rajoutant une couche d'aluminium anodisé.
 - La couche inférieure assure l'isolation.
 - Elle assure la solidité mécanique.
3. **Remplissage :** le procédé le plus employé est l'utilisation des thermoplastiques comme :
 - EVA (acétol ethyl vinilique).
 - PVB (Polyvinyl butyral).
 - PMMA (Polyméthacrylate).
 - Résine de silicone.

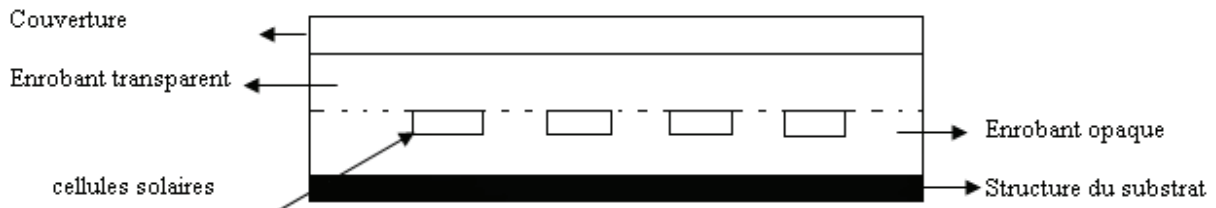
Le remplissage doit être :

- Transparent pour assurer une bonne conduction du rayon optique.
- Doit résister aux tensions thermiques.
- Doit avoir une bonne résistance électrique (jusqu'à 11500V).
- Doit avoir une bonne transmission.
- Doit avoir une bonne résistance à l'humidité

A titre d'exemple une étude comparative de rendement de deux modèles d'encapsulation est présentée [20].

Modèle 1 : [20]

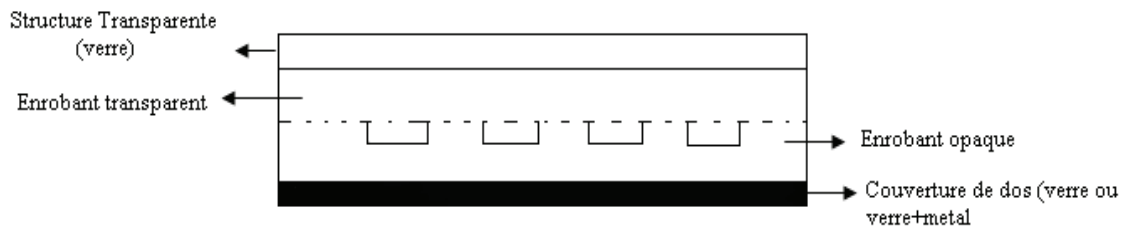
Figure II-14 à encapsulation de résine de silicone :



Les cellules sont montées sur le support qui peut être soit en verre ou en acier, L'enrobant et le couvercle avant sont en plastique ou en résine de silicone servent à protéger la façade avant des cellules.

Modèle 2 : [20]

Figure II-15: Module à encapsulation verre :



Les cellules sont montées sur feuille de verre, le couvercle de dos qui est une feuille de métal ou de verre sert à protéger l'arrière des cellules.

Le parcours du rayonnement lumineux à travers le module en général fait comme suit :

1. La radiation solaire incidente sur la surface avant du module est partiellement réfléchiée et transmise.
2. La partie transmise est absorbée et réfléchiée dans les couches de l'encapsulation ou absorbée par les cellules.
3. La radiation solaire absorbée par les couches est convertie partiellement en chaleur.
4. La radiation absorbée par les cellules est convertie en électricité et en chaleur qui est négligeable en fonctionnement normal.

5. La radiation convertie en chaleur conduite à une augmentation de température du module et de son environnement.

A ce moment on peut dire que l'énergie solaire absorbée est égale à l'énergie convertie en électricité plus la chaleur perdue à l'air ambiant par conduction et rayonnement.

Le coefficient de conversion (rendement) des cellules augmente avec la diminution de la température et il est souhaitable de minimiser la différence entre le module et l'environnement

II-B-8/ Simulation de rendement de conversion pour deux modules à encapsulation différentes : [19]

Pour la présentation de l'étude comparative, il est nécessaire de faire les hypothèses suivantes :

1. Les indices de réfraction de la cellule et des couches d'encapsulation sont indépendants des longueurs d'ondes.
2. Le plan du module est perpendiculaire au rayon solaire.
3. Les phénomènes d'absorptions de la « radiations » dans le système sont négligés.
4. Les propriétés optiques sont indépendantes de la température et de la direction du rayonnement.
5. La radiation solaire incidente est seulement directe.

Modèle thermo-optique :

Le but de la présentation de ce module étant une comparaison du rendement de deux modules à encapsulation différentes. La base de l'étude se fera principalement sur la quantité de chaleur échangée et sa relation avec le rendement. Une coupe transversale du module est donnée en figure II-16 représentant l'énergie solaire échangée entre les cellules et les différentes couches d'encapsulation.

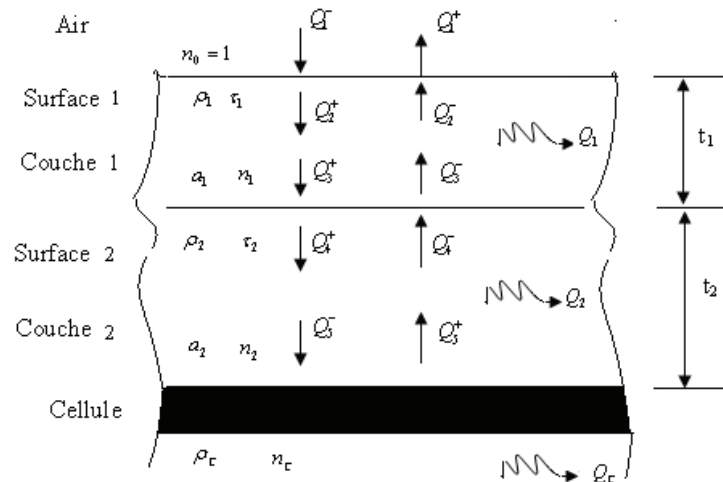


Figure II-16 :

Coupe transversale d'une partie du module encapsulé propriété optique et thermique.

- n_c , n_1 et n_2 , les indices de réfraction de la cellule et des couches 1 et 2 respectivement.
- ρ_1 , ρ_2 les coefficients de réflexion de couche 1,2 et ρ_c de la p_c de la cellule.
- a_1 , a_2 les coefficients d'atténuation de chaque couche.
- τ_1 , τ_2 et τ_c les coefficients de transmission des couches 1, 2 et de la cellule respectivement.

Dans le cas où il n'y a pas de couche antireflet les équations de Fresnel sont utilisées pour calculer les coefficients de réflexion [21] sinon il faudrait faire intervenir dans les équations l'influence des couches anti-reflet.

La couche anti-reflet dans la forme la plus simple est une couche d'épaisseur $\delta=(\lambda/4)n$ d'un matériau dont l'indice de réfraction est faible [21].

Les couches anti-reflet permettent de minimiser les pertes de chaleur dues à la réflexion.

Bilan thermo-optique :

Comme il est représenté sur la figure II-16 tous les flux d'énergies radiants (Q_1^+ , Q_2^- , Q_2^+ , Q_2^- ,.....etc) correspondant respectivement aux surfaces 1, 2 quand aux signes (+), (-) ils représentent les flux entrant et sortant du module.

A l'équilibre énergétique, à chaque surface correspond une relation entre les flux d'énergie par exemple :

La surface (1) à l'équilibre :

$$Q_1^- = \rho_1 \cdot Q_1^+ + \tau_1 \cdot Q_2^- \dots\dots\dots(\text{II-16})$$

$$Q_2^- = \rho_1 \cdot Q_2^- + \tau_1 \cdot Q_1^- \dots\dots\dots(\text{II-17})$$

La loi de Beer est utilisé pour calculer l'atténuation de l'énergie de radiation à travers les couches par exemples : [19]

Q_2^+ , Q_3^- reliés comme suit :

$$Q_3^- = T_2 \cdot Q_2^+ \quad \text{où} \quad T_{1,2} = \exp(-a_{1,2} \cdot t_{1,2})$$

Des expressions similaires sont développées pour les autres flux et dis équations sont résolues simultanément pour obtenir des valeurs numériques des flux.

Les expressions suivantes sont utilisées pour calculer la chaleur absorbée dans chaque couche où Q_1 et Q_2 les chaleurs totales respectivement échangées sont données par :

$$Q_1 = Q_2^+ + Q_1^+ - Q_2^- - Q_3^- \dots\dots\dots(\text{II-18})$$

$$Q_2 = Q_1^+ + Q_3^+ - Q_4^- - Q_3^- \dots\dots\dots(\text{II-19})$$

Sachant que la chaleur absorbée par la cellule solaire s'écrit :

$$Q_C = Q_5^- - Q_5^+ \dots\dots\dots(\text{II-20})$$

La puissance produite par les cellules est donnée par :

$$P_C = \int_0^{\infty} C(\lambda) Q_C(\lambda) d\lambda = \eta \cdot G \dots\dots\dots(\text{II-21})$$

Où $C(\lambda)$: le coefficient spectral de conversion d'énergie du cellule.

η : rendement de conversion.

η dépend de la température de la cellule d'après la formule suivante :

$$\eta = \eta(25^0 C)[1 - 0,005(T - 25)] \dots\dots\dots(\text{II-22})$$

Les valeurs typiques du $C(\lambda)$ de silicium sont représentées dans la figure II-17.

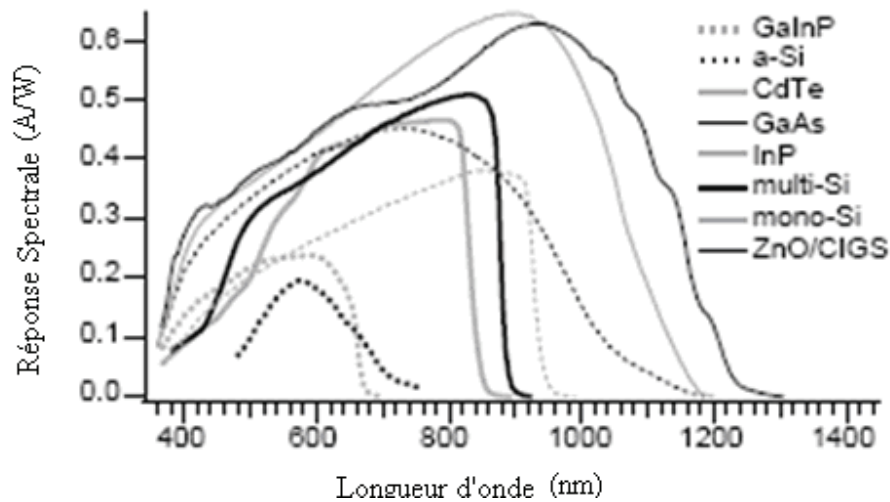


Figure II-17 :
La réponse spectrale des cellules en silicium. [22]

- La résistance thermique de convection à partir de la surface à l’air ambiant est donné par :

$$R_{S-air} = 1/(hA) \dots\dots\dots (II-23)$$

h : coefficient de transfert de chaleur w/cm²C.

- La relation utilisé pour calculer h : [23, 24,25]

$$h = 1,247.10^{-4} (\Delta T \cdot \cos \beta)^{1/3} + 2,685.10^{-4} \cdot V \dots\dots\dots (II-24)$$

Où : $\Delta T = T_{surface} - T_{air} (C^0)$

β : angle d’inclinaison du module.

V : vitesse d’air m/s.

- La résistance thermique de radiation entre le module et l’entourage est donnée par [24] :

$$R_{s-b} = \sigma(A \cdot \epsilon_b \cdot F_{s-b})^{-1} \dots\dots\dots (II-25)$$

A : surface du module.

ε_b : l'émissivité du module.

σ : constante de stefen Boltzmann.

F_{s-b} : Facteur de forme.

$$F_{s-terre} = 1/2(1 - \cos \beta)$$

$$F_{s-ciel} = 1 - F_{s-terre}$$

Où β : angle d'inclinaison du module.

En conclusion, nous pouvons comparer après résolution du système obtenu par l'étude thermique, les puissances électriques, la température des cellules par conséquent le rendement électrique pour les deux modèles de modules photovoltaïque à encapsulation différentes.

Dans la figure II-18 sont représentées les pertes d'énergies au sein de la cellule photovoltaïque, on constate que le flux d'énergie dans une cellule au silicium correspond en principe à 44% environ, de l'énergie solaire à laquelle la cellule est sensible, 16% de l'énergie sont perdues au sein de la cellule ce qui explique que le rendement théorique maximal est à 28% seulement.

Le rendement réel est compris entre 14 et 22% [25].

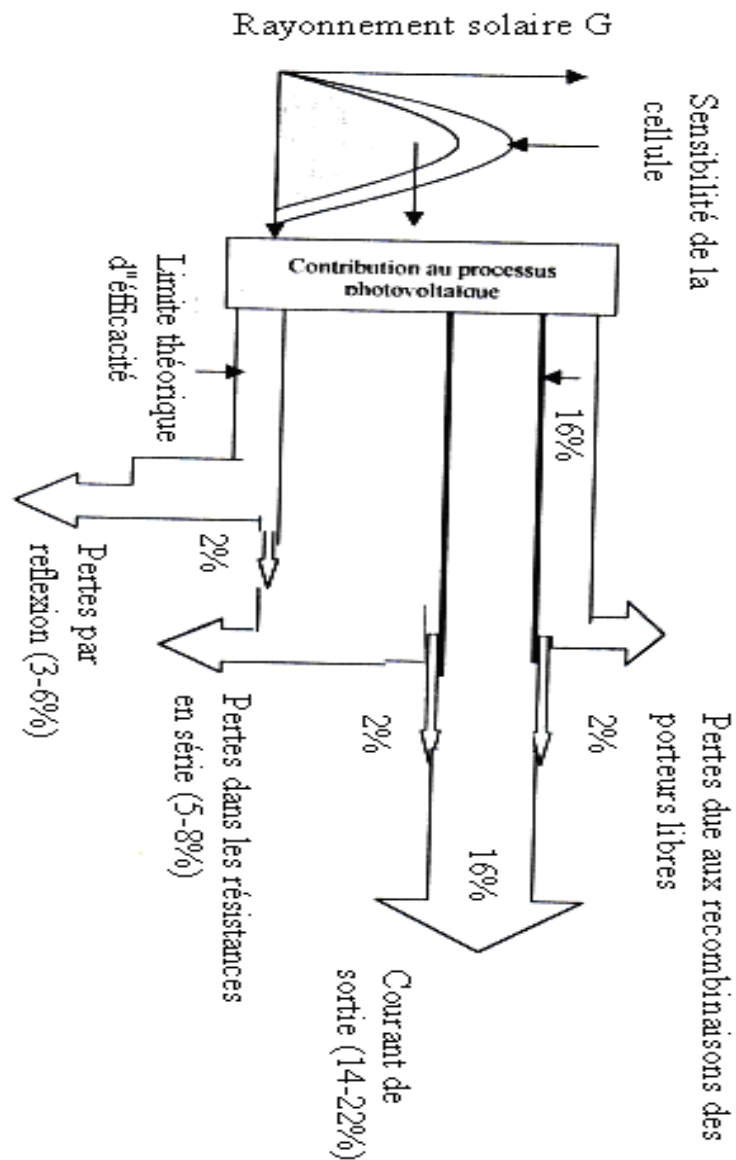


Figure II-18 :

Représentation des pertes d'énergie en sein de la cellule photovoltaïque. [19]

Nous avons présenté une étude comparative du rendement de conversion de modules photovoltaïque à encapsulation différentes, mais notre but est de minimiser les pertes thermiques, le module à encapsulation bi-verre étant celui qui présente les meilleures performances électriques et thermiques.

II-B-9/ Module photovoltaïque :

Un module photovoltaïque est d'abord un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Par définition c'est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique suffisante lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile seule ne génère qu'une tension faible : de 0.5 à 1.5V selon les technologies. Il est donc nécessaire d'associer plusieurs photopiles en série pour pouvoir produire une tension exploitable.

Ces ensembles des cellules doivent être encapsulés dans des modules étanches qui les préservent de l'humidité et des chocs. [16]

II-B-9-1/ Estimation du nombre de module :

Le calcul du nombre suffisant de modules est indispensable pour assurer l'autonomie d'une station solaire. Ce calcul est fait à partir des données météorologiques du lieu où la station est installée (nombres d'heures d'ensoleillement ou bien d'irradiation). En effet, les relevés nombres d'heures d'ensoleillement portent dans certains cas sur une quinzaine d'années. Le cas idéal pour les applications photovoltaïques serait de connaître la productivité réelle sur le site d'un module étalon incliné à la latitude du lieu et donnant des résultats d'**ampères/heures/mois**.

1/ Puissance d'un module en fonction de la durée :

La durée d'insolation correspond à la durée pendant laquelle le soleil a brillé, pratiquement c'est l'intervalle de temps pendant lequel un générateur est soumis à un rayonnement.

Pour obtenir une puissance théorique disponible sur un module (**BPX47 A**) incliné l'altitude du lieu, il faut compter toutes les heures d'insolation à **1KW/m²** et le complément pour aller à **4380 h à 0.1 KW/m²**, en attribuant au diffus le même rendement de conversion.

Sachant que pour **1KW/m²** les cellules atteignent **60°C**, alors que sous **0.1 KW/m²**, elles restent à **25°C**. [18]

$$P_t = \frac{H + P_n + (4380 - H)C_c}{H_a} \times \frac{2}{\pi} \times C_p \dots\dots\dots(\text{II-26})$$

Avec :

H : nombre total d'heures d'ensoleillement.

P_n : La puissance nominale du module est **9.7w/m²**.

$\frac{2}{\pi}$: Le coefficient tient compte de l'élévation du soleil de **15°** par heure.

H_a : Le nombre des heures dans l'année est égal à **8760h**.

C_p : coefficient corrige la perte d'énergie due à la déclinaison solaire ($\pm 23.27^\circ$) est **0.96**.

C_c : coefficient correctif est égal à **1.1**.

2/ Puissance d'un module en fonction de l'énergie globale au sol :

L'inclinaison sera choisie en fonction de la hauteur du soleil pendant les mois ensoleillés pour une récupération optimale en pratique :

L'utilisation annuelle = latitude du lieu +10°.

L'énergie moyenne reçue est estimée à l'équateur hors atmosphère à **870 Cal/cm²/jour** soit **3.635 j/cm²/jour**. Pour un ciel clair et parfaitement dégagé, l'énergie au sol est égale à **3,635/1,4 = 2,596 j/cm²/jour**, soit **0,721 Wh/cm²/jour**. Sachant que la surface utile pour un module (**BPX47 A**) est **860 cm²**, donc l'énergie qu'il intercepte est **860 x 0,751 = 620Wh/jour**, où la puissance moyenne totale sur l'année est : **620/24 = 25.8 Watt**.

L'augmentation de la température à 60°C nous donne un rendement de 11.2 %, la puissance totale moyenne devient donc **25.8 x 0.112 = 2.88 W**. [18]

Par la supposition que l'énergie mesurée E ne contient pas de rayonnement diffus et pour le cas d'un module incliné sur l'horizontal d'un angle i , alors ; sa puissance théorique ne contient pas de rayonnement diffus.

Alors la puissance théorique d'un module est donc :

$$P_u = \frac{E_{cal} / cm^2 / jour \times 2.88}{621} \times \frac{\cos(i - lat + \nu)}{\cos(lat + \nu)} \dots\dots\dots (II-27)$$

ν : étant la déclinaison solaire pour, le mois, la décade ou le jour considéré.

En tenant compte de **K1=0.633** et **K2=0.85**, coefficient qui seront adapté suivant chaque cas :

$$P_u = \frac{E_{cal} / cm^2 / jour \times 2.88 \times 0.538}{621} \dots\dots\dots (II-28)$$

$$P_u = \frac{E_{cal} / cm^2 / jour}{400} \times \frac{\cos(i - lat + \nu)}{\cos(lat + \nu)} \dots\dots\dots (II-29)$$

Ces relations sont valables pour une orientation des modules face au sud avec une inclinaison sur l'horizontale correspondant à la latitude du lieu.

II-B-10/ Panneau :

Les modules peuvent être assemblés en panneaux, eux-mêmes interconnectés pour former un champ de modules. Dans une installation, l'ensemble des champs de modules constitue le champ photovoltaïque. [16]

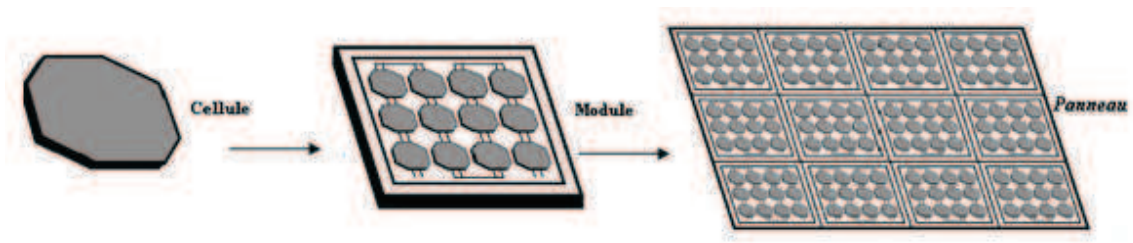


Figure II-19 : Association des cellules solaires photovoltaïques

II-B-10/ Connexions série, connexions parallèle, pour des cellules identiques :

Dans la pratique les cellules solaires ne sont pas utilisées seules mais elles sont regroupées entre elles pour former un module photovoltaïque. Les modules sont regroupés à leur tour pour former un panneau solaire.

Généralement, dans le module les cellules sont groupées en série alors que dans le panneau les modules sont groupés en parallèle ou en séries parallèle constituant ainsi une matrice. [17]

Les puissances demandées par les charges couramment utilisées nécessitent conjointement des tensions et des courants supérieurs à ceux que peuvent fournir les cellules élémentaires ; d'où l'utilisation de groupements séries parallèles [17].

II-A-9-1/ Connections séries :

Dans un groupement de ns cellules en série, toutes sont traversées par un même courant. La (Figure II-20) montre la caractéristique résultante (I_{scs} , V_{sco}) d'un tel groupement dans des conditions idéales, obtenue pour ns cellules identiques (I_{cc} , V_{co}) en sommant les caractéristiques élémentaires à courant constant : [26]

$$V_{sco} = n_s * V_{co} \dots\dots\dots(II-30)$$

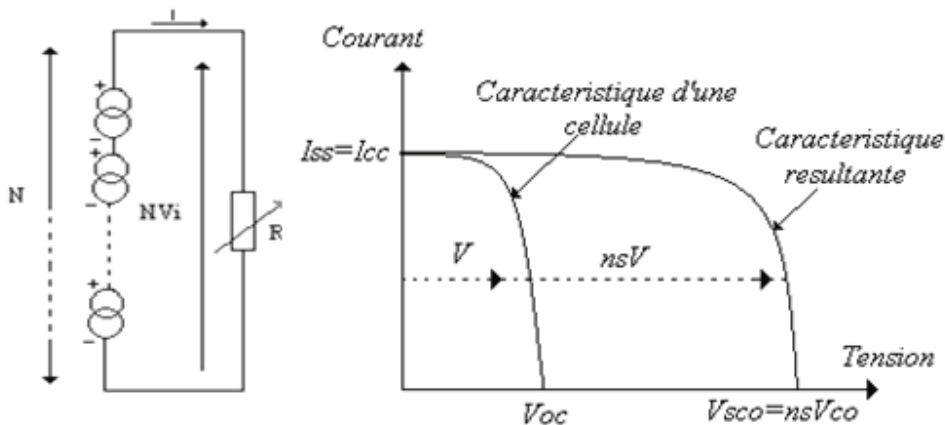


Figure II-20 : Caractéristiques de groupement série des cellules. [26]

II-A-9-2/Connections parallèle :

Ce genre de groupement permet l'augmentation du courant du générateur. La tension générée par les cellules est la même, le courant passant par la charge est égal à la somme des courants de chaque branche. Dans le cas de la (figureII-21), il y a une cellule par branche, par conséquent la charge R sera traversée par un courant

$$I = \sum_{i=1}^M I_i \dots\dots\dots(II-31)$$

Où : M étant le nombre de cellules identique,

I_i : le courant débité par chaque cellule. De même que R sera soumise à une tension $V = V_i$, d'où V_i est la tension aux bornes d'une cellule. La courbe I-V du générateur, est obtenue en additionnant le courant de toutes les cellules pour une tension donnée.

Ainsi toutes les cellules étant identique, la tension sera égal à la tension de chaque cellule. [26]

$$I_{PCC} = n_p * I_{CC} \dots\dots\dots(II-32)$$

Pour un groupement de n_p cellules identiques en parallèle (figure II-21) :

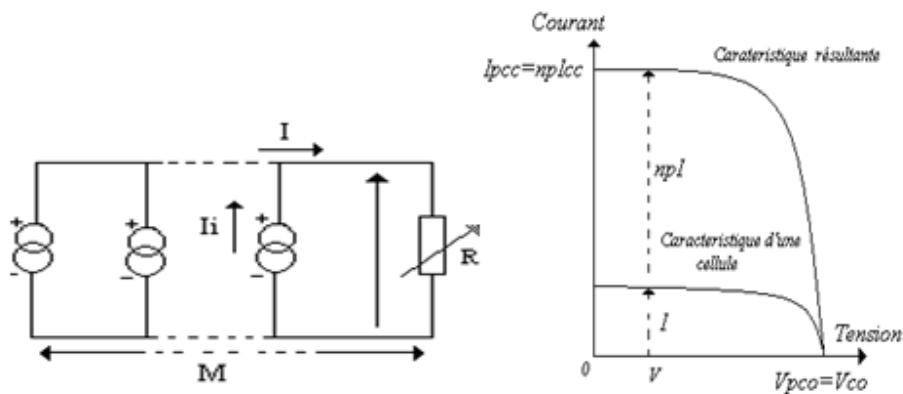


Figure II-21 : Caractéristiques de groupement parallèle des cellules [26]

La Connections des cellules solaires dans un module implique des problèmes inconnus au niveau de la cellule seule. Des graves problèmes sont apparus, leurs origines étant dues à une "non adaptation" des cellules individuelles. (La "non adaptation" est désignée sous le nom de "mismatch". Ceci est dû à différents raisons, comme le claquage d'une cellule, l'occultation partielle, détérioration à l'encapsulation, différences physiques entre les cellules : une cassure de cellule ou bien à une occultation partielle du module.

II-A-10/ Rendement de générateur photovoltaïque :

Le rendement η_g de conversion du générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$\eta_g = \frac{P_s}{P_e} \dots\dots\dots(\text{II-33})$$

Avec : P_e : la puissance d'entrée du champ PV est donnée par :

$$P_e = E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S \dots\dots\dots(\text{II-34})$$

Avec :

E : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).

S : surface du module photovoltaïque (m^2).

N_s : nombre de module en série.

N_p : nombre de module en parallèle.

P_s : la puissance à la sortie du champ photovoltaïque, donnée par $P_s = I \cdot V$

V : la tension aux bornes du champ photovoltaïque (v).

I : le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).

Le rendement maximum de générateur photovoltaïque est :

$$\eta_{\max} = \frac{I_{\max} \cdot V_{\max}}{E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S} \dots\dots\dots(\text{II-35})$$

Conclusion :

Une description physique de différents capteurs a été présentée ainsi que le bilan thermique et le rendement correspondant.

Le générateur photovoltaïque, de la cellule au panneau avec une étude de performances et de dimensionnement permettant une installation adéquate par rapport au site et performante est également réalisée. Une comparaison de deux encapsulations différentes est présentée.

Ces études réalisées séparément vont constituer les fondements de la simulation de collecteur hybrides que nous allons étudié par la suite.

Introduction :

Dans ce chapitre nous intéressons à l'étude d'un collecteur hybride conventionnel qui est formé par le couplage de deux capteurs [27, 28, 29,30] collecteur thermique et générateur photovoltaïque, le but est de récupérer les pertes d'énergie produites par ces deux derniers et cela nous permet de minimiser la superficie occupée par les deux collecteurs, et d'obtenir une quantité d'énergie thermique, et électrique au même temps.

Pour ce collecteur hybride conventionnel nous étudierons deux types à air, et à liquide avec leurs analyses.

III-1/ Description de collecteur hybride conventionnel :

Le collecteur hybride conventionnel se compose de trois parties principales :

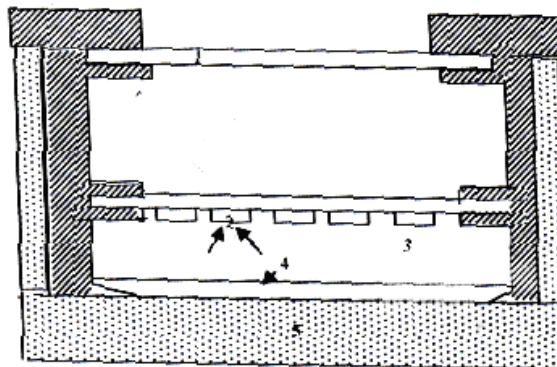
- Une barrière thermique qui empêche la perte thermique à l'air ambiant (verre).
- Des cellules photovoltaïques forment la première surface qui absorbe la chaleur (absorbeur).
- Un passage d'écoulement d'un fluide caloporteur.

Il existe deux types de collecteurs hybrides conventionnels :

- Collecteur hybride conventionnel à air.
- Collecteur hybride conventionnel à liquide.

III-1-1/ Collecteur hybride conventionnel à air CHC :

Nous avons présenté l'étude du CHC à air, le schéma représentatif est la suivante.



- | | |
|------------------------|--------------|
| 1- Couverture de verre | 4- Absorbeur |
| 2- Cellules solaires | 5- Isolateur |
| 3- Fluide caloporteur | |

Figure III-1 : Schéma représentatif d'un collecteur hybride à air.

Le collecteur hybride PV/T à air se compose de :

- Deux plaques de verre qui empêchent la perte thermique en haut et l'isolation thermique dans les cotés et le bas empêchent la perte à l'arrière et aux cotés.
- Les cellules solaires sont soudées sous la deuxième plaque de verre, elles représentent la première surface qui absorbe la chaleur.
- La radiation incidente passée entre les cellules est absorbée par l'absorbeur qui est une plaque noire en aluminium.
- L'air circule entre les cellules et l'absorbeur.

III-1-1-a/ Modèle analytique du CHC à air :

Le modèle analytique utilisé pour le CHC à air est basé sur le travail de Raghuraman et Hendrie [27] et d'après figure (III-2) qui représente une coupe transversale dans le CHC à air.

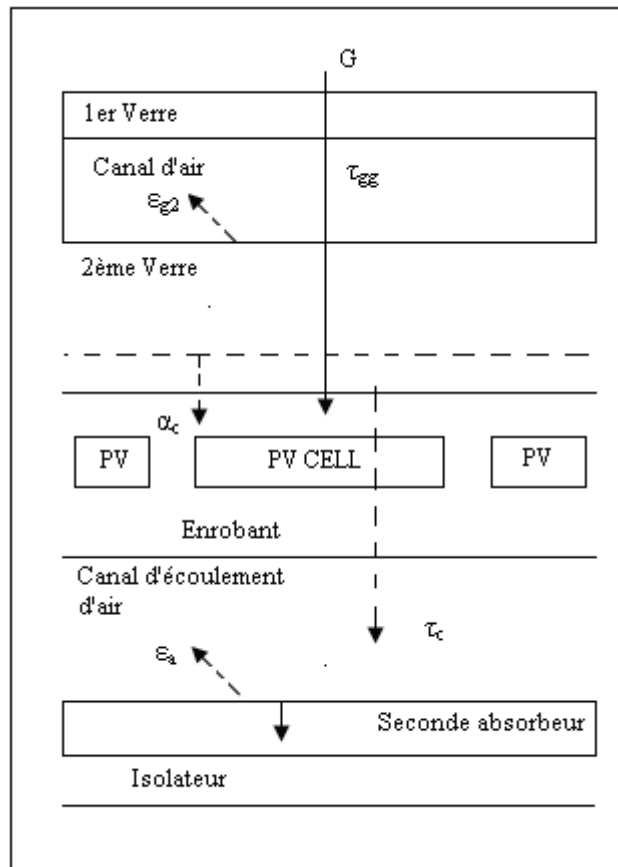


Figure III-2 : Coupe transversale dans le PV/T à air

En négligeant les interreflexions de la radiation entre les surfaces et l'absorption par les surfaces de verre, l'énergie E_c nette absorbée par les cellules, par l'unité de surface de cellule encapsulée est donnée comme suit :

$$E_c = p\alpha_c\tau_{gg}G \dots\dots\dots(III-1)$$

P : le rapport de la surface totale des cellules sur la surface du module (facteur de remplissage du module).

α_c : l'absorption des cellules dans la région de 0.3 à 3.6 μm .

τ_{gg} : la transmittance à travers le verre du couvercle et le second verre de l'encapsulation des cellules données dans la région des ondes de 0.3 à 3.6 μm .

G : le rayonnement global incident sur le couvercle en verre.

Les cellules solaires au silicium sont transparentes aux radiations juste après 1.1 μm ainsi cette dernière va être transmise à travers les cellules et absorbée par l'absorbeur thermique.

En négligeant les interreflexions de la radiation entre les cellules et l'absorbeur thermique l'énergie E_r , par unité de surface absorbée par l'absorbeur thermique est donnée par :

$$E_r = (1-p)\tau_{gg}\tau_p\alpha_aG + p\alpha_a\tau_{gg}\tau_cG \dots\dots\dots(III-2)$$

τ_p : transmittance de l'enrobant.

α_a : l'absorption d'absorbeur.

τ_c : transmittance des cellules.

A partir de la radiation absorbée par les cellules, ces dernières produisent une énergie électrique E_{ce} et une énergie thermique E_{ct} .

$$E_{ce} = \eta_e p\tau_{gg}G \dots\dots\dots(III-3)$$

$$E_{ct} = (1 - \eta_e / \alpha_c) p\alpha_c\tau_{gg}G \dots\dots\dots(III-4)$$

Où

η_e : Le rendement électrique des cellules.

En négligeant le gradient de température dans le verre à la surface, l'énergie thermique délivrée par les cellules est perdue par la combinaison de convection naturelle et/ou conduction et par radiation vers le couvercle à travers l'air de l'espace qui se trouve entre les cellules et le couvercle.

Ces pertes E au niveau du couvercle sont données par l'expression :

$$E = hc_g(T_c - T_g) + \alpha_{g1}\epsilon_{g2}\sigma T_c^4 - \alpha_{g2}\epsilon_{g1}\sigma T_G^4 \dots\dots\dots(III-5)$$

T_c : température moyenne des cellules.

T_g : température du verre.

h_{cg} : le coefficient de transfert de chaleur par convection dans l'air de l'espace supérieur.

α_{g1} : l'absorption du verre (couvercle).

ϵ_{g1} : L'émissivité du verre.

α_{g2} : l'absorption du sandwich (verre-enrobant –cellule).

ϵ_{g2} : L'émissivité du sandwich (verre-enrobant –cellule).

σ : constante de Boltzmann.

Buchberg [31] donne h_{cg} comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{hc_g.d}{k_a} = 0,157.R_a^{0,185} \quad \text{pour } R_a > 2.10^4 \\ \frac{hc_g.d}{k_a} = 1 \quad \text{pour } R_a < 1,7.10^3 \end{array} \right.$$

d : l'épaisseur du vide (espace supérieur)

k_a : conductivité thermique de l'air.

R_a : nombre de Rayleigh basé sur $d=L$ [32]

Où

$$R_a = \frac{g.\beta.\theta.L^3}{\nu^2} \quad \nu = \text{viscosité} ; \quad \beta = \frac{1}{T_f} ; \quad g=9,8\text{m/s}^2 ; \quad \theta = T_p-T_a$$

T_a : température de l'air.

L'application de la loi de Kirchoff affirme que l'absorption est égale à l'émissivité.

$$\alpha_{g1} = \epsilon_{g1} \quad ; \quad \alpha_{g2} = \epsilon_{g2}$$

Cette chaleur perdue E au niveau du couvercle en verre est transférée par le verre à l'air ambiant par la combinaison de la convection naturelle et forcée ainsi que par la radiation vers le ciel, elle est donnée par :

$$E = hg(T_g - T_a) + \varepsilon_{g1}\sigma T_g^4 - \alpha_{g1}\sigma(T_a - 6)^4 \dots\dots\dots(III-6)$$

Où :

T_a : température ambiante.

(T_a-6) : est supposée la température du ciel. [33]

h_g : coefficient de transfert de chaleur par convection de la surface du verre en w/m^2k° .
Stultz et Wen dans [34] donnent l'expression de h_g comme suit :

$$h_g = 1,27[(T_g - T_a) \cos \beta]^{1/3} + 2,658.V \dots\dots\dots(III-7)$$

V : vitesse du vent [m/s].

β : l'angle d'inclinaison du module.

La quantité d'énergie perdue par les cellules E_{ca} est partiellement convertie par l'écoulement d'air q_c (par unité de surface d'encapsulation) et le reste est transféré à la plaque de l'absorbeur.

$$E_{ca} = \alpha_{a1} \cdot \varepsilon_c \cdot \sigma \cdot T_c^4 - \alpha_{c1} \cdot \varepsilon_a \cdot \sigma \cdot T_r^4 \dots\dots\dots(III-8)$$

α_{a1} : l'absorption de la plaque d'absorbeur.

α_{c1} : absorption de la surface inférieure du Sandwich (cellule-enrobant-verre).

ε_a : L'emittance de l'absorbeur.

ε_c : L'emittance du sandwich (cellules-enrobant-absorbeur).

T_c : température de la cellule.

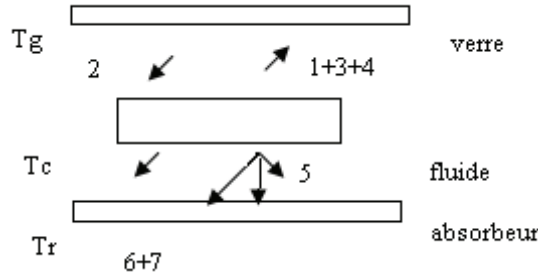
σ : constante de Boltzmann.

Nous avons négligé les interflections de radiation entre l'absorbeur et la face en verre de la cellule. L'absorbeur perd la chaleur par convection q_f vers le fluide caloporteur.

III-1-b/ Bilan thermique :

En appliquant la loi de conservation d'énergie à chaque composant du collecteur, on obtient les équations suivantes :

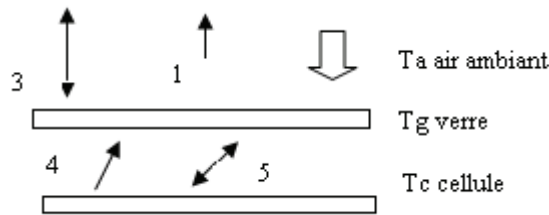
• **cellules :**



$$(1 - \eta_e / \alpha_c) p \alpha_c \tau_{gg} G = \alpha_{g1} \varepsilon_{g2} \sigma T_c^4 - \alpha_{g2} \varepsilon_{g1} \sigma T_g^4 + \dots \dots \dots (III-9)$$

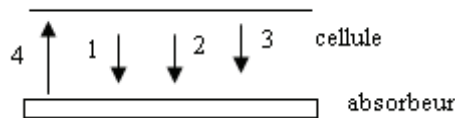
$$hc_g(T_c - T_g) + qc + \alpha_{a1} \varepsilon_c \sigma T_c^4 - \alpha_{c1} \varepsilon_a T_r^4$$

• **Couvercle en verre:**



$$\varepsilon_{g1} \sigma T_g^4 - \alpha_{g1} \sigma (T_a - 6)^4 + hg(T_g - T_a) = \alpha_{g1} \varepsilon_{g2} \sigma (T_c^4 - T_g^4) + hc(T_c - T_g) \dots \dots \dots (III-10)$$

• **l'absorbeur :**



$$(1 - p) \tau_{gg} \tau_p \alpha_a G + p \alpha_a \tau_{gg} \tau_c G + \alpha_{a1} \varepsilon_c \sigma T_c^4 - \alpha_{c1} \varepsilon_a \sigma T_r^4 = q_r \dots \dots \dots (III-11)$$

Le rendement électrique des cellules η_e dans l'équation (III-9) est modélisé par la relation suivante [27]:

$$\eta_e = \eta_0 [1 - \Delta(T_c - T_a)] \dots \dots \dots (III-12)$$

Où η_0 ; ΔT : des constantes.

L'écoulement d'air dans le collecteur est un canal où il n'y a pas d'ailettes de transfert. En intégrant sur la longueur du canal, la chaleur totale caractérisant le fluide caloporteur que l'on se propose de déterminer ainsi que les températures respectives, sera :

$$Q = A_c (q_c + q_r) \dots\dots\dots(III-13)$$

Duffie et Beckman donnent q_c , q_r dans [32] comme suit :

$$\frac{Q_c}{A_c} = q_c = h_c \left[T_c - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} - \frac{\dot{m} C_p}{(h_c + h_r) l w} x \right] \exp \left\{ - \frac{l w (h_c + h_r)}{\dot{m} C_p} \right\} \dots\dots\dots(III-14)$$

Et

$$\frac{Q_r}{A_c} = q_r = h_r \left[T_r - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} - \frac{\dot{m} C_p}{(h_c + h_r) l w} x \right] \exp \left\{ - \frac{l w (h_c + h_r)}{\dot{m} C_p} \right\} \dots\dots\dots(III-15)$$

- h_c : coefficient de transfert de chaleur des cellules.
- h_r : coefficient de transfert de chaleur d'absorbeur.
- \dot{m} : Taux total d'écoulement d'air à travers le collecteur.
- l : longueur du module
- w : largeur du module .
- $A_c = l w$ = surface du module.

D'après kays [34] $h_r = h_c$ d'où :

$$\frac{2 h_r d_a}{k_a} = \frac{2 h_c d_a}{k_a} = 7,54 \dots\dots\dots(III-16)$$

Où

d_a : hauteur du canal d'air.

En réarrangeant l'équation (III-9) :

$$(\alpha_{g1}\epsilon_{g2}\sigma + \alpha_{g1}\epsilon_c\sigma)T_c^4 - \alpha_{g2}\epsilon_{g1}\sigma T_g^4 - \alpha_{c1}\epsilon_a\sigma T_r^4 + hcgT_c - hcgT_g + \frac{Q_c}{A_c} - (1 - \eta_e/\alpha_c)p\alpha_c\tau_{gg}G = 0$$

On pose :

$$C_0 = (\alpha_{g1}\epsilon_{g2} + \alpha_{g1}\epsilon_c)\sigma$$

$$C_1 = \alpha_{g2}\epsilon_{g1}\sigma$$

$$C_2 = \alpha_{c1}\epsilon_a$$

$$C_3 = hcg$$

$$C_4 = 1/A_c$$

$$C_5 = (1 - \eta_e/\alpha_c)p\alpha_c\tau_{gg}G$$

Donc l'équation (III-9) s'écrit comme suit :

$$C_0T_c^4 - C_1T_g^4 - C_2T_r^4 + C_3T_c - C_3T_g + C_4Q_c - C_5 = 0 \dots \dots \dots (III-17)$$

Dans l'équation (III-12) on a :

$$\eta_e = \eta_0[1 - \Delta(T_c - T_0)] = \eta_0 - \eta_0\Delta T_c - \eta_0\Delta T_0$$

$$\eta_e = \eta_0(1 - \Delta T_0) - \eta_0\Delta T_c$$

Donc C₅ dans l'équation (III-17) sera :

$$C_5 = (1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c + \eta_0\Delta/\alpha_c T_c)p\alpha_c\tau_{gg}G$$

$$C_5 = [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c]p\alpha_c\tau_{gg}G + \eta_0\Delta p\tau_{gg}T_cG$$

Donc l'équation (III-17) sera :

$$C_0T_c^4 - C_1T_g^4 - C_2T_r^4 + C_3T_c - C_3T_g + C_4Q_c - T_c\eta_0\Delta p\tau_{gg}G - [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c]p\alpha_c\tau_{gg}G = 0$$

⇒

$$C_0T_c^4 - C_1T_g^4 - C_2T_r^4 + (C_3 - \eta_0\Delta p\tau_{gg}G)T_c - C_3T_g + C_4Q_c - [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c]p\alpha_c\tau_{gg}G = 0 \dots \dots \dots (III-18)$$

Si on met :

$$C'_3 = C_3 - \eta_0 \Delta p \tau_{gg} G$$

$$C'_5 = [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0) / \alpha_c] p \alpha_c \tau_{gg} G$$

Donc l'équation (III-18) sera comme suit :

$$C_0 T_c^4 - C_1 T_g^4 - C_2 T_r^4 + C'_3 T_c - C_3 T_g + C_4 Q_c - C'_5 = 0 \dots\dots\dots(III-19)$$

En réarrangeant l'équation (III-10) on obtient :

$$\alpha_{g1} \varepsilon_{g2} \sigma T_c^4 + (\varepsilon_{g1} + \alpha_{g1} \varepsilon_{g2}) \sigma T_g^4 - h_c T_c + (h_g + h_c) T_c - [\alpha_{g1} \sigma (T_a - 6)^4 + h_g T_a] = 0$$

On met :

$$C_6 = \alpha_{g1} \varepsilon_{g2} \sigma$$

$$C_7 = (\varepsilon_{g1} + \alpha_{g1} \varepsilon_{g2}) \sigma$$

$$C_8 = h_c$$

$$C_9 = h_g + h_c$$

$$C_{10} = \alpha_{g1} \sigma (T_a - 6)^4 + h_g T_a$$

Donc l'équation (III-3) sera comme suit :

$$C_6 T_c^4 + C_7 T_g^4 - C_8 T_c + C_9 T_g - C_{10} = 0 \dots\dots\dots(III-20)$$

En réarrangeant l'équation (III-11) on obtient :

$$\alpha_{a1} \varepsilon_c \sigma T_c^4 - \alpha_{c1} \varepsilon_a \sigma T_r^4 - (1/A_c) Q_r + P \alpha_c \tau_{gg} \tau_c G + (1 - P) \tau_{gg} \tau_p \alpha_a G = 0$$

On met :

$$C_{11} = \alpha_{a1} \varepsilon_c \sigma$$

$$C_{12} = \alpha_{c1} \varepsilon_a \sigma$$

$$C_{13} = C_4$$

$$C_{14} = P \alpha_a \tau_g \tau_c G + (1 - P) \tau_g \tau_p \alpha_a G = \alpha_a \tau_{gg} (P \tau_c + (1 - P) \tau_p) G$$

Donc l'équation (III-11) sera comme suit :

$$C_{11} T_c^4 - C_{12} T_r^4 - C_4 Q_r + C_{14} = 0 \dots\dots\dots(III-21)$$

En réarrangeant l'équation (III-14) on obtient :

$$Q_c = A_c h_c T_c - A_c h_c \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} - A_c h_c \left\{ T_{fi} - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} \right\} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

On met :

$$C_{15} = h_r - \frac{h_r^2}{h_c + h_r} + \frac{h_r^2}{(h_r + h_c)^2 lw} \cdot mcp \cdot \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

$$C_{16} = \frac{h_r h_c}{h_c + h_r} \left[1 - \frac{1}{(h_r + h_c) lw} \cdot mcp \cdot \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\} \right]$$

$$C_{17} = \frac{h}{(h + h) lw} \cdot mcp \cdot \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

Donc l'équation (III-14) sera comme suit :

$$C_{15} T_r - C_{16} T_c - C_{17} T_{fi} + C_4 Q_r = 0 \dots\dots\dots(III-22)$$

En réarrangeant l'équation (III-15) on obtient :

$$\frac{Q_c}{A_c} = h_c \left[T_c - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_r + h_c} - \frac{mcp}{(h + h) lw} x \left\{ t_{fi} - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_r + h_c} \right\} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\} \right]$$

On met :

$$C_{18} = \frac{h_r h_c}{h_c + h_r} \left[1 - \frac{mcp}{(h_r + h_c) lw} x \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\} \right]$$

$$C_{19} = h_c - \frac{h_c^2}{(h_c + h_r)} + \frac{h_c^2 \cdot mcp}{(h + h)^2 lw} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

$$C_{20} = \frac{h_c \cdot mcp}{(h_c + h_r) lw} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

Donc l'équation (III-15) devra comme suit :

$$C_{19} T_c - C_{18} T_r - C_{20} T_{fi} - C_4 Q_c = 0 \dots\dots\dots(III-23)$$

A partir des équations (III-19), (III-20), (III-21), (III-22), (III-23) nous obtenons un système de cinq équations et six inconnus, dont la résolution par processus itératif permet l'obtention de T_c , T_g , T_r , Q_c , Q_r , T_r . [35]

$$\begin{cases} C_0 T_c^4 - C_1 T_g^4 - C_2 T_r^4 + C_3 T_c - C_3 T_g + C_4 Q_c - C_5 = 0 \\ C_6 T_c^4 + C_7 T_g^7 - C_8 T_c + C_9 T_g - C_{10} = 0 \\ C_{11} T_c^4 - C_{12} T_r^4 - C_4 Q_r + C_{14} = 0 \\ C_{15} T_r - C_{16} T_c - C_{17} T_{fi} - C_4 Q_r = 0 \\ C_{19} T_c - C_{18} T_r - C_{20} T_{fi} - C_4 Q_c = 0 \end{cases}$$

La résolution du système d'équations :

La convergence du système est réalisée à la stabilité de la température et nous obtenons le rendement global du collecteur PV/T. [36]

$$\eta_t = \frac{Q}{I.A_t} = \frac{A_c(Q_r + Q_c)}{I.A_t} \dots\dots\dots(III-24)$$

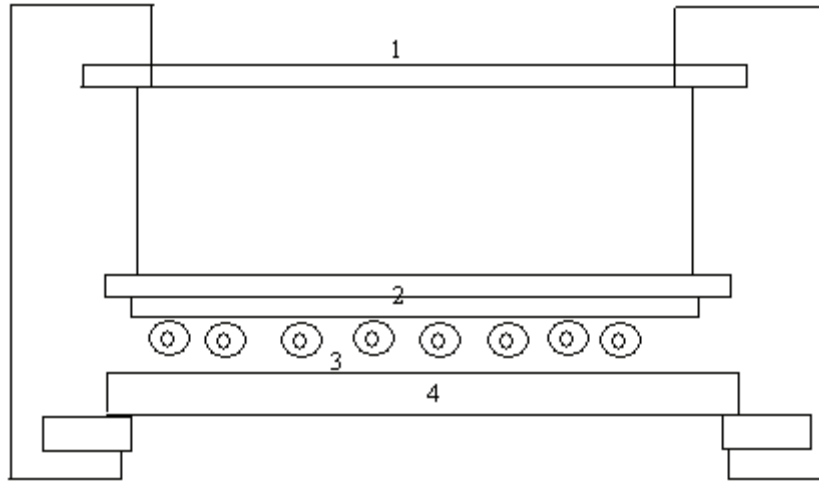
$$\eta_{elec} = \frac{\eta_c P.A_c}{A_t} \tau_{gg} \dots\dots\dots(III-25)$$

III-1-2/ Collecteur hybride conventionnel à liquide CHC :

Collecteur hybride conventionnel à liquide utilise une seule couverture de verre pour empêcher la perte en chaleur en haut avec l'isolation thermique dans les cotés et en bas pour l'arrière et aux bords.

Après la couverture les cellules solaires forment la première surface d'absorption avec une plaque noir d'aluminium directement après les cellules cette plaque absorbe la radiation antre les cellules.

Après la plaque, des tubes de cuivre soudé sur la plaque d'aluminium assurent la circulation du fluide caloporteur.



- 1- Couverture de verre.
- 2- Cellule solaire.
- 3- Tubes de cuivre.
- 4- Isolant.

Figure III-3 :

Schéma présentatif d'un collecteur hybride à liquide

III-1-2-a/ Modèle empirique du CHC à liquide :

Le rendement des cellules a une expression empirique proposée par Evan. [37]

$$\eta_C = \eta_R [1 - a_t (T_C - T_R) + a_g \ln(0.001G)] \dots\dots\dots(III-26)$$

Où :

η_R est le rendement des cellules encapsulées quand elles ont fonctionné à une température de référence T_R (28°).

Dans l'équation (III-26) a_t et a_g sont des constantes concernant le matériau de la cellule (pour le Si $a_t=0.005$ et $a_g=0.052$).

D'après la référence [38] l'expression (III-26) peut être écrite comme suit :

$$\eta_C = \eta_R [1 - a_t (T_C - T_R)] \dots\dots\dots(III-27)$$

La chaleur transférée au fluide caloporteur Q_u alors donnée par [37] en équation (III-28).

$$Q_u = A_C F_R [\tau_g \cdot G (\alpha_C - \eta_C) - U_l (T_{in} - T_a)] \dots\dots\dots(III-28)$$

Où

A_c : surface du collecteur.

τ_g : La transmittance du verre.

G : la radiation solaire.

α_c : Coefficient d'absorption des cellules.

η_c : Rendement du module encapsulé, à la température de fonctionnement T_R .

T_R : Température de référence.

U_L : Coefficient total de perte de chaleur.

T_{in} : Température d'entrée d'eau.

T_a : Température ambiante.

$$F_R = \frac{m \cdot cp}{A_c \cdot U_l} \left[1 - \exp\left(\frac{-A_c \cdot U_l \cdot F'}{m \cdot cp}\right) \right] \dots\dots\dots(III-29)$$

Où

$$F' = \left\{ U_l W_l \left[\frac{1}{U_l (D_0 + (W_1 + D_0) F)} + \frac{1}{ch} + \frac{1}{\pi \cdot D_1 \cdot h_f} \right] \right\}^{-1} \dots\dots\dots(III-30)$$

Avec

$$F = 2 \tan .sh \left[\frac{m(W_1 - D_0)}{2} / (m(W_1 - D_0)) \right] \dots\dots\dots(III-31)$$

et

$$m^2 = \frac{U_l}{\delta K_a} \dots\dots\dots(III-32)$$

Le débit massique est donné :

$$m = - \left(\frac{U_l \cdot F'}{cp} \right) \left\{ \ln \left[\frac{1 - (T_0 - T_{in} \cdot U_l)}{\alpha_0 \tau_g G - U_l (T_{in} - T_a)} \right] \right\}^{-1} \dots\dots\dots(III-33)$$

$$T_C = T_m = (T_{in} + T_0) / 2 \dots\dots\dots(III-34)$$

Et puisque :

$$T_0 = T_{in} + (Q_u / m \cdot cp) \dots\dots\dots(III-35)$$

Donc l'expression de T_c sera :

$$T_c = T_{in} + (Q_u / 2.m.cp) \dots\dots\dots(III-36)$$

D'après (III-27), (III-28), (III-36) on obtient Q_u comme suit :

$$Q_u = \frac{A_C F_R [\tau_g \cdot G \cdot (\alpha_C - \eta_R (1 - at(T_{in} - T_R)))] - U_l (T_{in} - T_a)}{1 - A_C \cdot F_R \cdot \eta_R \cdot \tau_g \cdot at \cdot G / 2m \cdot cp} \dots\dots\dots(III-37)$$

La détermination du rendement global peut se faire aisément si dans l'équation (III-37), on fait varier G . on calcule la quantité de la chaleur Q_u récupérée par le fluide caloporteur et en remplaçant Q_u dans l'équation (III-36) on obtient la température de la cellule T_c . comme le rendement électrique est donné dans la relation (III-27) en fonction de T_c , on en déduit le rendement électrique d'une part (III-38) :

$$\eta_{elec} = \eta_R (1 - a_i (T_c - T_R)) \dots\dots\dots(III-38)$$

Et d'autre part le rendement thermique (III-39) :

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{G} \dots\dots\dots(III-39)$$

Résultats :

L'étude précédente nous a permis de mettre en évidence d'importants résultats telle que la variation de la température de fonctionnement des cellules, paramètre difficilement mesurable, la variation de la température au niveau de chaque couche ainsi que la variation du rendement électrique et thermique.

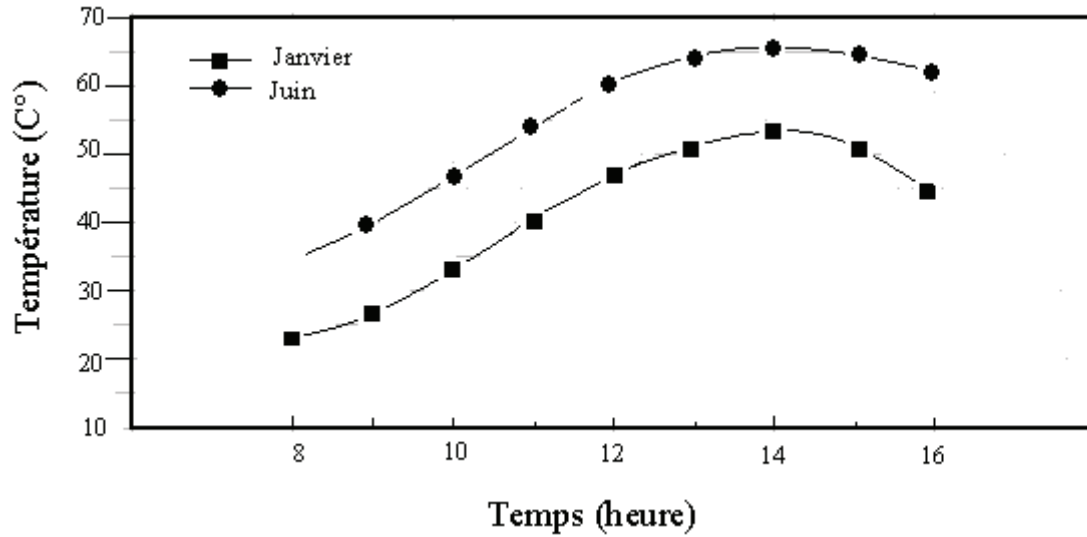


Figure III-4 :

Variation de la température des cellules en Si amorphe dans le CHC

Pour deux mois de l'année. [39]

Il serait utile de définir le rapport F_e de la puissance électrique du CHC à la puissance électrique d'un module photovoltaïque conventionnel, pour mieux exprimer le rendement électrique de l'hybride.

$$F_e = \frac{\text{Puissance électrique du CHC}}{\text{Puissance électrique du PVC}} \dots\dots\dots(\text{III-40})$$

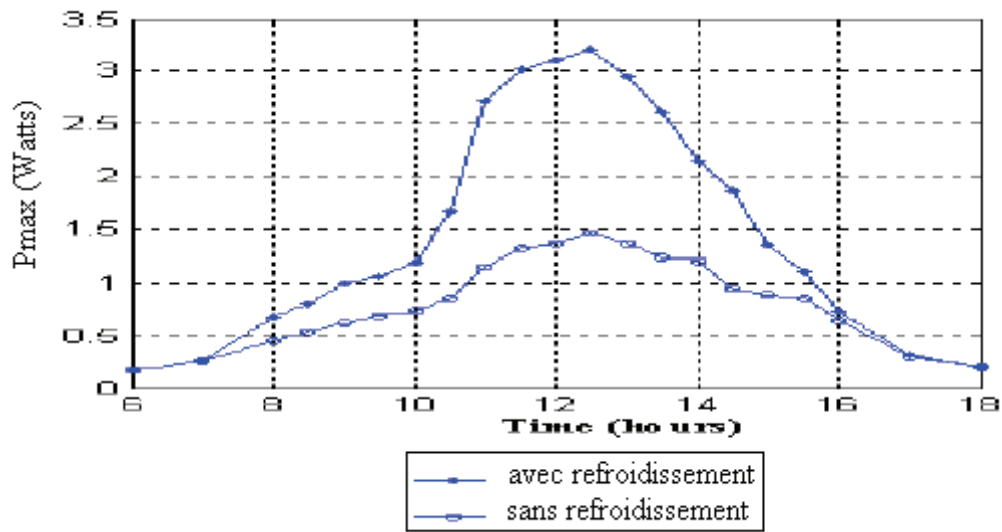


Figure III-5 : Puissance maximale de la cellule avec et sans refroidissement. [40]

Pour ce modèle, les calculs ont été faits pour un collecteur hybride PV/T, avec l'air comme moyen de transport de chaleur. La puissance électrique sera plus importante avec refroidissement des cellules photovoltaïques.

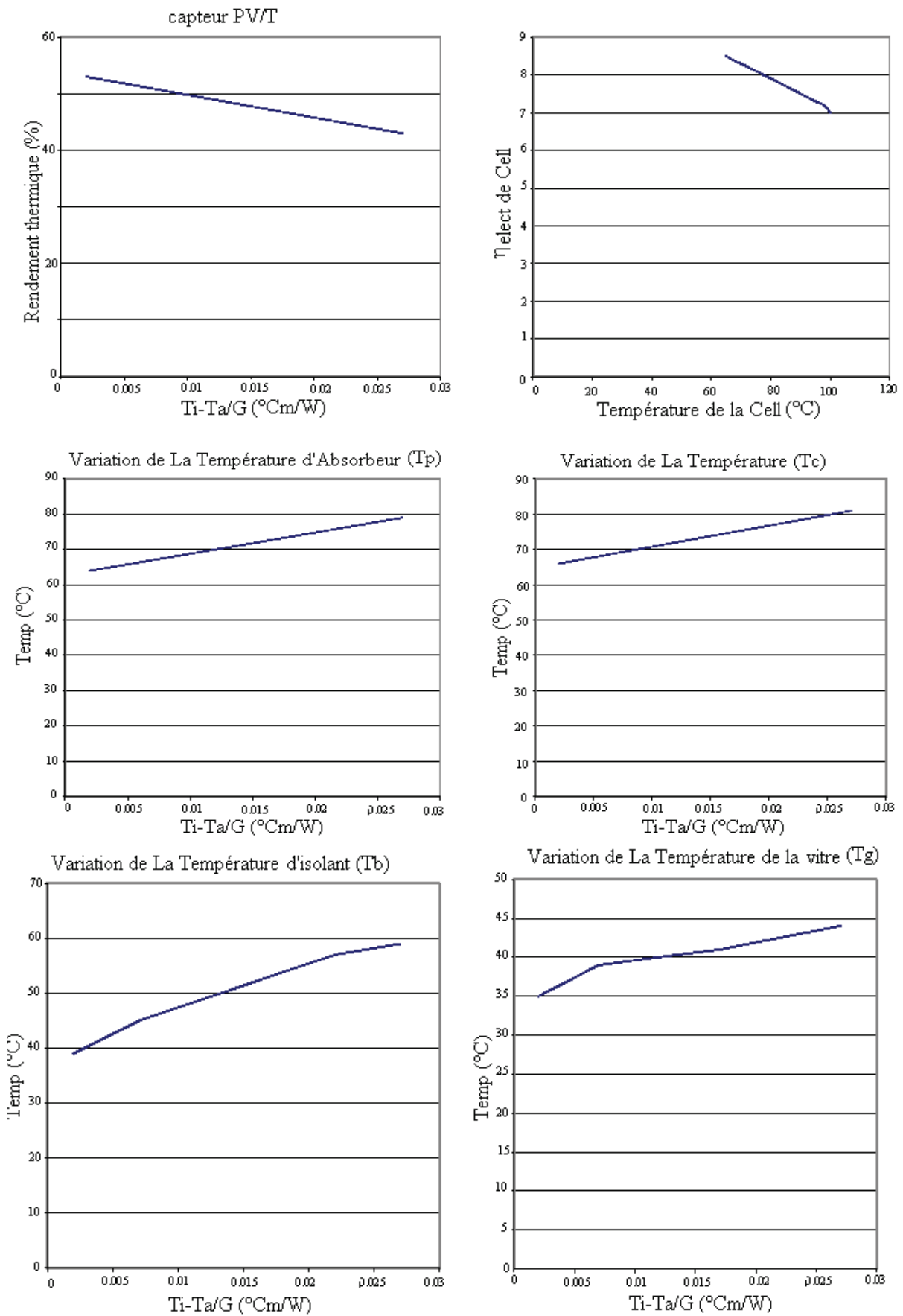


Figure III-6 : Variation de la Température dans chaque couche. [40]

Le modèle développé prédit la performance de système PV/T combiné. Par la variation des paramètres modèles.

Les performances de ce système combiné sont meilleures en comparant à celui du PV conventionnel ou capteur thermique à air, le rendement (électrique + thermique) peut aller jusqu'à 60% [40].

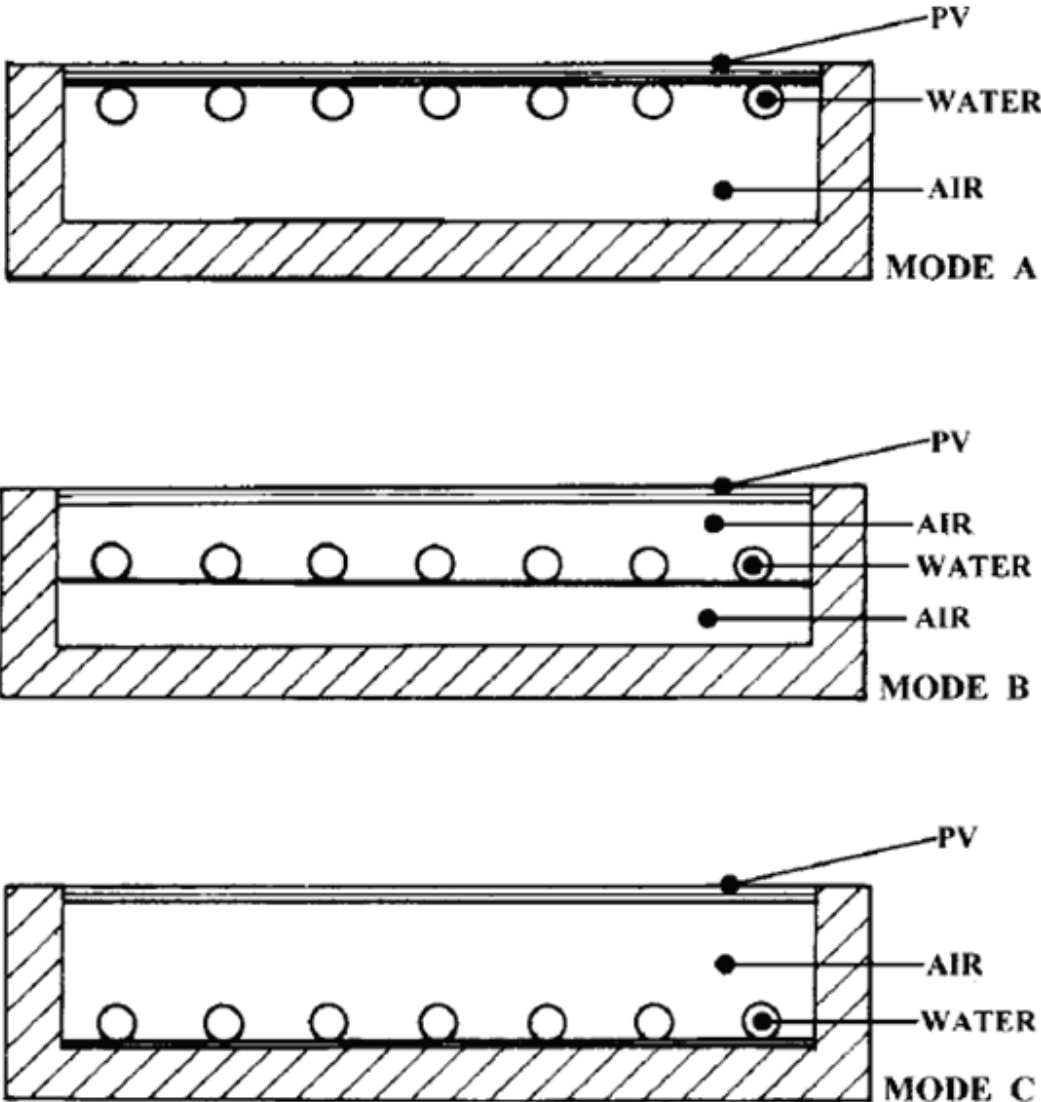


Figure III-7-a : Trois configurations du PV/T. [41]

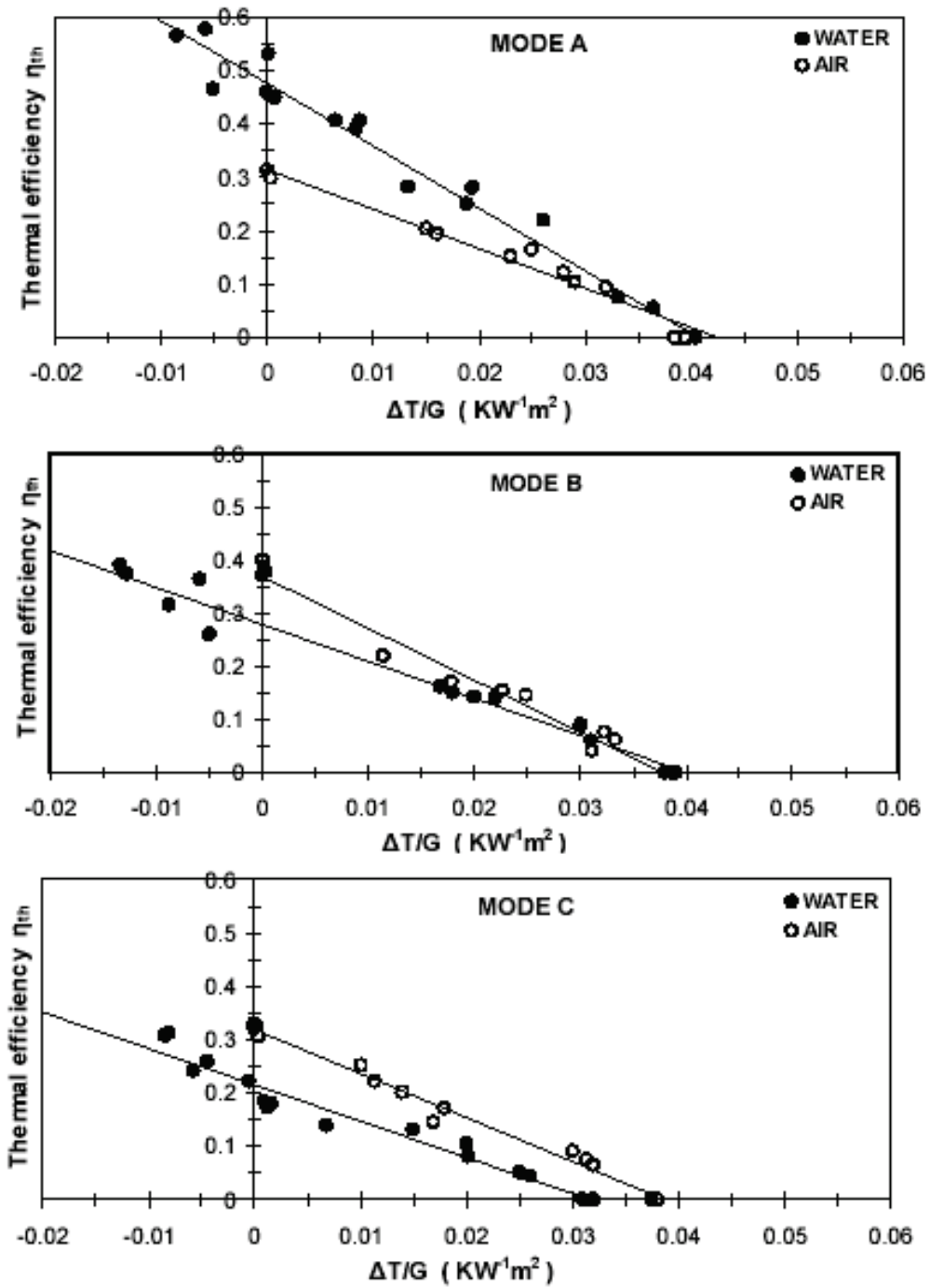


Figure III-7-b : Variation du rendement thermique pour les trois configurations du capteur hybride PV/T. [41]

La Figure (III-7-b) montre des résultats de système PV/T, avec les trois modes de placement d'un échangeur thermique d'eau à l'intérieur du canal aérien. les résultats du rendement thermique d'eau ($\eta_{th/w}$) et air ($\eta_{th/a}$), en fonction du taux $\Delta T/G$ ($KW^{-1}m^2$), avec $\Delta T = T_i - T_a$ (K). La température d'entrée de l'eau de la conduite principale ($T_i, w \sim 20^\circ C$) pour l'expérience avec la plus élevés la température ambiante ($T_a > T_{i,w}$).

A partir des résultats, nous pouvons voir que la première mode de conception (MODE A) avec l'échangeur thermique d'eau sur PV présenté les meilleures performances et satisfaisante pour l'eau et acceptable pour la circulation aérienne respectivement. Donc nous estimons que le MODE A est une combinaison efficace pour le système PV/T.

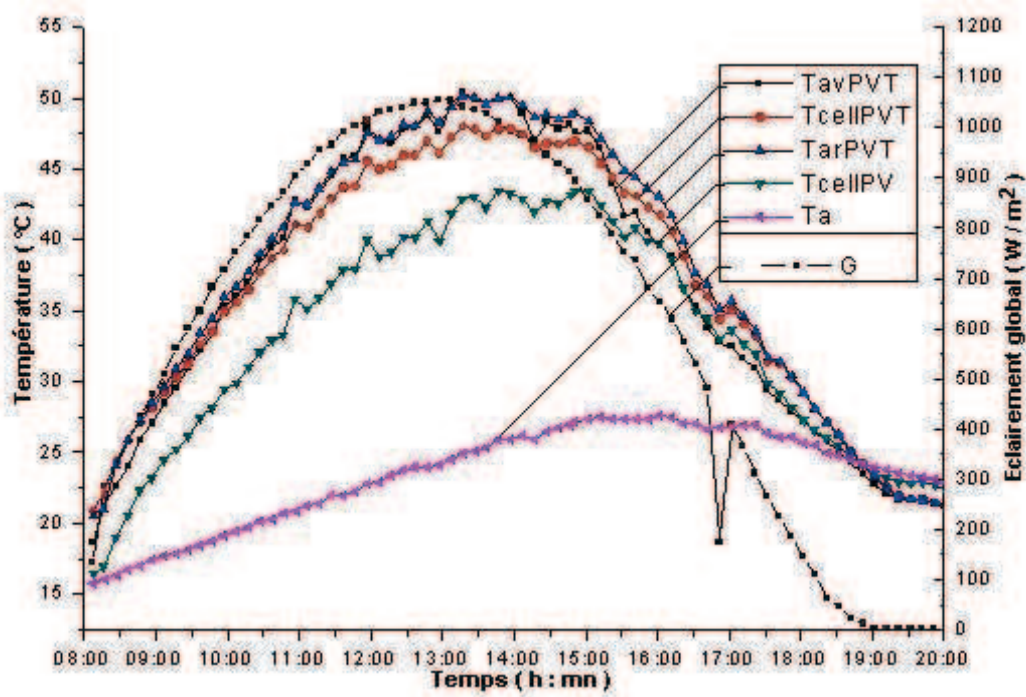


Figure III-8 : Distribution de la température dans le capteur hybride non recouvert. [42]

La figure (III-8) montre la distribution de la température dans le capteur hybride non recouvert de vitre supplémentaire, la température au niveau de la cellule du capteur hybride maximum atteinte est de 47 °C (rappelons qu'elle était de 66 °C sans échangeur de chaleur) et elle est de 43 °C pour le module photovoltaïque témoin. On voit donc que l'intégration d'un échangeur de chaleur au niveau du capteur a fait diminuer la température du capteur hybride en prélevant de la chaleur pour chauffer le fluide.

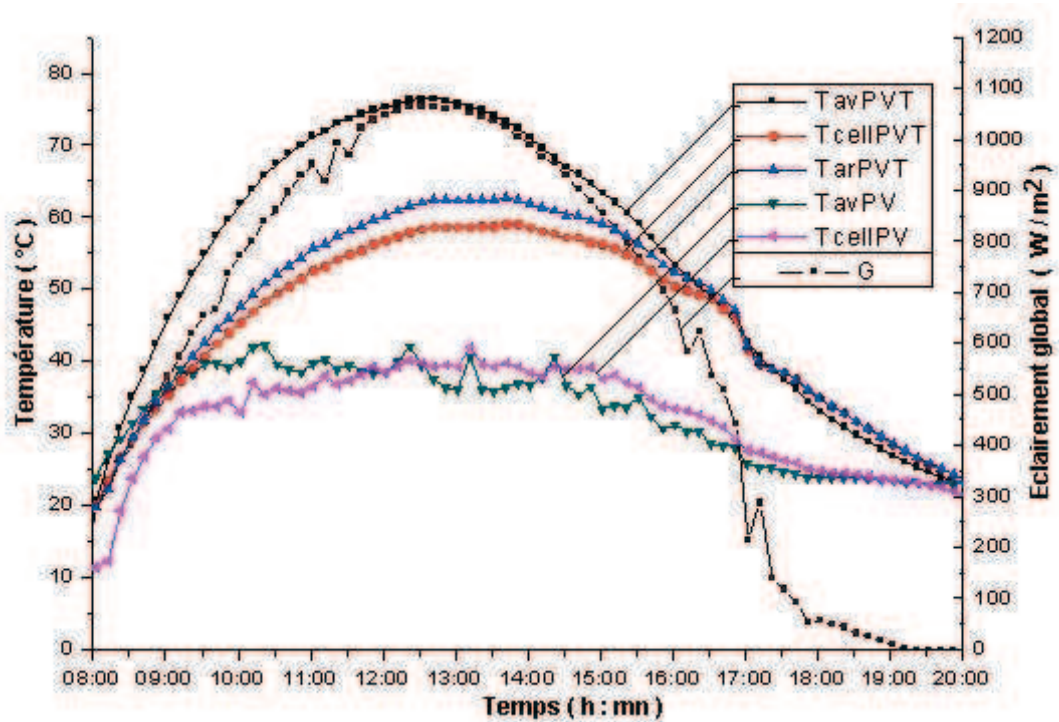


Figure III-9 : Distribution de températures dans le capteur hybride recouvert. [42]

La figure (III-9) montre la distribution de la température dans le capteur hybride recouvert d'une vitre supplémentaire.

Les résultats obtenus expérimentalement concordent avec les résultats théoriques. En effet, l'ajout de la vitre augmente le niveau des températures, mais à cause de la présence de l'échangeur de chaleur, ces températures n'atteignent pas les valeurs obtenues pour la deuxième configuration.

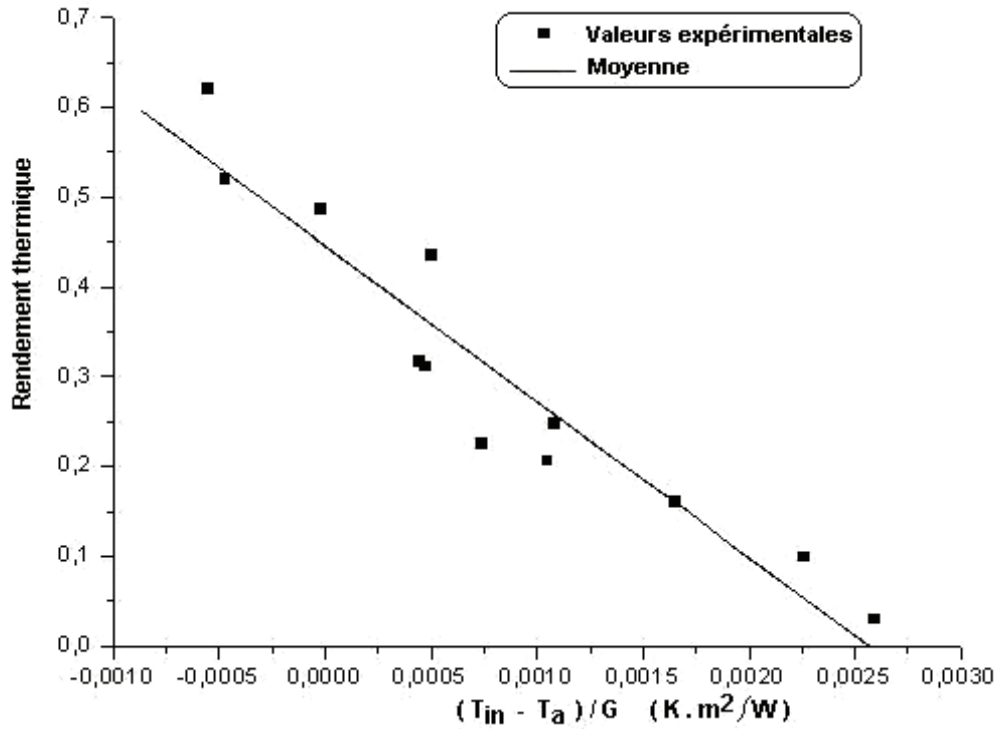


Figure III-10 : Rendement thermique du capteur hybride non recouvert. [42]

La figure (III-10) montre le rendement thermique du capteur hybride sans vitre supplémentaire. Il est égal à 62 % lorsque la température d'entrée du fluide est égale à la température ambiante.

Le rendement thermique du capteur hybride varie linéairement avec la température réduite $(T_{in} - T_a) / G$ et sa valeur est satisfaisante en le comparant aux rendements moyens des capteurs thermiques classiques.

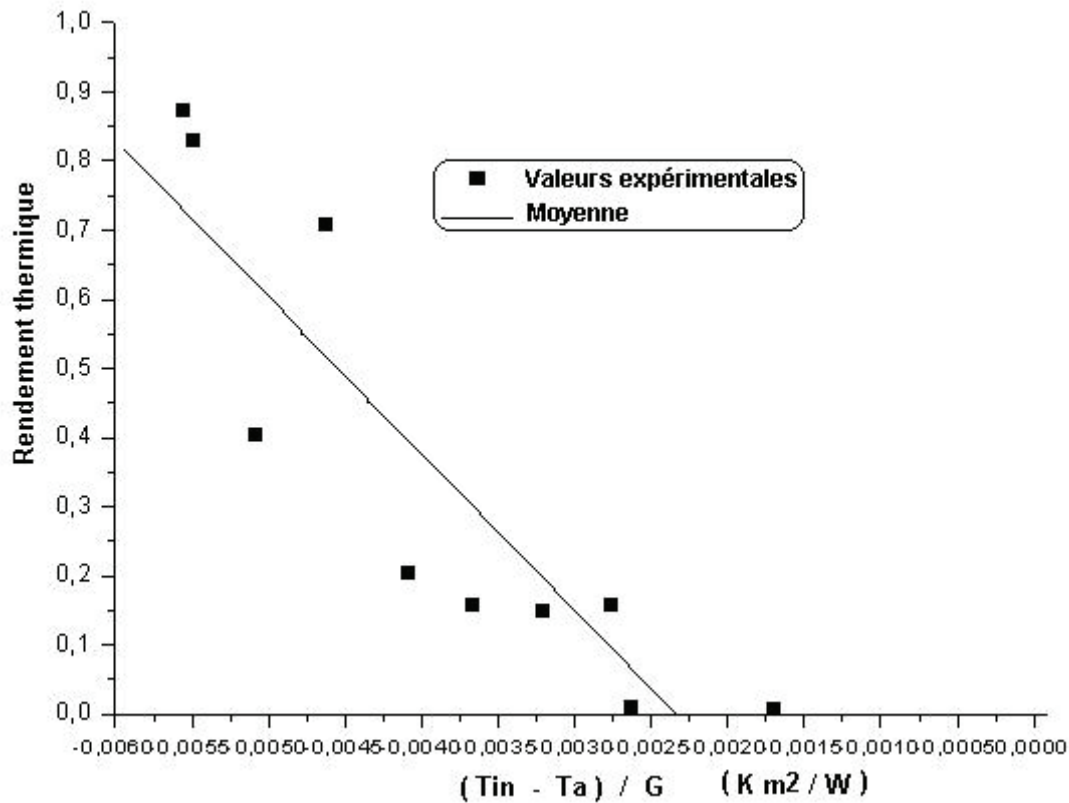


Figure III-11 : Rendement thermique du capteur hybride recouvert. [42]

L'allure du rendement thermique du capteur hybride couvert est représentée sur la figure (III-11). On remarque que les valeurs de la température réduite ($T_{in}-T_a$) sont toutes négatives, et cela s'explique par le fait que la température d'entrée du fluide durant les tests était inférieure à la température ambiante.

Le rendement thermique du capteur hybride recouvert est supérieur à celui du capteur non recouvert à cause de l'augmentation des températures.

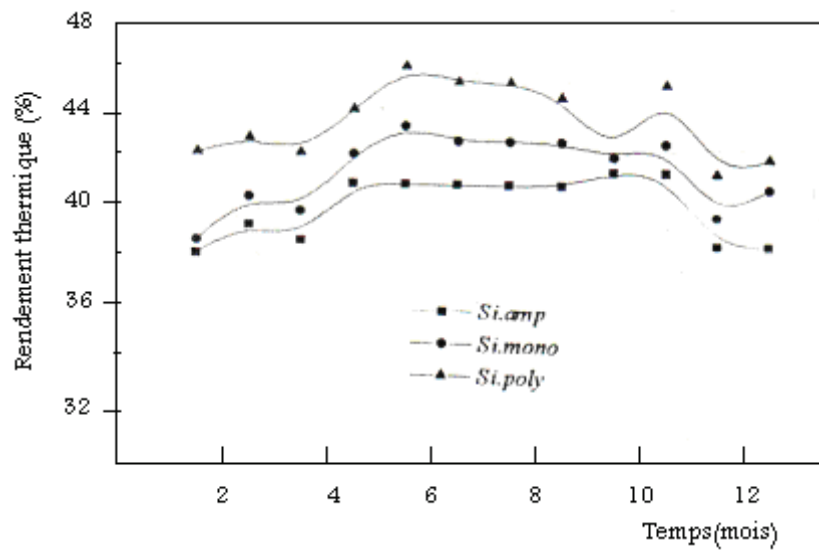


Figure III-12 : Variation annuelle du rendement thermique dans le CHC (liquide) pour toute l'année. [39]

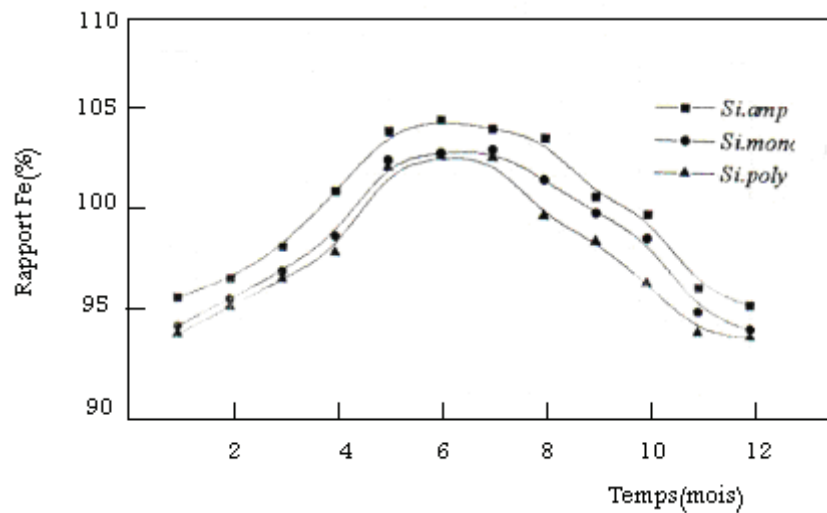


Figure III-13 : La variation annuelle du F_e dans le CHC (liquide) Pour toute l'année. [39]

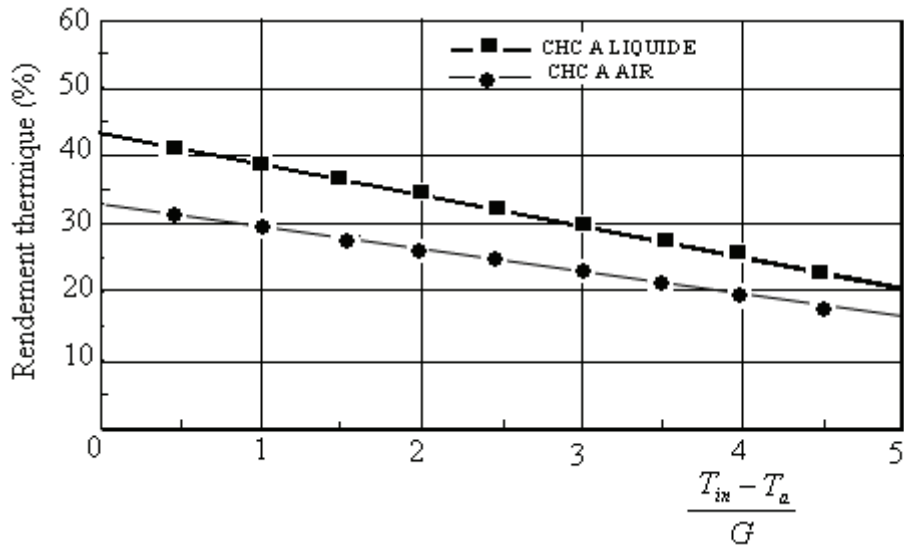


Figure III-14 : Le rendement thermique du CHC à air et à liquide. [39]

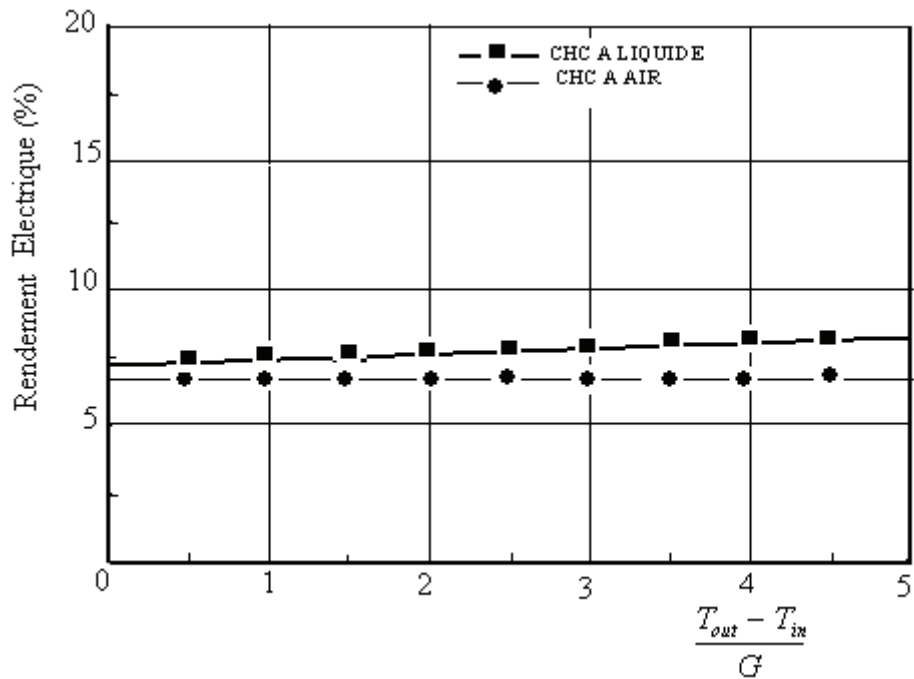


Figure III-15 : Le rendement électrique du CHC à air et à liquide en fonction de la température moyenne du fluide. [39]

En figure (III-14) et (III-15) sont comparés respectivement les rendements électriques et thermiques pour CHC à air et à liquide. Nous constatons que dans les deux cas le CHC liquide présente un meilleur rendement. Ainsi pour notre travail dans le cas du NHC (nouveau collecteur hybride) nous choisirons un collecteur liquide.

Conclusion :

Dans ce chapitre on a étudié le capteur hybride conventionnel, qui est la combinaison d'un générateur photovoltaïque et un capteur thermiques, le but et de récupérer les pertes d'énergie produites par ces deux derniers et d'obtenir deux formes d'énergies thermique et électrique en même temps.

Après l'étude de deux types de capteurs hybride, à air et à liquide ; on a constaté que le CHC à liquide présente un meilleur rendement. Mais l'inconvénient que présente ce type de collecteur c'est au niveau du matériau d'assemblage, car les matériaux qui ont une haute conductivité thermique ont une bonne conductivité électrique. La seule solution à ce problème est d'utiliser un bon isolant électrique et minimiser son épaisseur de sorte que la chute de température à travers ce matériau soit au minimum.

Dans le chapitre suivant, on va étudier dans le chapitre suivant un nouveau modèle d'un capteur hybride NHC.

Introduction :

La conception d'un nouveau collecteur hybride consiste à éviter les problèmes posés dans le CHC et pratiquement la réduction du coût, aussi pour les matériaux de soudure d'assemblage doit avoir seulement une bonne conductivité thermique. Une étude optique s'avère nécessaire.

Dans ce chapitre nous proposons une modélisation empirique d'un nouveau collecteur hybride.

IV-1/ Présentation du schéma d'un nouveau collecteur hybride :

La conception du NHC a pour but d'éviter les problèmes mentionnés antérieurement dans le CHC et on tente de réduire le coût du collecteur hybride.

La figure (IV-1) montre une représentation du NHC. Il est composé de tubes en verre rectangulaire et de cellules solaires collées à l'arrière de ces tubes et derrière les cellules il y a un isolant. Le matériau utilisé pour l'assemblage doit être seulement un bon conducteur thermique pour permettre le transfert de chaleur des cellules vers le fluide. Les problèmes de soudures associés au CHC sont évités dans le NHC. [39]

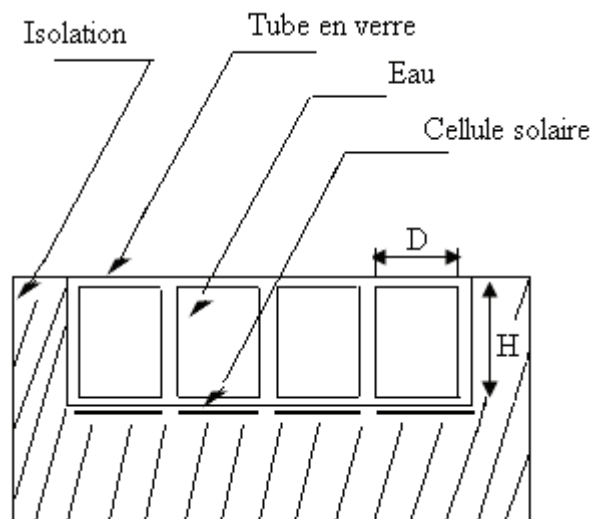


Figure IV-1-a : Schéma descriptif du NHC

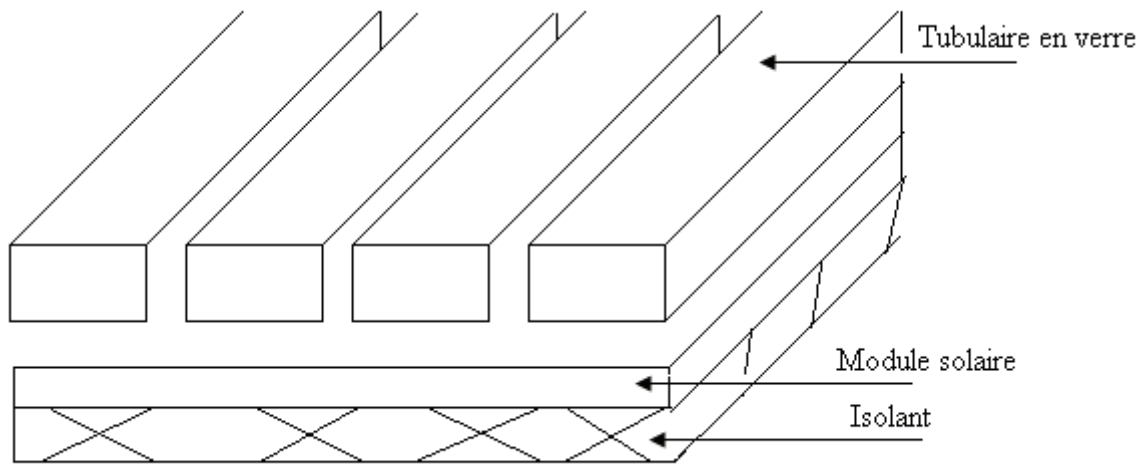


Figure IV-1-b : Coupe longitudinale du NHC

Pour étudier les performances d'un nouveau collecteur hybride, il est impératif d'étudier les différentes traversées du faisceau lumineux à travers les différentes couches jusqu'aux cellules solaires, étant donné la disposition de l'échangeur dans le collecteur.

IV-2/ Etude optique :

La transmission des rayons lumineux à travers le NHC est montrée dans la figure (IV-2).

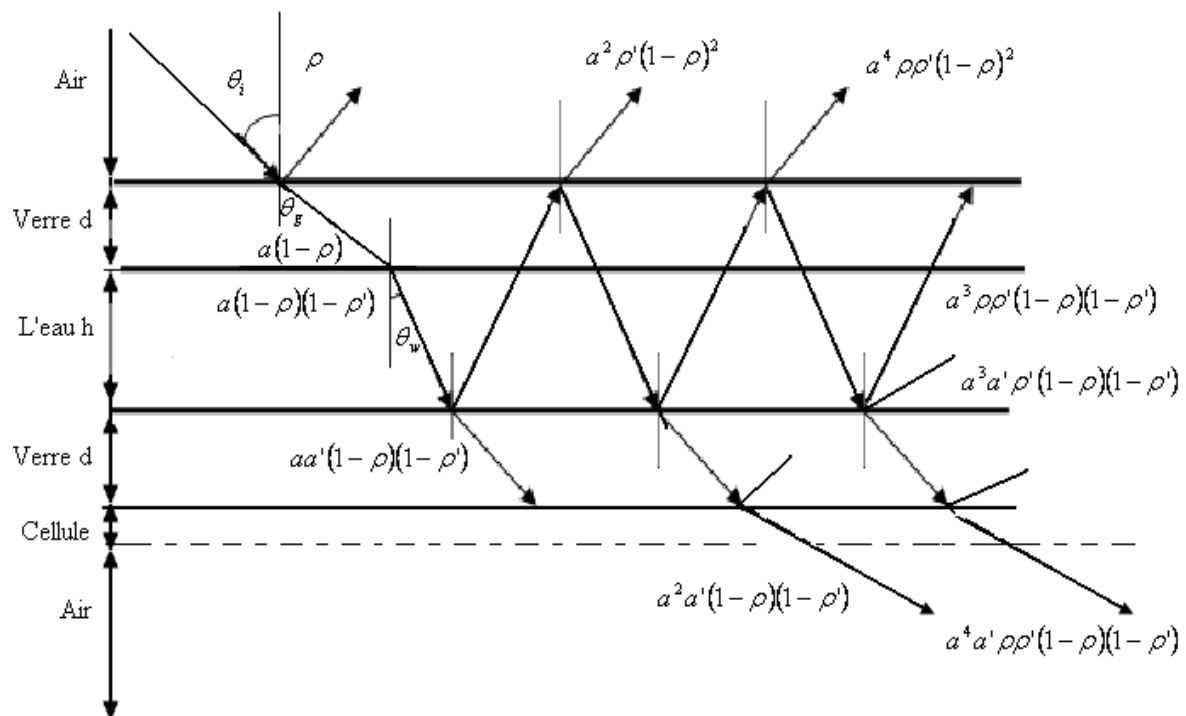


Figure IV-2 : La transmission du rayon solaire à travers le NHC

VI-2-1/ Calcul des réflexions :**VI-2-1-a/ La réflexion de la 1^{ère} interface :**

La réflexion de la 1^{ère} interface séparant l'eau et le verre peut être déterminée pour une lumière non polarisée par les équations de Fresnel [43].

$$\rho = 0,5 \left\{ \left[\frac{\sin(\theta_i - \theta_g)}{\sin(\theta_i + \theta_g)} \right]^2 + \left[\frac{\tan g(\theta_i - \theta_g)}{\tan g(\theta_i + \theta_g)} \right]^2 \right\} \dots\dots\dots (IV-1)$$

θ_i : Angle d'incidence.

θ_g : Angle de réfraction dans le verre.

Avec : $\sin \theta_i = \frac{n_g}{n_0} \sin \theta_g$

n_0 : Indice de réfraction de l'air.

n_g : Indice de réfraction de verre.

VI-2-1-b/ La réflexion du 2^{ème} interface :

La réflexion du 2^{ème} interface séparant le verre et l'eau peut être déterminée pour un angle de réfraction dans l'eau θ_ω [43] comme suit :

$$\rho' = 0,5 \left\{ \left[\frac{\sin(\theta_g - \theta_\omega)}{\sin(\theta_g + \theta_\omega)} \right]^2 + \left[\frac{\tan g(\theta_g - \theta_\omega)}{\tan g(\theta_g + \theta_\omega)} \right]^2 \right\} \dots\dots\dots (IV-2)$$

L'eau et le verre tous les deux absorbent la lumière, ainsi on a deux paramètres à définir qui sont a , a' :

$$a = \exp(-\alpha'_g \cdot L_g) ; \quad a' = \exp(-\alpha'_\omega \cdot L_\omega)$$

α'_g : Coefficient d'absorption de verre.

α'_ω : Coefficient d'absorption d'eau.

L_g : distance parcourue par le rayon lumineux à travers le verre.

$$L_g = d / \cos \theta_g$$

L_ω : distance parcourue par le rayon lumineux à travers l'eau.

$$L_\omega = h / \cos \theta_\omega$$

VI-2-2/ La réflexion de la nappe supérieure :

La réflexion de la nappe supérieure peut être écrite suivant la figure (IV-2) comme suit :

$$\begin{aligned} R_{g\omega a} &= \rho + \rho' a^2 (1 - \rho)^2 + \rho'^2 \rho a^4 (1 - \rho)^2 + \dots \\ &= \rho + \rho' a^2 (1 - \rho)^2 [1 + a^2 \rho \rho' + \dots] \end{aligned}$$

$$R_{g\omega a} = \rho + \left\{ \rho' a^2 (1 - \rho)^2 / (1 - a^2 \rho \rho') \right\} \dots \dots \dots (IV-3)$$

Si $\rho = \rho'$ l'expression (IV-3) devient :

$$R_g = \rho + \left\{ \frac{a^2 \rho (1 - \rho)}{1 - a^2 \rho^2} \right\}$$

VI-2-3/ Calcul de la transmission:

La transmission à travers la nappe supérieure en verre est déterminée suivant la figure (IV-2) comme suit :

$$\tau_{g\omega a} = (1 - \rho)(1 - \rho') a / (1 - a^2 \rho \rho') \dots \dots \dots (IV-4)$$

Si $\rho = \rho'$ donc (IV-4) sera :

$$\tau_{g\omega a} = (1 - \rho)^2 a / (1 - a^2 \rho^2)$$

La lumière transmise à travers les deux couches de verre inférieure et de l'eau, τ_F est donnée à partir de la figure (IV-2) :

$$\begin{aligned} \tau_F(\lambda, \theta_i) &= a^2 a' (1 - \rho)^2 (1 - \rho')^2 [1 + \rho'^2 a^2 + \dots] \\ \tau_F(\lambda, \theta_i) &= a^2 a' (1 - \rho)^2 (1 - \rho')^2 / (1 - \rho \rho' a^2) \dots \dots \dots \end{aligned} \quad (IV-5)$$

VI-2-4/ Calcul de l'absorption :

L'absorption dans la plaque du verre supérieure :

$$\alpha_{gu}(\lambda) = 1 - R_{g\omega a} - \tau_{g\omega a} \dots\dots\dots(IV-6)$$

Donc :

$$\alpha_{gu}(\lambda) = 1 - [a(1 - \rho)(1 - \rho' + \rho'a - \rho\rho'a)] / (1 - \rho\rho'a^2) \dots\dots\dots(IV-7)$$

L'absorption dans le vitrage inférieure est donnée par :

$$\alpha_{gl}(\lambda) = a(1 - \rho)(1 - \rho')[1 - a'a(1 - \rho)(1 - \rho')] / (1 - \rho\rho'a^2) \dots\dots\dots(IV-8)$$

VI-3/ Etude énergétique :

Le nouveau collecteur hybride contient le collecteur thermique et les cellules solaires, donc le bilan énergétique du NHC doit être étudié en deux parties.

VI-3-A/ Rendement électrique :

Si les surfaces des cellules solaires comprennent une couche anti – reflet cela implique que la réflexion lumineuse à la surface du module est négligée.

En considérant ces hypothèses :

- ✓ la somme de l'énergie transmise par les tubes sera absorbée par les cellules.

VI-3-A-1/ Calcul de courant de court circuit :

Le courant de court circuit noté $I_{sc}(\theta_i)$ à un angle d'indice θ_i de rayon de rayon solaire est donné :

$$I_{sc}(\theta_i) = \int_0^{+\infty} SR(\lambda)G(\lambda)\tau_F(\lambda, \theta_i)\cos\theta_i d\lambda \dots\dots\dots(IV-9)$$

Où :

SR (λ) : représente la réponse spectrale des cellules solaires.

G (λ) : l'éclairement solaire monochromatique.

VI-3-A-2/ Calcul de la tension de circuit-ouvert :

La tension de circuit-ouvert est donnée par :

$$V_{oc}(\theta_i) = V_T \ln \left[\frac{I_{SC}(\theta_i)}{I_0} \right] \dots \dots \dots (IV-10)$$

Où :

V_T : Voltage thermique.

I_0 : courant de saturation.

VI-3-A-3/ Calcul de facteur de forme :

Le facteur de forme est relié au $V_{oc}(\theta_i)$ et V_T par la formule approximative de Green.

[44]

$$FF(\theta_i) = FF_0(\theta_i) [1 - r_s(\theta_i)] \dots \dots \dots (IV-11)$$

$$FF_0(\theta_i) = \frac{\frac{V_{oc}}{V_T} - \ln \left[0,72 + \frac{V_{oc}}{V_T} \right]}{\frac{V_{oc}}{V_T} + 1}$$

$$r_s(\theta_i) = \frac{R_s \cdot I_{SC}}{V_T}$$

Où

R_s : représente la résistance série des cellules.

VI-3-A-4/ Calcul de la puissance électrique maximale :

La puissance électrique maximale extraite des cellules à une angle d'incidence donnée θ_i est notée par P_{max} est donnée comme suit :

$$P_{max}(\theta_i) = I_{SC}(\theta_i) \cdot V_{oc}(\theta_i) \cdot FF(\theta_i) \dots \dots \dots (IV-12)$$

VI-3-A-5/ Calcul de la puissance électrique journalière :

La puissance électrique journalière extraite des cellules est donnée par :

$$E_d = 2 \int_0^T P_{\max}(\theta_i) dt \dots\dots\dots (IV-13)$$

VI-3-A-6/ Calcul de rendement électrique journalier :

Le rendement électrique journalier du NHC est donné comme suit :

$$\eta_c = E_d / G \dots\dots\dots (IV-14)$$

Où

G : représente l'énergie solaire journalière totale reçue par le collecteur.

$$G = 2 \int_{\theta_{\min}}^{T/2} \int_0^{\infty} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda d\theta_i \dots\dots\dots (IV-15)$$

VI-3-B/ Etude thermique :

En considérant les hypothèses suivantes :

- Régime établi.
- Le temps au sol est pris égale à Ta.
- Le ciel est considéré comme un corps noir.

Dans le nouveau collecteur hybride la chaleur est transférée à l'eau par trois différents mécanismes :

- ❖ l'absorption directe du rayon solaire par l'eau notée par $q_a(\theta_i)$.
- ❖ la convection à partir des cellules chaudes à travers la plaque de verre inférieure des tubes notée par $q_c(\theta_i)$.
- ❖ la convection à partir de la plaque de verre à l'eau.

VI-3-B-1/ Calcul de quantité de chaleur absorbée par les plaques :

Puisque la réflexion sur l'interface verre-eau est négligée donc $q_a(\theta_i)$ peut être écrite comme suit :

$$q_a(\theta_i) = \int_0^{\infty} [(1 - \rho)(1 - \rho') / (1 - \rho\rho'a^2)] (1 - a') G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda \dots\dots\dots (IV-16)$$

VI-3-B-2/ Calcul de quantité de la chaleur absorbée par les cellules :

Puisque on a déjà supposé que la surface des cellules est couverte par une couche anti reflet qui implique que les cellules absorbent la totalité d'énergie incidente est la convertissent partiellement en une énergie électrique et le reste de l'énergie est convertie en une quantité de chaleur qui augmente le température des cellules T_c ...

La chaleur absorbée par les cellules $q_c(\theta_i)$ est donnée :

$$q_c(\theta_i) = \int_0^{\infty} \tau_T(\theta_i) \cos \theta_i G(\lambda) [1 - V_{oc} \cdot FF \cdot SR(\lambda)] d\lambda \dots\dots\dots (IV-17)$$

VI-3-B-3/ Calcul de quantité de la chaleur absorbée par les plaques en verre:

L'énergie absorbée par les plaques en verre inférieure et supérieure est donnée respectivement par :

$$q_{gl}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gl} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda \dots\dots\dots (IV-18)$$

et

$$q_{gu}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gu} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda \dots\dots\dots (IV-19)$$

VI-4/ Détermination des différentes quantités de chaleurs échangées dans les différentes couches :

Pour la détermination des différentes quantités de chaleurs échangées dans les différentes couches, un circuit thermique équivalent s'impose équivalent du NHC, indiqué dans la figure (IV-3).

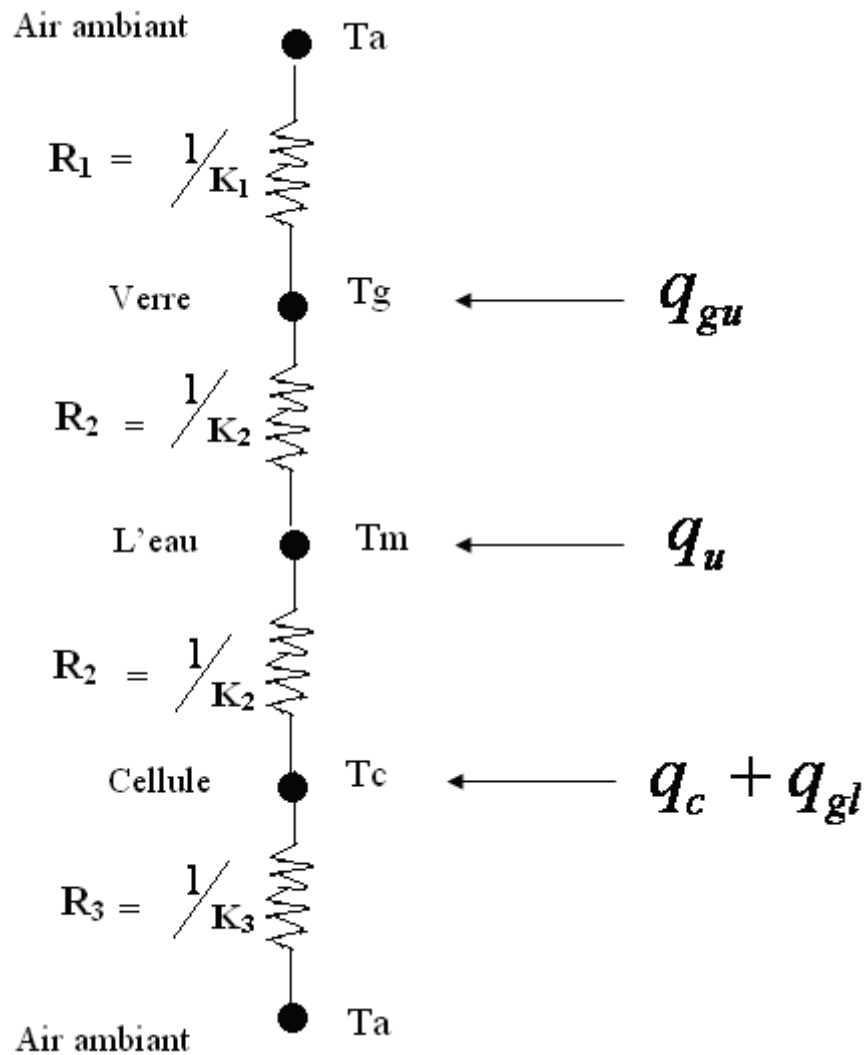


Figure IV-3 : Circuit thermique équivalent de NHC

IV-4-1/ Les différents modes de transferts de chaleur :**IV-4-1-a/ Le rayonnement :**

Ce mode de transfert ne nécessite pas la présence d'un milieu matériel, on s'intéresse uniquement aux échanges radiatifs.

IV-4-1-b/ La convection :

La convection est la propagation de la chaleur dans un fluide en mouvement. La transmission de chaleur s'effectue par l'action combinée de la conduction au sein du fluide et du mouvement du fluide. La conduction intervient donc dans la convection mais le mouvement du fluide entraîne des lois différentes d'un phénomène de conduction sans déplacement de matière.

On parlera de :

- convection forcée quand le mouvement du fluide s'effectue grâce à des forces externes (pompe, ventilateur, agitateur).
- convection naturelle quand le mouvement s'effectue sous l'influence de différences de densités dues à des différences de températures au sein du fluide.

Pour le calcul du coefficient de transfert thermique par convection il faut d'abord déterminer les nombres suivants :

Les nombres de Nusselt, Prandtl et Reynolds qui caractérisent respectivement :

L'échange thermique, les propriétés thermiques du liquide et le régime d'écoulement du liquide.

IV-4-1-c/ La conduction :

La conduction est la propagation de la chaleur de molécules à molécules (ou d'atomes à atomes ou d'ions à ions) dans un corps ou dans plusieurs corps contigus sans qu'il y ait mouvement de ce milieu.

La densité du flux thermique à travers une surface élémentaire, est liée au gradient de température, donné par la loi de Fourier. $\Phi(w/m^2) = -\lambda.\overline{grad}(T)$.

Dans notre cas la conduction est négligée.

IV-4-2/ Calcul des différents coefficients de transfert thermique :**IV-4-2-a/ la résistance thermique R1:****IV-4-2-a-1/ Calcul de coefficient d'échange par rayonnement :**

Il s'agit d'échanges radiatifs entre la vitre à T_G et le ciel à la température T_C que l'on peut calculer par la formule empirique suivante (relation Swinbank) : [3]

$$T_C = 0,0552.T_a^{1,5} \dots\dots\dots(IV-20)$$

En considérant le ciel comme un corps noir, la puissance échangée par rayonnement est donnée par :

$$Q = h_r(T_G - T_a) = \varepsilon_c \cdot \sigma(T_G^4 - T_\infty^4) \dots\dots\dots(IV-21)$$

$$h_r = \frac{\varepsilon_c \cdot \sigma(T_G^4 - T_\infty^4)}{(T_G - T_a)} \dots\dots\dots(IV-22)$$

Avec :

ε_c : Coefficient d'émission infrarouge de la vitre.

σ : Constante de Stefan.

IV-4-2-a-2/ Calcul de coefficient d'échange par convection entre la vitre et l'extérieur :

Lorsque un vent souffle parallèlement au capteur, il existe une corrélation empirique qui permet d'avoir une idée du coefficient d'échange par convection forcée en fonction de la composante : [45,3]

$$h_c = 5,7 + 3,8.w \dots\dots\dots(IV-23)$$

On déduit :

$$R_1 = \frac{1}{h_c + h_r} \quad [^\circ\text{C}/(\text{W.m}^2)]$$

IV-4-2-b/ Calcul de la résistance thermique R2:**IV-4-2-b-1/ Calcul de coefficient d'échange thermique par convection forcée :**

Le coefficient de transfert de chaleur entre l'eau et le verre est composé de résistance de conductivité thermique du verre et la chaleur transférée par convection entre le verre et l'eau. L'échange de chaleur entre le tube et l'eau se fait par convection forcée.

On calcule le nombre de Reynolds (laminaire ou turbulent).

$$Re = \frac{\rho.V.D}{\mu} = \frac{V.D}{\nu} \dots\dots\dots(IV-24)$$

ρ : masse volumique (kg/m³).

V : vitesse moyenne du fluide (m/s).

D : diamètre de conduite (m).

μ : viscosité dynamique (kg/ms).

ν : viscosité cinématique (m²/s).

$$\dot{m} = \rho S V \dots\dots\dots(IV-25)$$

Avec :

\dot{m} : Débit massique.

S : section.

Dans le cas où la conduite n'est pas circulaire, on remplace le diamètre D par le diamètre hydraulique D_h donné par l'expression suivante :

$$D_h = \frac{4.S}{\chi} \dots\dots\dots(IV-26)$$

χ : Périmètre mouillé.

Dans le cas d'une section droite rectangulaire (a x b) :

$$\chi = 2.(a + b)$$

$$S = axb$$

Et :

$$D_h = 4 \frac{axb}{2(a+b)} = 2 \frac{axb}{a+b}.$$

Dans le cas d'un écoulement laminaire : (Re < 2100).

- Si on suppose le flux thermique Q constant, on a la relation suivante : **[46,3]**

$$h = 4,36 \cdot \frac{\lambda}{D} \dots\dots\dots(IV-27)$$

Avec :

$$N_u = 4,36.$$

λ : Conductivité thermique de l'eau à la température \bar{T}_f .

D : diamètre hydraulique.

- Si on suppose la température constante : [46,3]

$$h = 3,66 \cdot \frac{\lambda}{D} \dots\dots\dots(\text{IV-28})$$

Avec :

$$N_u = 3,66$$

Dans le cas d'un écoulement turbulent, $Re > 10000$

$$h = 0,023 \frac{\lambda}{D} Re_D^{0,8} Pr^{0,4} \dots\dots\dots(\text{IV-29})$$

IV-4-2-b-2/ La résistance de conductivité thermique du verre :

Elle est donnée par la formule suivante :

$$R = \frac{1}{h'} = \frac{ep_v}{\lambda_v} \dots\dots\dots(\text{IV-30})$$

Avec :

λ_v : Conductivité du verre.

ep_v : Épaisseur du verre.

$$R_2 = \frac{1}{h + h'}$$

IV-4-2-c/ Calcul de la résistance thermique R3 :

- ❖ On suppose que le contact entre les cellules et la plaque inférieure en verre est thermiquement parfait :

Pour l'isolant, la température est proche de la température ambiante T_a .

$$h_i = \frac{\lambda_i}{ep_i} \dots\dots\dots(\text{IV-31})$$

Avec :

λ_i : Conductivité thermique de l'isolant.

ep_i : Épaisseur de l'isolant.

VI-4-3/ Calcul de la quantité de chaleur absorbée par l'eau :

On suppose que le contact entre les cellules et la plaque inférieure en verre est thermiquement parfait.

La conduite thermique de NHC est caractérisée par les équations suivantes :

$$q_{gu} = (T_G - T_a)K_1 - (T_m - T_G)K_2 \dots\dots\dots(IV-32)$$

$$q_c + q_{gl} = (T_c - T_m)K_2 + (T_c - T_a)K_3 \dots\dots\dots(IV-33)$$

$$q_u = (T_c - T_m)K_2 - (T_m - T_G)K_2 \dots\dots\dots(IV-34)$$

En réarrangeant l'équation (IV-33) on obtient :

$$T_c = \{q_{gl} + q_c + K_2 T_m + K_3 T_a\} / (K_2 + K_3) \dots\dots\dots(IV-35)$$

Combinant l'équation (IV-32) et (IV-35) on obtient :

$$q_u = \frac{K_2}{K_2 + K_3} \left\{ (q_c + q_{gl}) - \frac{K_2(K_3 + K_1) + 2K_3K_1}{K_1 + K_2} (T_m - T_a) \right\} + q_{gu} \frac{K_2}{K_2 + K_1} \dots\dots(IV-36)$$

VI-5/ Calcul de la température du fluide :

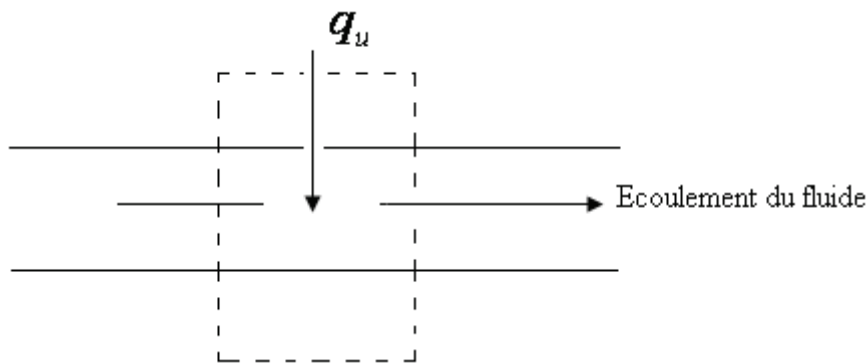


Figure IV-4 : L'équilibre d'énergie sur l'élément de fluide dans la direction de l'écoulement

La figure (IV-4) représente l'équilibre d'énergie sur l'élément de fluide dans la direction de l'écoulement.

Si n le nombre de tubes parallèles par unité de longueur de tube (dans le plan normal de l'écoulement du fluide) et m est le débit d'eau dans l'écoulement.

L'équation d'équilibre d'énergie de cet élément peut être écrite comme suit :

$$\left(\frac{\dot{m}}{n}\right) c_p \left(\frac{dT_f}{dx}\right) = DF' [q_c + q_{gu} + q_{gl} + q_a - Ul(T_f - T_a)] \dots\dots\dots(IV-37)$$

D : largeur de l'un des tubes.

En résolvant l'équation différentielle linéaire du 1^{er} ordre on obtient :

$$T_f = T_a + (q_t/Ul) + \left\{T_m - T_a - \frac{q_t}{Ul}\right\} \exp\left(\frac{Ul.n.F'.Dx}{mc_p}\right) \dots\dots\dots(IV-38)$$

Avec :

$$q_t = q_c + q_{gu} + q_{gl} + q_a \dots\dots\dots(IV-39)$$

Puisque l'unité des longueurs est considérée en plan normale de la page donc l'air du collecteur A_c peut être écrite comme suit :

$$A_c = n.D.l$$

En utilisant les équations (IV-38) et (IV-39) on trouve :

$$T_f = T_a + \frac{q_t}{Ul} + \left[T_m - T_a - \frac{q_t}{Ul}\right] \exp\left(-\frac{A_c.Ul.F'}{mc_p}\right) \dots\dots\dots(IV-40)$$

La température moyenne du fluide est exprimée :

$$T_m = \int_0^1 T_f dx \dots\dots\dots(IV-41)$$

En combinant les équations (IV-40) et (IV-41) et substituant par A_c par une unité on trouve :

$$T_m = T_a + \frac{qt}{Ul} + \left\{ \left[T_m - T_a - \frac{qt}{Ul} \right] \left(\frac{mc_p}{F.Ul} \right) \left(1 - \exp \frac{-Ul.F}{mc_p} \right) \right\} \dots\dots\dots (IV-42)$$

Où

$$F = \frac{K_2}{K_2 + K_3}$$

$$Ul = \frac{K_2(K_3 + K_1) + 2K_3.K_1}{K_1 + K_2}$$

$$q_t = q_c + q_{gl} + q_a + q_{gu} \dots\dots\dots (IV-43)$$

Où :

T_a : température ambiante.

T_{in} : température d'entrée d'eau.

VI-6/ La température de sortie d'eau :

La température de sortie d'eau est donnée par :

$$T_0 = T_{in} + \frac{q_u}{mc_p} \dots\dots\dots (IV-44)$$

VI-7/ L'énergie journalière absorbée par l'eau

L'énergie journalière absorbée par l'eau q_d est :

$$q_d = 2 \int_{\theta_{min}}^{\pi/2} q_u d\theta_i \dots\dots\dots (IV-45)$$

VI-8/ Calcul du Le rendement thermique :

Le rendement thermique de NHC est donné par :

$$\eta_{Th} = q_d / G_T \dots\dots\dots (IV-46)$$

IV-9/ Application à basse température :

Sachant que les températures que l'on peut obtenir avec les capteurs thermiques ou hybride comme dans notre cas sont limitées. Le chauffage d'habitation et la fabrication d'eau chaude sanitaire (ECS) sont les applications privilégiées de l'énergie solaire basses températures.

Dans la partie suivante on va s'intéresser à l'étude de modèle du réservoir pour (ECS).

IV-9-1/ Modèle du réservoir pour le système hybride :**Le collecteur :****Thermique :**

Entrée : eau, débit massique m , température d'entrée T_{si} .

Sortie : eau, débit massique m , température de sortie T_o .

Electrique : I_{sc} , V_{oc} , P électrique, η électrique.

Le réservoir :

Entrée du collecteur : eau, débit massique m , température d'entrée T_o .

Entrée alimentation extérieur du réservoir en eau : eau, débit massique m_d , température d'entrée T_{in} .

Sortie du réservoir : pour l'exploitation en eau sanitaire est en fait une sortie directe du collecteur de l'eau à la température T_o .

m_s , T_s : la masse d'eau qui doit être maintenue constante dans le réservoir et T_s de sortie de l'eau.

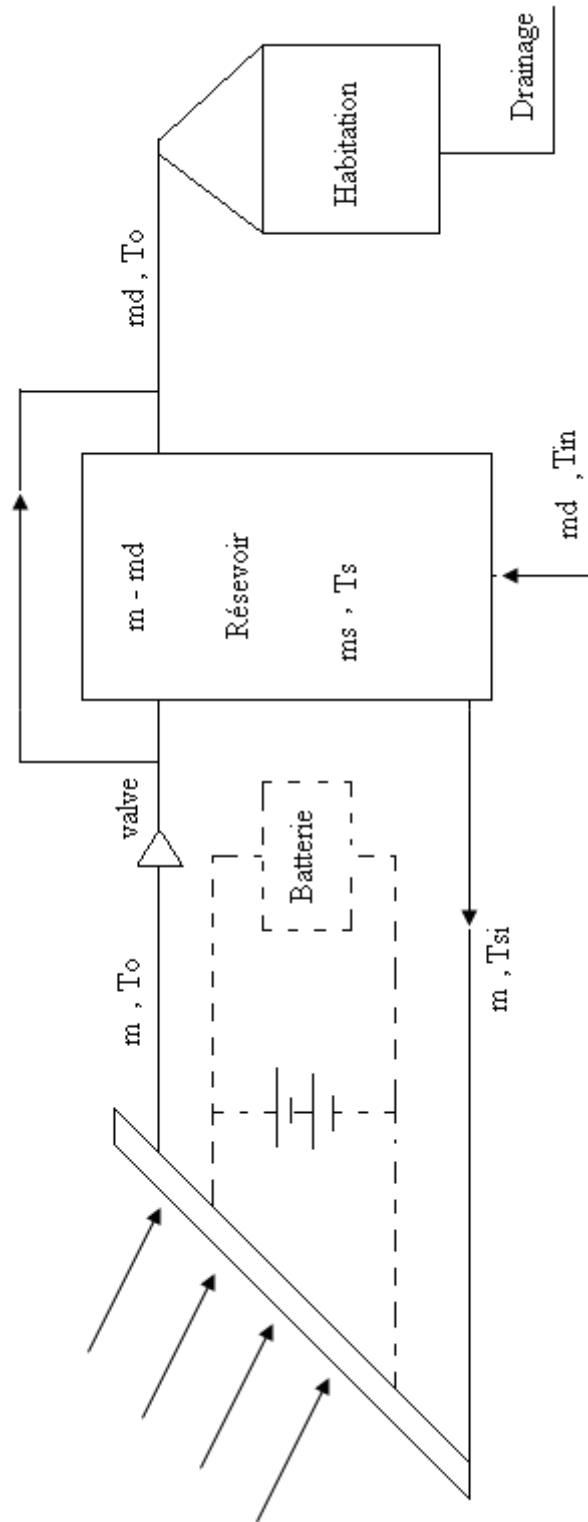


Figure (IV-5) : Schéma représentatif du système hybride

La température de réservoir à l'instant t_{i+1} peut être obtenue, si la température accumulée à l'instant t_i est connue, l'équation de l'énergie à l'équilibre de l'eau emmagasiné peut être écrire comme :

$$T_{s,i+1} = T_{si} + \left\{ \left[\frac{m.Cp(T_o - T_{si})}{m_s.Cp} \right] - \left[\left(\frac{m_d}{m_s} \right) (T_{si} - T_{in}) \right] - \left[\left(\frac{U_s}{m_s.Cp} \right) (T_{si} - T_s) \right] \right\} . \delta t \dots\dots(IV-47)$$

Où

U_s : coefficient de perte de chaleur total de réservoir, δt est l'intervalle de temps entre $t_{s,i+1}$ et t_{si} et $m_s.Cp$ est la capacité de chaleur emmagasinée dans le réservoir.

Le valve V dans la figure (IV-5) est nécessaire pour empêcher l'au chaud dans le réservoir de retourner au collecteur.

La quantité de chaleur absorbée par l'eau à travers le collecteur hybride est :

$$m.Cp(T_o - T_{si}) = q_u \dots\dots\dots(IV-48)$$

En combinant l'équation (IV-46) et (IV-47), on trouve :

$$T_{s,i+1} = T_{si} \left[1 - \left(\frac{m_d \delta t}{m_s} \right) - \left(\frac{U_s \delta t}{m_s.Cp} \right) \right] + \left(\frac{q_u \delta t}{m_s.Cp} \right) + \left(\frac{U_s \delta t}{m_s.Cp} \right) T_{a+} \left(\frac{m_d \delta t}{m_s} \right) T_{in} \dots\dots(IV-49)$$

La discrétisation de l'équation (IV-47) se fait par l'équation différentielle d'Euler. La précision de la solution numérique s'améliore en décrémentant l'intervalle δt , puisque le phénomène de transfert de chaleur est généralement lent, l'intervalle raisonnable sera 10 minutes pour éviter la consommation en excès de temps compté.

T_{in} est égal à la température de l'eau.

Après le coucher ou avant lever de soleil, l'équation d'énergie d'équilibre emmagasiné dans le réservoir devient :

$$m_s.Cp \frac{dT_s}{dt} = -U_s(T_s - T_a) - m'_d.Cp(T_s - T_{in}) \dots\dots\dots(IV-50)$$

Si la température juste après le coucher de soleil est T_{so} , alors la solution de l'équation (IV-49) peut être écrire comme :

$$T_s = T_1 + (T_{so} - T_1) \exp(-t'/\tau_s) \dots \dots \dots (IV-51)$$

Où :

$$T_1 = \frac{(U_s \cdot T_s + m'_d \cdot Cp \cdot T_{in})}{(U_s + m'_d \cdot Cp)}$$

Et :

$$\tau_s = \frac{m_s \cdot Cp}{(U_s + m'_d \cdot Cp)}$$

On note que le temps t' dans l'équation (IV-50) commence après le coucher de soleil.

Simulation :

Pour notre étude deux types de rendement peuvent être produit :

- Rendement électrique
- Rendement thermique.

Pour cela on peut diviser notre étude en deux parties :

La première concerne la partie électrique, la deuxième pour la partie thermique. Les résultats seront regroupés après.

1- Pour le calcul de courant en court-circuit, il est nécessaire de connaître respectivement la réponse spectrale SR (λ), l'éclairement monochromatique G (λ) ainsi que la transmission τ_F .

- Le calcul de G (λ) comme nous l'avons mentionné dans le chapitre I, relation (I-26).

$$G(\lambda) = \tau_{atm}(\lambda) \cdot E_{\lambda}$$

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

E_{λ} : l'émittance énergétique monochromatique. ANNEXE A (Tableau-1).

- Pour la réponse spectrale une interpolation polynomiale de la figure donnée au chapitre II figure (II-17).a été faite, nous avons obtenu la loi polynomiale suivante pour différents matériaux Si. [19,22].
- Pour notre étude, on a choisi le Si mono.
- l'intégration numérique de la relation (IV-9).

$$I_{SC}(\theta_i) = \int_0^{+\infty} SR(\lambda)G(\lambda)\tau_F(\lambda, \theta_i)\cos\theta_i d\lambda$$

a été faite par la méthode des trapèzes pour laquelle nous avons fait les hypothèses suivantes :

- Une discrétisation hétérogène est faite :
[0,3 ; 0,72 [avec un pas de 0.001.
- La relation de l'angle incident et le temps est donnée par la relation (I-27).
$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin\phi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos w + \cos w \cdot \cos\delta \cdot \sin\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin w$$
- L'exploitation des résultats peut se faire facilement une fois que le courant de court-circuit est déterminé, ainsi, on déduit V_{oc} , FF, P_{max} . et le rendement électrique η_{elec} .
- Pour le calcul du rendement thermique, on commence par déterminer les différentes quantités de chaleur ;
 - 🌈 La chaleur absorbée par les plaques $q_a(\theta_i)$ donnée par la relation (IV-16).

$$q_a(\theta_i) = \int_0^{\infty} \left[(1-\rho)(1-\rho') / (1-\rho\rho'a^2) \right] (1-a') G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda$$

- ✚ La chaleur absorbée par les cellules $q_c(\theta_i)$ donnée par la relation (IV-17).

$$q_c(\theta_i) = \int_0^{\infty} \tau_T(\theta_i) \cos \theta_i G(\lambda) [1 - V_{oc} \cdot FF \cdot SR(\lambda)] d\lambda$$

- ✚ La chaleur absorbée par les plaques en verre inférieure, relation (IV-18).

$$q_{gl}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gl} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda$$

- ✚ La chaleur absorbée par les plaques en verre supérieure, relation (IV-19).

$$q_{gu}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gu} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda$$

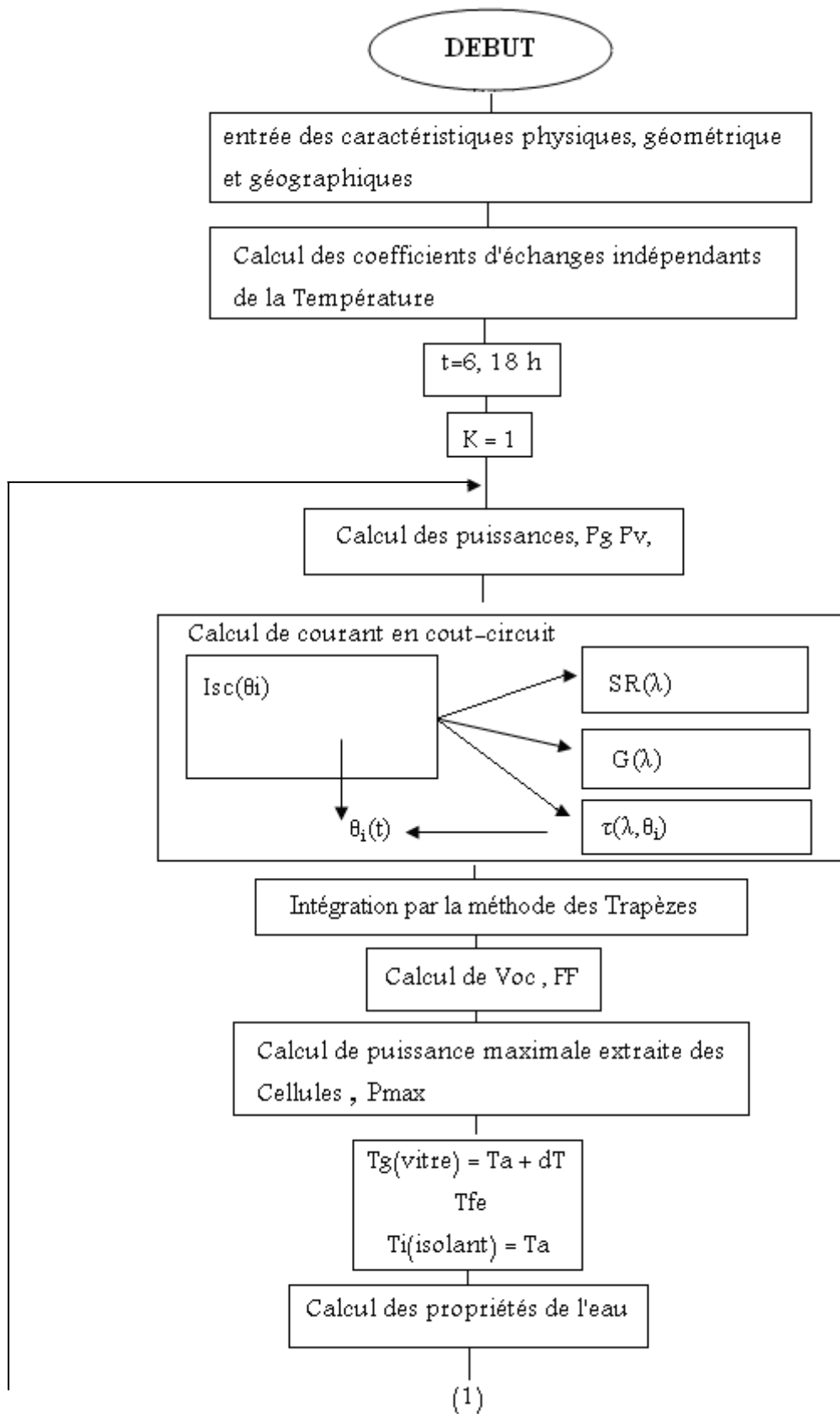
- ✚ La détermination de la quantité de chaleur absorbée par l'eau qu donnée par la relation (IV-36) ; nécessite le calcul des coefficients d'échange thermique.

$$q_u = \frac{K_2}{K_2 + K_3} \left\{ (q_c + q_{gl}) - \frac{K_2(K_3 + K_1) + 2K_3K_1}{K_1 + K_2} (T_m - T_a) \right\} + q_{gu} \frac{K_2}{K_2 + K_1}$$

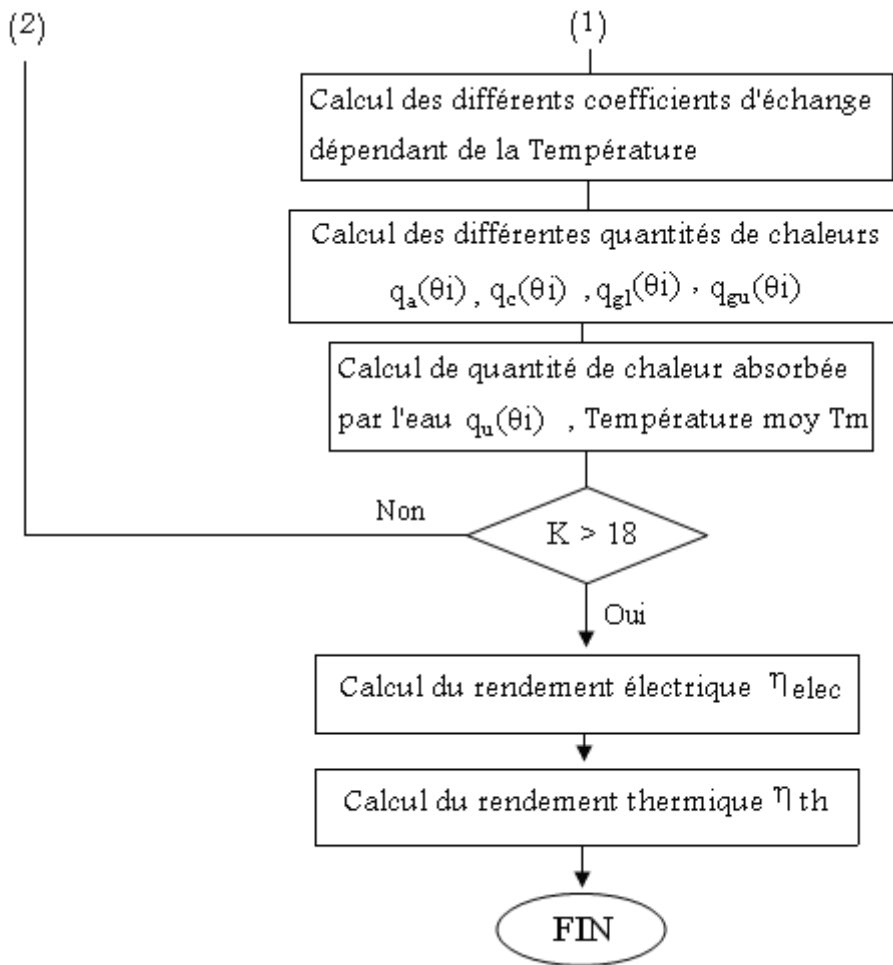
- ✚ La température moyenne du fluide donné par la relation (IV-42)

$$T_m = T_a + \frac{qt}{Ul} + \left\{ \left[T_m - T_a - \frac{qt}{Ul} \right] \left(\frac{mc_p}{F \cdot Ul} \right) \left(1 - \exp \frac{-Ul \cdot F}{mc_p} \right) \right\}$$

Organigramme :



(2)



La résolution numérique contient de nombreuses étapes de calculs intermédiaires. Le but de toutes ces résolutions étant bien la détermination de la chaleur absorbée par le fluide caloporteur ainsi que le calcul de courant en court-circuit $I_{sc}(\theta_i)$ pour la détermination du rendement global (électrique –thermique).

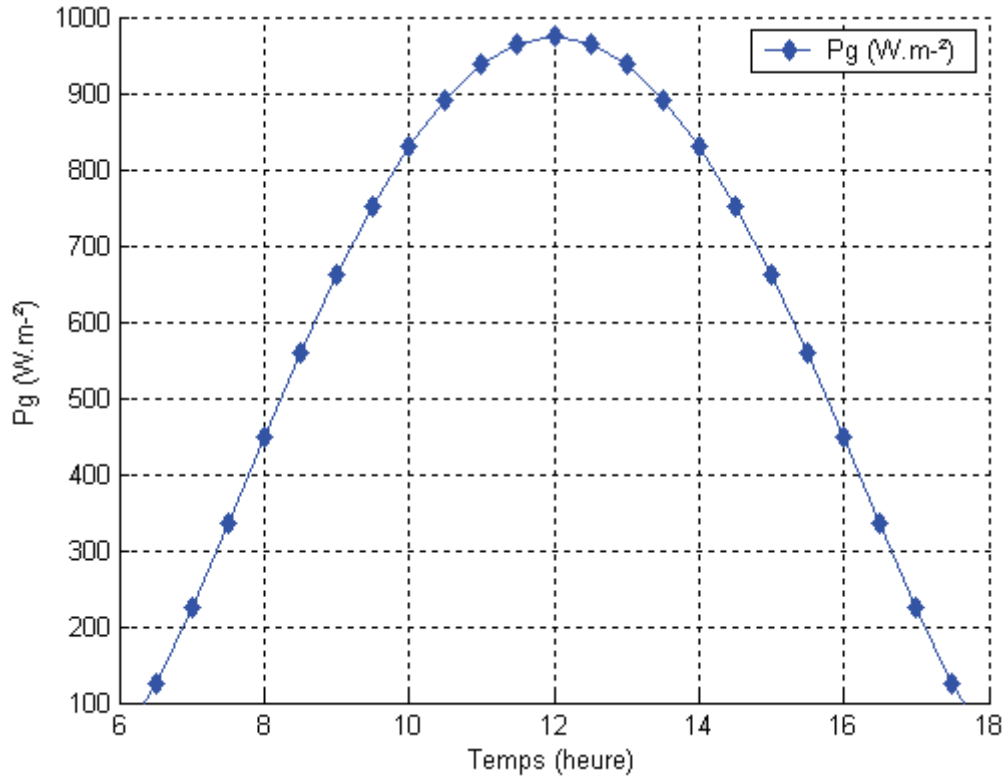
Résultat :

Figure (IV-6) : Variation du rayonnement global en fonction du temps

Dans la figure, on constate que la puissance d'insolation est au maximum entre 13h et 14h puisque le flux de chaleur est important.

Le flux solaire reçu sur une surface dépend de :

- l'orientation et de l'inclinaison de la surface.
- la latitude du lieu.
- La période de l'année.
- L'instant considéré dans la journée.
- La nature des couches nuageuses.

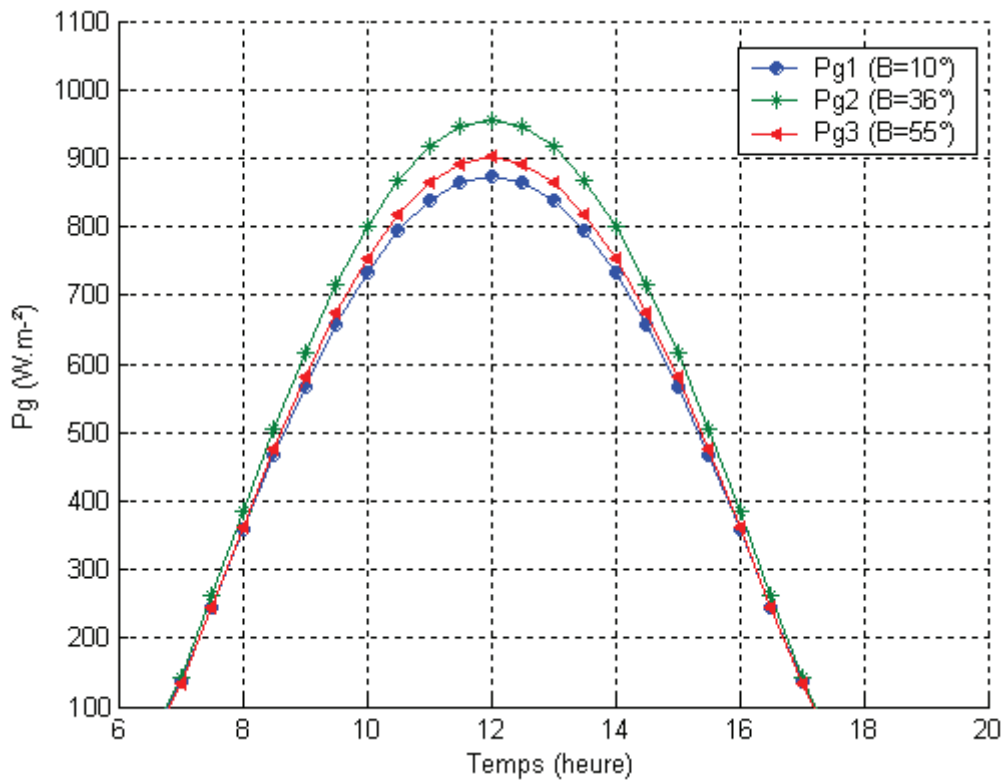


Figure (IV-7) : Variation du rayonnement global en fonction du temps pour différents valeur d'angle d'inclinaison β

On constate que la variation du rayonnement global atteint son maximum pour un angle d'inclinaison est égale à la latitude de lieu, par ce que le rayon émis sera également perpendiculaire au capteur.

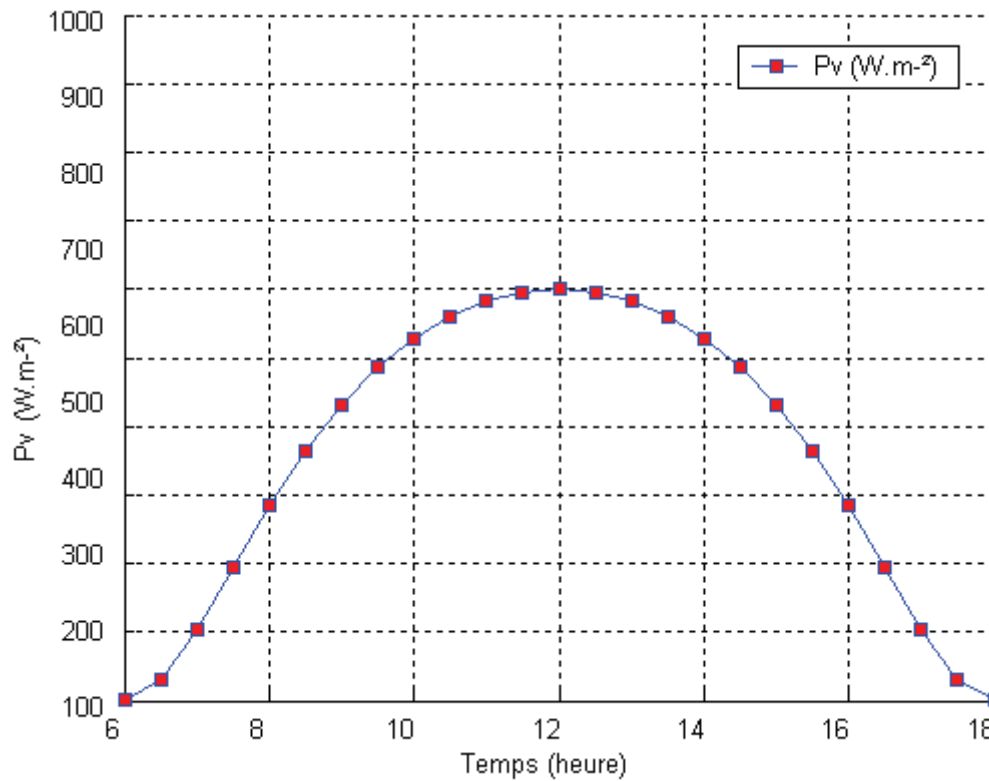


Figure (IV-8) : Variation de la puissance absorbée par la vitre en fonction du temps

La puissance absorbée par la vitre augmente avec l'augmentation de l'épaisseur de la vitre, à cause de son coefficient d'absorption qui est de 5% et qui s'intensifie dans le cas où le verre est épais.

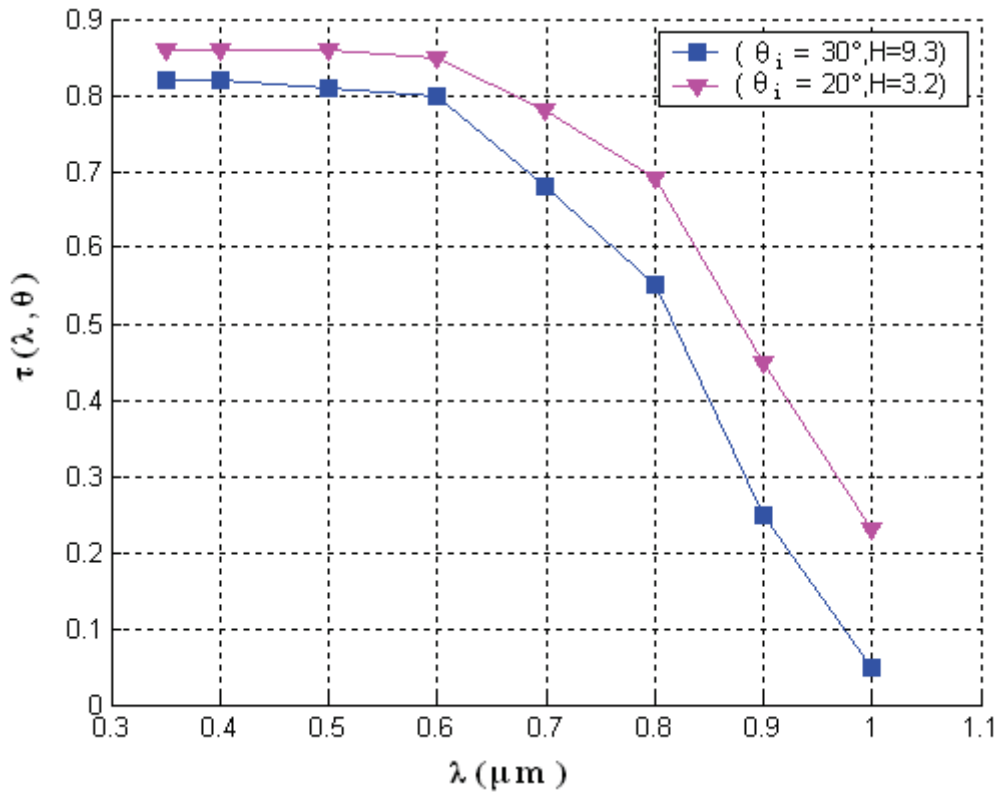


Figure (IV-9) : La transmission $\tau(\lambda, \theta_i)$ en fonction de la longueur d'onde

La transmission des rayons lumineux à travers les tubes en verre avec différentes épaisseurs est indiquée dans la figure (IV-17), le verre laisse passer 84% de l'énergie lumineuse en provenance du soleil. Tout en augmentant la valeur l'épaisseur du verre on remarque que la transmission diminue.

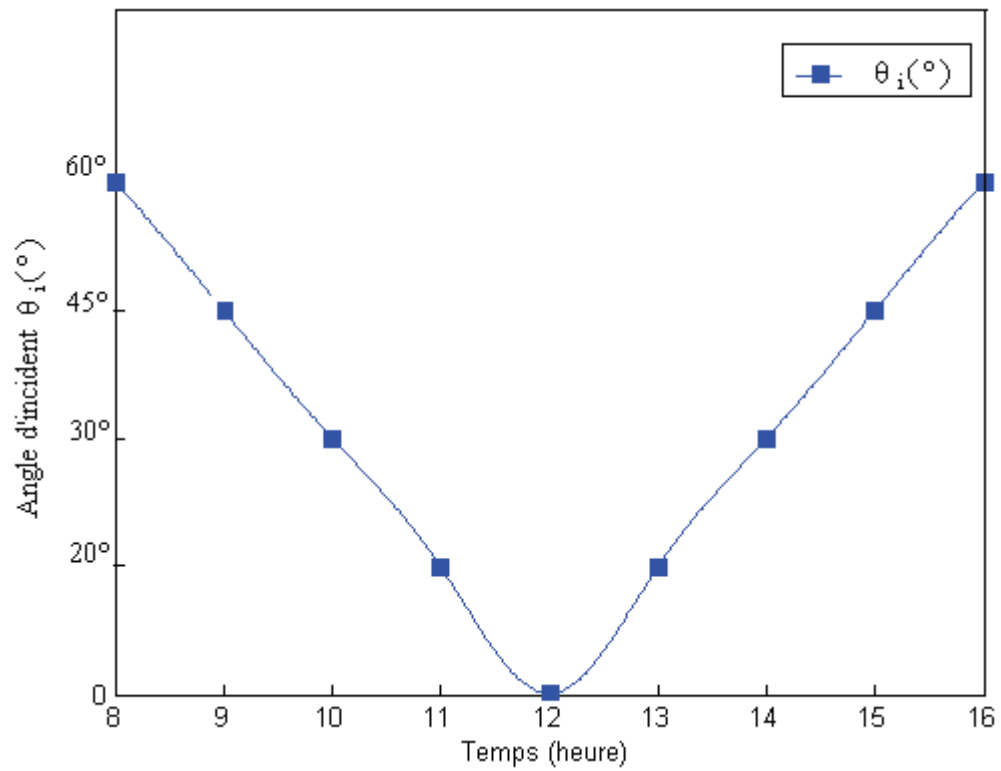


Figure (IV-10) : Variation de l'angle incident en fonction du temps.

Cette figure présente la variation de l'angle incident en fonction du temps. Cette variation dépend à l'angle horaire w , la déclinaison δ , latitude de lieu \varnothing , inclinaison du capteur β , azimuth du capteur γ .

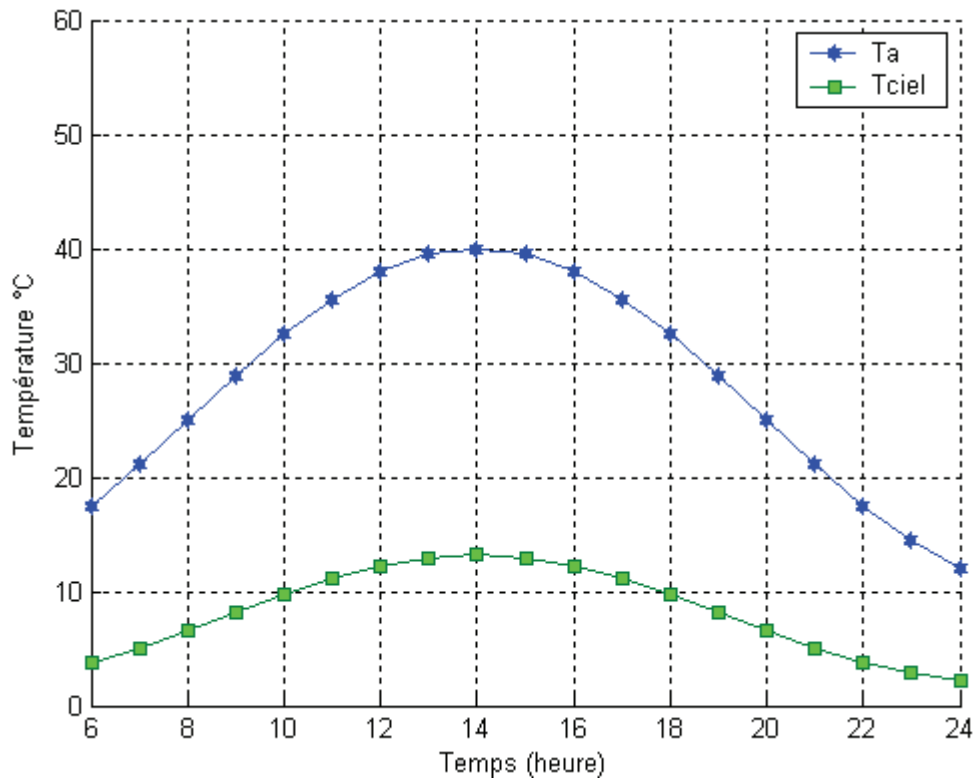


Figure (IV-11) : Variation de la température T_a et T_{ciel} en fonction du temps

On remarque que les températures « T_a » et « T_{ciel} » ont la même allure et atteignent le maximum entre 13h et 14h, ce comportement peut s'expliquer par la relation de ANNEXE /C, dont la température du ciel « T_{ciel} » dépend de la température ambiante.

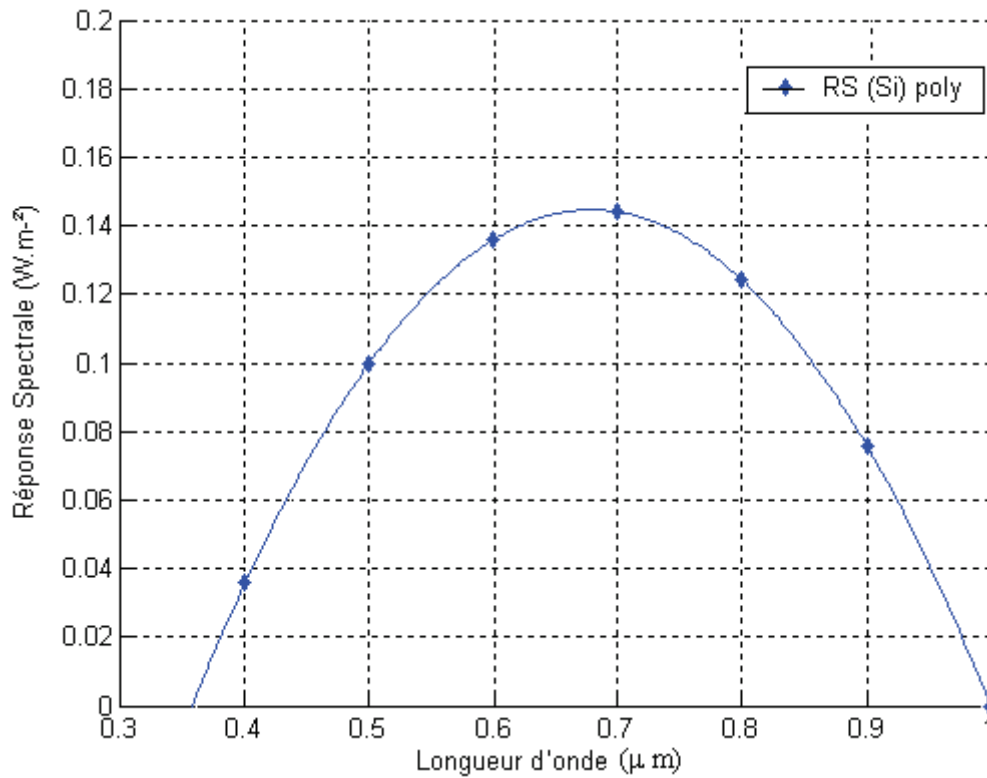


Figure (IV-12) : Réponse spectrale du Silicium Polycristallin.

Pour le silicium Polycristallin l'interpolation polynomiale nous donne la loi polynomiale suivante :

$$SR(\lambda)_{poly} = -0.5 + 1.9.\lambda - 1.4.\lambda^2$$

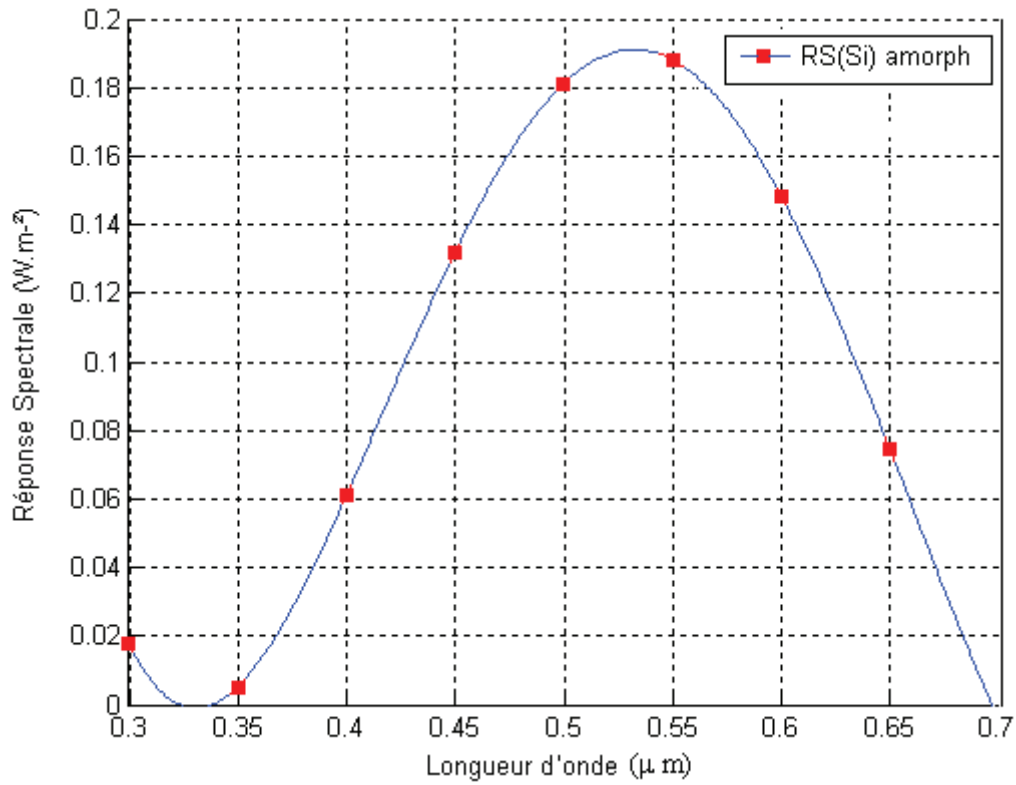


Figure (IV-13) : Réponse spectrale du Silicium Amorphe.

Pour le silicium amorphe l'interpolation polynomiale nous donne la loi polynomiale suivante :

$$SR(\lambda)_{amorphe} = 6.6 - 57.8.\lambda + 180.4.\lambda^2 - 235.8.\lambda^3 + 109.7.\lambda^4$$

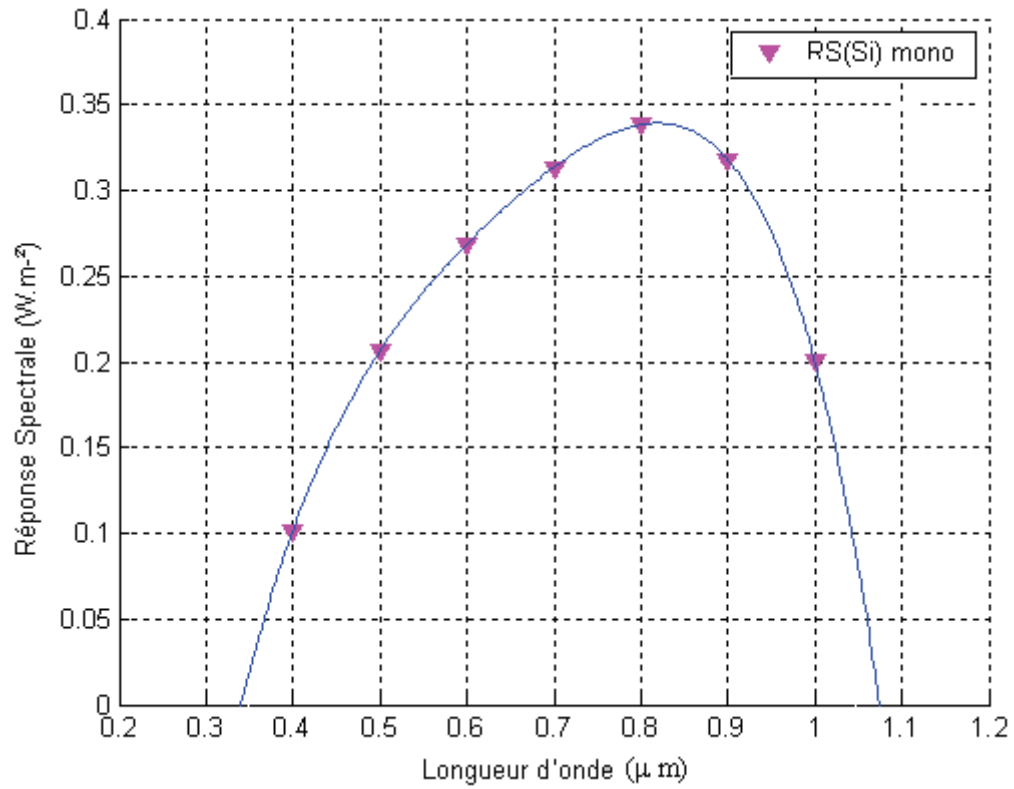


Figure (IV-14) : Réponse spectrale du Silicium monocristallin

Pour le silicium monocristallin l'interpolation polynomiale nous donne la loi polynomiale suivante :

$$SR(\lambda)_{mono} = -2.1 + 12.6.\lambda - 26.9.\lambda^2 + 27.1.\lambda^3 - 10.5.\lambda^4$$

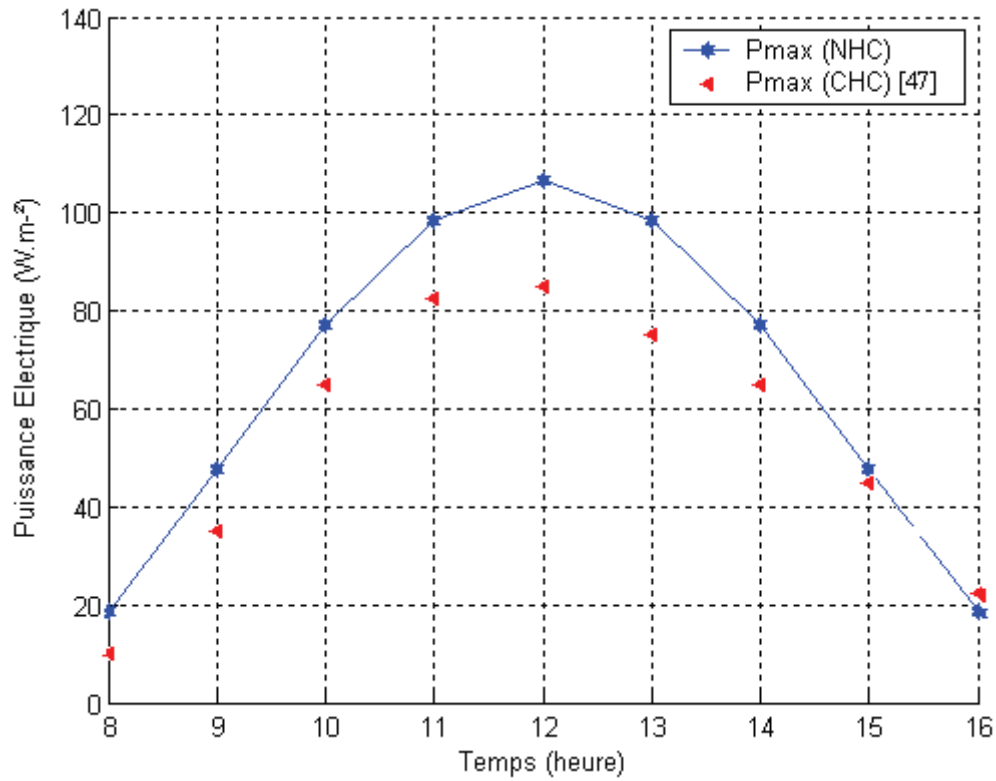


Figure (IV-15) : Variation de la puissance électrique maximale en fonction du temps

Cette figure présente la variation de la puissance électrique délivrée par la cellule monocristalline.

Puissance extraite des cellules dans le Nouveau collecteur hybride NHC est plus élevée que dans le cas du collecteur hybride conventionnel CHC.

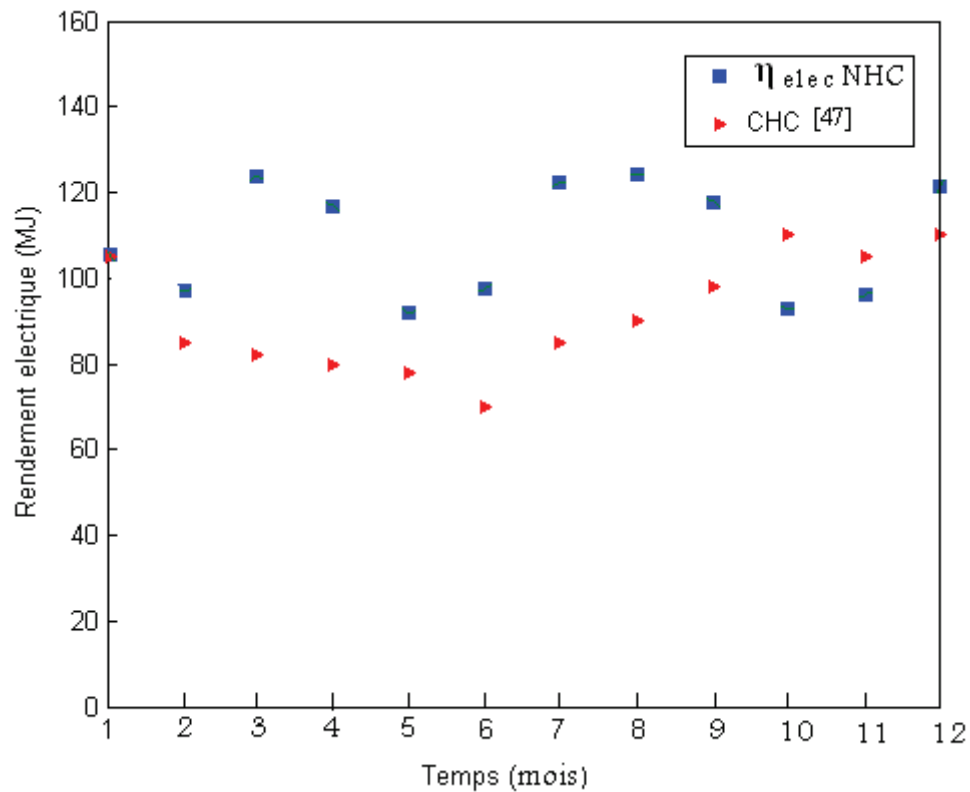


Figure (IV-16) : variation du rendement électrique pour NHC pendant l'année

Le NHC présente un meilleur rendement électrique par rapport à celui dans le cas du CHC.

Le rendement électrique des cellules solaires est en fonction de :

1. l'insolation sur la surface des cellules.
2. Température de la cellule solaire.

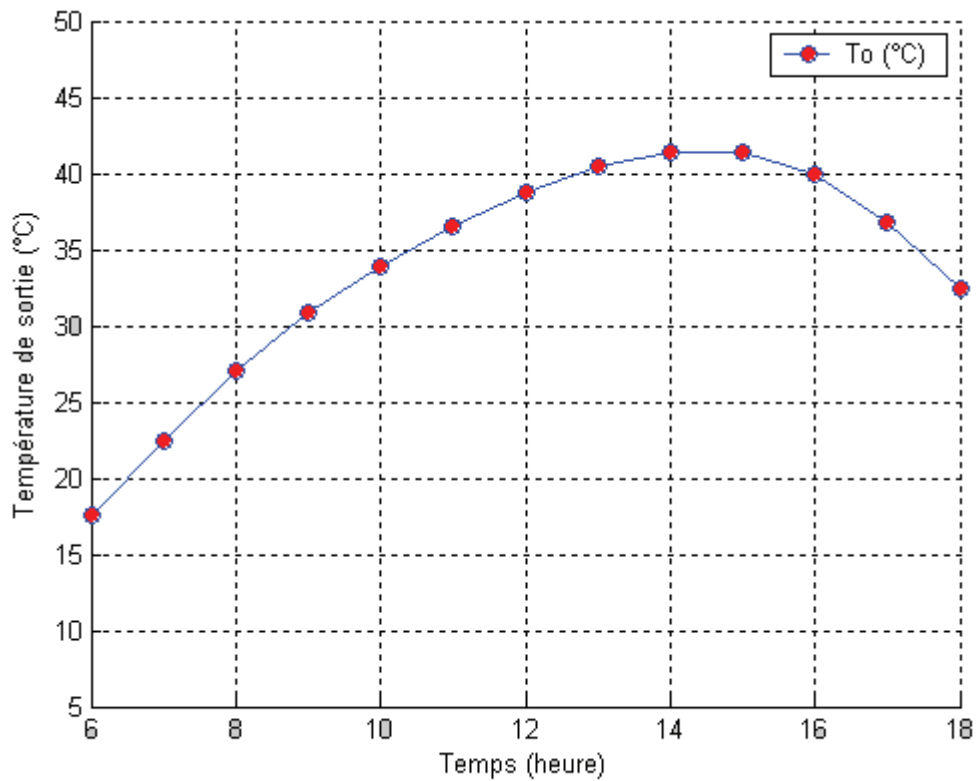


Figure (IV-17) : Variation de la Température de sortie de l'eau en fonction du temps

La température de l'eau augmente avec l'augmentation du l'ensoleillement, pour une température d'entrée égale à 17.5°C il atteint une valeur maximum égale à 42°C .

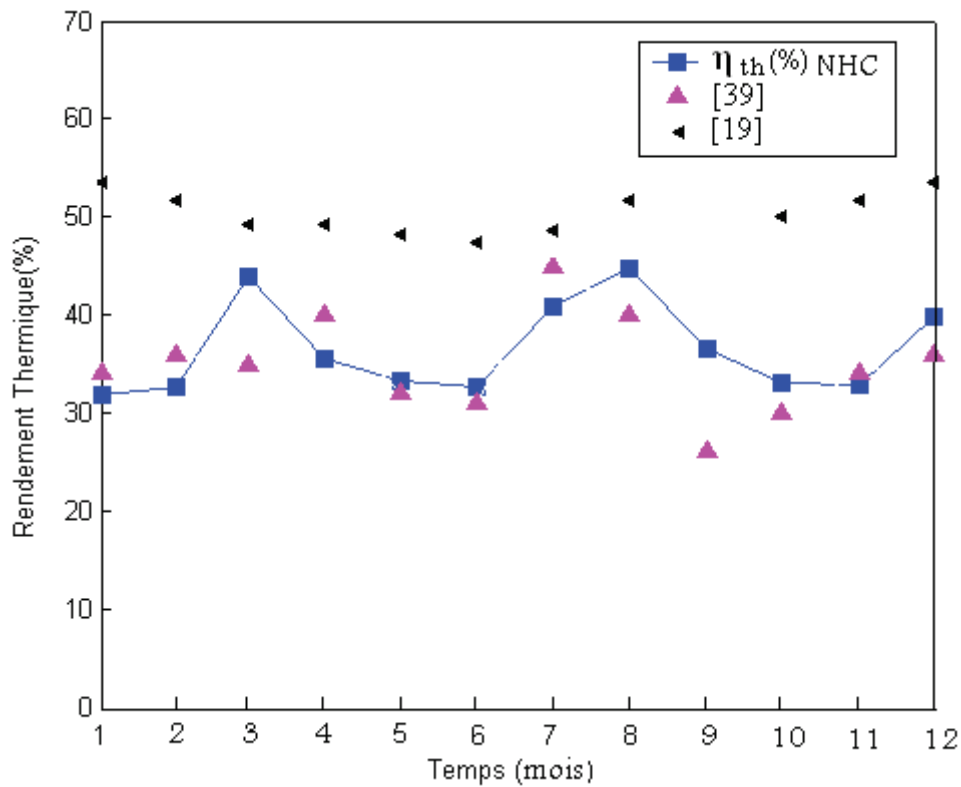


Figure (IV-18): variation du rendement thermique pour NHC pendant l'année

Les fluctuations du rendement thermique dans le collecteur hybride NHC se traduit par :

1. Les pertes thermiques très élevées dans le NHC en raison de l'absence de couverture de verre qui a le rôle de réduire les pertes en chaleur.
2. L'absence d'une plaque métallique au niveau du NHC qui a une résistance thermique joue le rôle d'un absorbeur et permet de chauffer les cellules et transformer cette chaleur à l'eau.

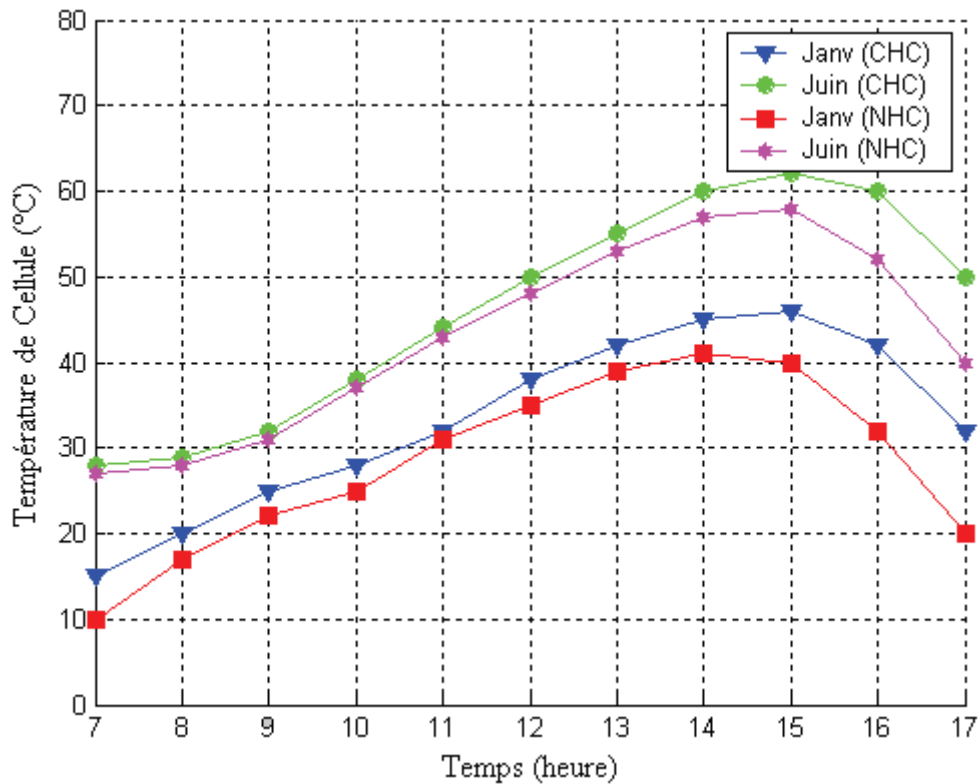


Figure (IV-19): Evaluation de la température des Cellules solaire T_c durant Juin et Janvier pour les deux Collecteurs CHC et NHC.

- Les cellules dans ces deux collecteurs sont exploitées à basse température.
- La température de la cellule pour le CHC est plus élevée que dans le cas du NHC.

Pour le NHC :

- ✓ Perd une haute quantité de chaleur à l'ambiante par l'absence de couvercle en verre
- ✓ La température des cellules est abaissée.
- ✓ L'extraction de la chaleur à l'aide d'une circulation d'un fluide.

Par conséquent on aura l'avantage d'une Amélioration du rendement électrique

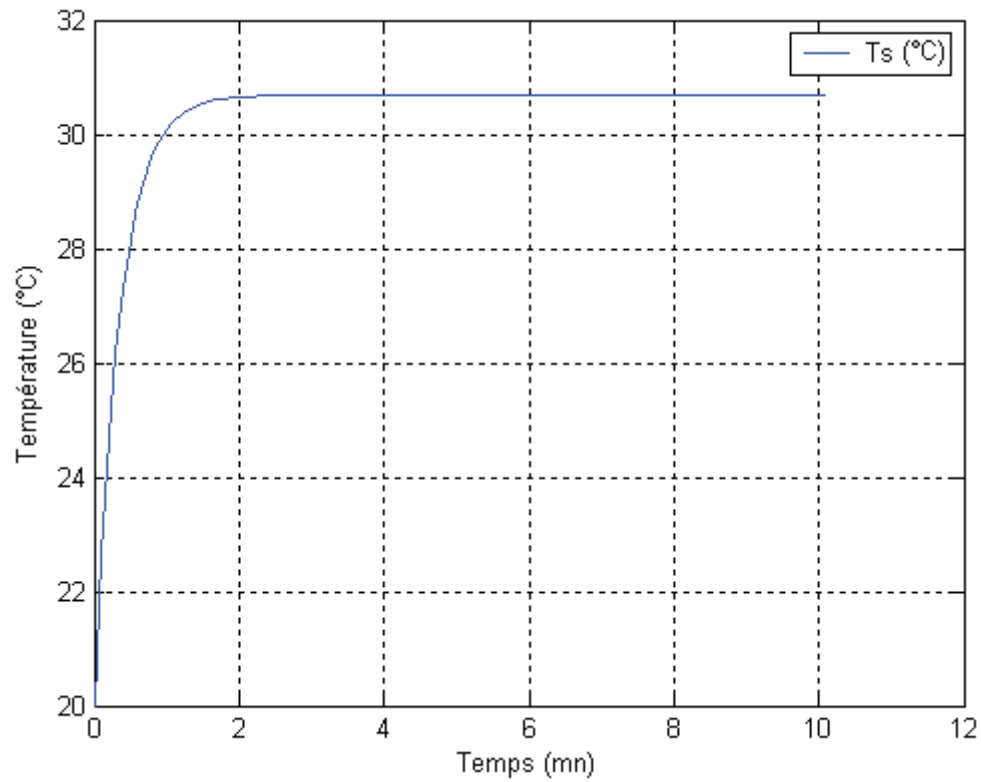


Figure (IV-20) : Variation de la température T_s en fonction du temps.

Cette figure représente la variation de la température dans le réservoir en fonction du temps, cette température varie avec la température arrivée du collecteur et la température d'alimentation du réservoir.

La température de réservoir à l'instant t_{i+1} , peut être obtenue si la température à l'instant t_i est connue.

Exemple :

Sur une surface S donnée on installe sur $S/2$, soit la moitié, un collecteur thermique avec un rendement η_{TCT} . L'autre moitié $S/2$ est occupée par un générateur PV avec un rendement $\eta_{elecPVC}$.

Pour une même surface S on pourra installer sur une première moitié un collecteur NHC et un deuxième sur l'autre moitié avec chacun son rendement global.

$$\eta_{TNHCt} = \frac{Q}{G} = \frac{Q_1 + Q_2}{G} = \frac{Q_1}{G} + \frac{Q_2}{G}$$

Q : l'énergie thermique récupérée par les deux collecteurs NHC ensemble [W/m^2].

G : le rayonnement solaire [W/m^2].

Q_1, Q_2 : l'énergie récupérée par chaque collecteur NHC.

Supposant que les deux collecteurs NHC sont parfaitement identique donc :

$$Q_1 = Q_2$$

L'expression précédente sera :

$$\eta_{TNHCt} = 2 \cdot Q_1 / G$$

$$\eta_{TNHCt} = 2 \cdot \eta_{TNHC}$$

Même que pour le rendement électrique on peut écrire :

$$\eta_{elecNHCt} = 2 \cdot \eta_{elecNHC}$$

On peut généraliser le cas et on conclue que :

- Pour une surface qui contient un nombre N de collecteur NHC le rendement thermique et électrique sont respectivement donnés comme suit :

$$\eta_{TNHCt} = N \cdot \eta_{TNHC}$$

$$\eta_{elecNHCt} = N \cdot \eta_{elecNHC}$$

COMME...

$$\eta_{TNHC} \cong \eta_{TCT}$$

$$\eta_{elecNHC} \cong \eta_{elecPVC}$$

Donc on obtient respectivement :

$$\eta_{TNHCt} = N.\eta_{TCT}$$

$$\eta_{elecNHCt} = N.\eta_{elecPVC}$$

Donc le NHC présente un très bon facteur rentabilité /coût d'investissement en comparaison avec les collecteurs conventionnels.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté l'étude d'un nouveau collecteur hybride, où les différents paramètres qui influent sur le rendement électrique et thermique sont étudiés, une comparaison a été faite entre le collecteur hybride conventionnel et le nouveau collecteur hybride permet de présenter les meilleures performances.

Le capteur PV-T est un capteur hybride photovoltaïque et thermique. Il réunit un capteur photovoltaïque pour la production d'électricité et un capteur thermique pour la production d'énergie calorifique dans le même cadre.

Le capteur PV-T permet une performance effective supplémentaire sur la partie photovoltaïque grâce au refroidissement des modules, comparé à un capteur PV traditionnel. Pour améliorer le rendement il devient évident que le refroidissement des capteurs permet un accroissement du rendement.

La diminution de température de cellule et les longueurs d'ondes absorbées par l'eau augmentent les performances de NHC.

Conclusion générale

L'exploitation d'une source d'énergie permanente, non polluante et gratuite justifie notre intérêt quand à l'exploitation des systèmes solaires. Deux filières importantes d'exploitation de l'énergie solaire existent dans ces systèmes.

- Celle qui consiste en une conversion directe d'énergie solaire en une énergie électrique ; c'est la filière électrique.
- Celle qui consiste en une conversion de l'énergie solaire en une énergie thermique exploitable directement ou convertible en une énergie mécanique et/ou électrique en second lieu.

Chacune de ces filières nécessite l'utilisation d'un générateur ou capteur d'énergie, lequel présente des avantages et des inconvénients qui ont un effet direct sur le rendement obtenu.

Nous nous sommes intéressé au gain d'espace par l'exploitation simultanée de deux énergies, électrique à travers le générateur photovoltaïque et l'énergie thermique ; qui est dissipée habituellement dans l'air ambiant ; dans un capteur thermique, d'où la création du collecteur hybride PV/T. ce dernier bien qu'il présente de meilleures performances globales par rapport au générateur photovoltaïque classique, reste imparfait dans beaucoup de points, notamment les problèmes d'isolation électrique et de bonne conductivité thermique simultanément, qui pourraient causer des court circuits dans les connections séries. Et sans oublier le coût d'un tel générateur avec une plaque en (Cu ou Al) qui assure la conduction électrique et l'absorption thermique au même temps.

Dans notre travail on a proposé un nouveau modèle de collecteur hybride PV/T, dans lequel les problèmes du conventionnel sont évités. Avant de présenter la simulation du nouveau modèle empirique, on a développé des notions sur l'aspect énergétique et géométrique du gisement solaire.

Une étude de simulation comparative a été faite dans le cas du générateur photovoltaïque et capteur thermique séparément, permettant la mise en évidence des pertes thermiques susceptibles d'être exploités ultérieurement.

Une modélisation empirique de collecteur hybride conventionnel nous a permis la confirmation de la faisabilité d'une telle conception et va constituer une base de comparaison et éventuellement une validation de nos résultats.

Pour le NHC, une étude optique s'impose, l'avantage d'une telle structure est que la condition de bonne conductivité électrique n'est plus nécessaire étant donné qu'elle n'existe plus. Seule la condition de bonne conductivité thermique doit être réalisée, ce qui ne doit poser aucun problème.

Rappelons également que l'élément de comparaison le plus significatif est le rendement global et dans ce cas il représente le double du rendement du module conventionnel.

La chaleur extraite pourrait alors être utilisée pour chauffer de l'eau ou être transformée en une autre énergie (mécanique ou électrique), de même pourrait aider à éviter le problème de "hot spot" dans le générateur photovoltaïque, On augmenterait ainsi le rendement électrique du capteur et exploiter l'énergie thermique recueillie.

L'étude a été faite sur la météorologie propre à la région de Constantine durant le 15 Juin, qui était choisi comme le jour de calcul.

Les coordonnées de cette région sont :

Altitude : 687 m.

Latitude : 36°17'.

Longitude : 6°37'.

Albédo : 0.2.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Ch. Perrin, Ch. Vauge « Le Gisement Solaire » Technique et documentation (Lavoisier) 1982.
- [2] : [http://www.Chez.com/rpauchet/la page TIPE/html/ TIPE phy. Html](http://www.Chez.com/rpauchet/la%20page%20TIPE/html/TIPE%20phy.html).
- [3] : Jacques BERNARDS, « Energie solaire Calculs et optimisation » Aout 2004 France.
- [4] : R. Bernard, G. Mengy, M. Schwarz « le rayonnement solaire conversion thermique et application » 2^{ème} édition augmenté technique et documentation Lavoisier/ 1980.
- [5] : Delorme claud « le rayonnement solaire » Cours 1^{ère} année PG énergétique à Constantine en collaboration avec l'université de Paris XI et compagne/dec 1981.
- [6] : Michel Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, OPU, Alger (Algérie), 1985.
- [7] : N. Robinson « Solar radiation » Elsevier Amsterdam/1966.
- [8] : M. P Thekaekara « The energy crises and energy from the sun » chap 2, M.P Thekaekara date on incident solar energy Inst of environmental Sci Mouent project, Illinois/ 1974.
- [9] : N. Kadem et F.K Benabdelaziz, Etude du rendement optique du capteur d'un chauffe eau solaire, SIRE 5, Bechar, Novembre 2000.
- [10] : W. Palz « L'électricité solaire » Dunod / 1981.
- [11] : M.Bailly « Thermodynamique technique » Bordas /1982.
- [12] : D. K. Edwards, « capteurs solaires », SCM, Paris, 1985.
- [13] : le rayonnement solaire, conversion thermique et application technique et documentation, Paris 1980.
- [14] : Jean Mare Rajois. Ingénieur de l'école supérieur d'optique hélithermicien conseil « Installation solaire à capteur plan » B268 pp1-5/1980.
- [15] : Jack Robert « convertisseurs directs d'énergie électrique » Technique de l'ingénieur, génie électrique D3 1571/dec 1995.
- [16] : A. Laugier, J.A. Rogier « les photopile solaire » Technique et documentation Lavoisier/1981.
- [17] : Qween Bishop « montage à cellules solaires » Edition Technique et Scientifique française pp 9-12/1983.
- [18] : M.DJERIDA «Simulation Numérique de panneaux photovoltaïques comprenant des effets thermiques dynamiques »mémoire de magister 2002.

- [19] : GUITOUNI Salima «Modélisation Numérique d'un Nouveau Collecteur Photovoltaïque/Photo thermique » mémoire de magister 2000.
- [20] : C.A. Miminig, A. Garcia, Edward F Cuddihy « Thermal and optical performance encapsulation systems for flat plate photovoltaic modules »CH 164-4/81/000-0750 00.75C. IEEE pp 750-755/ 1981.
- [21] : Smith W.J « Modern optical Engeneering », Me Grow Hill New York, pp 167-169-170/ 1966.
- [22] : H. Field, solar Cell Spectral reponse measurement errors related to spectral band width and chopped light waveform, Presented at the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 29B October 3, 1997, Anaheim, California
- [23] : Sparrow E.M and kk tien « Forced convection heat transfert at an inclined and yawed square photo-application to solar collected » trams, ASME (J. Heat transfert) 99,507/1977.
- [24] : Sparrow E.M , J.W Ramsey and E. A Mass « effect of finite with on heat transfert and fluid flow a bout an inclined rectangled plate treams » ASME (J heat transfert) 101-199/1979.
- [25] : Stulyz, J. W and L. C Wen « Low-cost silicon solar array project thermal performance testing and analysis of photovoltaic modules in natural sunlight » JPL 5101-31, 29/July 1977.
- [26] : Stephan ASTIER B. Flèche, D. Delagnes : « Energie solaire photovoltaïque» Toulouse. juin 2007.
- [27] : Raghuraman and S. D .Hendrie « Analytical prediction of liquid and air photovoltaic/Thermal flat plate collect performance » ASME Paper 80W A/Sol-3.
- [28] : CH. Cox III « Design of solar cells for use in photovoltaic thermal collectors » proceeding of ASME winter annual meeting, Chicago 1 Nov/1980.
- [29] : CH. Cox III er R Raghuraman « Design consideration for flat plate photovoltaic thermal collectors » Solar Energy Vol 35 N° 3,pp 227-241, printed in USA/1985.
- [30] : S. D. Hendrie, P. Raghuraman « A comparison of theory and experiment for photovoltaic thermal collector performance » presented at the 14th IEEE photovoltaic specialist conference, San Diego , CA 7-10 PP 1277-1283 January 1980.
- [31] : H. Bucberg, I. Cotton et D. K. Edwards « Natural convection in enclosed spaces » A review of application to solar energy applications ASME Paper 74 WA/HT-12 New York.
- [32] : J. Zan François Sacadura « Initiation aux transfert thermiques » Technique et documentation Lavoisier/1982.
- [33] : J. A. Duffie et W. A. Beckman « Solar Energy thermal processes » Wiley New York pp76-103-147/1974.
- [34] : W. M. Kays « convective heat and mass transfer » Mc. Grow Hill, Neuw York.

- [35] : M. Sibony et J. Claude Mardon « Systèmes linéaires et non linéaires » Hermann, editeurs des sciences et des Arts 1982.
- [36] : M. D. Siegel, S. A. Klein et W. Beckman « A simplified method estimating the monthly average performance of photovoltaic systems » Solar Energy, Vol 26, p412/1981.
- [37] : D.L. Evans « Simplified method for predicting photovoltaic array » Solar Energy, Vol 27,p55 /1981.
- [38] : D. E. Gray, American institute of physical handbook 3^{ème} edition chapter 6Mc. Greaw Hill, New York/ 1972.
- [39] : Wagdgy .R. Anis «Design of photovoltaic solar systems for tropical climates » Theses de Doctorat .University Catholique Leuven mars 1985.
- [40] : Satinder Pal Singh¹ and S. Ashok², The development of a portable hybrid system simulation model, *Advances Energy Research* (AER – 2006).
- [41] : Y. Tripanagnostopoulos, D. Tzavellas, I. Zoulia, and M. Chortatou Physics Department, University of Patras, Patra 26500, Greece,Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. (2000).
- [42] : K. Touafek, ‘Etude d’un Capteur Solaire Hybride Photovoltaïque Thermique’, Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, (2005).
- [43] : R. Kingslake « applied optics and optical engineering » Academic Press, Vol 1, New York /1965.
- [44] : M. Green « Solar Cells » prentice Hall Inc Engelwood Cliffs, N.J/ 1982.
- [45] : J. H. Watmuff, W.W. Chacters et D. Proctor « Solar and wind induced external coefficients for solar collectors » complexes 2/1977.
- [46] : J. A.Duffie and W.A Beckman, W. (1991). Solar energy thermal processes, 2nd Edition, Wiley, New York.
- [47] : T.T. Chow et al. (2007) “Building-integrated photovoltaic and thermal applications in a subtropical hotel building”, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 23, 2007.

Introduction :

La conception d'un nouveau collecteur hybride consiste à éviter les problèmes posés dans le CHC et pratiquement la réduction du coût, aussi pour les matériaux de soudure d'assemblage doit avoir seulement une bonne conductivité thermique. Une étude optique s'avère nécessaire.

Dans ce chapitre nous proposons une modélisation empirique d'un nouveau collecteur hybride.

IV-1/ Présentation du schéma d'un nouveau collecteur hybride :

La conception du NHC a pour but d'éviter les problèmes mentionnés antérieurement dans le CHC et on tente de réduire le coût du collecteur hybride.

La figure (IV-1) montre une représentation du NHC. Il est composé de tubes en verre rectangulaire et de cellules solaires collées à l'arrière de ces tubes et derrière les cellules il y a un isolant. Le matériau utilisé pour l'assemblage doit être seulement un bon conducteur thermique pour permettre le transfert de chaleur des cellules vers le fluide. Les problèmes de soudures associés au CHC sont évités dans le NHC. [39]

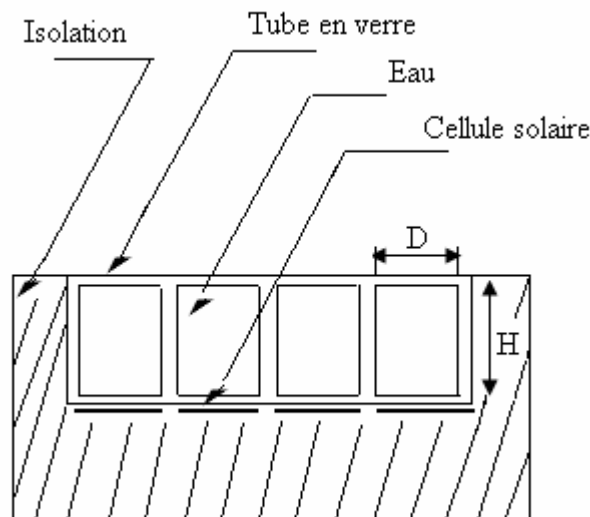


Figure IV-1-a : Schéma descriptif du NHC

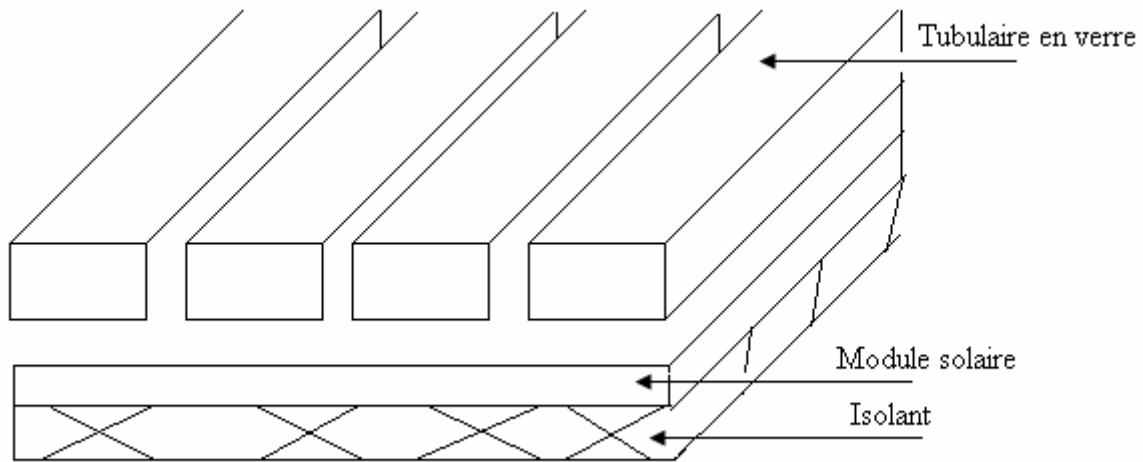


Figure IV-1-b : Coupe longitudinale du NHC

Pour étudier les performances d'un nouveau collecteur hybride, il est impératif d'étudier les différentes traversées du faisceau lumineux à travers les différentes couches jusqu'aux cellules solaires, étant donné la disposition de l'échangeur dans le collecteur.

IV-2/ Etude optique :

La transmission des rayons lumineux à travers le NHC est montrée dans la figure (IV-2).

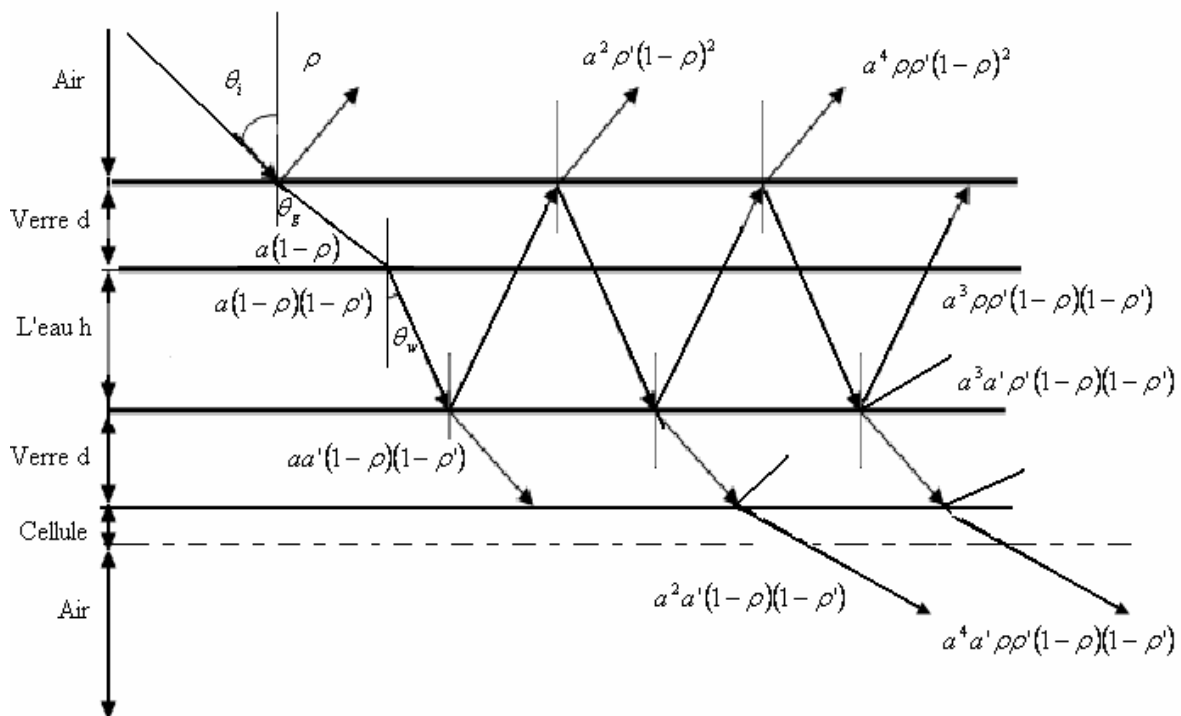


Figure IV-2 : La transmission du rayon solaire à travers le NHC

VI-2-1/ Calcul des réflexions :**VI-2-1-a/ La réflexion de la 1^{ère} interface :**

La réflexion de la 1^{ère} interface séparant l'eau et le verre peut être déterminée pour une lumière non polarisée par les équations de Fresnel [43].

$$\rho = 0,5 \left\{ \left[\frac{\sin(\theta_i - \theta_g)}{\sin(\theta_i + \theta_g)} \right]^2 + \left[\frac{\tan g(\theta_i - \theta_g)}{\tan g(\theta_i + \theta_g)} \right]^2 \right\} \dots\dots\dots (IV-1)$$

θ_i : Angle d'incidence.

θ_g : Angle de réfraction dans le verre.

Avec : $\sin \theta_i = \frac{n_g}{n_0} \sin \theta_g$

n_0 : Indice de réfraction de l'air.

n_g : Indice de réfraction de verre.

VI-2-1-b/ La réflexion du 2^{ème} interface :

La réflexion du 2^{ème} interface séparant le verre et l'eau peut être déterminée pour un angle de réfraction dans l'eau θ_ω [43] comme suit :

$$\rho' = 0,5 \left\{ \left[\frac{\sin(\theta_g - \theta_\omega)}{\sin(\theta_g + \theta_\omega)} \right]^2 + \left[\frac{\tan g(\theta_g - \theta_\omega)}{\tan g(\theta_g + \theta_\omega)} \right]^2 \right\} \dots\dots\dots (IV-2)$$

L'eau et le verre tous les deux absorbent la lumière, ainsi on a deux paramètres à définir qui sont a , a' :

$$a = \exp(-\alpha'_g \cdot L_g) ; \quad a' = \exp(-\alpha'_\omega \cdot L_\omega)$$

α'_g : Coefficient d'absorption de verre.

α'_ω : Coefficient d'absorption d'eau.

L_g : distance parcourue par le rayon lumineux à travers le verre.

$$L_g = d / \cos \theta_g$$

L_ω : distance parcourue par le rayon lumineux à travers l'eau.

$$L_\omega = h / \cos \theta_\omega$$

VI-2-2/ La réflexion de la nappe supérieure :

La réflexion de la nappe supérieure peut être écrite suivant la figure (IV-2) comme suit :

$$\begin{aligned} R_{g\omega a} &= \rho + \rho' a^2 (1 - \rho)^2 + \rho'^2 \rho a^4 (1 - \rho)^2 + \dots \\ &= \rho + \rho' a^2 (1 - \rho)^2 [1 + a^2 \rho \rho' + \dots] \end{aligned}$$

$$R_{g\omega a} = \rho + \left\{ \rho' a^2 (1 - \rho)^2 / (1 - a^2 \rho \rho') \right\} \dots \dots \dots (IV-3)$$

Si $\rho = \rho'$ l'expression (IV-3) devient :

$$R_g = \rho + \left\{ \frac{a^2 \rho (1 - \rho)}{1 - a^2 \rho^2} \right\}$$

VI-2-3/ Calcul de la transmission:

La transmission à travers la nappe supérieure en verre est déterminée suivant la figure (IV-2) comme suit :

$$\tau_{g\omega a} = (1 - \rho)(1 - \rho') a / (1 - a^2 \rho \rho') \dots \dots \dots (IV-4)$$

Si $\rho = \rho'$ donc (IV-4) sera :

$$\tau_{g\omega a} = (1 - \rho)^2 a / (1 - a^2 \rho^2)$$

La lumière transmise à travers les deux couches de verre inférieure et de l'eau, τ_F est donnée à partir de la figure (IV-2) :

$$\begin{aligned} \tau_F(\lambda, \theta_i) &= a^2 a' (1 - \rho)^2 (1 - \rho')^2 [1 + \rho'^2 a^2 + \dots] \\ \tau_F(\lambda, \theta_i) &= a^2 a' (1 - \rho)^2 (1 - \rho')^2 / (1 - \rho \rho' a^2) \dots \dots \dots \end{aligned} \quad (IV-5)$$

VI-2-4/ Calcul de l'absorption :

L'absorption dans la plaque du verre supérieure :

$$\alpha_{gu}(\lambda) = 1 - R_{g\omega\omega} - \tau_{g\omega\omega} \dots \dots \dots (IV-6)$$

Donc :

$$\alpha_{gu}(\lambda) = 1 - [a(1 - \rho)(1 - \rho' + \rho'a - \rho\rho'a)] / (1 - \rho\rho'a^2) \dots \dots \dots (IV-7)$$

L'absorption dans le vitrage inférieure est donnée par :

$$\alpha_{gl}(\lambda) = a(1 - \rho)(1 - \rho')[1 - a'a(1 - \rho)(1 - \rho')] / (1 - \rho\rho'a^2) \dots \dots \dots (IV-8)$$

VI-3/ Etude énergétique :

Le nouveau collecteur hybride contient le collecteur thermique et les cellules solaires, donc le bilan énergétique du NHC doit être étudié en deux parties.

VI-3-A/ Rendement électrique :

Si les surfaces des cellules solaires comprennent une couche anti – reflet cela implique que la réflexion lumineuse à la surface du module est négligée.

En considérant ces hypothèses :

- ✓ la somme de l'énergie transmise par les tubes sera absorbée par les cellules.

VI-3-A-1/ Calcul de courant de court circuit :

Le courant de court circuit noté $I_{sc}(\theta_i)$ à un angle d'indice θ_i de rayon de rayon solaire est donné :

$$I_{sc}(\theta_i) = \int_0^{+\infty} SR(\lambda)G(\lambda)\tau_F(\lambda, \theta_i)\cos\theta_i d\lambda \dots \dots \dots (IV-9)$$

Où :

$SR(\lambda)$: représente la réponse spectrale des cellules solaires.

$G(\lambda)$: l'éclairement solaire monochromatique.

VI-3-A-2/ Calcul de la tension de circuit-ouvert :

La tension de circuit-ouvert est donnée par :

$$V_{oc}(\theta_i) = V_T \text{Ln} \left[\frac{I_{SC}(\theta_i)}{I_0} \right] \dots\dots\dots (IV-10)$$

Où :

V_T : Voltage thermique.

I_0 : courant de saturation.

VI-3-A-3/ Calcul de facteur de forme :

Le facteur de forme est relié au $V_{oc}(\theta_i)$ et V_T par la formule approximative de Green.

[44]

$$FF(\theta_i) = FF_0(\theta_i) [1 - r_s(\theta_i)] \dots\dots\dots (IV-11)$$

$$FF_0(\theta_i) = \frac{\frac{V_{oc}}{V_T} - \text{Ln} \left[0,72 + \frac{V_{oc}}{V_T} \right]}{\frac{V_{oc}}{V_T} + 1}$$

$$r_s(\theta_i) = \frac{R_s \cdot I_{SC}}{V_T}$$

Où

R_s : représente la résistance série des cellules.

VI-3-A-4/ Calcul de la puissance électrique maximale :

La puissance électrique maximale extraite des cellules à une angle d'incidence donnée θ_i est notée par P_{\max} est donnée comme suit :

$$P_{\max}(\theta_i) = I_{SC}(\theta_i) V_{oc}(\theta_i) FF(\theta_i) \dots\dots\dots (IV-12)$$

VI-3-A-5/ Calcul de la puissance électrique journalière :

La puissance électrique journalière extraite des cellules est donnée par :

$$E_d = 2 \int_0^T P_{\max}(\theta_i) dt \dots\dots\dots (IV-13)$$

VI-3-A-6/ Calcul de rendement électrique journalier :

Le rendement électrique journalier du NHC est donné comme suit :

$$\eta_c = E_d / G \dots\dots\dots (IV-14)$$

Où

G : représente l'énergie solaire journalière totale reçue par le collecteur.

$$G = 2 \int_{\theta_{\min}}^{T/2} \int_0^{\infty} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda d\theta_i \dots\dots\dots (IV-15)$$

VI-3-B/ Etude thermique :

En considérant les hypothèses suivantes :

- Régime établi.
- Le temps au sol est pris égale à Ta.
- Le ciel est considéré comme un corps noir.

Dans le nouveau collecteur hybride la chaleur est transférée à l'eau par trois différents mécanismes :

- ❖ l'absorption directe du rayon solaire par l'eau notée par $q_a(\theta_i)$.
- ❖ la convection à partir des cellules chaudes à travers la plaque de verre inférieure des tubes notée par $q_c(\theta_i)$.
- ❖ la convection à partir de la plaque de verre à l'eau.

VI-3-B-1/ Calcul de quantité de chaleur absorbée par les plaques :

Puisque la réflexion sur l'interface verre-eau est négligée donc $q_a(\theta_i)$ peut être écrite comme suit :

$$q_a(\theta_i) = \int_0^{\infty} [(1 - \rho)(1 - \rho') / (1 - \rho\rho'a^2)] (1 - a') G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda \dots\dots\dots (IV-16)$$

VI-3-B-2/ Calcul de quantité de la chaleur absorbée par les cellules :

Puisque on a déjà supposé que la surface des cellules est couverte par une couche anti reflet qui implique que les cellules absorbent la totalité d'énergie incidente est la convertissent partiellement en une énergie électrique et le reste de l'énergie est convertie en une quantité de chaleur qui augmente le température des cellules T_c ...

La chaleur absorbée par les cellules $q_c(\theta_i)$ est donnée :

$$q_c(\theta_i) = \int_0^{\infty} \tau_T(\theta_i) \cos \theta_i G(\lambda) [1 - V_{oc} \cdot FF \cdot SR(\lambda)] d\lambda \dots\dots\dots (IV-17)$$

VI-3-B-3/ Calcul de quantité de la chaleur absorbée par les plaques en verre:

L'énergie absorbée par les plaques en verre inférieure et supérieure est donnée respectivement par :

$$q_{gl}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gl} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda \dots\dots\dots (IV-18)$$

et

$$q_{gu}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gu} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda \dots\dots\dots (IV-19)$$

VI-4/ Détermination des différentes quantités de chaleurs échangées dans les différentes couches :

Pour la détermination des différentes quantités de chaleurs échangées dans les différentes couches, un circuit thermique équivalent s'impose équivalent du NHC, indiqué dans la figure (IV-3).

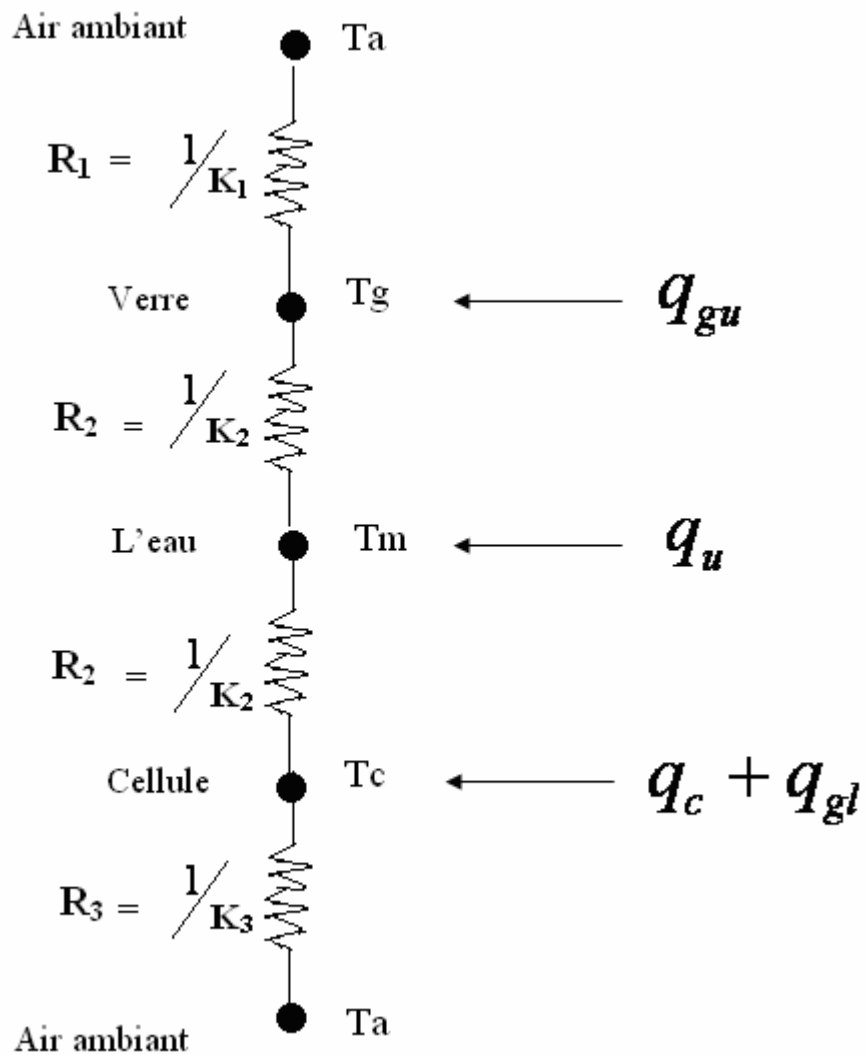


Figure IV-3 : Circuit thermique équivalent de NHC

IV-4-1/ Les différents modes de transferts de chaleur :**IV-4-1-a/ Le rayonnement :**

Ce mode de transfert ne nécessite pas la présence d'un milieu matériel, on s'intéresse uniquement aux échanges radiatifs.

IV-4-1-b/ La convection :

La convection est la propagation de la chaleur dans un fluide en mouvement. La transmission de chaleur s'effectue par l'action combinée de la conduction au sein du fluide et du mouvement du fluide. La conduction intervient donc dans la convection mais le mouvement du fluide entraîne des lois différentes d'un phénomène de conduction sans déplacement de matière.

On parlera de :

- convection forcée quand le mouvement du fluide s'effectue grâce à des forces externes (pompe, ventilateur, agitateur).
- convection naturelle quand le mouvement s'effectue sous l'influence de différences de densités dues à des différences de températures au sein du fluide.

Pour le calcul du coefficient de transfert thermique par convection il faut d'abord déterminer les nombres suivants :

Les nombres de Nusselt, Prandtl et Reynolds qui caractérisent respectivement :

L'échange thermique, les propriétés thermiques du liquide et le régime d'écoulement du liquide.

IV-4-1-c/ La conduction :

La conduction est la propagation de la chaleur de molécules à molécules (ou d'atomes à atomes ou d'ions à ions) dans un corps ou dans plusieurs corps contigus sans qu'il y ait mouvement de ce milieu.

La densité du flux thermique à travers une surface élémentaire, est liée au gradient de température, donné par la loi de Fourier. $\Phi(w/m^2) = -\lambda \cdot \overline{grad}(T)$.

Dans notre cas la conduction est négligée.

IV-4-2/ Calcul des différents coefficients de transfert thermique :**IV-4-2-a/ la résistance thermique R1:****IV-4-2-a-1/ Calcul de coefficient d'échange par rayonnement :**

Il s'agit d'échanges radiatifs entre la vitre à T_G et le ciel à la température T_C que l'on peut calculer par la formule empirique suivante (relation Swinbank) : [3]

$$T_C = 0,0552.T_a^{1,5} \dots\dots\dots(IV-20)$$

En considérant le ciel comme un corps noir, la puissance échangée par rayonnement est donnée par :

$$Q = h_r(T_G - T_a) = \varepsilon_c \cdot \sigma(T_G^4 - T_\infty^4) \dots\dots\dots(IV-21)$$

$$h_r = \frac{\varepsilon_c \cdot \sigma(T_G^4 - T_\infty^4)}{(T_G - T_a)} \dots\dots\dots(IV-22)$$

Avec :

ε_c : Coefficient d'émission infrarouge de la vitre.

σ : Constante de Stefan.

IV-4-2-a-2/ Calcul de coefficient d'échange par convection entre la vitre et l'extérieur :

Lorsque un vent souffle parallèlement au capteur, il existe une corrélation empirique qui permet d'avoir une idée du coefficient d'échange par convection forcée en fonction de la composante : [45,3]

$$h_c = 5,7 + 3,8.w \dots\dots\dots(IV-23)$$

On déduit :

$$R_1 = \frac{1}{h_c + h_r} \quad [^\circ\text{C}/(\text{W.m}^2)]$$

IV-4-2-b/ Calcul de la résistance thermique R2:**IV-4-2-b-1/ Calcul de coefficient d'échange thermique par convection forcée :**

Le coefficient de transfert de chaleur entre l'eau et le verre est composé de résistance de conductivité thermique du verre et la chaleur transférée par convection entre le verre et l'eau. L'échange de chaleur entre le tube et l'eau se fait par convection forcée.

On calcule le nombre de Reynolds (laminaire ou turbulent).

$$Re = \frac{\rho.V.D}{\mu} = \frac{V.D}{\nu} \dots\dots\dots(IV-24)$$

ρ : masse volumique (kg/m³).

V : vitesse moyenne du fluide (m/s).

D : diamètre de conduite (m).

μ : viscosité dynamique (kg/ms).

ν : viscosité cinématique (m²/s).

$$\dot{m} = \rho S V \dots\dots\dots(IV-25)$$

Avec :

\dot{m} : Débit massique.

S : section.

Dans le cas où la conduite n'est pas circulaire, on remplace le diamètre D par le diamètre hydraulique D_h donné par l'expression suivante :

$$D_h = \frac{4.S}{\chi} \dots\dots\dots(IV-26)$$

χ : Périmètre mouillé.

Dans le cas d'une section droite rectangulaire ($a \times b$) :

$$\chi = 2.(a + b)$$

$$S = axb$$

Et :

$$D_h = 4 \frac{axb}{2(a+b)} = 2 \frac{axb}{a+b}$$

Dans le cas d'un écoulement laminaire : ($Re < 2100$).

- Si on suppose le flux thermique Q constant, on a la relation suivante : **[46,3]**

$$h = 4,36 \cdot \frac{\lambda}{D} \dots\dots\dots(IV-27)$$

Avec :

$$N_u = 4,36$$

λ : Conductivité thermique de l'eau à la température \bar{T}_f .

D : diamètre hydraulique.

- Si on suppose la température constante : **[46,3]**

$$h = 3,66 \cdot \frac{\lambda}{D} \dots\dots\dots(\text{IV-28})$$

Avec :

$$N_u = 3,66$$

Dans le cas d'un écoulement turbulent, $Re > 10000$

$$h = 0,023 \frac{\lambda}{D} Re_D^{0,8} Pr^{0,4} \dots\dots\dots(\text{IV-29})$$

IV-4-2-b-2/ La résistance de conductivité thermique du verre :

Elle est donnée par la formule suivante :

$$R = \frac{1}{h'} = \frac{ep_v}{\lambda_v} \dots\dots\dots(\text{IV-30})$$

Avec :

λ_v : Conductivité du verre.

ep_v : Épaisseur du verre.

$$R_2 = \frac{1}{h + h'}$$

IV-4-2-c/ Calcul de la résistance thermique R3 :

- ❖ On suppose que le contact entre les cellules et la plaque inférieure en verre est thermiquement parfait :

Pour l'isolant, la température est proche de la température ambiante T_a .

$$h_i = \frac{\lambda_i}{ep_i} \dots\dots\dots(\text{IV-31})$$

Avec :

λ_i : Conductivité thermique de l'isolant.

ep_i : Épaisseur de l'isolant.

VI-4-3/ Calcul de la quantité de chaleur absorbée par l'eau :

On suppose que le contact entre les cellules et la plaque inférieure en verre est thermiquement parfait.

La conduite thermique de NHC est caractérisée par les équations suivantes :

$$q_{gu} = (T_G - T_a)K_1 - (T_m - T_G)K_2 \dots\dots\dots(IV-32)$$

$$q_c + q_{gl} = (T_c - T_m)K_2 + (T_c - T_a)K_3 \dots\dots\dots(IV-33)$$

$$q_u = (T_c - T_m)K_2 - (T_m - T_G)K_2 \dots\dots\dots(IV-34)$$

En réarrangeant l'équation (IV-33) on obtient :

$$T_c = \{q_{gl} + q_c + K_2 T_m + K_3 T_a\} / (K_2 + K_3) \dots\dots\dots(IV-35)$$

Combinant l'équation (IV-32) et (IV-35) on obtient :

$$q_u = \frac{K_2}{K_2 + K_3} \left\{ (q_c + q_{gl}) - \frac{K_2(K_3 + K_1) + 2K_3K_1}{K_1 + K_2} (T_m - T_a) \right\} + q_{gu} \frac{K_2}{K_2 + K_1} \dots\dots(IV-36)$$

VI-5/ Calcul de la température du fluide :

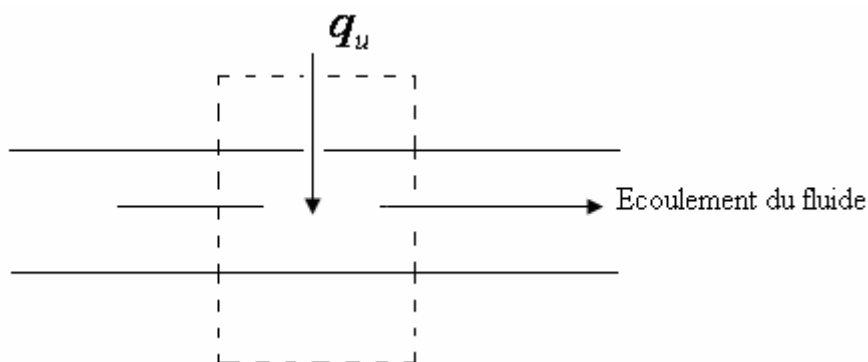


Figure IV-4 : L'équilibre d'énergie sur l'élément de fluide dans la direction de l'écoulement

La figure (IV-4) représente l'équilibre d'énergie sur l'élément de fluide dans la direction de l'écoulement.

Si n le nombre de tubes parallèles par unité de longueur de tube (dans le plan normal de l'écoulement du fluide) et m est le débit d'eau dans l'écoulement.

L'équation d'équilibre d'énergie de cet élément peut être écrite comme suit :

$$\left(\frac{\dot{m}}{n}\right) c_p \left(\frac{dT_f}{dx}\right) = DF' [q_c + q_{gu} + q_{gl} + q_a - Ul(T_f - T_a)] \dots\dots\dots (IV-37)$$

D : largeur de l'un des tubes.

En résolvant l'équation différentielle linéaire du 1^{er} ordre on obtient :

$$T_f = T_a + (q_t/Ul) + \left\{T_m - T_a - \frac{q_t}{Ul}\right\} \exp\left(\frac{Ul.n.F'.Dx}{mc_p}\right) \dots\dots\dots (IV-38)$$

Avec :

$$q_t = q_c + q_{gu} + q_{gl} + q_a \dots\dots\dots (IV-39)$$

Puisque l'unité des longueurs est considérée en plan normale de la page donc l'air du collecteur A_c peut être écrite comme suit :

$$A_c = n.D.l$$

En utilisant les équations (IV-38) et (IV-39) on trouve :

$$T_f = T_a + \frac{q_t}{Ul} + \left[T_m - T_a - \frac{q_t}{Ul}\right] \exp\left(-\frac{A_c.Ul.F'}{mc_p}\right) x \dots\dots\dots (IV-40)$$

La température moyenne du fluide est exprimée :

$$T_m = \int_0^1 T_f dx \dots\dots\dots (IV-41)$$

En combinant les équations (IV-40) et (IV-41) et substituant par A_c par une unité on trouve :

$$T_m = T_a + \frac{qt}{Ul} + \left\{ \left[T_m - T_a - \frac{qt}{Ul} \right] \left(\frac{mc_p}{F.Ul} \right) \left(1 - \exp \frac{-Ul.F}{mc_p} \right) \right\} \dots \dots \dots (IV-42)$$

Où

$$F = \frac{K_2}{K_2 + K_3}$$

$$Ul = \frac{K_2(K_3 + K_1) + 2K_3.K_1}{K_1 + K_2}$$

$$q_t = q_c + q_{gl} + q_a + q_{gu} \dots \dots \dots (IV-43)$$

Où :

T_a : température ambiante.

T_{in} : température d'entrée d'eau.

VI-6/ La température de sortie d'eau :

La température de sortie d'eau est donnée par :

$$T_0 = T_{in} + \frac{q_u}{mc_p} \dots \dots \dots (IV-44)$$

VI-7/ L'énergie journalière absorbée par l'eau

L'énergie journalière absorbée par l'eau q_d est :

$$q_d = 2 \int_{\theta_{min}}^{\pi/2} q_u d\theta_i \dots \dots \dots (IV-45)$$

VI-8/ Calcul du Le rendement thermique :

Le rendement thermique de NHC est donné par :

$$\eta_{Th} = q_d / G_T \dots \dots \dots (IV-46)$$

IV-9/ Application à basse température :

Sachant que les températures que l'on peut obtenir avec les capteurs thermiques ou hybride comme dans notre cas sont limitées. Le chauffage d'habitation et la fabrication d'eau chaude sanitaire (ECS) sont les applications privilégiées de l'énergie solaire basses températures.

Dans la partie suivante on va s'intéresser à l'étude de modèle du réservoir pour (ECS).

IV-9-1/ Modèle du réservoir pour le système hybride :**Le collecteur :****Thermique :**

Entrée : eau, débit massique m , température d'entrée T_{si} .

Sortie : eau, débit massique m , température de sortie T_o .

Electrique : I_{sc} , V_{oc} , P électrique, η électrique.

Le réservoir :

Entrée du collecteur : eau, débit massique m , température d'entrée T_o .

Entrée alimentation extérieur du réservoir en eau : eau, débit massique m_d , température d'entrée T_{in} .

Sortie du réservoir : pour l'exploitation en eau sanitaire est en fait une sortie directe du collecteur de l'eau à la température T_o .

m_s , T_s : la masse d'eau qui doit être maintenue constante dans le réservoir et T_s de sortie de l'eau.

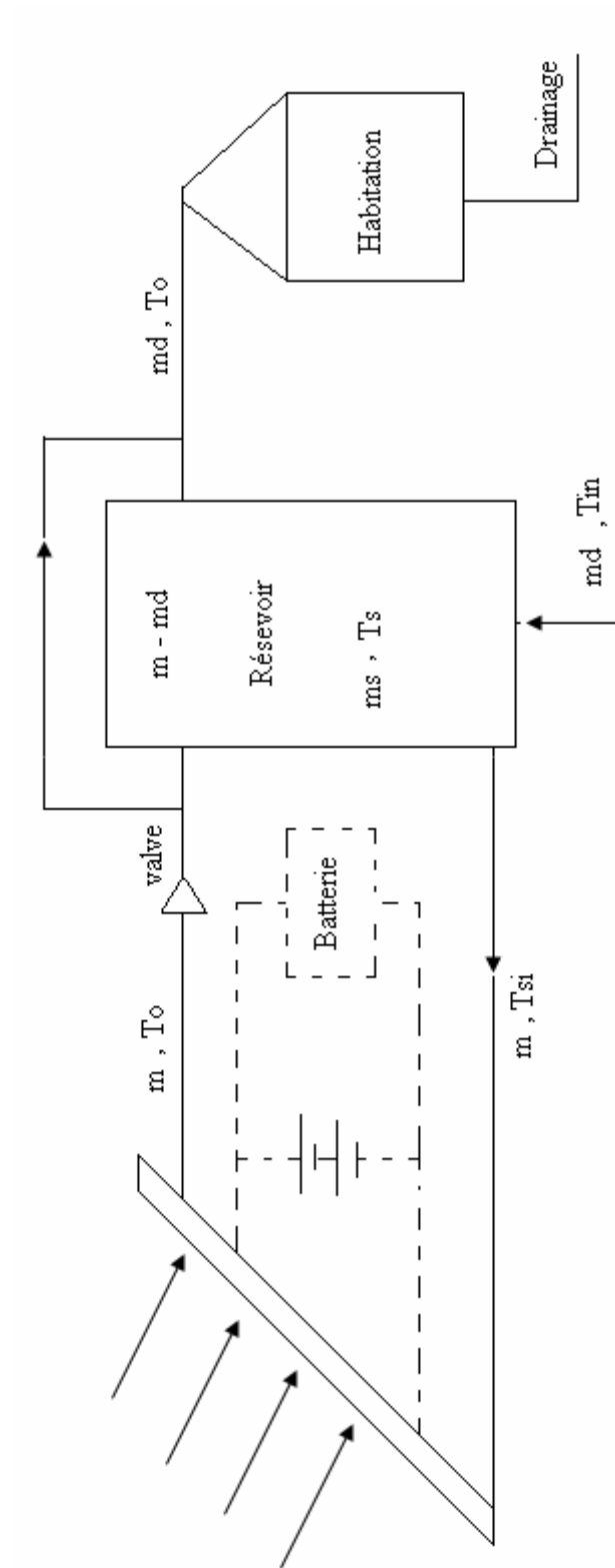


Figure (IV-5) : Schéma représentatif du système hybride

La température de réservoir à l'instant t_{i+1} peut être obtenue, si la température accumulée à l'instant t_i est connue, l'équation de l'énergie à l'équilibre de l'eau emmagasiné peut être écrire comme :

$$T_{s,i+1} = T_{si} + \left\{ \left[\frac{m.Cp(T_o - T_{si})}{m_s.Cp} \right] - \left[\left(\frac{m_d}{m_s} \right) (T_{si} - T_{in}) \right] - \left[\left(\frac{U_s}{m_s.Cp} \right) (T_{si} - T_s) \right] \right\} . \delta t \dots\dots(IV-47)$$

Où

U_s : coefficient de perte de chaleur total de réservoir, δt est l'intervalle de temps entre $t_{s,i+1}$ et t_{si} et $m_s.Cp$ est la capacité de chaleur emmagasinée dans le réservoir.

Le valve V dans la figure (IV-5) est nécessaire pour empêcher l'au chaud dans le réservoir de retourner au collecteur.

La quantité de chaleur absorbée par l'eau à travers le collecteur hybride est :

$$m.Cp(T_o - T_{si}) = q_u \dots\dots\dots(IV-48)$$

En combinant l'équation (IV-46) et (IV-47), on trouve :

$$T_{s,i+1} = T_{si} \left[1 - \left(\frac{m_d \delta t}{m_s} \right) - \left(\frac{U_s \delta t}{m_s.Cp} \right) \right] + \left(\frac{q_u \delta t}{m_s.Cp} \right) + \left(\frac{U_s \delta t}{m_s.Cp} \right) T_{a+} + \left(\frac{m_d \delta t}{m_s} \right) T_{in} \dots\dots(IV-49)$$

La discrétisation de l'équation (IV-47) se fait par l'équation différentielle d'Euler. La précision de la solution numérique s'améliore en décrémentant l'intervalle δt , puisque le phénomène de transfert de chaleur est généralement lent, l'intervalle raisonnable sera 10 minutes pour éviter la consommation en excès de temps compté.

T_{in} est égal à la température de l'eau.

Après le coucher ou avant lever de soleil, l'équation d'énergie d'équilibre emmagasiné dans le réservoir devient :

$$m_s.Cp \frac{dT_s}{dt} = -U_s(T_s - T_a) - m'_d.Cp(T_s - T_{in}) \dots\dots\dots(IV-50)$$

Si la température juste après le coucher de soleil est T_{so} , alors la solution de l'équation (IV-49) peut être écrire comme :

$$T_s = T_1 + (T_{so} - T_1) \exp(-t'/\tau_s) \dots \dots \dots (IV-51)$$

Où :

$$T_1 = \frac{(U_s \cdot T_s + m'_d \cdot Cp \cdot T_{in})}{(U_s + m'_d \cdot Cp)}$$

Et :

$$\tau_s = \frac{m_s \cdot Cp}{(U_s + m'_d \cdot Cp)}$$

On note que le temps t' dans l'équation (IV-50) commence après le coucher de soleil.

Simulation :

Pour notre étude deux types de rendement peuvent être produit :

- Rendement électrique
- Rendement thermique.

Pour cela on peut diviser notre étude en deux parties :

La première concerne la partie électrique, la deuxième pour la partie thermique. Les résultats seront regroupés après.

1- Pour le calcul de courant en court-circuit, il est nécessaire de connaître respectivement la réponse spectrale $SR(\lambda)$, l'éclairement monochromatique $G(\lambda)$ ainsi que la transmission τ_F .

- Le calcul de $G(\lambda)$ comme nous l'avons mentionné dans le chapitre I, relation (I-26).

$$G(\lambda) = \tau_{atm}(\lambda) \cdot E_{\lambda}$$

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

E_{λ} : l'émittance énergétique monochromatique. ANNEXE A (Tableau-1).

- Pour la réponse spectrale une interpolation polynomiale de la figure donnée au chapitre II figure (II-17).a été faite, nous avons obtenu la loi polynomiale suivante pour différents matériaux Si. [19,22].
- Pour notre étude, on a choisi le Si mono.
- l'intégration numérique de la relation (IV-9).

$$I_{SC}(\theta_i) = \int_0^{+\infty} SR(\lambda)G(\lambda)\tau_F(\lambda, \theta_i)\cos\theta_i d\lambda$$

a été faite par la méthode des trapèzes pour laquelle nous avons fait les hypothèses suivantes :

- Une discrétisation hétérogène est faite :
[0,3 ; 0,72 [avec un pas de 0.001.
- La relation de l'angle incident et le temps est donnée par la relation (I-27).
$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin\phi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos w + \cos w \cdot \cos\delta \cdot \sin\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin w$$
- L'exploitation des résultats peut se faire facilement une fois que le courant de court-circuit est déterminé, ainsi, on déduit V_{oc} , FF, P_{max} . et le rendement électrique η_{elec} .
- Pour le calcul du rendement thermique, on commence par déterminer les différentes quantités de chaleur ;
 - 🌈 La chaleur absorbée par les plaques $q_a(\theta_i)$ donnée par la relation (IV-16).

$$q_a(\theta_i) = \int_0^{\infty} \left[(1-\rho)(1-\rho') / (1-\rho\rho'a^2) \right] (1-a') G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda$$

- ✚ La chaleur absorbée par les cellules $q_c(\theta_i)$ donnée par la relation (IV-17).

$$q_c(\theta_i) = \int_0^{\infty} \tau_T(\theta_i) \cos \theta_i G(\lambda) [1 - V_{oc} \cdot FF \cdot SR(\lambda)] d\lambda$$

- ✚ La chaleur absorbée par les plaques en verre inférieure, relation (IV-18).

$$q_{gl}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gl} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda$$

- ✚ La chaleur absorbée par les plaques en verre supérieure, relation (IV-19).

$$q_{gu}(\theta_i) = \int_0^{\infty} \alpha_{gu} G(\lambda) \cos \theta_i d\lambda$$

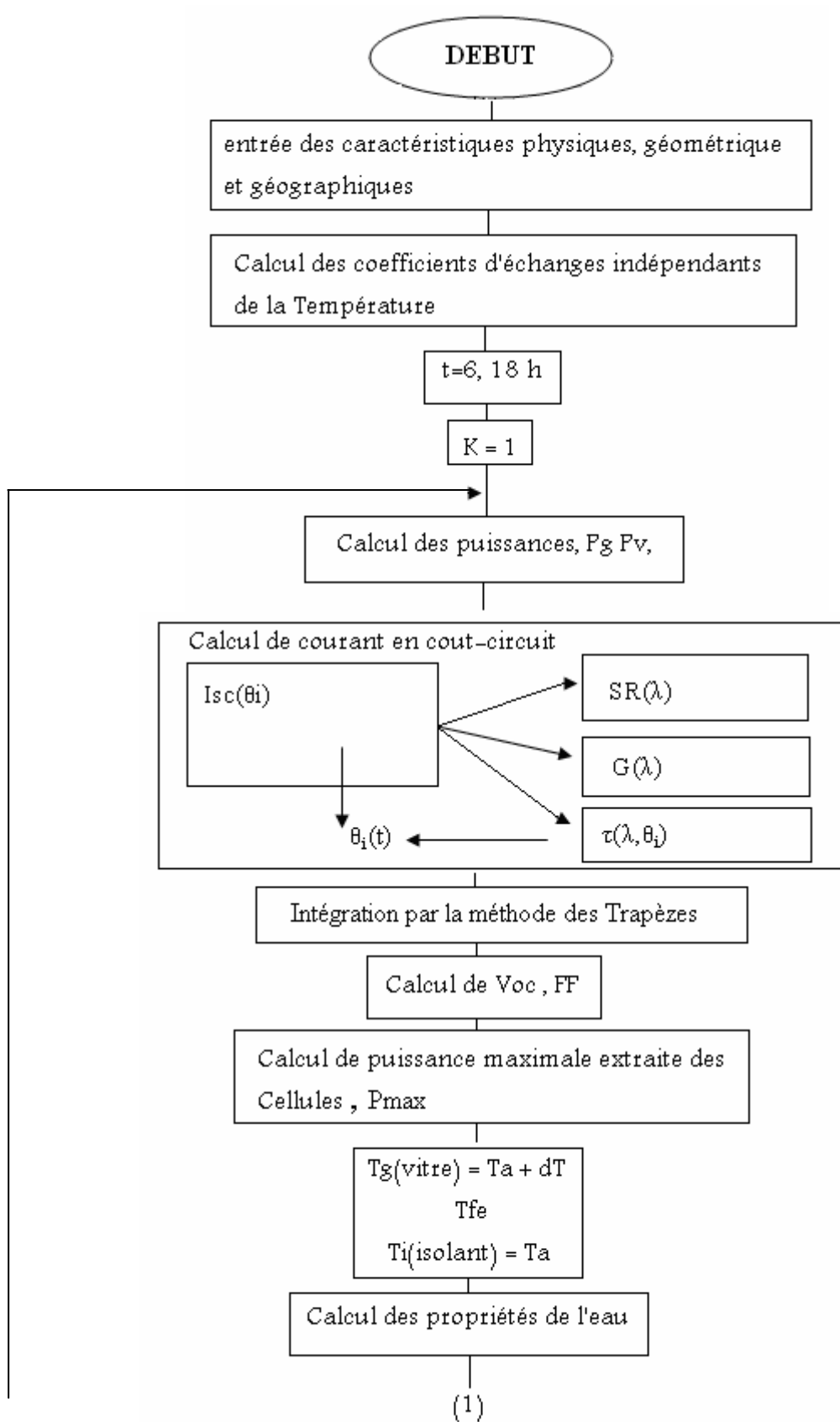
- ✚ La détermination de la quantité de chaleur absorbée par l'eau qu'on donne par la relation (IV-36) ; nécessite le calcul des coefficients d'échange thermique.

$$q_u = \frac{K_2}{K_2 + K_3} \left\{ (q_c + q_{gl}) - \frac{K_2(K_3 + K_1) + 2K_3K_1}{K_1 + K_2} (T_m - T_a) \right\} + q_{gu} \frac{K_2}{K_2 + K_1}$$

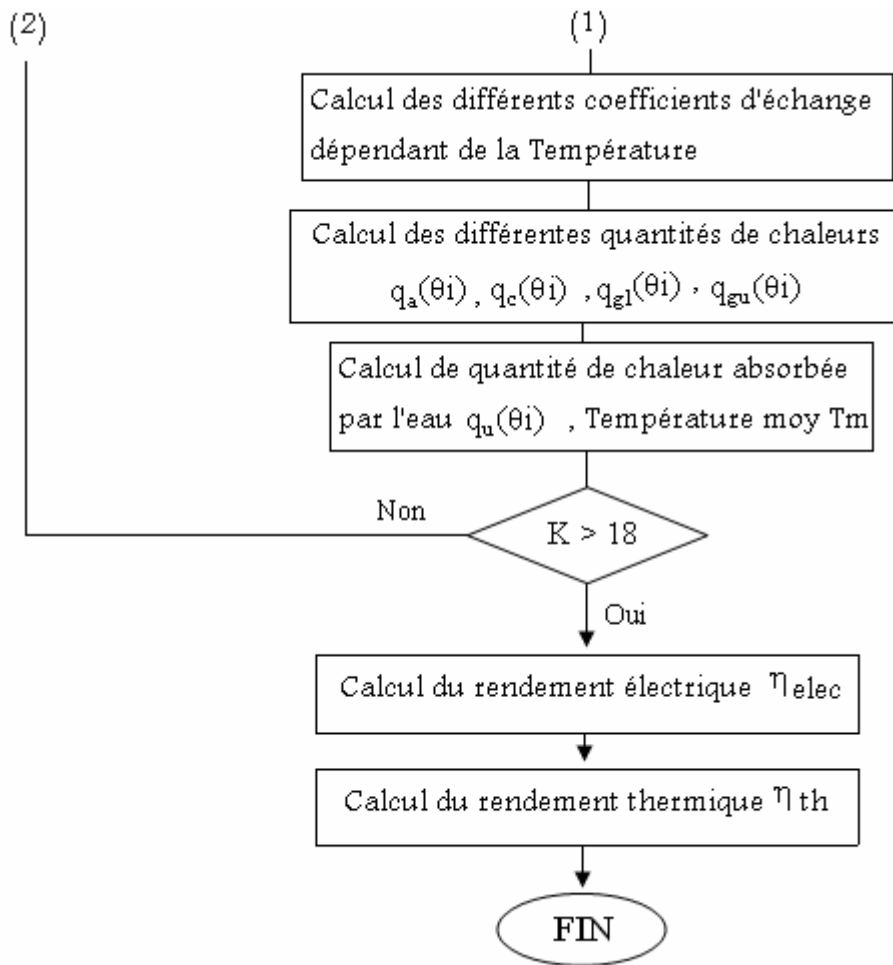
- ✚ La température moyenne du fluide donnée par la relation (IV-42)

$$T_m = T_a + \frac{qt}{Ul} + \left\{ \left[T_m - T_a - \frac{qt}{Ul} \right] \left(\frac{mc_p}{F \cdot Ul} \right) \left(1 - \exp \frac{-Ul \cdot F}{mc_p} \right) \right\}$$

Organigramme :



(2)



La résolution numérique contient de nombreuses étapes de calculs intermédiaires. Le but de toutes ces résolutions étant bien la détermination de la chaleur absorbée par le fluide caloporteur ainsi que le calcul de courant en court-circuit $I_{sc}(\theta_i)$ pour la détermination du rendement global (électrique –thermique).

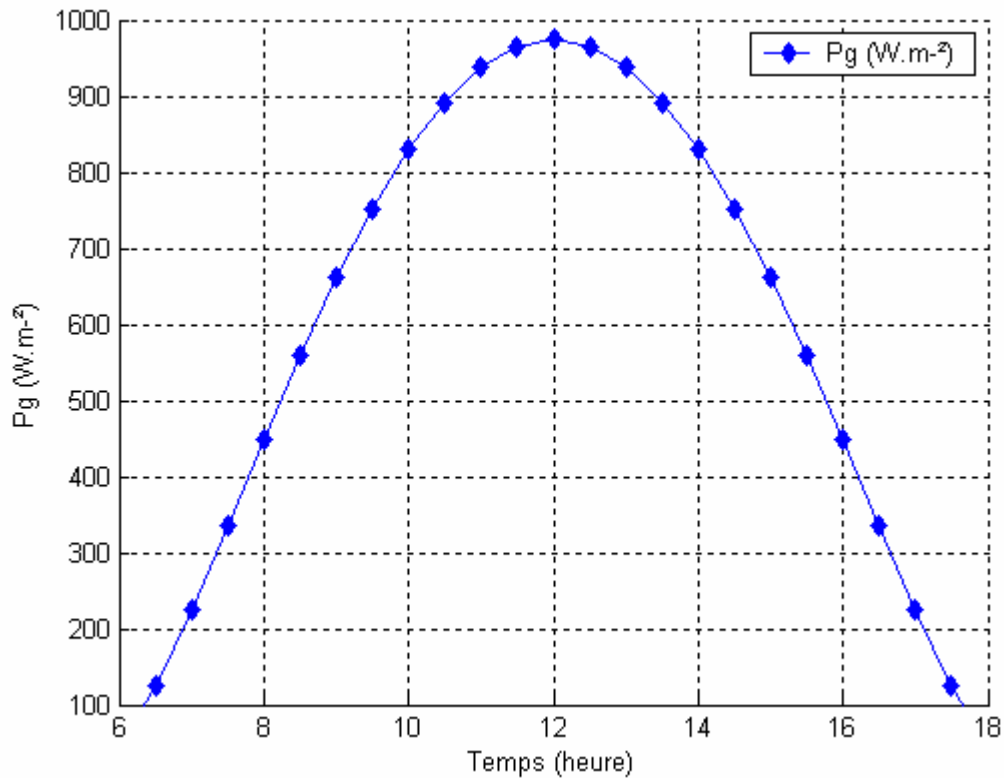
Résultat :

Figure (IV-6) : Variation du rayonnement global en fonction du temps

Dans la figure, on constate que la puissance d'insolation est au maximum entre 13h et 14h puisque le flux de chaleur est important.

Le flux solaire reçu sur une surface dépend de :

- l'orientation et de l'inclinaison de la surface.
- la latitude du lieu.
- La période de l'année.
- L'instant considéré dans la journée.
- La nature des couches nuageuses.

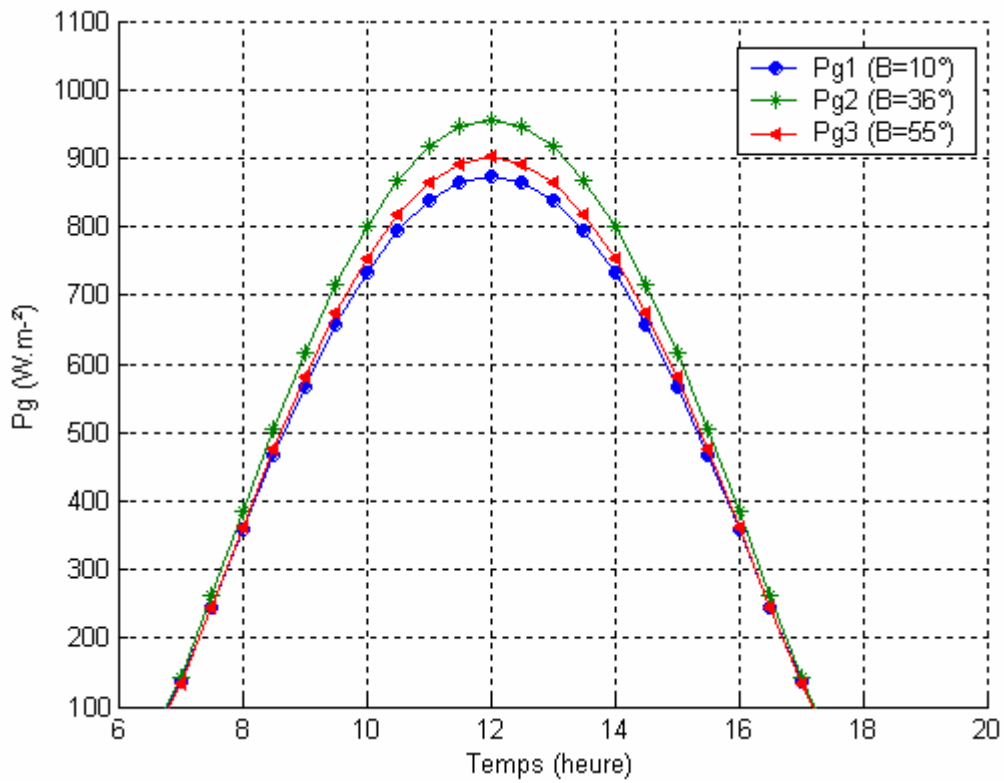


Figure (IV-7) : Variation du rayonnement global en fonction du temps pour différents valeur d'angle d'inclinaison β

On constate que la variation du rayonnement global atteint son maximum pour un angle d'inclinaison est égale à la latitude de lieu, par ce que le rayon émis sera également perpendiculaire au capteur.

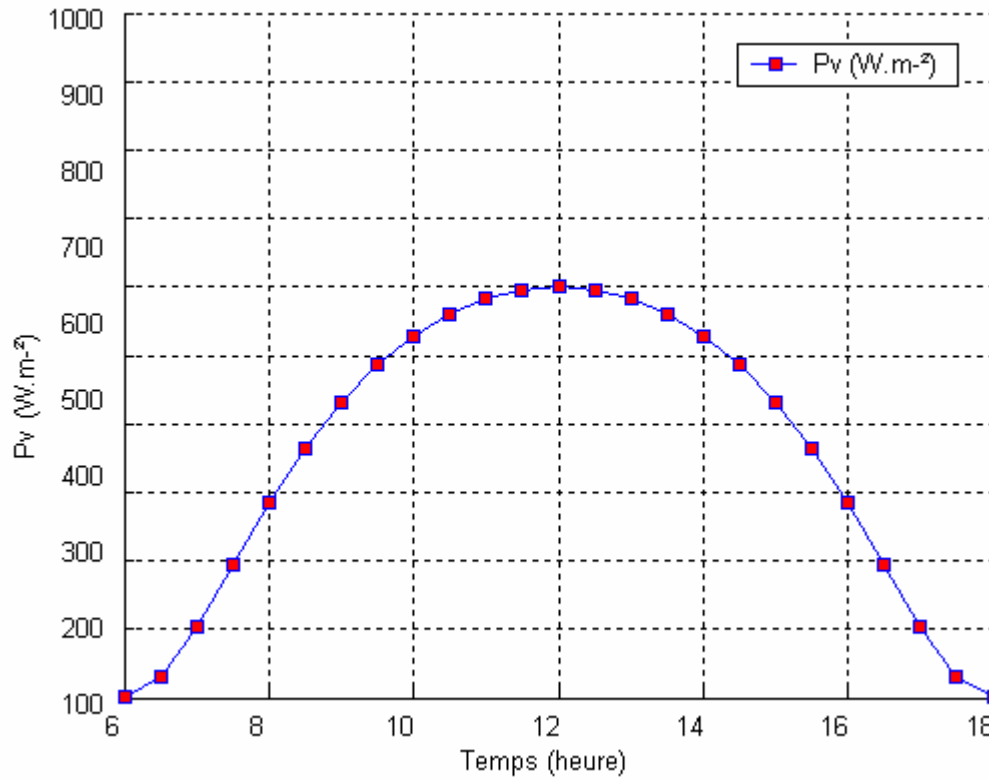


Figure (IV-8) : Variation de la puissance absorbée par la vitre en fonction du temps

La puissance absorbée par la vitre augmente avec l'augmentation de l'épaisseur de la vitre, à cause de son coefficient d'absorption qui est de 5% et qui s'intensifie dans le cas où le verre est épais.

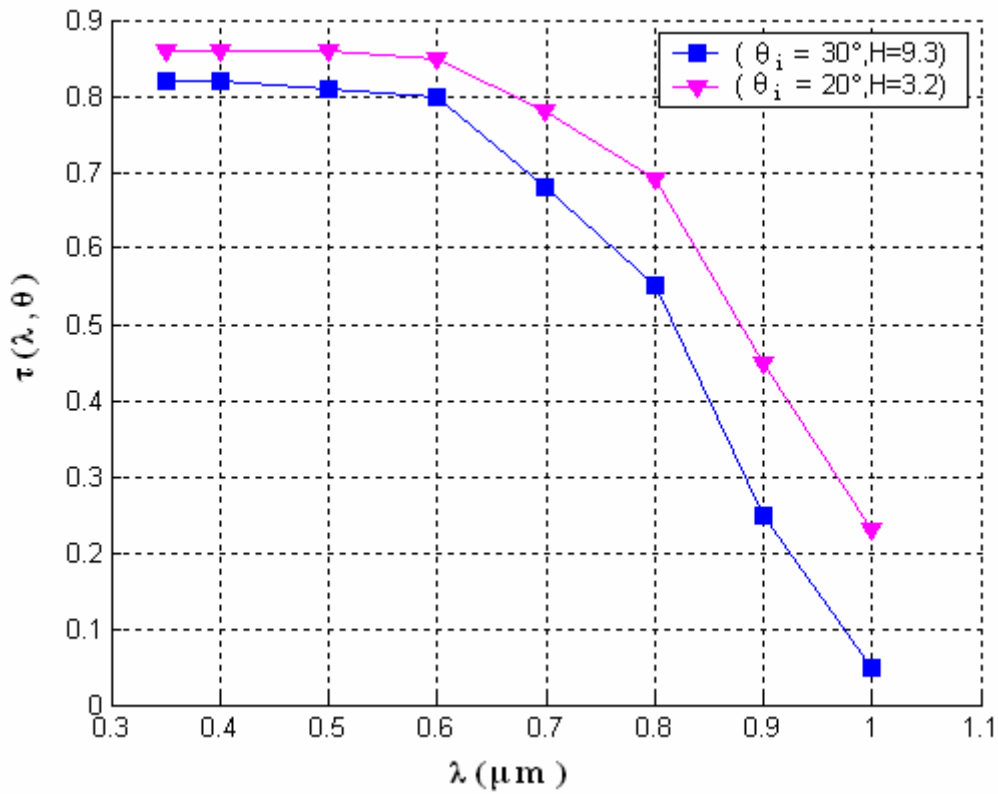


Figure (IV-9) : La transmission $\tau(\lambda, \theta_i)$ en fonction de la longueur d'onde

La transmission des rayons lumineux à travers les tubes en verre avec différentes épaisseurs est indiquée dans la figure (IV-17), le verre laisse passer 84% de l'énergie lumineuse en provenance du soleil. Tout en augmentant la valeur l'épaisseur du verre on remarque que la transmission diminue.

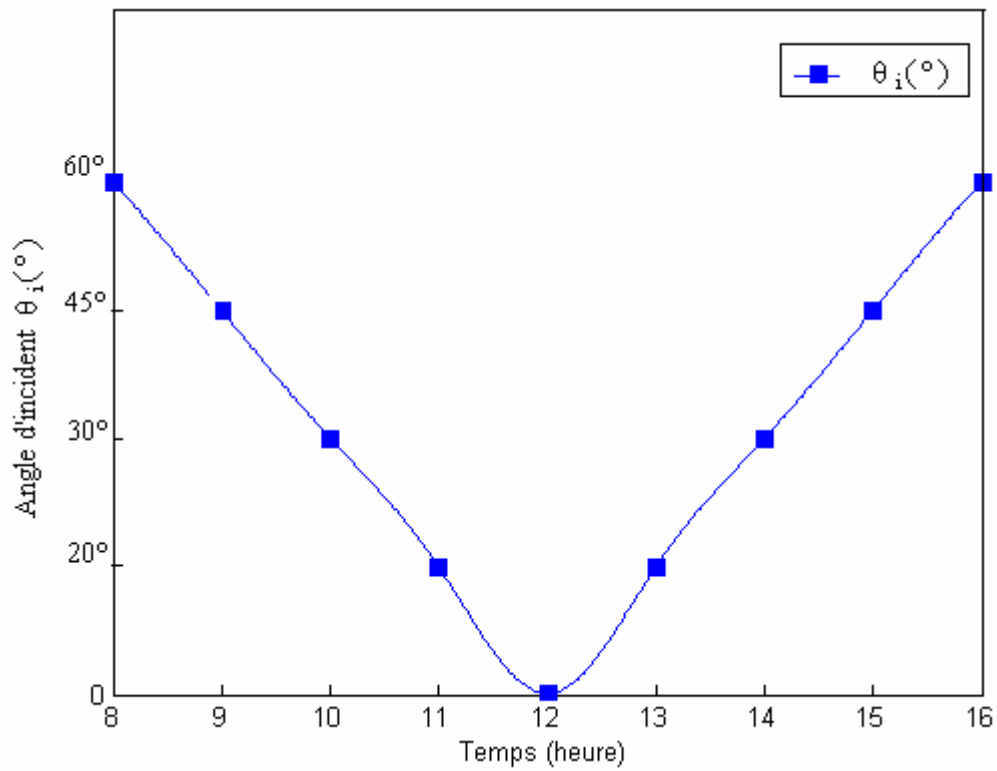


Figure (IV-10) : Variation de l'angle incident en fonction du temps.

Cette figure présente la variation de l'angle incident en fonction du temps. Cette variation dépend à l'angle horaire w , la déclinaison δ , latitude de lieu \varnothing , inclinaison du capteur β , azimut du capteur γ .

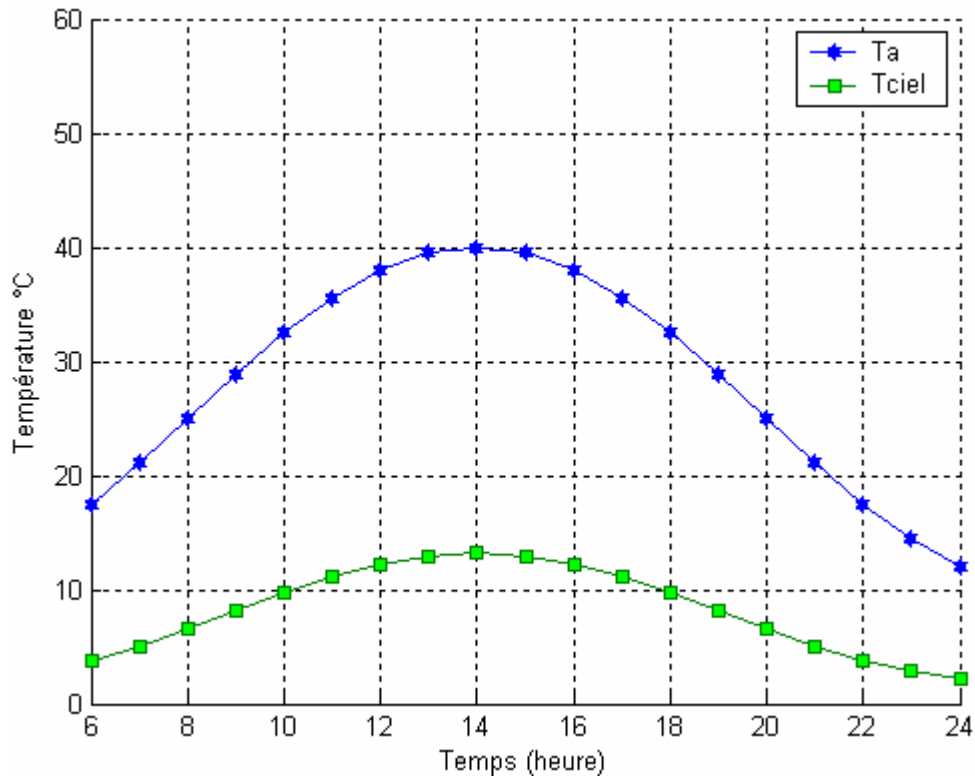


Figure (IV-11) : Variation de la température T_a et T_{ciel} en fonction du temps

On remarque que les températures « T_a » et « T_{ciel} » ont la même allure et atteignent le maximum entre 13h et 14h, ce comportement peut s'expliquer par la relation de ANNEXE /C, dont la température du ciel « T_{ciel} » dépend de la température ambiante.

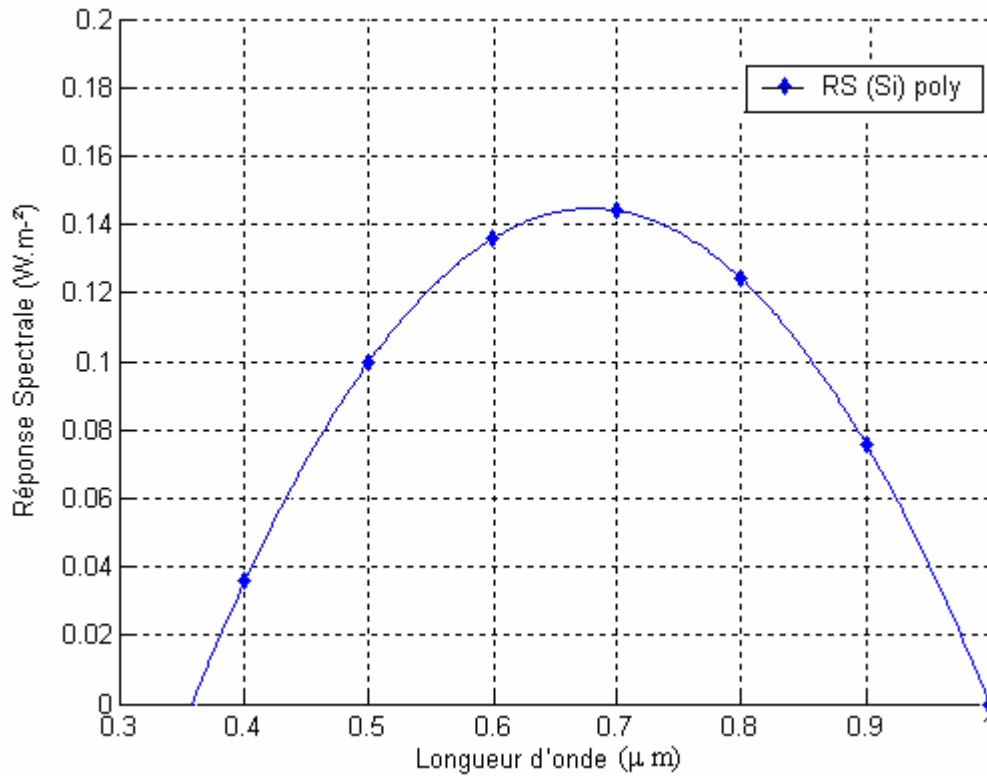


Figure (IV-12) : Réponse spectrale du Silicium Polycristallin.

Pour le silicium Polycristallin l'interpolation polynomiale nous donne la loi polynomiale suivante :

$$SR(\lambda)_{poly} = -0.5 + 1.9.\lambda - 1.4.\lambda^2$$

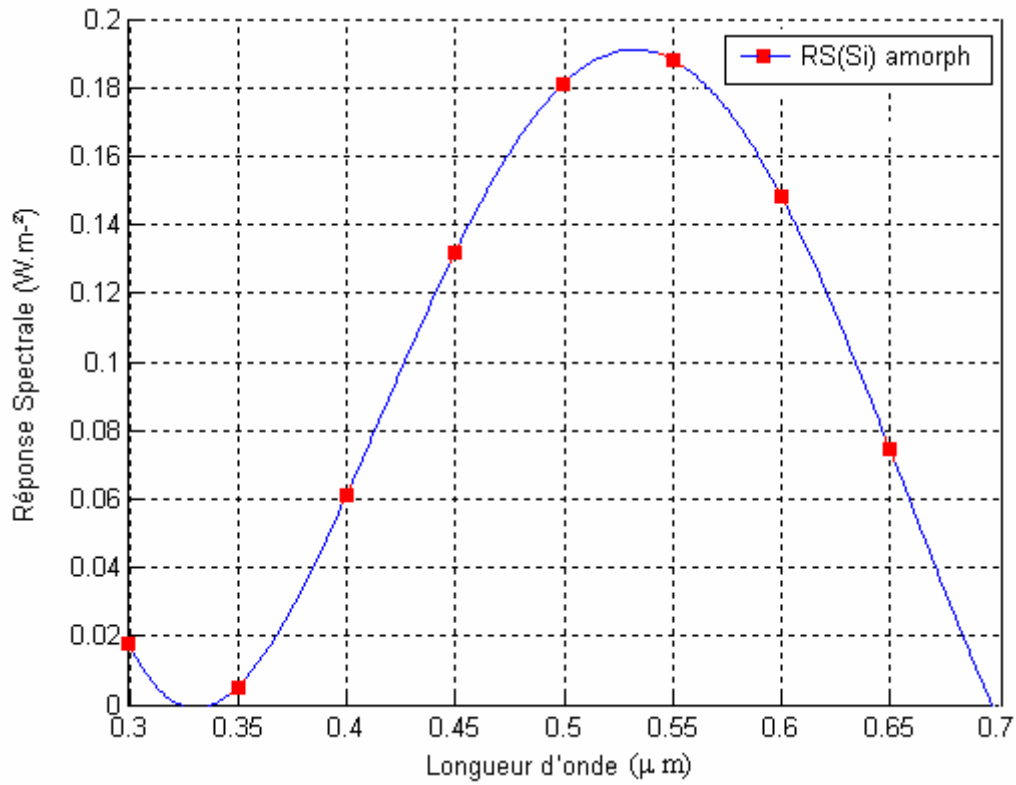


Figure (IV-13) : Réponse spectrale du Silicium Amorphe.

Pour le silicium amorphe l'interpolation polynomiale nous donne la loi polynomiale suivante :

$$SR(\lambda)_{amorphe} = 6.6 - 57.8.\lambda + 180.4.\lambda^2 - 235.8.\lambda^3 + 109.7.\lambda^4$$

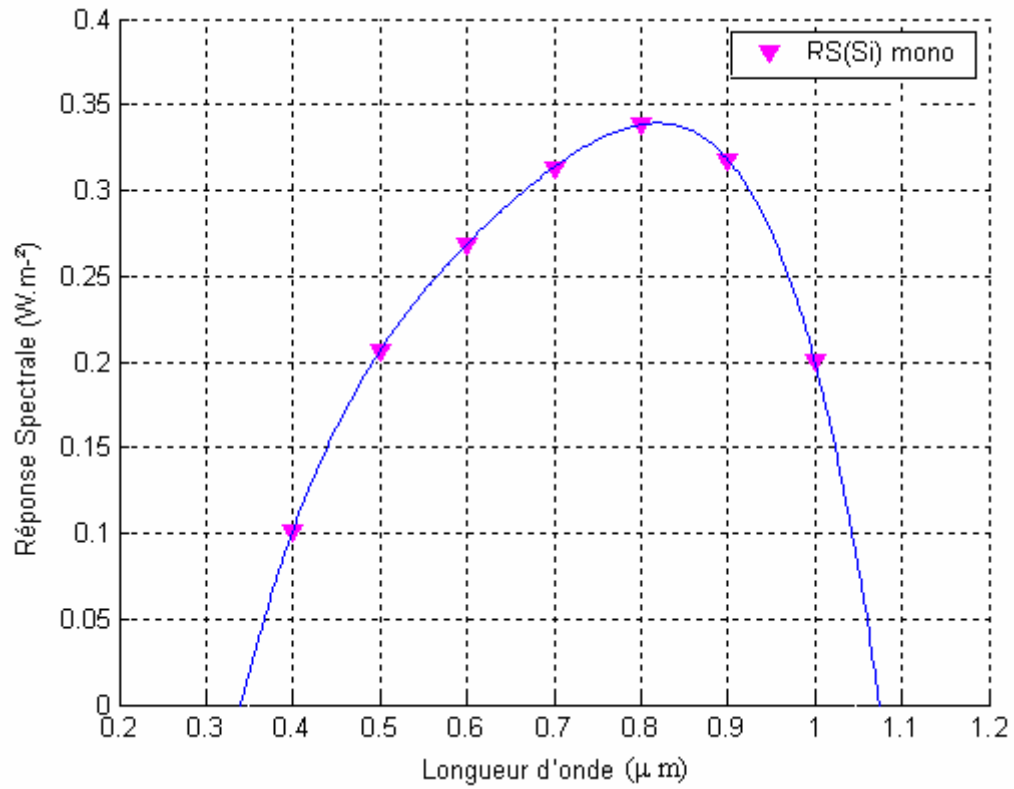


Figure (IV-14) : Réponse spectrale du Silicium monocristallin

Pour le silicium monocristallin l'interpolation polynomiale nous donne la loi polynomiale suivante :

$$SR(\lambda)_{mono} = -2.1 + 12.6\lambda - 26.9\lambda^2 + 27.1\lambda^3 - 10.5\lambda^4$$

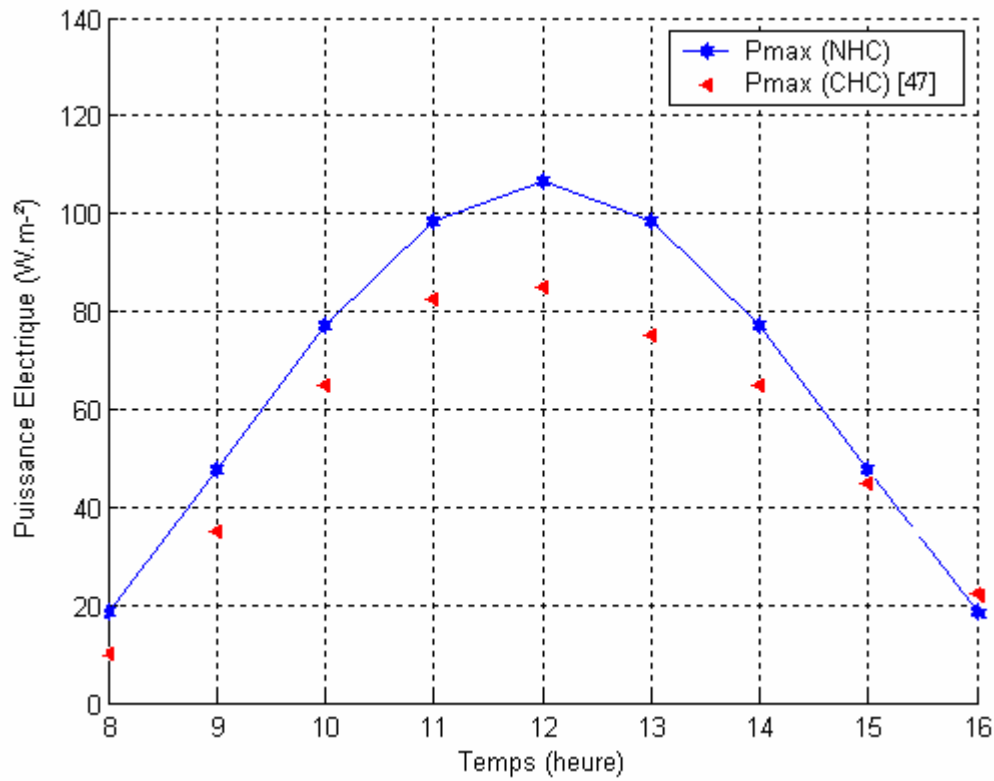


Figure (IV-15) : Variation de la puissance électrique maximale en fonction du temps

Cette figure présente la variation de la puissance électrique délivrée par la cellule monocristalline.

Puissance extraite des cellules dans le Nouveau collecteur hybride NHC est plus élevée que dans le cas du collecteur hybride conventionnel CHC.

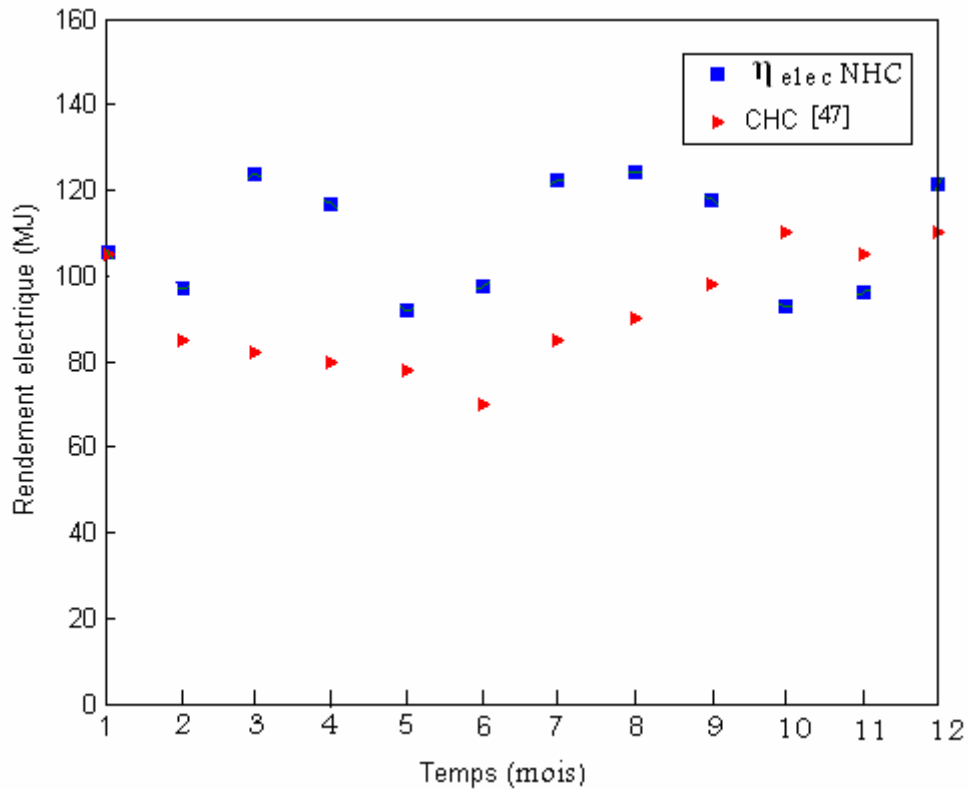


Figure (IV-16) : variation du rendement électrique pour NHC pendant l'année

Le NHC présente un meilleur rendement électrique par rapport à celui dans le cas du CHC.

Le rendement électrique des cellules solaires est en fonction de :

1. l'insolation sur la surface des cellules.
2. Température de la cellule solaire.

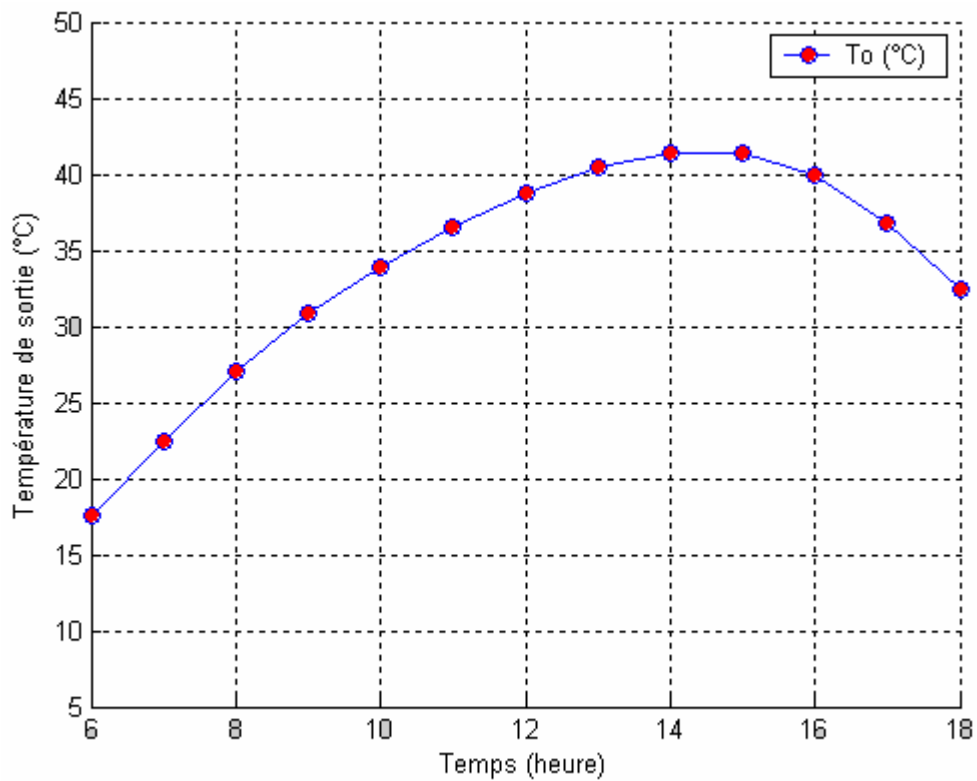


Figure (IV-17) : Variation de la Température de sortie de l'eau en fonction du temps

La température de l'eau augmente avec l'augmentation de l'ensoleillement, pour une température d'entrée égale à 17.5°C il atteint une valeur maximum égale à 42°C.

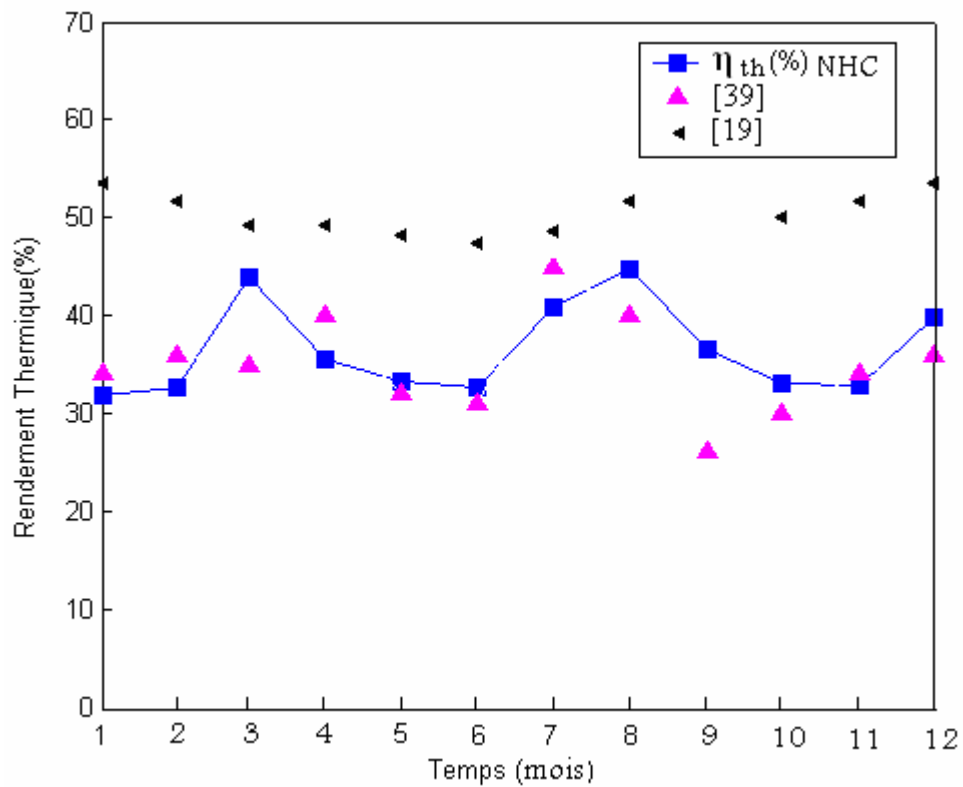


Figure (IV-18): variation du rendement thermique pour NHC pendant l'année

Les fluctuations du rendement thermique dans le collecteur hybride NHC se traduit par :

1. Les pertes thermiques très élevées dans le NHC en raison de l'absence de couverture de verre qui a le rôle de réduire les pertes en chaleur.
2. L'absence d'une plaque métallique au niveau du NHC qui a une résistance thermique joue le rôle d'un absorbeur et permet de chauffer les cellules et transformer cette chaleur à l'eau.

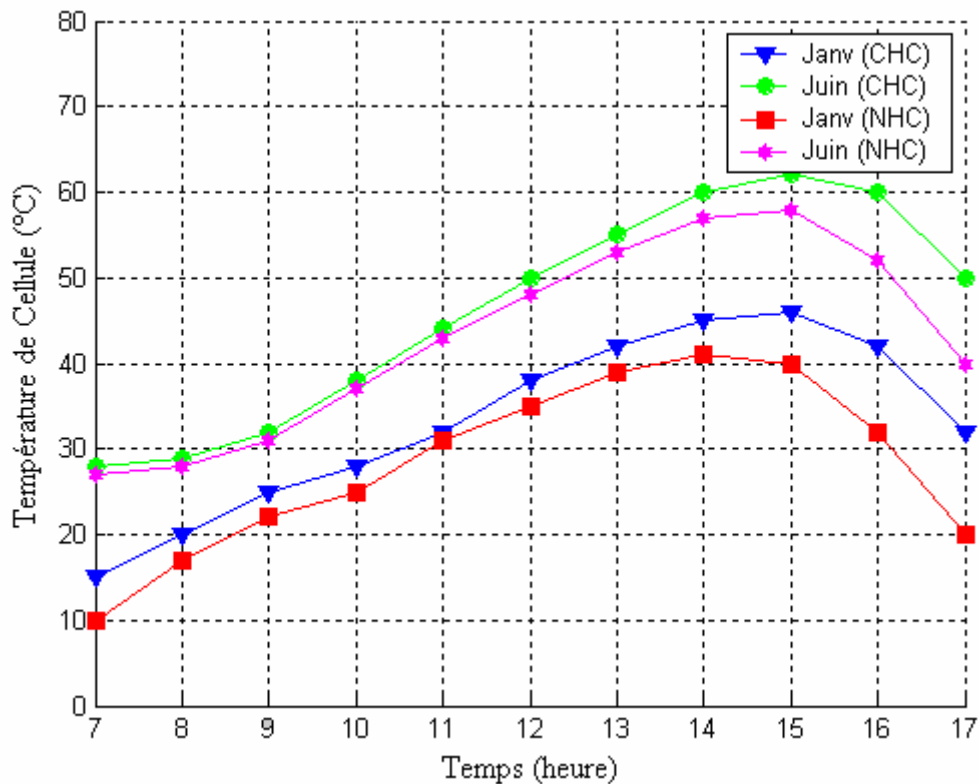


Figure (IV-19): Evaluation de la température des Cellules solaire T_c durant Juin et Janvier pour les deux Collecteurs CHC et NHC.

- Les cellules dans ces deux collecteurs sont exploitées à basse température.
- La température de la cellule pour le CHC est plus élevée que dans le cas du NHC.

Pour le NHC :

- ✓ Perd une haute quantité de chaleur à l'ambiante par l'absence de couvercle en verre
- ✓ La température des cellules est abaissée.
- ✓ L'extraction de la chaleur à l'aide d'une circulation d'un fluide.

Par conséquent on aura l'avantage d'une Amélioration du rendement électrique

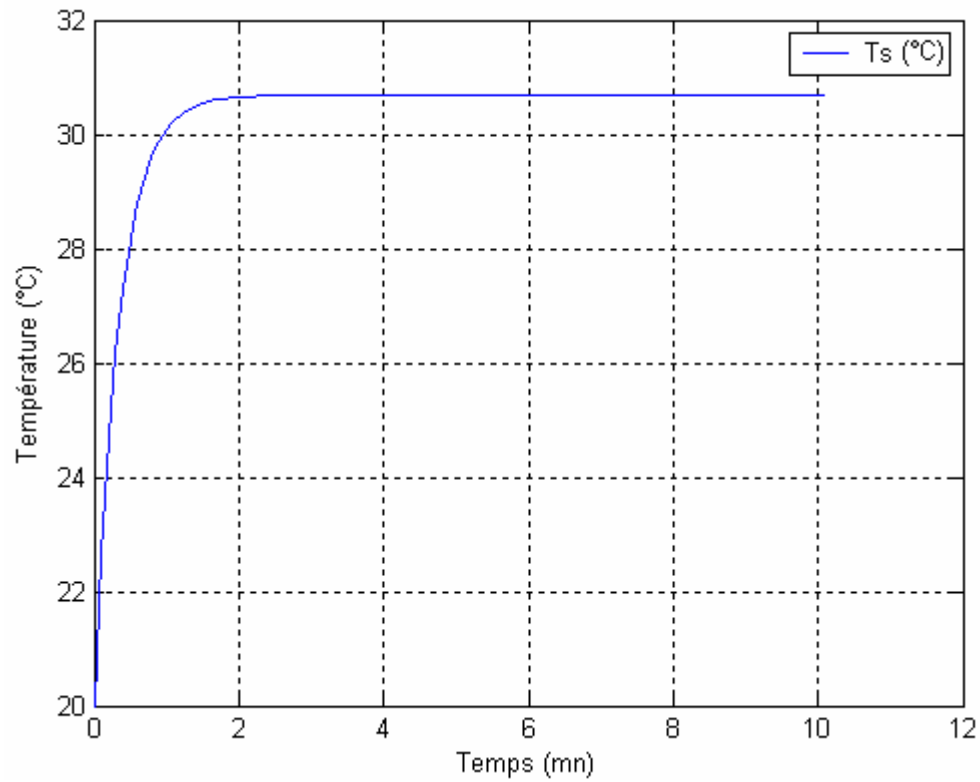


Figure (IV-20) : Variation de la température T_s en fonction du temps.

Cette figure représente la variation de la température dans le réservoir en fonction du temps, cette température varie avec la température arrivée du collecteur et la température d'alimentation du réservoir.

La température de réservoir à l'instant t_{i+1} , peut être obtenue si la température à l'instant t_i est connue.

Exemple :

Sur une surface S donnée on installe sur $S/2$, soit la moitié, un collecteur thermique avec un rendement η_{TCT} . L'autre moitié $S/2$ est occupée par un générateur PV avec un rendement $\eta_{elecPVC}$.

Pour une même surface S on pourra installer sur une première moitié un collecteur NHC et un deuxième sur l'autre moitié avec chacun son rendement global.

$$\eta_{TNHCt} = \frac{Q}{G} = \frac{Q_1 + Q_2}{G} = \frac{Q_1}{G} + \frac{Q_2}{G}$$

Q : l'énergie thermique récupérée par les deux collecteurs NHC ensemble [W/m^2].

G : le rayonnement solaire [W/m^2].

Q_1, Q_2 : l'énergie récupérée par chaque collecteur NHC.

Supposant que les deux collecteurs NHC sont parfaitement identique donc :

$$Q_1 = Q_2$$

L'expression précédente sera :

$$\eta_{TNHCt} = 2 \cdot Q_1 / G$$

$$\eta_{TNHCt} = 2 \cdot \eta_{TNHC}$$

Même que pour le rendement électrique on peut écrire :

$$\eta_{elecNHCt} = 2 \cdot \eta_{elecNHC}$$

On peut généraliser le cas et on conclue que :

- Pour une surface qui contient un nombre N de collecteur NHC le rendement thermique et électrique sont respectivement donnés comme suit :

$$\eta_{TNHCt} = N \cdot \eta_{TNHC}$$

$$\eta_{elecNHCt} = N \cdot \eta_{elecNHC}$$

COMME...

$$\eta_{TNHC} \cong \eta_{TCT}$$

$$\eta_{elecNHC} \cong \eta_{elecPVC}$$

Donc on obtient respectivement :

$$\eta_{TNHCt} = N.\eta_{TCT}$$

$$\eta_{elecNHCt} = N.\eta_{elecPVC}$$

Donc le NHC présente un très bon facteur rentabilité /coût d'investissement en comparaison avec les collecteurs conventionnels.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté l'étude d'un nouveau collecteur hybride, où les différents paramètres qui influent sur le rendement électrique et thermique sont étudiés, une comparaison a été faite entre le collecteur hybride conventionnel et le nouveau collecteur hybride permet de présenter les meilleures performances.

Le capteur PV-T est un capteur hybride photovoltaïque et thermique. Il réunit un capteur photovoltaïque pour la production d'électricité et un capteur thermique pour la production d'énergie calorifique dans le même cadre.

Le capteur PV-T permet une performance effective supplémentaire sur la partie photovoltaïque grâce au refroidissement des modules, comparé à un capteur PV traditionnel. Pour améliorer le rendement il devient évident que le refroidissement des capteurs permet un accroissement du rendement.

La diminution de température de cellule et les longueurs d'ondes absorbées par l'eau augmentent les performances de NHC.

Introduction :

Ce chapitre présente les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous aborderons ainsi en premier lieu quelques notions sur la source d'énergie que présente le soleil, et son application dans le domaine photovoltaïque.

Le développement, l'optimisation et la caractérisation de cellules photovoltaïques impliquent une certaine connaissance de cette source d'énergie utilisée et du rayonnement solaire global. Pour cette raison on va définir quelques notions sur le gisement solaire comme la géométrie solaire, les données astronomiques, le rayonnement global et le spectre solaire.

I-1/ Géométrie solaire :**I-1-1/ Le système terre-soleil : [1]**

Le soleil est une sphère de matière gazeuse, composée principalement d'hydrogène et d'hélium, dont le diamètre atteint environ 1.4 million de km.

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° .

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'été, $- 23^\circ 27'$ au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Dans l'approximation d'une trajectoire circulaire, la déclinaison s'écrit, pour chaque jour de l'année :

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

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

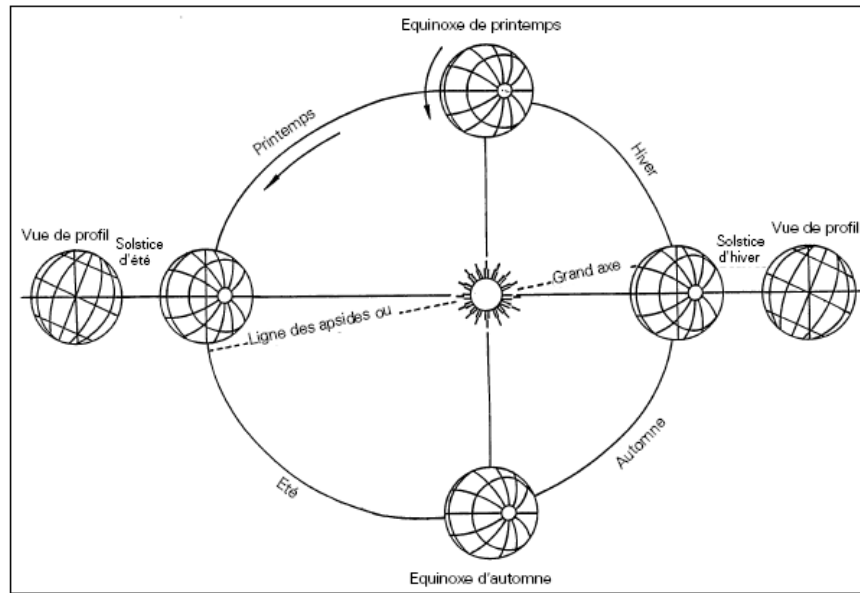


Figure I-1 :

Plan de l'écliptique : L'orbite terrestre et les saisons

I-1-2/ Unités utilisées :

a/ L'éclairement : est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). Le S.I. (système international d'unités) recommande d'utiliser le symbole E.

b/ 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 Energy Society) recommande le symbole H. D'autres unités plus courantes sont le Wh/m^2 (wattheure par mètre carré).

Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne Terre-soleil de 150 Millions de km), c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à $1367 W/m^2$.

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/m² 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/m².

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° 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. [2]

Normalisation : Les conditions standards de qualification des modules photovoltaïques sont : un spectre AM1.5 sous un éclairage de 1000W/m² et une température de 25°C.

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus (S.T.C. : Standard Test Conditions).

I-1-3/ Constante solaire :

Une surface plane d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire et 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 : $C^* = 1353 \text{ W/m}^2$.

Date le 1 ^{er}	Puissance surfacique W/m ²	écart relatif en % / C*
janvier	1399	+3.40
Février	1394	+3.03
Mars	1379	+1.92
Avril	1354	+0.07
Mai	1333	-1.48
Juin	1312	-3.03
Juillet	1308	-3.33
Août	1312	-3.03
septembre	1329	-1.77
Octobre	1350	-0.22
Novembre	1373	+1.48
Décembre	1392	+2.88

Tableau I-1 : Valeur du flux solaire à la limite de l'atmosphère terrestre. Ecart relatif par rapport à la constante solaire $C^* = 1353 \text{ W/m}^2$.

I-2/ Données astronomiques :

I-2-1/ La latitude du lieu : [4]

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 $+90^\circ$ 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 (φ), et peut ainsi être composée entre -90° et $+90^\circ$.

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

1-2-2/ 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'.

1-2-3/ 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).

1-2-4/ 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. [4]

Elle est donnée par la formule suivante [4] :

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

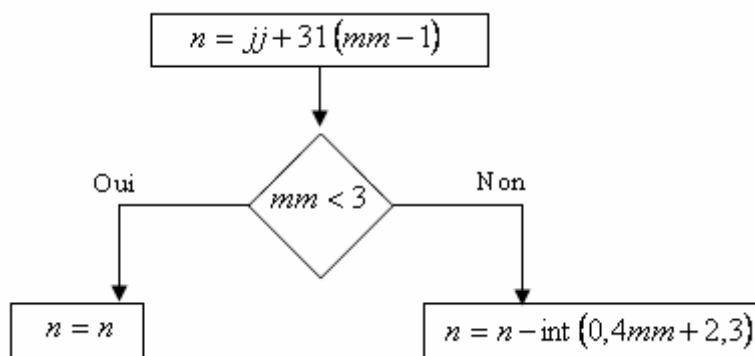


Figure (I-2) : Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année. [3]

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.

I-2-5/ 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 $\omega = 0$.

I-2-6/ 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 :

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

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

I-2-7/ 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 :

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

I-2-8/ 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.

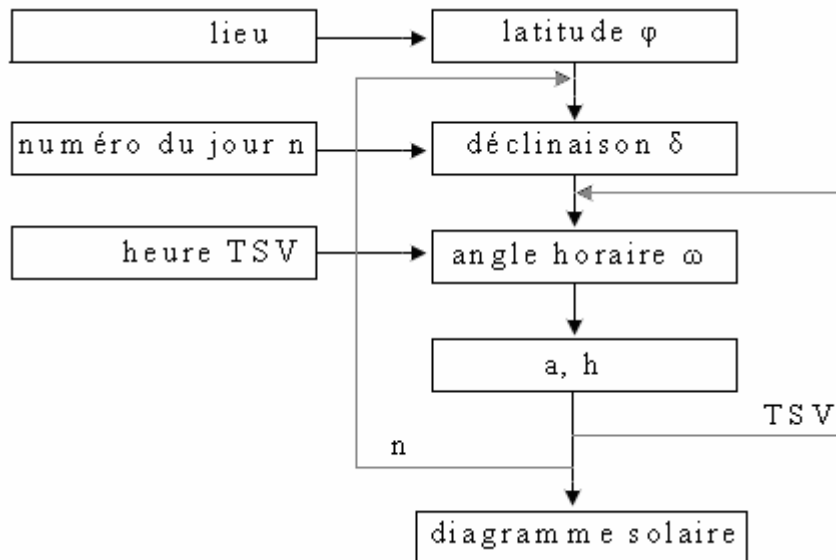


Figure (I-3): organigramme simplifié permettant le traçage du diagramme solaire pour une latitude donnée.[3]

I-4/ Rayonnement global pour une surface horizontale :

Le rayonnement global est définie comme étant la somme du rayonnement diffus et du rayonnement direct [5].

$$G = E \sin . h + D \dots\dots\dots (I-8)$$

- Où :
- E : représente le rayonnement direct.
 - h : la hauteur du soleil.
 - D : représente le rayonnement diffus.

I-4-1/ Le rayonnement direct :

Le calculer le rayonnement direct est donnée par :

La relation calculant le rayonnement direct est : **[4]**

$$P_{dir} = P_{dir,h} \times \cos(\theta_i) \text{ (w.m}^{-2}\text{)} \dots\dots\dots\text{(I-9)}$$

Où :

θ_i : angle d'incidence.

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

$$P_{dir,h} = I_0 \times C \times \tau_{dir} \text{ (w.m}^{-2}\text{)} \dots\dots\dots\text{(I-10)}$$

$$C = 1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360 \times d}{365}\right) \dots\dots\dots\text{(I-11)}$$

d : numéro du jour dans l'année.

τ_{dir} : coefficient de transmission du rayonnement direct.

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

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

$$\tau_{dir} = A \exp\left(-\frac{B}{\sinh}\right) \dots\dots\dots\text{(I-12)}$$

Où :

A et B sont des constantes tirées à partir du tableau suivant **[6]** :

	Ciel pur	Conditions normales	Zones industrielles
A	0.87	0.88	0.91
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]**.

$$\text{Sinh} = \sin\varnothing \sin\delta + \cos\varnothing \cos\delta \cos \omega \dots\dots\dots\text{(I-13)}$$

Où : \varnothing est latitude de lieu.

δ : Déclinaison.

I-4-2/ Le rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus on peut le calculer par une façon :

Il englobe deux flux : [4]

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

Le premier est donné par la relation :

$$P_{dif,c} = P_{dif,h} x \frac{1 + \cos \beta}{2} \dots\dots\dots(I-14)$$

Et le second par :

$$P_{dif,s} = a \frac{1 - \cos \beta}{2} (P_{dif,h} \sinh + P_{dif,h}) \dots\dots\dots(I-15)$$

Avec :

a : albédo du sol.

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

$$P_{dif,h} = I_0 x Cx \sin(h) x \tau_{dif} \dots\dots\dots(I-16)$$

C^* : est la constante solaire.

τ_{dif} : coefficient de transmission du rayonnement diffus donné comme suit :

$$\tau_{dif} = 0.2710 - 0.2939 x \tau_{dir} \dots\dots\dots(I-17)$$

Enfin :

$$P_{dif} = P_{dif,c} + P_{dif,s} \dots\dots\dots(I-18)$$

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

I-5/ L'albédo :

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

Albédo $Alb = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie reçue}}$.

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

I-6/ Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire :

I-6-1/ Définition de la masse atmosphérique :

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. [7]

La longueur de ce trajet est donc figure (I-4) :

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \dots\dots\dots (I-19)$$

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

$$m^* = \frac{1}{\sin h} \dots\dots\dots (1.20)$$

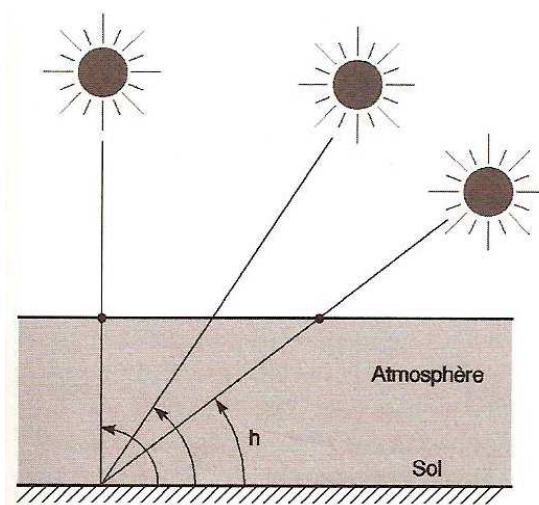


Figure I-4 : Définition du nombre de masse d'air en 1^{ère} approximation (terre plate),

$$m = \frac{1}{\sin h}$$

Pour le soleil au zénith ($h=90^\circ$), $m^*=1$ (AM_1 =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 courbure 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]

$$m = \left\{ \left[1229 + (614 \sin h)^2 \right]^{1/2} - 614 \sin h \right\} \frac{P}{1013} \dots\dots\dots(I-21)$$

I-6-2/ 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.

a/ 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 $0,76 \mu\text{m}$).
- 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 ($z < 5 \text{ km}$).

b/ 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 λ du rayonnement est petite (loi de Rayleigh en λ^{-4}) et que l'air est humide et pollué. Ce phénomène explique pourquoi le ciel est bleu dans la journée et rouge-orangé le matin et le soir lorsque le soleil est bas sur l'horizon.

I-7/ L'éclairement monochromatique :

Il est donné par la formule suivante : [3]

$$G(\lambda) = G_0(\lambda) e^{-K(\lambda).m} \dots\dots\dots(I-22)$$

Avec :

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

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

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

$$\tau(\lambda) = e^{-K(\lambda).m} \dots\dots\dots(I-23)$$

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

$$\tau_{atm} = 0,5(e^{-0.65.m} + e^{-0.095.m}) \dots\dots\dots(I-24)$$

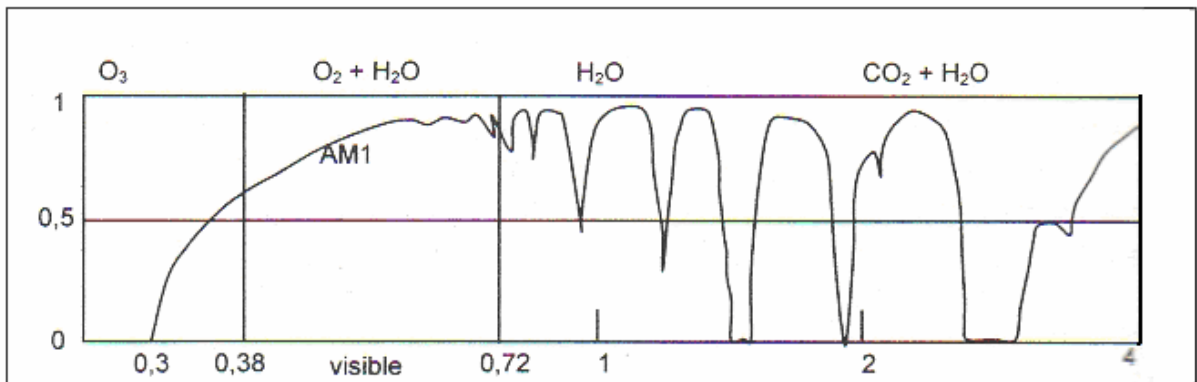


Figure (I-5) : Transmission globale de l'atmosphère avec indication des gaz à l'origine de l'absorption.

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

$$C^* . \tau_{atm} = \int_0^\infty G(\lambda) d\lambda \dots\dots\dots(I-25)$$

$$G(\lambda) = \tau_{atm}(\lambda).E_\lambda \dots\dots\dots(I-26)$$

Avec :

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

I-8/ 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 β donné et l'angle solaire et la normale du capteur est donnée par : [4]

$$\cos \theta = \sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos w + \cos w \cdot \cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin w \quad \dots \text{ (I-27)}$$

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

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

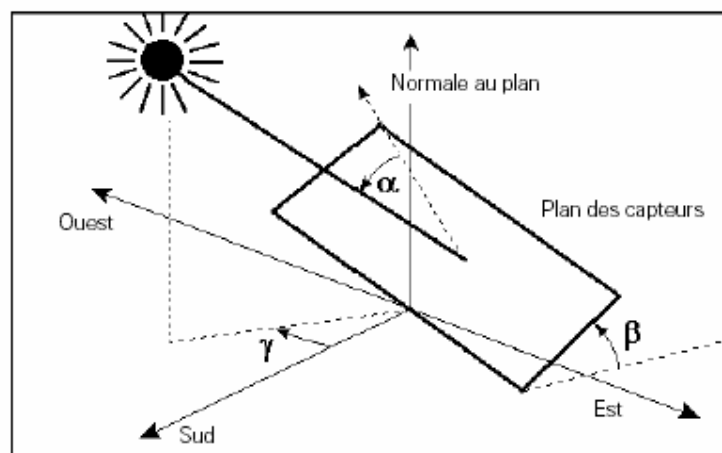


Figure I-6 : le rayon solaire sur le plan du capteur

I-9/ 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 λ :

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

Où $h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ JS}^{-1}$: est la constante de Planck,

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

ν : La fréquence,

Pour une bande spectrale, de largeur $1\mu\text{m}$, centrée sur la longueur d'onde λ , on mesure la puissance rayonnée ce qui fournit la puissance spectrale E_λ 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_λ 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 λ , l'émittance énergétique monochromatique E_λ ainsi que la quantité D_λ . [3]

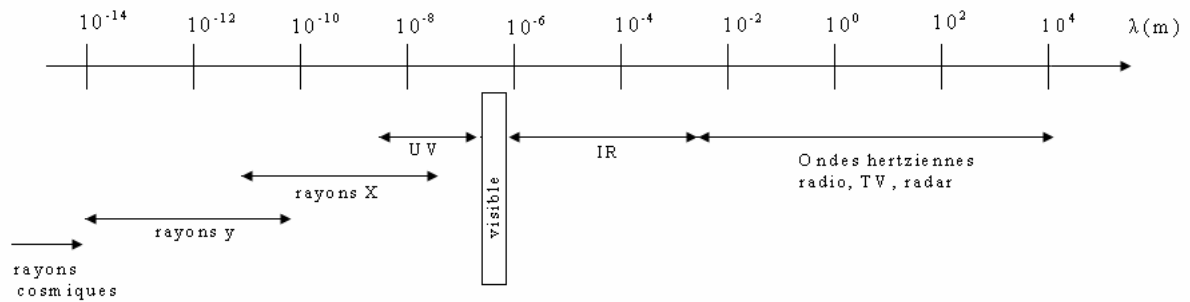


Figure (I-8): Echelle des longueurs d'onde depuis les rayons cosmiques jusqu'au ondes radar.

Ultraviolet UV	$0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$	7,1 %
Visible	$0.38 < \lambda < 0.72 \mu\text{m}$	41,9 %
Infrarouge IR	$0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$	51.1 %

	UV	Visible	IR	Σ
%	7,0	41,9	51,1	100
W/m²	95	566	692	1353

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

La figure I-7 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.

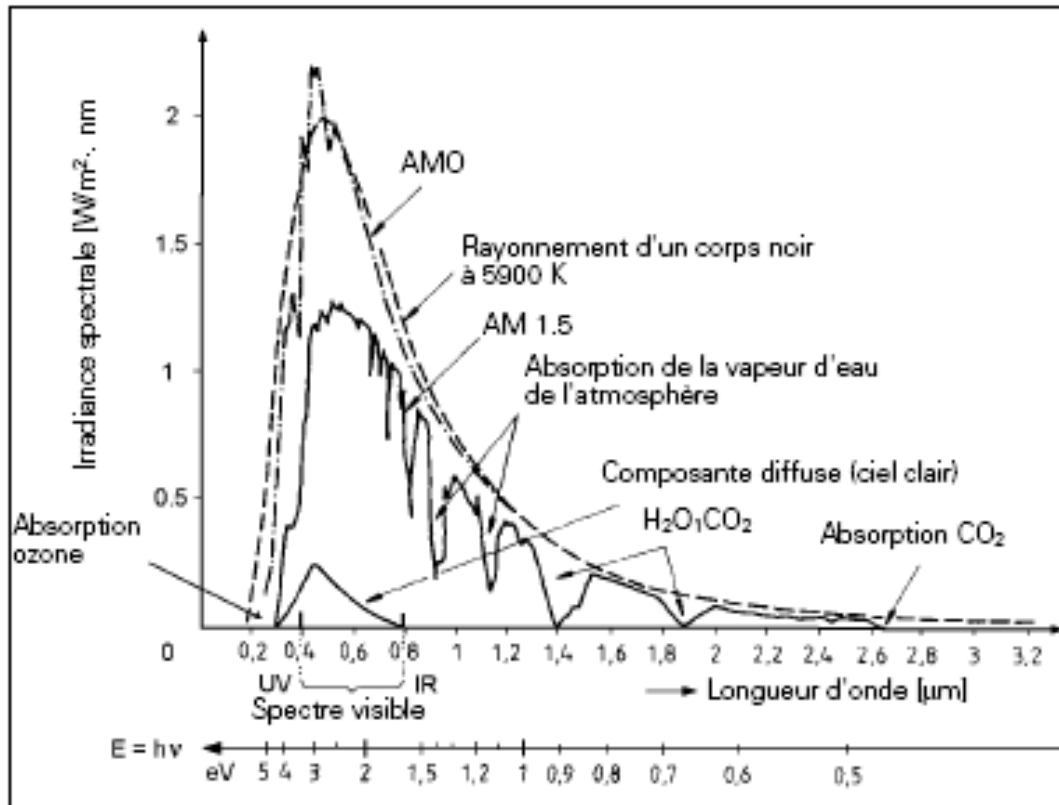


Figure I-7 :

Spectre du rayonnement solaire:

AM_0 (extraterrestre) et $\text{AM}_{1.5}$ (épaisseur de 1.5 atmosphère, correspondant à une hauteur du soleil de 48° au niveau de la mer)

Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre un récapitulatif de quelques notions de base relatif au gisement solaire, la connaissance de ces notions fondamentales et particulièrement le rayonnement global au sol va nous servir par la suite dans l'exploitation de l'énergie solaire par un générateur solaire et le capteur thermique que l'on va étudier dans le prochain chapitre.

Introduction :

Dans ce chapitre on commence par définir les capteurs solaires, description des différents éléments qui les constituent, les types des capteurs et les paramètres et caractéristiques de fonctionnement.

Puis on va étudier la cellule photovoltaïque, ainsi que l'influence des différents paramètres sur la caractéristique I-V. Ensuite on va s'intéresser au module solaire, la simulation de rendement de conversion pour deux modules à encapsulation différentes et la mise en évidence des pertes thermiques minimums.

On termine par la description de module et de panneau photovoltaïque ainsi que Rendement de générateur photovoltaïque.

II-A/ Les capteurs solaires :**II-A-1-a/ Définition :**

Le capteur solaire plan est un système thermique qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie calorifique, la chaleur reçue de cette conversion est utilisée soit directement (cas de chauffage), soit elle même convertie en énergie mécanique par l'intermédiaire des cycles thermodynamique. Son principe de fonctionnement est basé sur l'effet de serre qui consiste à piéger le rayonnement solaire, ce dernier arrive au niveau du couvert et le traverse pour atteindre une surface revêtue d'une peinture noir, appelé absorbeur. [9]

L'absorbeur va absorber une grande partie du rayonnement solaire entraînant une augmentation de sa température. Le rayonnement réfléchi par l'absorbeur arrive sur la vitre et comme celle-ci est opaque aux rayonnements infrarouges, le rayonnement est ainsi piégé.

II-A-1-b/ Effet de serre :

Certains matériaux laissent passer une gamme étendue de longueurs d'onde, alors que le verre est transparent seulement au visible et au proche infrarouge.

Entourant un corps noir d'une cage de verre, la lumière traversant le verre chauffe le corps noir et la porte à une température de 30° à 100°C environ.

Ce corps noir faiblement chauffé va donc émettre dans l'infrarouge pour lequel le verre est opaque, l'infrarouge piégé dans la cage va retourner au corps noir contribuant ainsi un échauffement ; c'est l'effet de serre.

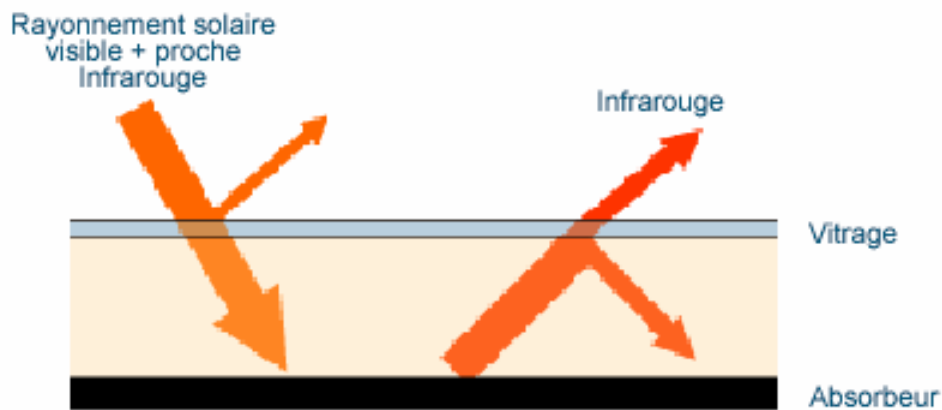


Figure II-1 : L'effet de serre dans un capteur solaire thermique

II-A-1-c/ Définition d'un corps noir :

On appelle corps noir toute matière qui absorbe de façon idéale la totalité de la lumière qu'elle reçoit, c'est la raison pour laquelle nous le choisissons pour capter la lumière solaire [10].

II-A-1-d/ Loi d'absorption :

Considérant un corps qui reçoit de l'énergie rayonnante de longueur d'onde λ . L'expérience montre que, d'une façon générale, sur la quantité totale ϕ_c^{TOTAL} d'énergie reçue par un élément donné de surface:

- Une partie ϕ_c^{Refl} est réfléchié suivant les lois de la réflexion.
- Une partie ϕ_c^{Diff} est diffusée, c'est-à-dire renvoyée dans toutes les directions.
- Une partie ϕ_c^{Trans} traverse la surface, c'est-à-dire pénètre dans l'intérieur du corps et en ressort : c'est l'énergie transmise.
- Une partie ϕ_c^{Abs} est absorbée par le corps [11].

On donc :

$$\phi_c^{TOTAL} = \phi_c^{Refl} + \phi_c^{Diff} + \phi_c^{Trans} + \phi_c^{Abs} \dots\dots\dots(II-1)$$

Le rapport A :

Le rapport $\phi_c^{Abs} / \phi_c^{TOTAL}$ que l'on désigne généralement par A, est le pouvoir d'absorption du milieu, sa valeur dépend de la longueur d'onde λ , du rayonnement absorbé, ainsi que la nature de la surface réceptrice. A est un coefficient sans dimension, toujours compris entre 0 et 1.

- 1- Pour un corps parfaitement réfléchissant ou parfaitement diffusant, on a sensiblement $A=0$, il en est de même pour un corps ou un milieu qui se laisse traverser par le rayonnement thermique sans en rien absorber, de tels milieux sont dites diathermanes ; on a également $A=0$.
- 2- Pour le corps noir, on a $A=1$ pour toutes les longueurs d'ondes [11].

II-A-2/ Description du capteur plan :

Un capteur plan utilise l'effet de serre et parvient à récupérer environ 50% de l'énergie incidente. Il se compose des éléments suivants : le vitrage, l'absorbeur l'isolant, le fluide caloporteur et le boîtier.

II-A-2-a/ Le vitrage (couvercle) :

Le verre laisse passer entre 84 et 92% du rayonnement solaire (sous l'incidence normale) selon le degré de pureté et l'utilité de recouvrir l'absorbeur par une couverture transparente est de retenir les radiations infrarouges émises par l'absorbeur, tout en laissant passer le maximum de rayonnement solaire.

Il existe deux types de vitrages : vitrage simple et vitrage double.

II-A-2-b/ L'absorbeur :

C'est une surface parcourue d'un réseau de tubulures, revêtue d'une peinture noire. L'absorbeur a pour rôle de transformer en chaleur le rayonnement électromagnétique qu'il reçoit et de transmettre cette chaleur au fluide caloporteur. Cette surface noir doit avoir les caractéristiques suivantes :

- ❖ Une bonne conductivité et diffusivité thermique.
- ❖ Un facteur d'absorption aussi voisin que possible de l'unité.
- ❖ Une bonne résistance chimique vis-à-vis du fluide.

L'absorbeur peut être [12] :

- En cuivre : c'est le meilleur (bon conducteur), et travaille très bien mécaniquement mais il est le plus coûteux.
- En acier : ayant une faible conductivité thermique et un coût moins élevé. En fait de nombreux capteurs utilisent comme absorbeur des radiateurs extra plats de chauffage central.
- En aluminium : qui nécessite l'emploi d'un fluide caloporteur spécial pour des problèmes de corrosion.

Afin de réduire les pertes du capteur et accroître son efficacité, il est préférable de recouvrir la surface de l'absorbeur d'un revêtement sélectif, qui a un facteur d'absorption le plus élevé et un facteur d'émission le plus faible.

II-A-2-c/ L'isolant :

L'isolant joue un rôle très important dans les applications thermiques de l'énergie solaire, non seulement au niveau des absorbeurs, dont il faut limiter les pertes, mais aussi pour calorifuger les tuyauteries chargées de véhiculer la chaleur, et la maison elle-même, lorsqu'il s'agit de chauffage solaire.

II-A-2-d/ Le fluide caloporteur :

Est un moyen de transfert de la chaleur collectée par l'absorbeur à un fluide d'échange thermique appelé fluide de travail.

Les fluides caloporteurs utilisés sont :

- L'air : qui est gratuit mais possédant une faible capacité calorifique comparativement à celle de l'eau (1 litres d'eau peut véhiculer une énergie équivalente qui peut véhiculer 3000 litres d'air).
- L'eau : qui possède les avantages suivants :
 - ✓ Une grande chaleur massique.
 - ✓ Une faible viscosité.

II-A-2-e/ Le boîtier :

Il contient les trois éléments cités précédemment et dont les parois sont tapissées d'une couche isolante destinée à réduire les pertes de chaleur vers l'arrière et les cotés du capteur, celui-ci doit être solide et résistant à la corrosion.

II-A-3/ Différents types de capteurs :

II-A-3-a/ Le capteur solaire à eau :

Le capteur solaire thermique à eau est constitué principalement d'une couverture transparente, d'un absorbeur, d'un conduit permettant à l'eau de collecter l'énergie cédée par l'absorbeur, et d'un isolant. La figure (II-2) représente le principe de fonctionnement d'un tel capteur.

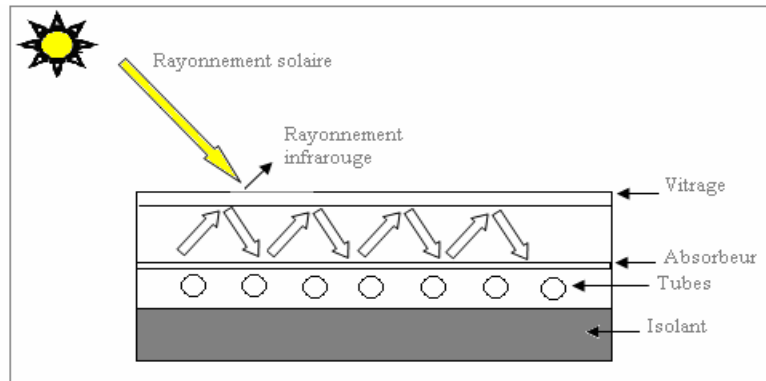


Figure II-2 : capteur solaire thermique à eau, vue en coupe.

Les conduits d'eau sont ici intégrés dans l'absorbeur.

Le principe est le suivant : le rayonnement solaire, dont le spectre se situe essentiellement dans les longueurs d'onde du visible (courtes longueurs d'onde), passe à travers la couverture transparente (constituée ici d'un vitrage), et arrive à l'absorbeur, celui-ci s'échauffe, et transmet de l'énergie thermique par convection à l'eau qui circule dans les conduits, et re-émet du rayonnement thermique vers l'extérieur (grande longueur d'onde). L'isolant permet de réduire les pertes thermiques du capteur.

On peut distinguer deux types de systèmes : [12]

- ✓ Les systèmes à basse pression de circulation très simple, à eau chaude sans pression.
- ✓ Les systèmes à haute pression, à eau chaude à haute pression utilisant une pompe.

II-A-3-b/ Le capteur solaire à air :

Contrairement au capteur à eau où le fluide passe dans les tuyaux, le conduit d'air est en générale formé par l'espace situé entre la couverture et l'absorbeur. De même que pour le capteur

à eau, l'écoulement peut être forcé ou naturel. Le coefficient de transfert de chaleur de l'air est approximativement de deux ordres de grandeurs plus faible que celui de l'eau [12].

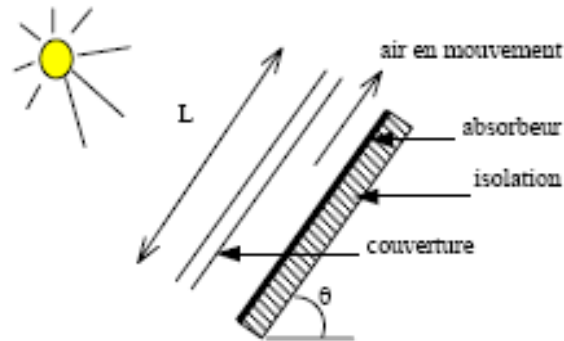


Figure II-3 : Capteur à air.

II-A-4/ Paramètres et caractéristiques de fonctionnement des capteurs solaires :

On peut les classer en deux catégories : paramètres externes et paramètres internes [13].

II-A-4-1/ Paramètres externes :

Les paramètres externes sont représentés par :

- ✚ Paramètre d'ensoleillement : éclairement énergétique du au rayonnement global, position du soleil, durée d'insolation.
- ✚ Température extérieure sèche.
- ✚ Vitesse du vent sur le capteur.

II-A-4-2/ Paramètres internes :

Les Paramètres internes sont représentés par :

A. Les paramètres géométriques :

- Paramètres de position : inclinaison, orientation du capteur.
- La superficie du capteur qui représente un paramètre important.
- Dimension des différents parties : épaisseur, longueur et largeur.

B. Les paramètres de fonctionnement :

- La température d'entrée du fluide dans le capteur.
- Le débit du fluide caloporteur.
- La température des différentes parties du capteur.

II-A-5/ Bilan thermique d'un capteur conventionnel :

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

$$I_a = Q_u + Q_p + Q_s \dots\dots\dots(\text{II-2})$$

I_a : désigne le flux solaire absorbé à la surface de l'absorbeur.

Q_u : la puissance utile récupérée par le fluide de travail.

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

Q_s : la puissance stockée sous forme de chaleur vive dans les différents éléments du capteur lorsque le régime thermique est variable [14].

II-A-6/ Rendement d'un capteur :

Le rendement instantané d'un absorbeur d'écrit :

$$\eta = \frac{Q_u}{I_a} \dots\dots\dots(\text{II-3})$$

Pour un capteur à inertie thermique négligeable (faible masse des composants, faible chaleur spécifique) ou dans le cas de régime permanent ; $Q_s=0$ et le rendement devient :

$$\eta = 1 - \frac{Q_p}{I_a} \dots\dots\dots(\text{II-4})$$

La figure suivante décrit les différentes valeurs de chaleur qui atteignent le capteur.

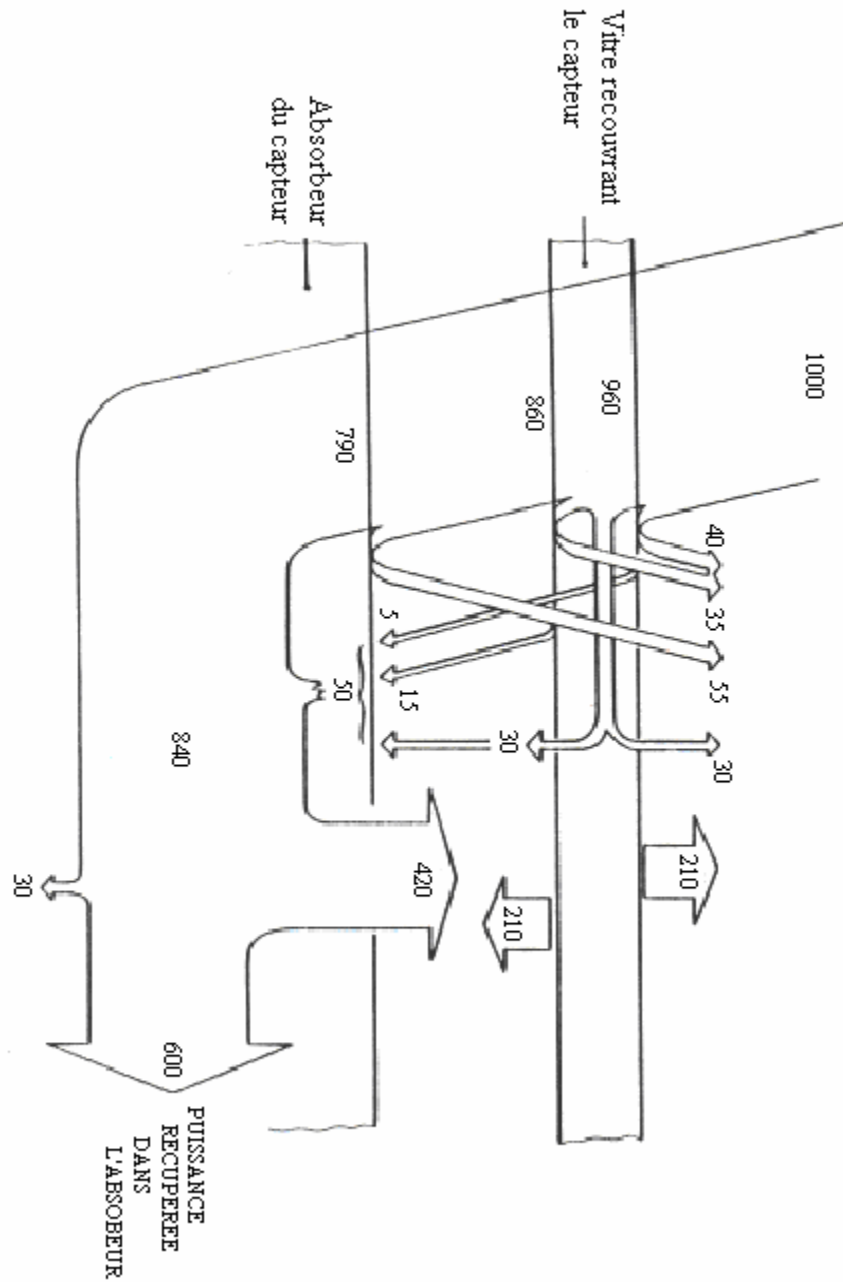


Figure II-4 : La répartition de l'énergie dans un capteur thermique. [14]

B / Générateurs photovoltaïques :**II-B-1/ Les cellules solaires :****II-B-1-a/ Historique : [15]**

La cellule solaire est l'élément de base des panneaux solaires qui produisent de l'électricité. Une cellule solaire (ou bien une cellule photovoltaïque) est un composant électronique qui, exposé à la lumière, génère de l'électricité, cet effet est appelé l'effet photovoltaïque, qui a été découverte par le français Edmond Becquerel en 1839.

Ce n'est qu'en 1954 que les laboratoires BELL mettent au point une cellule au silicium capable de convertir directement en électricité l'énergie solaire avec un rendement de 6%.

En 1958, les cellules photovoltaïques trouvent une place dans l'industrie avec l'industrie spatiale américaine qui utilisera des cellules ayant un rendement de 9% pour alimenter ses satellites.

La recherche est très active dans le domaine du solaire photovoltaïque. Les prix diminuent constamment et les rendements progressent.

En 20 ans, les rendements sont passés de 15% à 36% dans les laboratoires. Ce dernier chiffre serait celui atteint sur Terre par les cellules solaires utilisées par les robots martiens. Les rendements des systèmes disponibles commercialement sont quant à eux passés de 5% à plus de 20%.

II-B-1-b/ Description :

Un cristal semi-conducteur dopé P est recouvert d'une zone très mince dopée N et d'épaisseur e égale à quelques millièmes de mm. Entre les deux zones se trouve une jonction J. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode **k** tandis qu'une plaque métallique **a** recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du mm. [16]

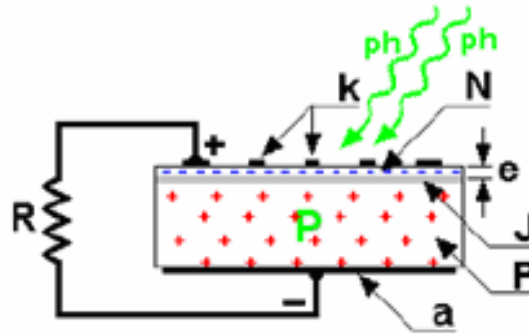


Figure II-5 : Vue en coupe d'une cellule photovoltaïque

Un rayon lumineux qui frappe le dispositif peut pénétrer dans le cristal au travers de la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode.

II-B-1-c/ Principe de fonctionnement :

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.

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_{oc}).

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

II-B-2/ Les différentes technologies :

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

II-B-2-1/ 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.

II-A-2-2/ Cellule en silicium polycristallin :

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).

II-B-2-3/ 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 : [3]

- ❖ 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.
- ❖ TiO₂ : 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.

II-B-3/ Principe de la conversion photovoltaïque : [17]

La formation d'une jonction réalisée par sur-dopage du silicium représente le principe de base de la cellule solaire. La création d'une barrière de potentiel dans le semi-conducteur permet de séparer les électrons et les trous qui sont générés par l'absorption de la lumière dans le matériau. Les types de barrières les plus communes sont l'homojonction (jonction p/n dans le même semi-conducteur), l'hétérojonction (jonction p/n entre deux matériaux différents) et les barrières Schottky (métal/ semi-conducteur).

Lors de la formation de la jonction, les électrons diffusent vers la zone p et les trous vers la zone n (alignement du niveau de Fermi), afin de tendre vers un équilibre thermodynamique. Le dipôle, créé aux bords de la jonction, entraîne la formation d'un champ électrique qui s'oppose à l'équilibre à tout déplacement de charges. La polarisation de la jonction en direct permet alors de diminuer la hauteur de la barrière de potentiel et donc l'intensité de champ électrique permettant le passage de porteurs. A l'opposé, une polarisation inverse augmentera la hauteur de barrière. La relation courant-tension pour une diode idéale à l'obscurité est donnée par la relation (II-5) :

$$I = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \dots\dots\dots(\text{II-5})$$

- Avec I_0 : courant de saturation de la diode.
- n : facteur d'idéalité de la diode
- k : Constante de Boltzmann
- q : charge électrique
- T : Température en Kelvin

II-B-4/ Paramètre de la cellule photovoltaïque :

II-B-4-1/ Modélisation :

La modélisation de cellules photovoltaïque est basée sur leurs caractéristiques électriques (Relation voltage/courant) sous diverses conditions de rayonnement et de température. Le modèle idéal à une diode développé par Rauschenbach en 1980, puis par Riger and Maguin (1982) et Green (1982) est communément accepté par la communauté scientifique.

Une cellule photovoltaïque sous éclairage peut donc se représenter comme un générateur de courant I_{ph} en parallèle sur une diode (figure II-6) :

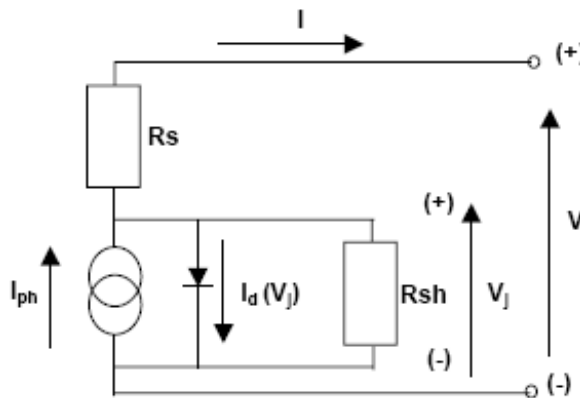


Figure II-6 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Sous illumination, la relation (II-5) devient pour une cellule idéale :

$$I = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - I_L \dots \dots \dots (II-6)$$

Avec I_L : courant d'illumination de la diode.

$$I(V) = I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V - IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] + \frac{V - IR_s}{R_p} - I_L \dots\dots\dots (II-7)$$

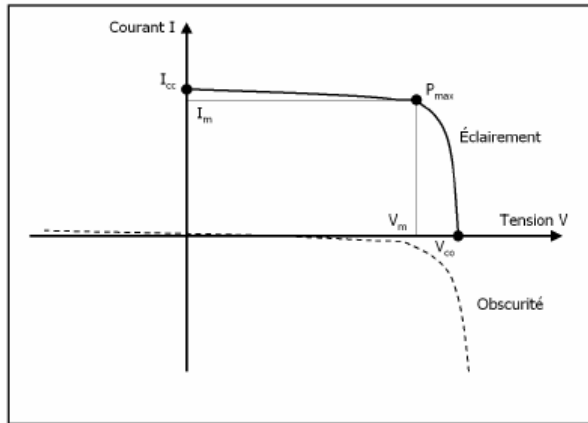


Figure II-7 : Caractéristiques I-V d'une cellule solaire sous obscurité et sous éclairement.

II-B-5/ Paramètres de la cellule photovoltaïque :

A partir de la caractéristique $I(V)$, on peut déduire les paramètres électriques suivants :

II-B-5-1/ Le courant de court-circuit I_{cc} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V=0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, et de la température.

On peut écrire :

$$I_{cc}(V = 0) = I_{ph} \dots\dots\dots (II-8)$$

II-B-5-2/ La tension en circuit ouvert V_{co} :

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

On peut écrire :

$$V_{co}(I = 0) = AU_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \dots\dots\dots (II-9)$$

II-B-5-3/ La puissance :

Le but recherché par tout utilisateur de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. La figure II-8 représente la caractéristique courant-tension d'une photopile sous illumination ainsi qu'une courbe théorique de puissance constante (puissance = tension \times intensité). Pour l'éclairement considéré, le point P_m représente le point où la puissance de la photopile est maximale. Ce point, dit puissance maximale, est associé à une tension maximale U_m et à une intensité maximale I_m .

Donc la puissance fournie par la cellule est donnée par le produit (V.I) ; c-à-d :

$$P = V \left[I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right) \right] \dots \dots \dots (II-10)$$

La tension V_{max} et le courant I_{max} correspondant au maximum de puissance, sont données par :

$$I_{max} = I_s \frac{V_{max}}{AU_T} \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) \dots \dots \dots (II-11)$$

Le produit ($V_{max} \cdot I_{max}$) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit ($V_{co} \cdot I_{cc}$).

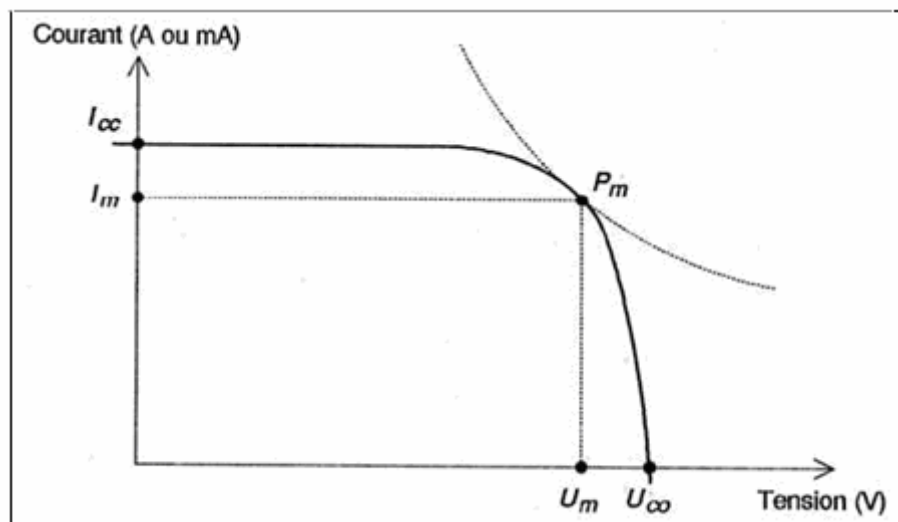


Figure II-8 : Caractéristique courant-tension d'une photopile [3]

II-B-5-4/ Le facteur de forme FF (%) :

On appelle facteur de forme FF, le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($P_{\max} = I_{\max} \times V_{\max}$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} \times V_{co}$ où :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \dots\dots\dots (II-12)$$

Il traduit les pertes provoquées par les résistances série R_s et résistances parallèles R_p de la cellule. Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

II-B-5-5/ Le rendement de la cellule solaire :

Correspond au rapport de la puissance maximale P_m délivrée par la cellule sur la puissance incidente P_i par une unité de surface et s'exprime par :

$$\eta = \frac{P_m}{P_i S} = \frac{V_m I_m}{P_i S} = \frac{V_{co} I_{co} FF}{P_i S} \dots\dots\dots (II-13)$$

Il est généralement évalué dans des conditions de référence : sous un ensoleillement de 1000 W/m², à la température de 25 °C et sous un spectre AM 1,5. Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour Standard Test Conditions. [13]

II-B-6/ Les paramètres qui influent sur la caractéristique I = f (V) :**II-B-6-1/ L'influence de l'éclairement :**

Le photocourant est proportionnel au flux lumineux et aussi à la surface de la jonction soumise au rayonnement.

La tension de circuit ouvert est indépendante de la surface rayonnée et n'est fonction que de matériau et de la qualité de la jonction et elle correspond aux conditions où le courant direct est égal au photocourant .

Cette tension va se diminuer légèrement avec le flux lumineux donc avec I_{ph} comme le montre la figureII-9. [16]

Il est important de noter que, lorsque l'éclairement est plus faible que 100 W/m² (à environ 10000 lux et a fortiori à l'intérieur de locaux), la tension de la photopile varie à son tour. Elle baisse avec l'éclairement (variation logarithmique). Seules les photopiles au silicium amorphe permettent un fonctionnement dans ces conditions, grâce à une tension encore assez élevée. C'est pour cette raison que le silicium amorphe peut être utilisé sous éclairage artificiel, contrairement au silicium cristallin. [3] Ceci va beaucoup contribuer dans notre choix de cellules.

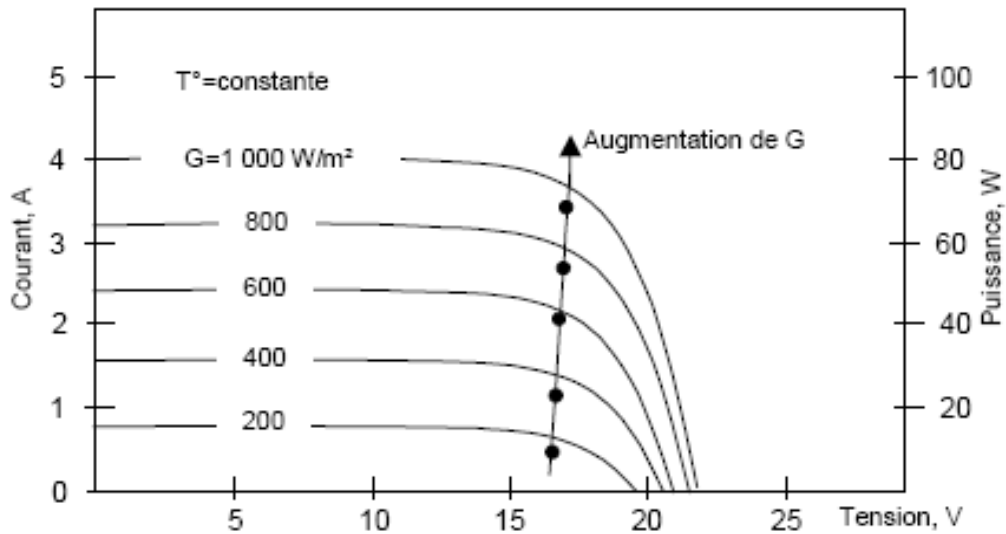


Figure II-9 : Influence du flux lumineux sur la courbe de puissance de la cellule solaire (T=28°)

II-B-6-2/ L'influence de la température sur le rendement :

Pour connaître la courbe caractéristique d'une cellule solaire, on part de la caractéristique d'une diode au silicium (jonction P-N dans l'obscurité) et on prend ensuite en compte l'illumination. On obtient alors la relation suivante : [16]

$$I = I_p - I_s \left(e^{\frac{U}{U_t}} - 1 \right) \dots\dots\dots (II-14)$$

Avec I_s = courant de saturation de la diode

I_p = photocourant

U = tension imposée à la diode

$U_t = kT/q = 26 \text{ mV à } 300 \text{ K}$

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

$q = 1,602 \times 10^{-19}$ charge de l'électron

T = température absolue en Kelvin

Avec cette relation, on peut quantifier la tension de circuit ouvert :

$$U_{co} = \frac{kT}{q} \ln\left(1 + \frac{I_p}{I_s}\right) \dots\dots\dots (II-15)$$

On peut remarquer que cette tension augmente avec le logarithme de I_p et donc avec l'illumination. En revanche, elle décroît avec la température, malgré le terme kT/q , car I_s varie exponentiellement avec T, compensant largement ce dernier terme.

Cette chute de tension avec le facteur température aura une grande importance dans le dimensionnement du système. Cet effet est représenté sur la figure (II-10) où l'on peut observer différentes caractéristiques courant-tension à des températures allant de -15 °C à 65 °C sous un ensoleillement de 1000 W/m². Un ordre de grandeur de cette chute est de 2 à 2,5 mV/°C, ce qui donne un déficit d'environ 90 mV entre 10 et 50 °C.

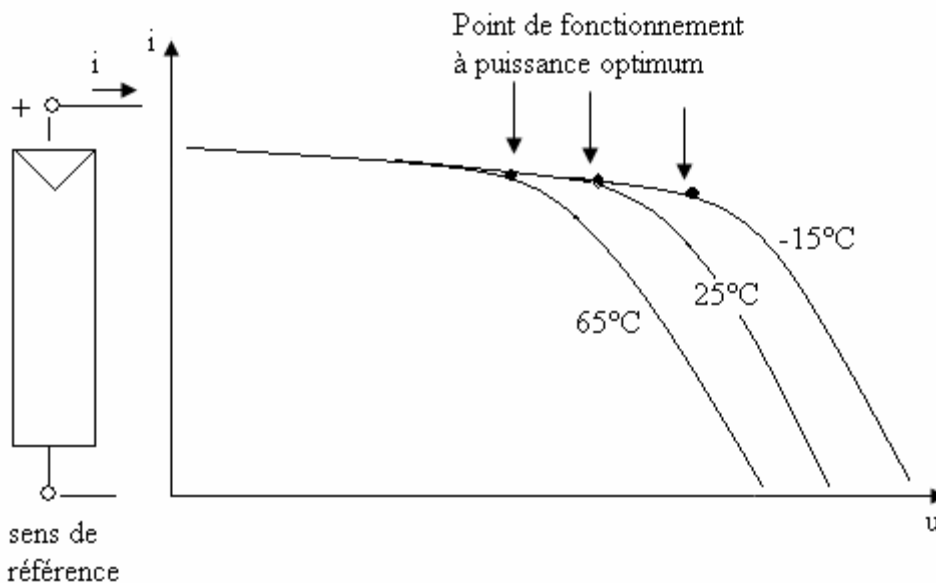


Figure II-10 : Courbe I (v) d'une cellule à diverses températures [16]

Contrairement à la tension, le courant de court-circuit, quant à lui, augmente avec une hausse de la température. Ceci s'explique par une meilleure absorption de la lumière, le gap optique baissant avec cette hausse. Toutefois, cet accroissement d'intensité étant très faible, il peut être négligé au point de puissance maximale.

Au bilan, la cellule subit une perte de 0,4 à 0,5 % par degré. [15] De plus, une haute montée en température est tout à fait envisageable en fonctionnement (jusqu'à 75 °C). En effet, la température réelle de marche d'une photopile est toujours supérieure à la température ambiante.

II-B-6-3/ Influence de la résistance série R_s : [16]

La résistance série est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles. L'influence de la résistance R_s se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur à tension constante.

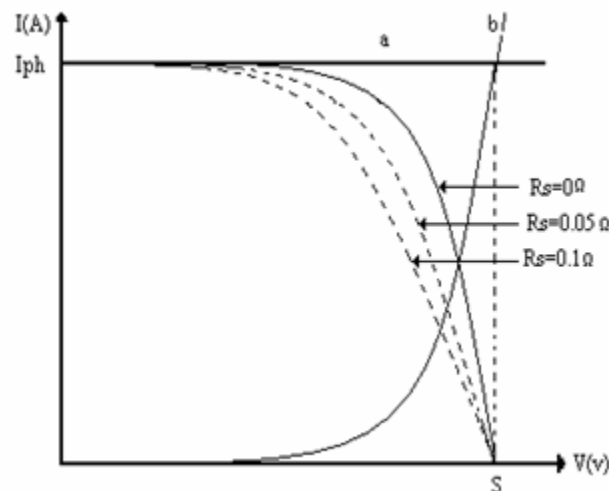


Figure II-11 : Composantes de la courbe de puissance d'une photopile : influence de la résistance série

II-B-6-4/ Influence de la résistance parallèle R_p : [16]

Les cellules réelles peuvent aussi faire intervenir une résistance shunt qui apparaît en parallèle sur la structure. Cette résistance caractérise un courant de fuite entre grille supérieur et

contact arrière, elle est généralement très supérieure à R_s et peut donc être placée indifféremment dans le schéma équivalent.

L'influence de R_{sh} se traduit par une diminution de la courbe de puissance dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur à courant constant.

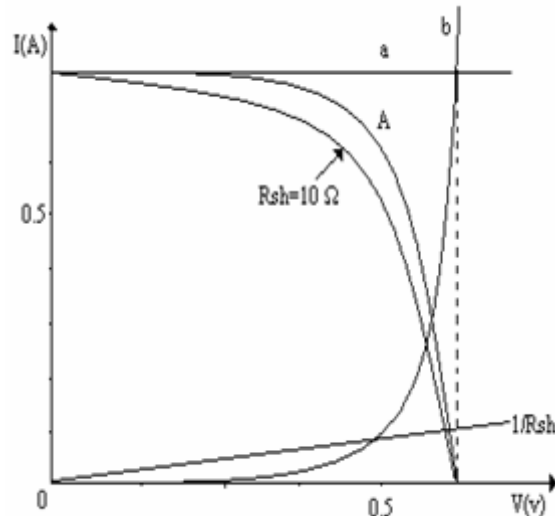


Figure II-12 : Effet de la résistance shunt sur la courbe (V)

II-B-6-5/ Influence de l'angle d'incidence :

Lorsque le rayonnement incident provient d'une direction inclinée par rapport à la normale au module, le rayonnement absorbé de façon utile diminue.

La plus grande partie de cette diminution s'explique de façon purement géométrique : la surface effective "vu par le rayonnement" varie comme le cosinus de l'angle d'incidence.

La diminution de la puissance absorbée est encore accentuée par des raisons optiques : les réflexions sur la paroi extérieure, ainsi que sur la surface des cellules, augmente avec l'angle d'incidence. La figure donne l'allure de la variation du rayonnement reçu à la surface du module et du rayonnement absorbé de façon utile en fonction de l'angle d'incidence. [18]

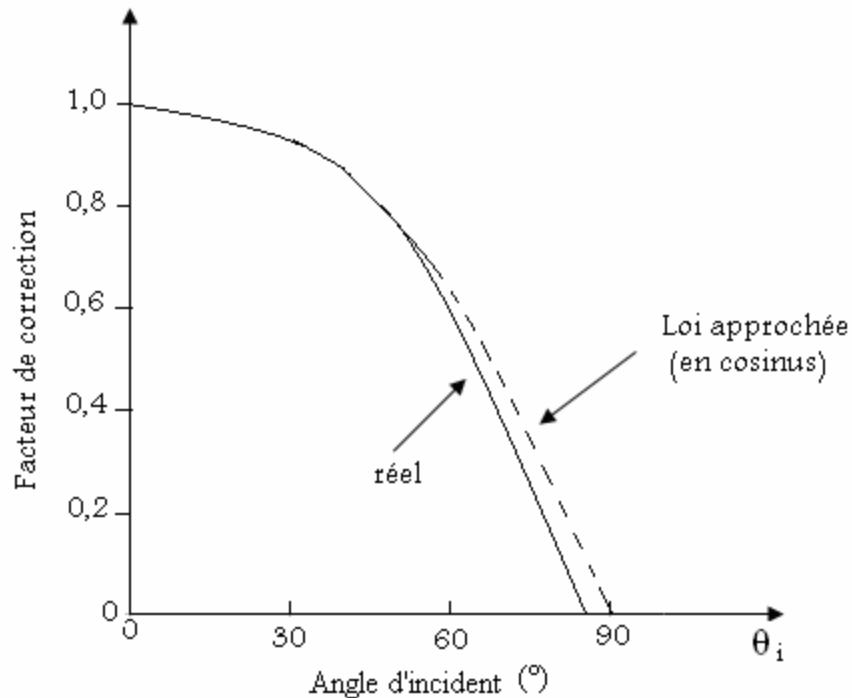


Figure II-13 : Influence de l'angle d'incidence sur la puissance reçue et absorbée de façon utile (normalisées séparément) par un module photovoltaïque. [18]

Compte tenu de cette dépendance angulaire, la puissance fournie par un module dépend beaucoup de son inclinaison et de son orientation. Il est rare que les modules soient équipés d'un système qui les oriente en permanence dans la direction optimum en tenant compte du mouvement du soleil. L'orientation est en générale fixée, l'inclinaison peut parfois être modifiée manuellement pour tenir compte de la saison. Le plus souvent, l'orientation et l'inclinaison sont toutes deux fixes.

Le choix optimum de l'orientation est alors la direction nord-sud, en direction de l'équateur.

Le choix optimum de l'inclinaison dépend du critère d'optimisation. Si le but est de maintenir une production intéressante d'énergie même pendant la mauvaise saison, l'inclinaison optimum est supérieure (d'environ 15°) à la latitude du lieu.

II-B-7/ Le module solaire :

Les cellules ne peuvent pas être associées dans un module que si elles sont parfaitement identiques d'une part et d'autre part, le module doit être rigide du point de vue mécanique, d'où la nécessité de son encapsulation.

L'encapsulation est une opération très importante car elle permet l'obtention du générateur PV fonctionnel. [19]

Avant de procéder à l'encapsulation, il est indispensable de décrire les différentes couches qui constitueront le module.

1. **Couche supérieur :** on utilise le verre trempé qui supporte des écarts de températures
 - donne de la rigidité au module.
 - Assure une bonne transmission.
 - Assure une bonne isolation.
 - Eventuellement est un absorbeur de rayons ultra violets.
2. **Couche inférieure :** on utilise le verre ou les polymères ces derniers de plus en plus employés en rajoutant une couche d'aluminium anodisé.
 - La couche inférieure assure l'isolation.
 - Elle assure la solidité mécanique.
3. **Remplissage :** le procédé le plus employé est l'utilisation des thermoplastiques comme :
 - EVA (acétate d'éthyle vinyle).
 - PVB (Polyvinyle butyral).
 - PMMA (Polyméthacrylate).
 - Résine de silicone.

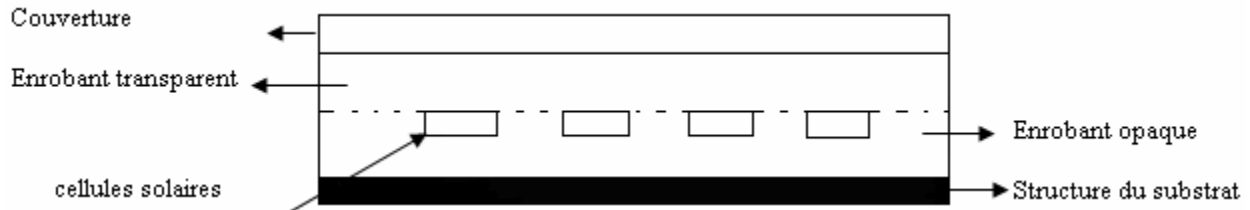
Le remplissage doit être :

- Transparent pour assurer une bonne conduction du rayonnement optique.
- Doit résister aux tensions thermiques.
- Doit avoir une bonne résistance électrique (jusqu'à 11500V).
- Doit avoir une bonne transmission.
- Doit avoir une bonne résistance à l'humidité

A titre d'exemple une étude comparative de rendement de deux modèles d'encapsulation est présentée [20].

Modèle 1 : [20]

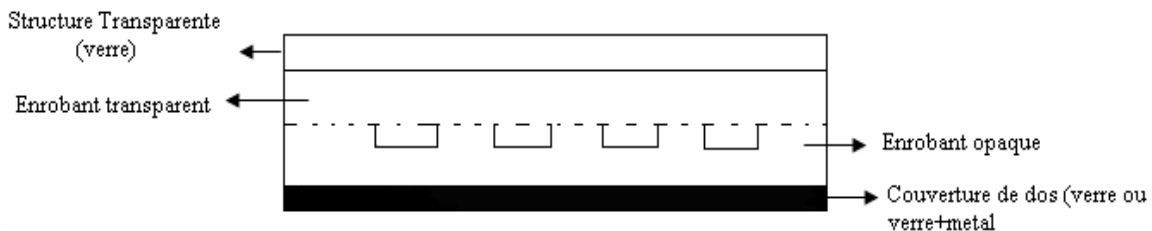
Figure II-14 à encapsulation de résine de silicone :



Les cellules sont montées sur le support qui peut être soit en verre ou en acier, L'enrobant et le couvercle avant sont en plastique ou en résine de silicone servent à protéger la façade avant des cellules.

Modèle 2 : [20]

Figure II-15: Module à encapsulation verre :



Les cellules sont montées sur feuille de verre, le couvercle de dos qui est une feuille de métal ou de verre sert à protéger l'arrière des cellules.

Le parcours du rayonnement lumineux à travers le module en général fait comme suit :

1. La radiation solaire incidente sur la surface avant du module est partiellement réfléchiée et transmise.
2. La partie transmise est absorbée et réfléchiée dans les couches de l'encapsulation ou absorbée par les cellules.
3. La radiation solaire absorbée par les couches est convertie partiellement en chaleur.
4. La radiation absorbée par les cellules est convertie en électricité et en chaleur qui est négligeable en fonctionnement normal.

5. La radiation convertie en chaleur conduite à une augmentation de température du module et de son environnement.

A ce moment on peut dire que l'énergie solaire absorbée est égale à l'énergie convertie en électricité plus la chaleur perdue à l'air ambiant par conduction et rayonnement.

Le coefficient de conversion (rendement) des cellules augmente avec la diminution de la température et il est souhaitable de minimiser la différence entre le module et l'environnement

II-B-8/ Simulation de rendement de conversion pour deux modules à encapsulation différentes : [19]

Pour la présentation de l'étude comparative, il est nécessaire de faire les hypothèses suivantes :

1. Les indices de réfraction de la cellule et des couches d'encapsulation sont indépendants des longueurs d'ondes.
2. Le plan du module est perpendiculaire au rayon solaire.
3. Les phénomènes d'absorptions de la « radiations » dans le système sont négligés.
4. Les propriétés optiques sont indépendantes de la température et de la direction du rayonnement.
5. La radiation solaire incidente est seulement directe.

Modèle thermo-optique :

Le but de la présentation de ce module étant une comparaison du rendement de deux modules à encapsulation différentes. La base de l'étude se fera principalement sur la quantité de chaleur échangée et sa relation avec le rendement. Une coupe transversale du module est donnée en figure II-16 représentant l'énergie solaire échangée entre les cellules et les différentes couches d'encapsulation.

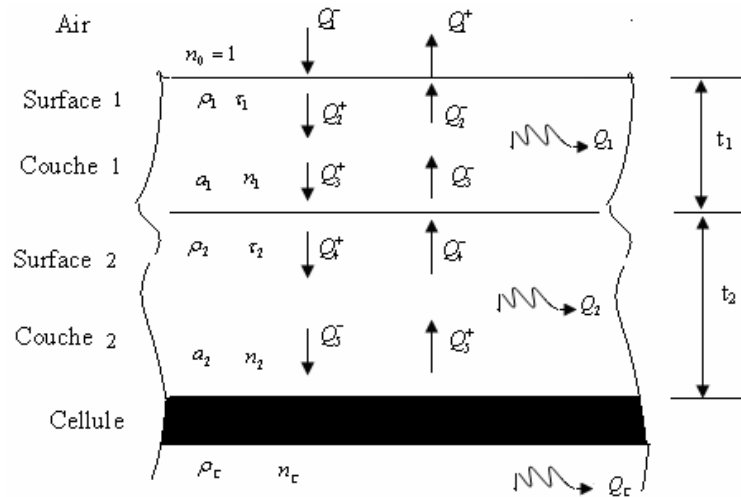


Figure II-16 :

Coupe transversale d’une partie du module encapsulé propriété optique et thermique.

- n_c, n_1 et n_2 , les indices de réfraction de la cellule et des couches 1 et 2 respectivement.
- ρ_1, ρ_2 les coefficients de réflexion de couche 1,2 et ρ_c de la p_c de la cellule.
- a_1, a_2 les coefficients d’atténuation de chaque couche.
- τ_1, τ_2 et τ_c les coefficients de transmission des couches 1, 2 et de la cellule respectivement.

Dans le cas où il n’y a pas de couche antireflet les équations de Fresnel sont utilisées pour calculer les coefficients de réflexion [21] sinon il faudrait faire intervenir dans les équations l’influence des couches anti-reflet.

La couche anti-reflet dans la forme la plus simple est une couche d’épaisseur $\delta=(\lambda/4)n$ d’un matériau dont l’indice de réfraction est faible [21].

Les couches anti-reflet permettent de minimiser les pertes de chaleur dues à la réflexion.

Bilan thermo-optique :

Comme il est représenté sur la figure II-16 tous les flux d’énergies radiants ($Q_1^+, Q_2^-, Q_2^+, Q_2^-, \dots$ etc) correspondant respectivement aux surfaces 1, 2 quand aux signes (+), (-) ils représentent les flux entrant et sortant du module.

A l’équilibre énergétique, à chaque surface correspond une relation entre les flux d’énergie par exemple :

La surface (1) à l’équilibre :

$$Q_1^- = \rho_1 \cdot Q_1^+ + \tau_1 \cdot Q_2^- \dots\dots\dots(\text{II-16})$$

$$Q_2^- = \rho_1 \cdot Q_2^+ + \tau_1 \cdot Q_1^- \dots\dots\dots(\text{II-17})$$

La loi de Beer est utilisé pour calculer l'atténuation de l'énergie de radiation à travers les couches par exemples : [19]

Q_2^+ , Q_3^- reliés comme suit :

$$Q_3^- = T_2 \cdot Q_2^+ \quad \text{où} \quad T_{1,2} = \exp(-a_{1,2} \cdot t_{1,2})$$

Des expressions similaires sont développées pour les autres flux et dis équations sont résolues simultanément pour obtenir des valeurs numériques des flux.

Les expressions suivantes sont utilisées pour calculer la chaleur absorbée dans chaque couche où Q_1 et Q_2 les chaleurs totales respectivement échangées sont données par :

$$Q_1 = Q_2^+ + Q_1^+ - Q_2^- - Q_3^- \dots\dots\dots(\text{II-18})$$

$$Q_2 = Q_1^+ + Q_3^+ - Q_4^- - Q_3^- \dots\dots\dots(\text{II-19})$$

Sachant que la chaleur absorbée par la cellule solaire s'écrit :

$$Q_C = Q_5^- - Q_5^+ \dots\dots\dots(\text{II-20})$$

La puissance produite par les cellules est donnée par :

$$P_C = \int_0^{\infty} C(\lambda) \cdot Q_C(\lambda) d\lambda = \eta \cdot G \dots\dots\dots(\text{II-21})$$

Où $C(\lambda)$: le coefficient spectral de conversion d'énergie du cellule.

η : rendement de conversion.

η dépend de la température de la cellule d'après la formule suivante :

$$\eta = \eta(25^0 C)[1 - 0,005(T - 25)] \dots\dots\dots(\text{II-22})$$

Les valeurs typiques du $C(\lambda)$ de silicium sont représentées dans la figure II-17.

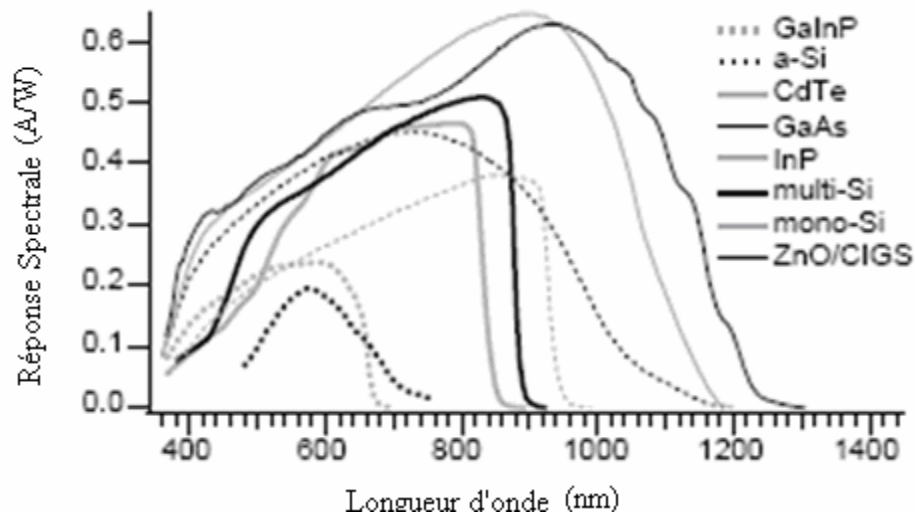


Figure II-17 :

La réponse spectrale des cellules en silicium. [22]

- La résistance thermique de convection à partir de la surface à l'air ambiant est donné par :

$$R_{S-air} = 1/(hA) \dots\dots\dots(II-23)$$

h : coefficient de transfert de chaleur w/cm²C.

- La relation utilisé pour calculer h : [23, 24,25]

$$h = 1,247.10^{-4} (\Delta T \cdot \cos \beta)^{1/3} + 2,685.10^{-4} \cdot V \dots\dots\dots(II-24)$$

Où : $\Delta T = T_{surface} - T_{air} (C^0)$

β : angle d'inclinaison du module.

V : vitesse d'air m/s.

- La résistance thermique de radiation entre le module et l'entourage est donnée par [24] :

$$R_{s-b} = \sigma(A \cdot \epsilon_b \cdot F_{s-b})^{-1} \dots\dots\dots(II-25)$$

A : surface du module.

ε_b : l'émissivité du module.

σ : constante de stefen Boltzmann.

F_{s-b} : Facteur de forme.

$$F_{s-terre} = 1/2(1 - \cos \beta)$$

$$F_{s-ciel} = 1 - F_{s-terre}$$

Où β : angle d'inclinaison du module.

En conclusion, nous pouvons comparer après résolution du système obtenu par l'étude thermique, les puissances électriques, la température des cellules par conséquent le rendement électrique pour les deux modèles de modules photovoltaïque à encapsulation différentes.

Dans la figure II-18 sont représentées les pertes d'énergies au sein de la cellule photovoltaïque, on constate que le flux d'énergie dans une cellule au silicium correspond en principe à 44% environ, de l'énergie solaire à laquelle la cellule est sensible, 16% de l'énergie sont perdues au sein de la cellule ce qui explique que le rendement théorique maximal est à 28% seulement.

Le rendement réel est compris entre 14 et 22% [25].

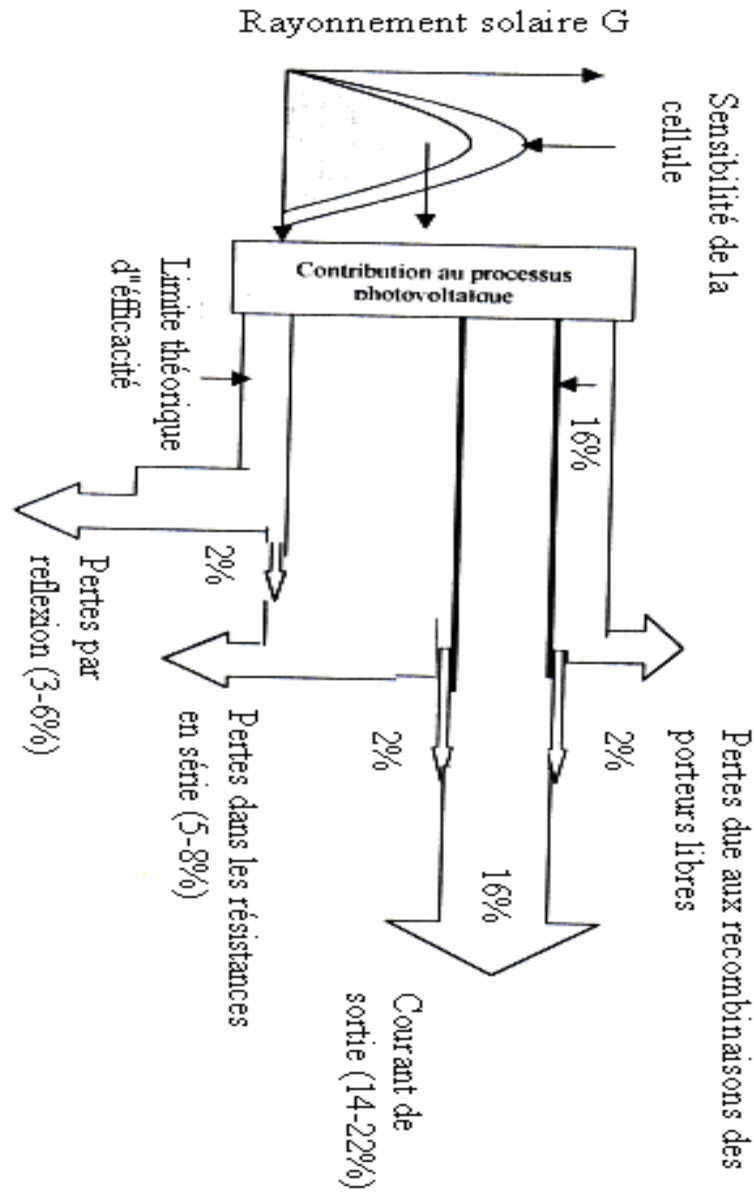


Figure II-18 :

Représentation des pertes d'énergie en sein de la cellule photovoltaïque. [19]

Nous avons présenté une étude comparative du rendement de conversion de modules photovoltaïque à encapsulation différentes, mais notre but est de minimiser les pertes thermiques, le module à encapsulation bi-verre étant celui qui présente les meilleures performances électriques et thermiques.

II-B-9/ Module photovoltaïque :

Un module photovoltaïque est d'abord un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Par définition c'est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique suffisante lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile seule ne génère qu'une tension faible : de 0.5 à 1.5V selon les technologies. Il est donc nécessaire d'associer plusieurs photopiles en série pour pouvoir produire une tension exploitable.

Ces ensembles des cellules doivent être encapsulés dans des modules étanches qui les préservent de l'humidité et des chocs. [16]

II-B-9-1/ Estimation du nombre de module :

Le calcul du nombre suffisant de modules est indispensable pour assurer l'autonomie d'une station solaire. Ce calcul est fait à partir des données météorologiques du lieu où la station est installée (nombres d'heures d'ensoleillement ou bien d'irradiation). En effet, les relevées nombres d'heures d'ensoleillement portent dans certains cas sur une quinzaine d'années. Le cas idéal pour les applications photovoltaïques serait de connaître la productivité réelle sur le site d'un module étalon incliné à la latitude du lieu et donnant des résultats d'**ampères/heures/mois**.

1/ Puissance d'un module en fonction de la durée :

La durée d'insolation correspond à la durée pendant laquelle le soleil a brillé, pratiquement c'est l'intervalle de temps pendant lequel un générateur est soumis à un rayonnement.

Pour obtenir une puissance théorique disponible sur un module (**BPX47 A**) incliné l'altitude du lieu, il faut compter toutes les heures d'insolation à **1KW/m²** et le complément pour aller à **4380 h à 0.1 KW/m²**, en attribuant au diffus le même rendement de conversion.

Sachant que pour **1KW/m²** les cellules atteignent **60°C**, alors que sous **0.1 KW/m²**, elles restent à **25°C**. [18]

$$P_t = \frac{H + P_n + (4380 - H)C_c}{H_a} \times \frac{2}{\pi} \times C_p \dots\dots\dots(\text{II-26})$$

Avec :

H : nombre total d'heures d'ensoleillement.

P_n : La puissance nominale du module est **9.7w/m²**.

$\frac{2}{\pi}$: Le coefficient tient compte de l'élévation du soleil de **15°** par heure.

H_a : Le nombre des heures dans l'année est égal à **8760h**.

C_p : coefficient corrige la perte d'énergie due à la déclinaison solaire ($\pm 23.27^\circ$) est **0.96**.

C_c : coefficient correctif est égal à **1.1**.

2/ Puissance d'un module en fonction de l'énergie globale au sol :

L'inclinaison sera choisie en fonction de la hauteur du soleil pendant les mois ensoleillés pour une récupération optimale en pratique :

L'utilisation annuelle = latitude du lieu + **10°**.

L'énergie moyenne reçue est estimée à l'équateur hors atmosphère à **870 Cal/cm²/jour** soit **3.635 j/cm²/jour**. Pour un ciel clair et parfaitement dégagé, l'énergie au sol est égale à **3,635/1,4 = 2,596 j/cm²/jour**, soit **0,721 Wh/cm²/jour**. Sachant que la surface utile pour un module (**BPX47 A**) est **860 cm²**, donc l'énergie qu'il intercepte est **860 x 0,751 = 620Wh/jour**, où la puissance moyenne totale sur l'année est : **620/24 = 25.8 Watt**.

L'augmentation de la température à 60°C nous donne un rendement de 11.2 %, la puissance totale moyenne devient donc **25.8 x 0.112 = 2.88 W**. [18]

Par la supposition que l'énergie mesurée E ne contient pas de rayonnement diffus et pour le cas d'un module incliné sur l'horizontal d'un angle i , alors ; sa puissance théorique ne contient pas de rayonnement diffus.

Alors la puissance théorique d'un module est donc :

$$P_u = \frac{E_{cal} / cm^2 / jour \times 2.88}{621} \times \frac{\cos(i - lat + \nu)}{\cos(lat + \nu)} \dots\dots\dots (II-27)$$

ν : étant la déclinaison solaire pour, le mois, la décade ou le jour considéré.

En tenant compte de **K1=0.633** et **K2=0.85**, coefficient qui seront adapté suivant chaque cas :

$$P_u = \frac{E_{cal} / cm^2 / jour \times 2.88 \times 0.538}{621} \dots\dots\dots (II-28)$$

$$P_u = \frac{E_{cal} / cm^2 / jour}{400} \times \frac{\cos(i - lat + \nu)}{\cos(lat + \nu)} \dots\dots\dots (II-29)$$

Ces relations sont valables pour une orientation des modules face au sud avec une inclinaison sur l'horizontale correspondant à la latitude du lieu.

II-B-10/ Panneau :

Les modules peuvent être assemblés en panneaux, eux-mêmes interconnectés pour former un champ de modules. Dans une installation, l'ensemble des champs de modules constitue le champ photovoltaïque. [16]

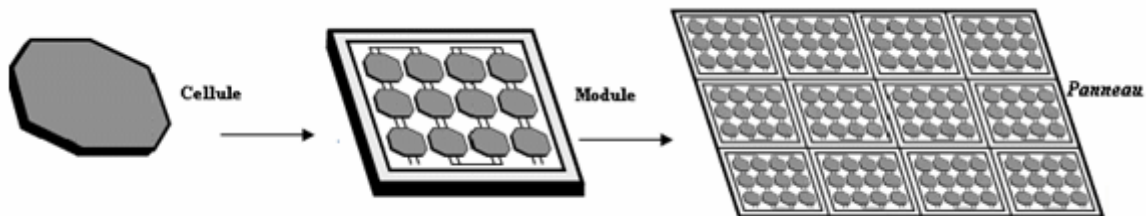


Figure II-19 : Association des cellules solaires photovoltaïques

II-B-10/ Connexions série, connexions parallèle, pour des cellules identiques :

Dans la pratique les cellules solaires ne sont pas utilisées seules mais elles sont regroupées entre elles pour former un module photovoltaïque. Les modules sont regroupés à leur tour pour former un panneau solaire.

Généralement, dans le module les cellules sont groupées en série alors que dans le panneau les modules sont groupés en parallèle ou en séries parallèle constituant ainsi une matrice. [17]

Les puissances demandées par les charges couramment utilisées nécessitent conjointement des tensions et des courants supérieurs à ceux que peuvent fournir les cellules élémentaires ; d'où l'utilisation de groupements séries parallèles [17].

II-A-9-1/ Connexions séries :

Dans un groupement de ns cellules en série, toutes sont traversées par un même courant. La (Figure II-20) montre la caractéristique résultante (I_{scc} , V_{sco}) d'un tel groupement dans des conditions idéales, obtenue pour ns cellules identiques (I_{cc} , V_{co}) en sommant les caractéristiques élémentaires à courant constant : [26]

$$V_{sco} = n_s * V_{co} \dots\dots\dots(II-30)$$

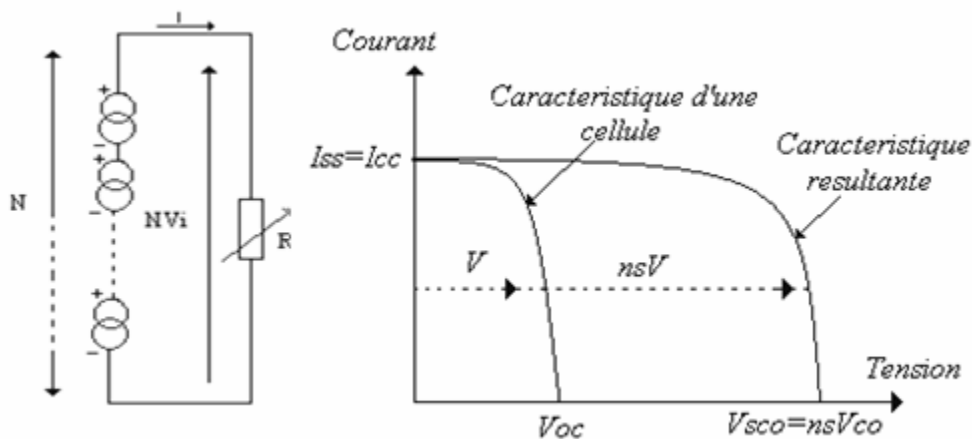


Figure II-20 : Caractéristiques de groupement série des cellules. [26]

II-A-9-2/Connexions parallèle :

Ce genre de groupement permet l'augmentation du courant du générateur. La tension générée par les cellules est la même, le courant passant par la charge est égal à la somme des courants de chaque branche. Dans le cas de la (figureII-21), il y a une cellule par branche, par conséquent la charge R sera traversée par un courant

$$I = \sum_{i=1}^M I_i \dots\dots\dots(II-31)$$

Où : M étant le nombre de cellules identique,

I_i : le courant débité par chaque cellule. De même que R sera soumise à une tension $V = V_i$, d'où V_i est la tension aux bornes d'une cellule. La courbe I-V du générateur, est obtenue en additionnant le courant de toutes les cellules pour une tension donnée.

Ainsi toutes les cellules étant identique, la tension sera égal à la tension de chaque cellule. [26]

$$I_{PCC} = n_p * I_{CC} \dots\dots\dots(II-32)$$

Pour un groupement de n_p cellules identiques en parallèle (figure II-21) :

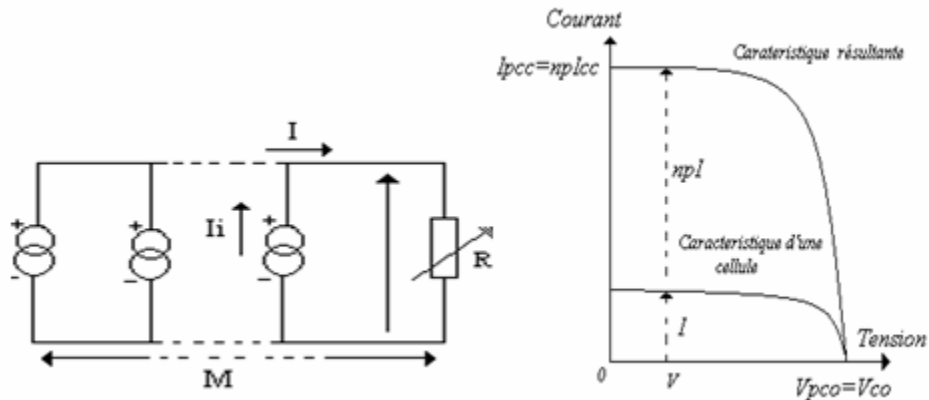


Figure II-21 : Caractéristiques de groupement parallèle des cellules [26]

La Connections des cellules solaires dans un module implique des problèmes inconnus au niveau de la cellule seule. Des graves problèmes sont apparus, leurs origines étant dues à une "non adaptation" des cellules individuelles. (La "non adaptation" est désignée sous le nom de "mismatch" .Ceci est dû à différents raisons, comme le claquage d'une cellule, l'occultation partielle, détérioration à l'encapsulation, différences physiques entre les cellules : une cassure de cellule ou bien à une occultation partielle du module.

II-A-10/ Rendement de générateur photovoltaïque :

Le rendement η_g de conversion du générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$\eta_g = \frac{P_s}{P_e} \dots\dots\dots(\text{II-33})$$

Avec : P_e : la puissance d'entrée du champ PV est donnée par :

$$P_e = E.N_s.N_p.S \dots\dots\dots(\text{II-34})$$

Avec :

E : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).

S : surface du module photovoltaïque (m^2).

N_s : nombre de module en série.

N_p : nombre de module en parallèle.

P_s : la puissance à la sortie du champ photovoltaïque, donnée par $P_s = I.V$

V : la tension aux bornes du champ photovoltaïque (v).

I : le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).

Le rendement maximum de générateur photovoltaïque est :

$$\eta_{\max} = \frac{I_{\max}.V_{\max}}{E.N_s.N_p.S} \dots\dots\dots(\text{II-35})$$

Conclusion :

Une description physique de différents capteurs a été présentée ainsi que le bilan thermique et le rendement correspondant.

Le générateur photovoltaïque, de la cellule au panneau avec une étude de performances et de dimensionnement permettant une installation adéquate par rapport au site et performante est également réalisée. Une comparaison de deux encapsulations différentes est présentée.

Ces études réalisées séparément vont constituer les fondements de la simulation de collecteur hybrides que nous allons étudier par la suite.

Introduction :

Dans ce chapitre nous intéressons à l'étude d'un collecteur hybride conventionnel qui est formé par le couplage de deux capteurs [27, 28, 29,30] collecteur thermique et générateur photovoltaïque, le but est de récupérer les pertes d'énergie produites par ces deux derniers et cela nous permet de minimiser la superficie occupée par les deux collecteurs, et d'obtenir une quantité d'énergie thermique, et électrique au même temps.

Pour ce collecteur hybride conventionnel nous étudierons deux types à air, et à liquide avec leurs analyses.

III-1/ Description de collecteur hybride conventionnel :

Le collecteur hybride conventionnel se compose de trois parties principales :

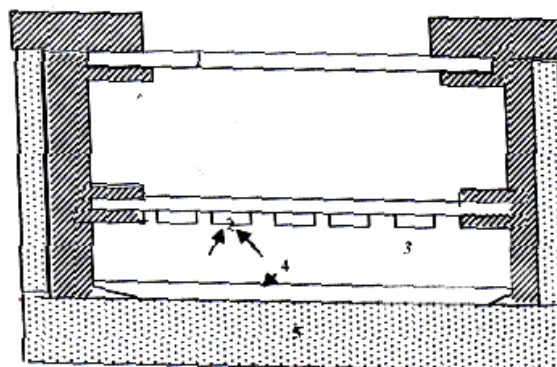
- Une barrière thermique qui empêche la perte thermique à l'air ambiant (verre).
- Des cellules photovoltaïques forment la première surface qui absorbe la chaleur (absorbeur).
- Un passage d'écoulement d'un fluide caloporteur.

Il existe deux types de collecteurs hybrides conventionnels :

- Collecteur hybride conventionnel à air.
- Collecteur hybride conventionnel à liquide.

III-1-1/ Collecteur hybride conventionnel à air CHC :

Nous avons présenté l'étude du CHC à air, le schéma représentatif est la suivante.



1- Couverture de verre
2- Cellules solaires
3- Fluide caloporteur

4- Absorbeur
5- Isolateur

Figure III-1 : Schéma représentatif d'un collecteur hybride à air.

Le collecteur hybride PV/T à air se compose de :

- Deux plaques de verre qui empêchent la perte thermique en haut et l'isolation thermique dans les cotés et le bas empêchent la perte à l'arrière et aux cotés.
- Les cellules solaires sont soudées sous la deuxième plaque de verre, elles représentent la première surface qui absorbe la chaleur.
- La radiation incidente passée entre les cellules est absorbée par l'absorbeur qui est une plaque noire en aluminium.
- L'air circule entre les cellules et l'absorbeur.

III-1-1-a/ Modèle analytique du CHC à air :

Le modèle analytique utilisé pour le CHC à air est basé sur le travail de Raghuraman et Hendrie [27] et d'après figure (III-2) qui représente une coupe transversale dans le CHC à air.

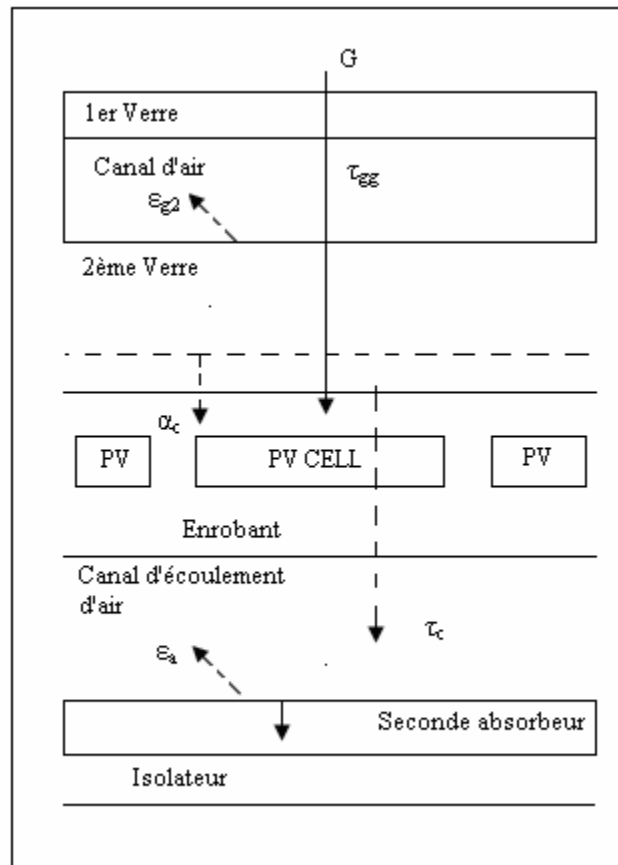


Figure III-2 : Coupe transversale dans le PV/T à air

En négligeant les interreflexions de la radiation entre les surfaces et l'absorption par les surfaces de verre, l'énergie E_c nette absorbée par les cellules, par l'unité de surface de cellule encapsulée est donnée comme suit :

$$E_c = p\alpha_c\tau_{gg}G \dots\dots\dots(III-1)$$

P : le rapport de la surface totale des cellules sur la surface du module (facteur de remplissage du module).

α_c : l'absorption des cellules dans la région de 0.3 à 3.6 μm .

τ_{gg} : la transmittance à travers le verre du couvercle et le second verre de l'encapsulation des cellules données dans la région des ondes de 0.3 à 3.6 μm .

G : le rayonnement global incident sur le couvercle en verre.

Les cellules solaires au silicium sont transparentes aux radiations juste après 1.1 μm ainsi cette dernière va être transmise à travers les cellules et absorbée par l'absorbeur thermique.

En négligeant les interreflexions de la radiation entre les cellules et l'absorbeur thermique l'énergie E_r , par unité de surface absorbée par l'absorbeur thermique est donnée par :

$$E_r = (1 - p)\tau_{gg}\tau_p\alpha_aG + p\alpha_a\tau_{gg}\tau_cG \dots\dots\dots(III-2)$$

τ_p : transmittance de l'enrobant.

α_a : l'absorption d'absorbeur.

τ_c : transmittance des cellules.

A partir de la radiation absorbée par les cellules, ces dernières produisent une énergie électrique E_{ce} et une énergie thermique E_{ct} .

$$E_{ce} = \eta_e p\tau_{gg}G \dots\dots\dots(III-3)$$

$$E_{ct} = (1 - \eta_e / \alpha_c) p\alpha_c\tau_{gg}G \dots\dots\dots(III-4)$$

Où

η_e : Le rendement électrique des cellules.

En négligeant le gradient de température dans le verre à la surface, l'énergie thermique délivrée par les cellules est perdue par la combinaison de convection naturelle et/ou conduction et par radiation vers le couvercle à travers l'air de l'espace qui se trouve entre les cellules et le couvercle.

Ces pertes E au niveau du couvercle sont données par l'expression :

$$E = hc_g(T_c - T_g) + \alpha_{g1}\epsilon_{g2}\sigma T_c^4 - \alpha_{g2}\epsilon_{g1}\sigma T_g^4 \dots\dots\dots(III-5)$$

T_c : température moyenne des cellules.

T_g : température du verre.

h_{cg} : le coefficient de transfert de chaleur par convection dans l'air de l'espace supérieur.

α_{g1} : l'absorption du verre (couvercle).

ϵ_{g1} : L'émissivité du verre.

α_{g2} : l'absorption du sandwich (verre-enrobant –cellule).

ϵ_{g2} : L'émissivité du sandwich (verre-enrobant –cellule).

σ : constante de Boltzmann.

Buchberg [31] donne h_{cg} comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{hc_g.d}{k_a} = 0,157.R_a^{0,185} \quad \text{pour } R_a > 2.10^4 \\ \frac{hc_g.d}{k_a} = 1 \quad \text{pour } R_a < 1,7.10^3 \end{array} \right.$$

d : l'épaisseur du vide (espace supérieur)

k_a : conductivité thermique de l'air.

R_a : nombre de Rayleigh basé sur $d=L$ [32]

Où

$$R_a = \frac{g.\beta.\theta.L^3}{\nu^2} \quad \nu = \text{viscosité} ; \quad \beta = \frac{1}{T_f} ; \quad g=9,8\text{m/s}^2 ; \quad \theta = T_p-T_a$$

T_a : température de l'air.

L'application de la loi de Kirchoff affirme que l'absorption est égale à l'émissivité.

$$\alpha_{g1} = \epsilon_{g1} \quad ; \quad \alpha_{g2} = \epsilon_{g2}$$

Cette chaleur perdue E au niveau du couvercle en verre est transférée par le verre à l'air ambiant par la combinaison de la convection naturelle et forcée ainsi que par la radiation vers le ciel, elle est donnée par :

$$E = hg(T_g - T_a) + \varepsilon_{g1}\sigma T_g^4 - \alpha_{g1}\sigma(T_a - 6)^4 \dots\dots\dots(III-6)$$

Où :

T_a : température ambiante.

(T_a-6) : est supposée la température du ciel. [33]

h_g : coefficient de transfert de chaleur par convection de la surface du verre en w/m^2k° . stultz et Wen dans [34] donnent l'expression de h_g comme suit :

$$h_g = 1,27[(T_g - T_a) \cos \beta]^{1/3} + 2,658.V \dots\dots\dots(III-7)$$

V : vitesse du vent [m/s].

β : l'angle d'inclinaison du module.

La quantité d'énergie perdue par les cellules E_{ca} est partiellement convertie par l'écoulement d'air q_c (par unité de surface d'encapsulation) et le reste est transféré à la plaque de l'absorbeur.

$$E_{ca} = \alpha_{a1} \cdot \varepsilon_c \cdot \sigma \cdot T_c^4 - \alpha_{c1} \cdot \varepsilon_a \cdot \sigma \cdot T_r^4 \dots\dots\dots(III-8)$$

α_{a1} : l'absorption de la plaque d'absorbeur.

α_{c1} : absorption de la surface inférieure du Sandwich (cellule-enrobant-verre).

ε_a : L'emittance de l'absorbeur.

ε_c : L'emittance du sandwich (cellules-enrobant-absorbeur).

T_c : température de la cellule.

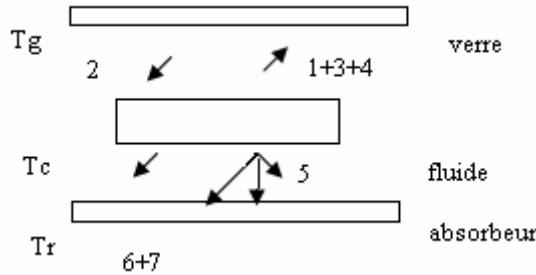
σ : constante de Boltzmann.

Nous avons négligé les interflections de radiation entre l'absorbeur et la face enverre de la cellule. L'absorbeur perd la chaleur par convection q_f vers le fluide caloporteur.

III-1-b/ Bilan thermique :

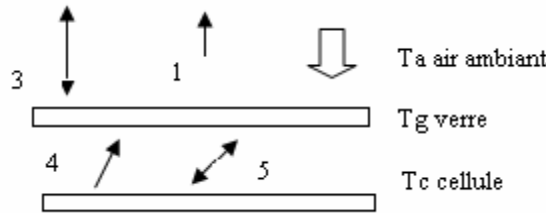
En appliquant la loi de conservation d'énergie à chaque composant du collecteur, on obtient les équations suivantes :

• **cellules :**



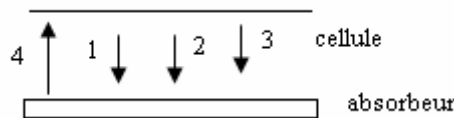
$$(1 - \eta_e / \alpha_c) p \alpha_c \tau_{gg} G = \alpha_{g1} \epsilon_{g2} \sigma T_c^4 - \alpha_{g2} \epsilon_{g1} \sigma T_g^4 + hcg(T_c - T_g) + qc + \alpha_{a1} \epsilon_c \sigma T_c^4 - \alpha_{c1} \epsilon_a T_r^4 \dots \dots \dots (III-9)$$

• **Couvercle en verre:**



$$\epsilon_{g1} \sigma T_g^4 - \alpha_{g1} \sigma (T_a - 6)^4 + hg(T_g - T_a) = \alpha_{g1} \epsilon_{g2} \sigma (T_c^4 - T_g^4) + hc(T_c - T_g) \dots \dots \dots (III-10)$$

• **l'absorbeur :**



$$(1 - p) \tau_{gg} \tau_p \alpha_a G + p \alpha_a \tau_{gg} \tau_c G + \alpha_{a1} \epsilon_c \sigma T_c^4 - \alpha_{c1} \epsilon_a \sigma T_r^4 = q_r \dots \dots \dots (III-11)$$

Le rendement électrique des cellules η_e dans l'équation (III-9) est modélisé par la relation suivante [27]:

$$\eta_e = \eta_0 [1 - \Delta(T_c - T_a)] \dots \dots \dots (III-12)$$

Où η_0 ; ΔT : des constantes.

L'écoulement d'air dans le collecteur est un canal où il n'y a pas d'ailettes de transfert. En intégrant sur la longueur du canal, la chaleur totale caractérisant le fluide caloporteur que l'on se propose de déterminer ainsi que les températures respectives, sera :

$$Q = A_c (q_c + q_r) \dots \dots \dots (III-13)$$

Duffie et Beckman donnent q_c , q_r dans [32] comme suit :

$$\frac{Q_c}{A_c} = q_c = h_c \left[T_c - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} - \frac{\dot{m} C_p}{(h_c + h_r) l w} x \right] \dots \dots \dots (III-14)$$

$$\left\{ t_{fi} - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_r + h_c} \right\} \exp \left\{ - \frac{l w (h_c + h_r)}{\dot{m} C_p} \right\}$$

Et

$$\frac{Q_r}{A_c} = q_r = h_r \left[T_r - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} - \frac{\dot{m} C_p}{(h_c + h_r) l w} x \right] \dots \dots \dots (III-15)$$

$$\left\{ t_{fi} - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_r + h_c} \right\} \exp \left\{ - \frac{l w (h_c + h_r)}{\dot{m} C_p} \right\}$$

h_c : coefficient de transfert de chaleur des cellules.

h_r : coefficient de transfert de chaleur d'absorbeur.

\dot{m} : Taux total d'écoulement d'air à travers le collecteur.

l : longueur du module

w : largeur du module .

$A_c = l w$ = surface du module.

D'après kays [34] $h_r = h_c$ d'où :

$$\frac{2 h_r d_a}{k_a} = \frac{2 h_c d_a}{k_a} = 7,54 \dots \dots \dots (III-16)$$

Où

d_a : hauteur du canal d'air.

En réarrangeant l'équation (III-9) :

$$(\alpha_{g1}\epsilon_{g2}\sigma + \alpha_{g1}\epsilon_c\sigma)T_c^4 - \alpha_{g2}\epsilon_{g1}\sigma T_g^4 - \alpha_{c1}\epsilon_a\sigma T_r^4 + hcgT_c - hcgT_g + \frac{Q_c}{A_c} - (1 - \eta_e/\alpha_c)p\alpha_c\tau_{gg}G = 0$$

On pose :

$$C_0 = (\alpha_{g1}\epsilon_{g2} + \alpha_{g1}\epsilon_c)\sigma$$

$$C_1 = \alpha_{g2}\epsilon_{g1}\sigma$$

$$C_2 = \alpha_{c1}\epsilon_a\sigma$$

$$C_3 = hcg$$

$$C_4 = 1/A_c$$

$$C_5 = (1 - \eta_e/\alpha_c)p\alpha_c\tau_{gg}G$$

Donc l'équation (III-9) s'écrit comme suit :

$$C_0T_c^4 - C_1T_g^4 - C_2T_r^4 + C_3T_c - C_3T_g + C_4Q_c - C_5 = 0 \dots \dots \dots (III-17)$$

Dans l'équation (III-12) on a :

$$\eta_e = \eta_0[1 - \Delta(T_c - T_0)] = \eta_0 - \eta_0\Delta T_c - \eta_0\Delta T_0$$

$$\eta_e = \eta_0(1 - \Delta T_0) - \eta_0\Delta T_c$$

Donc C₅ dans l'équation (III-17) sera :

$$C_5 = (1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c + \eta_0\Delta/\alpha_c T_c)p\alpha_c\tau_{gg}G$$

$$C_5 = [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c]p\alpha_c\tau_{gg}G + \eta_0\Delta p\tau_{gg}T_cG$$

Donc l'équation (III-17) sera :

$$C_0T_c^4 - C_1T_g^4 - C_2T_r^4 + C_3T_c - C_3T_g + C_4Q_c - T_c\eta_0\Delta p\tau_{gg}G - [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c]p\alpha_c\tau_{gg}G = 0$$

⇒

$$C_0T_c^4 - C_1T_g^4 - C_2T_r^4 + (C_3 - \eta_0\Delta p\tau_{gg}G)T_c - C_3T_g + C_4Q_c - [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0)/\alpha_c]p\alpha_c\tau_{gg}G = 0 \dots \dots \dots (III-18)$$

Si on met :

$$C'_3 = C_3 - \eta_0 \Delta p \tau_{gg} G$$

$$C'_5 = [1 - \eta_0(1 - \Delta T_0) / \alpha_c] p \alpha_c \tau_{gg} G$$

Donc l'équation (III-18) sera comme suit :

$$C_0 T_c^4 - C_1 T_g^4 - C_2 T_r^4 + C'_3 T_c - C_3 T_g + C_4 Q_c - C'_5 = 0 \dots\dots\dots(III-19)$$

En réarrangeant l'équation (III-10) on obtient :

$$\alpha_{g1} \varepsilon_{g2} \sigma T_c^4 + (\varepsilon_{g1} + \alpha_{g1} \varepsilon_{g2}) \sigma T_g^4 - h_c T_c + (h_g + h_c) T_c - [\alpha_{g1} \sigma (T_a - 6)^4 + h_g T_a] = 0$$

On met :

$$C_6 = \alpha_{g1} \varepsilon_{g2} \sigma$$

$$C_7 = (\varepsilon_{g1} + \alpha_{g1} \varepsilon_{g2}) \sigma$$

$$C_8 = h_c$$

$$C_9 = h_g + h_c$$

$$C_{10} = \alpha_{g1} \sigma (T_a - 6)^4 + h_g T_a$$

Donc l'équation (III-3) sera comme suit :

$$C_6 T_c^4 + C_7 T_g^4 - C_8 T_c + C_9 T_g - C_{10} = 0 \dots\dots\dots(III-20)$$

En réarrangeant l'équation (III-11) on obtient :

$$\alpha_{a1} \varepsilon_c \sigma T_c^4 - \alpha_{c1} \varepsilon_a \sigma T_r^4 - (1/A_c) Q_r + P \alpha_c \tau_{gg} \tau_c G + (1 - P) \tau_{gg} \tau_p \alpha_a G = 0$$

On met :

$$C_{11} = \alpha_{a1} \varepsilon_c \sigma$$

$$C_{12} = \alpha_{c1} \varepsilon_a \sigma$$

$$C_{13} = C_4$$

$$C_{14} = P \alpha_c \tau_{gg} \tau_c G + (1 - P) \tau_{gg} \tau_p \alpha_a G = \alpha_a \tau_{gg} (P \tau_c + (1 - P) \tau_p) G$$

Donc l'équation (III-11) sera comme suit :

$$C_{11} T_c^4 - C_{12} T_r^4 - C_4 Q_r + C_{14} = 0 \dots\dots\dots(III-21)$$

En réarrangeant l'équation (III-14) on obtient :

$$Q_c = A_c h_c T_c - A_c h_c \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} - A_c h_c \left\{ T_{fi} - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_c + h_r} \right\} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

On met :

$$C_{15} = h_r - \frac{h_r^2}{h_c + h_r} + \frac{h_r^2}{(h_r + h_c)^2 lw} \cdot mcp \cdot \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

$$C_{16} = \frac{h_r h_c}{h_c + h_r} \left[1 - \frac{1}{(h_r + h_c) lw} \cdot mcp \cdot \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\} \right]$$

$$C_{17} = \frac{h}{(h + h) lw} \cdot mcp \cdot \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

Donc l'équation (III-14) sera comme suit :

$$C_{15} T_r - C_{16} T_c - C_{17} T_{fi} + C_4 Q_r = 0 \dots\dots\dots(III-22)$$

En réarrangeant l'équation (III-15) on obtient :

$$\frac{Q_c}{A_c} = h_c \left[T_c - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_r + h_c} - \frac{mcp}{(h + h) lw} x \left\{ t_{fi} - \frac{h_c T_c + h_r T_r}{h_r + h_c} \right\} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\} \right]$$

On met :

$$C_{18} = \frac{h_r h_c}{h_c + h_r} \left[1 - \frac{mcp}{(h_r + h_c) lw} x \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\} \right]$$

$$C_{19} = h_c - \frac{h_c^2}{(h_c + h_r)} + \frac{h_c^2 \cdot mcp}{(h + h)^2 lw} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

$$C_{20} = \frac{h_c \cdot mcp}{(h_c + h_r) lw} \exp \left\{ - \frac{lw(h_c + h_r)}{mcp} \right\}$$

Donc l'équation (III-15) devra comme suit :

$$C_{19} T_c - C_{18} T_r - C_{20} T_{fi} - C_4 Q_c = 0 \dots\dots\dots(III-23)$$

A partir des équations (III-19), (III-20), (III-21), (III-22), (III-23) nous obtenons un système de cinq équations et six inconnus, dont la résolution par processus itératif permet l'obtention de T_c , T_g , T_r , Q_c , Q_r , T_r . [35]

$$\begin{cases} C_0 T_c^4 - C_1 T_g^4 - C_2 T_r^4 + C_3 T_c - C_3 T_g + C_4 Q_c - C_5 = 0 \\ C_6 T_c^4 + C_7 T_g^7 - C_8 T_c + C_9 T_g - C_{10} = 0 \\ C_{11} T_c^4 - C_{12} T_r^4 - C_4 Q_r + C_{14} = 0 \\ C_{15} T_r - C_{16} T_c - C_{17} T_{fi} - C_4 Q_r = 0 \\ C_{19} T_c - C_{18} T_r - C_{20} T_{fi} - C_4 Q_c = 0 \end{cases}$$

La résolution du système d'équations :

La convergence du système est réalisée à la stabilité de la température et nous obtenons le rendement global du collecteur PV/T. [36]

$$\eta_t = \frac{Q}{I.A_t} = \frac{A_c(Q_r + Q_c)}{I.A_t} \dots\dots\dots(III-24)$$

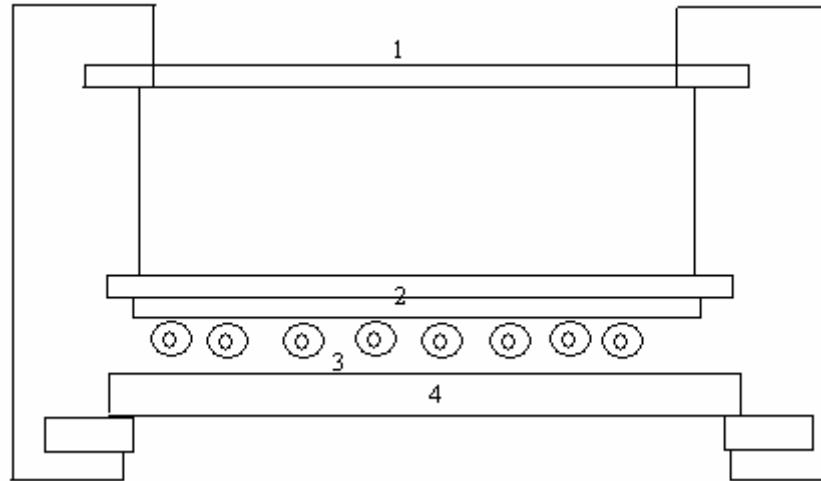
$$\eta_{elec} = \frac{\eta_c P.A_c}{A_t} \tau_{gg} \dots\dots\dots(III-25)$$

III-1-2/ Collecteur hybride conventionnel à liquide CHC :

Collecteur hybride conventionnel à liquide utilise une seule couverture de verre pour empêcher la perte en chaleur en haut avec l'isolation thermique dans les cotés et en bas pour l'arrière et aux bords.

Après la couverture les cellules solaires forment la première surface d'absorption avec une plaque noir d'aluminium directement après les cellules cette plaque absorbe la radiation antre les cellules.

Après la plaque, des tubes de cuivre soudé sur la plaque d'aluminium assurent la circulation du fluide caloporteur.



- 1- Couverture de verre.
- 2- Cellule solaire.
- 3- Tubes de cuivre.
- 4- Isolant.

Figure III-3 :

Schéma présentatif d'un collecteur hybride à liquide

III-1-2-a/ Modèle empirique du CHC à liquide :

Le rendement des cellules a une expression empirique proposée par Evan. [37]

$$\eta_C = \eta_R [1 - a_t (T_C - T_R) + a_g \ln(0.001G)] \dots\dots\dots(III-26)$$

Où :

η_R est le rendement des cellules encapsulées quand elles ont fonctionné à une température de référence T_R (28°).

Dans l'équation (III-26) a_t et a_g sont des constantes concernant le matériau de la cellule (pour le Si $a_t=0.005$ et $a_g=0.052$).

D'après la référence [38] l'expression (III-26) peut être écrite comme suit :

$$\eta_C = \eta_R [1 - a_t (T_C - T_R)] \dots\dots\dots(III-27)$$

La chaleur transférée au fluide caloporteur Q_u alors donnée par [37] en équation (III-28).

$$Q_u = A_C F_R [\tau_g \cdot G (\alpha_C - \eta_C) - U_l (T_{in} - T_a)] \dots\dots\dots(III-28)$$

Où

A_c : surface du collecteur.

τ_g : La transmittance du verre.

G : la radiation solaire.

α_c : Coefficient d'absorption des cellules.

η_c : Rendement du module encapsulé, à la température de fonctionnement T_R .

T_R : Température de référence.

U_L : Coefficient total de perte de chaleur.

T_{in} : Température d'entrée d'eau.

T_a : Température ambiante.

$$F_R = \frac{m \cdot cp}{A_c \cdot U_l} \left[1 - \exp\left(\frac{-A_c \cdot U_l \cdot F'}{m \cdot cp}\right) \right] \dots\dots\dots(III-29)$$

Où

$$F' = \left\{ U_l W_l \left[\frac{1}{U_l (D_0 + (W_1 + D_0) F)} + \frac{1}{ch} + \frac{1}{\pi \cdot D_1 \cdot h_f} \right] \right\}^{-1} \dots\dots\dots(III-30)$$

Avec

$$F = 2 \tan .sh \left[\frac{m(W_1 - D_0)}{2} / (m(W_1 - D_0)) \right] \dots\dots\dots(III-31)$$

et

$$m^2 = \frac{U_l}{\delta K_a} \dots\dots\dots(III-32)$$

Le débit massique est donné :

$$m = - \left(\frac{U_l \cdot F'}{cp} \right) \left\{ \ln \left[\frac{1 - (T_0 - T_{in} \cdot U_l)}{\alpha_0 \tau_g G - U_l (T_{in} - T_a)} \right] \right\}^{-1} \dots\dots\dots(III-33)$$

$$T_c = T_m = (T_{in} + T_0) / 2 \dots\dots\dots(III-34)$$

Et puisque :

$$T_0 = T_{in} + (Q_u / m \cdot cp) \dots\dots\dots(III-35)$$

Donc l'expression de T_c sera :

$$T_c = T_{in} + (Q_u / 2m.cp) \dots\dots\dots(III-36)$$

D'après (III-27), (III-28), (III-36) on obtient Q_u comme suit :

$$Q_u = \frac{A_C F_R [\tau_g \cdot G \cdot (\alpha_C - \eta_R (1 - at(T_{in} - T_R)))] - U_l (T_{in} - T_a)}{1 - A_C \cdot F_R \cdot \eta_R \cdot \tau_g \cdot at \cdot G / 2m \cdot cp} \dots\dots\dots(III-37)$$

La détermination du rendement global peut se faire aisément si dans l'équation (III-37), on fait varier G . on calcule la quantité de la chaleur Q_u récupérée par le fluide caloporteur et en remplaçant Q_u dans l'équation (III-36) on obtient la température de la cellule T_c . comme le rendement électrique est donné dans la relation (III-27) en fonction de T_c , on en déduit le rendement électrique d'une part (III-38) :

$$\eta_{elec} = \eta_R (1 - a_t (T_c - T_R)) \dots\dots\dots(III-38)$$

Et d'autre part le rendement thermique (III-39) :

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{G} \dots\dots\dots(III-39)$$

Résultats :

L'étude précédente nous a permis de mettre en évidence d'importants résultats telle que la variation de la température de fonctionnement des cellules, paramètre difficilement mesurable, la variation de la température au niveau de chaque couche ainsi que la variation du rendement électrique et thermique.

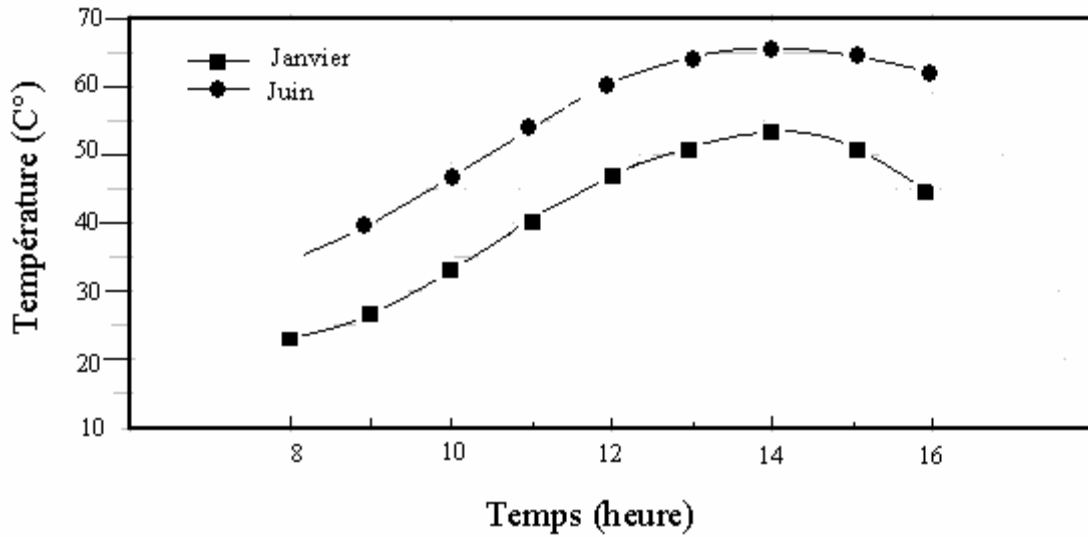


Figure III-4 :

Variation de la température des cellules en Si amorphe dans le CHC
 Pour deux mois de l’année. [39]

Il serait utile de définir le rapport F_e de la puissance électrique du CHC à la puissance électrique d’un module photovoltaïque conventionnel, pour mieux exprimer le rendement électrique de l’hybride.

$$F_e = \frac{\text{Puissance électrique du CHC}}{\text{Puissance électrique du PVC}} \dots\dots\dots(\text{III-40})$$

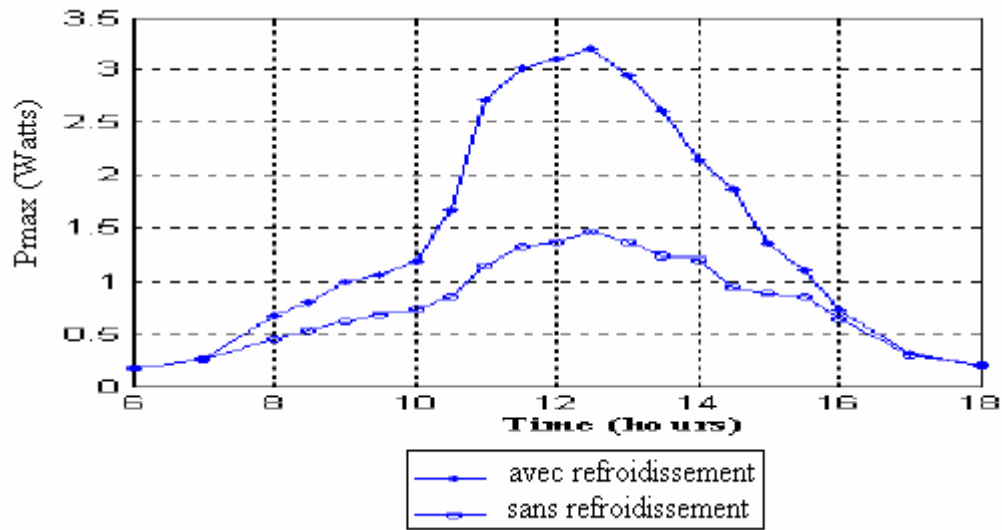


Figure III-5 : Puissance maximale de la cellule avec et sans refroidissement. [40]

Pour ce modèle, les calculs ont été faits pour un collecteur hybride PV/T, avec l'air comme moyen de transport de chaleur. La puissance électrique sera plus importante avec refroidissement des cellules photovoltaïques.

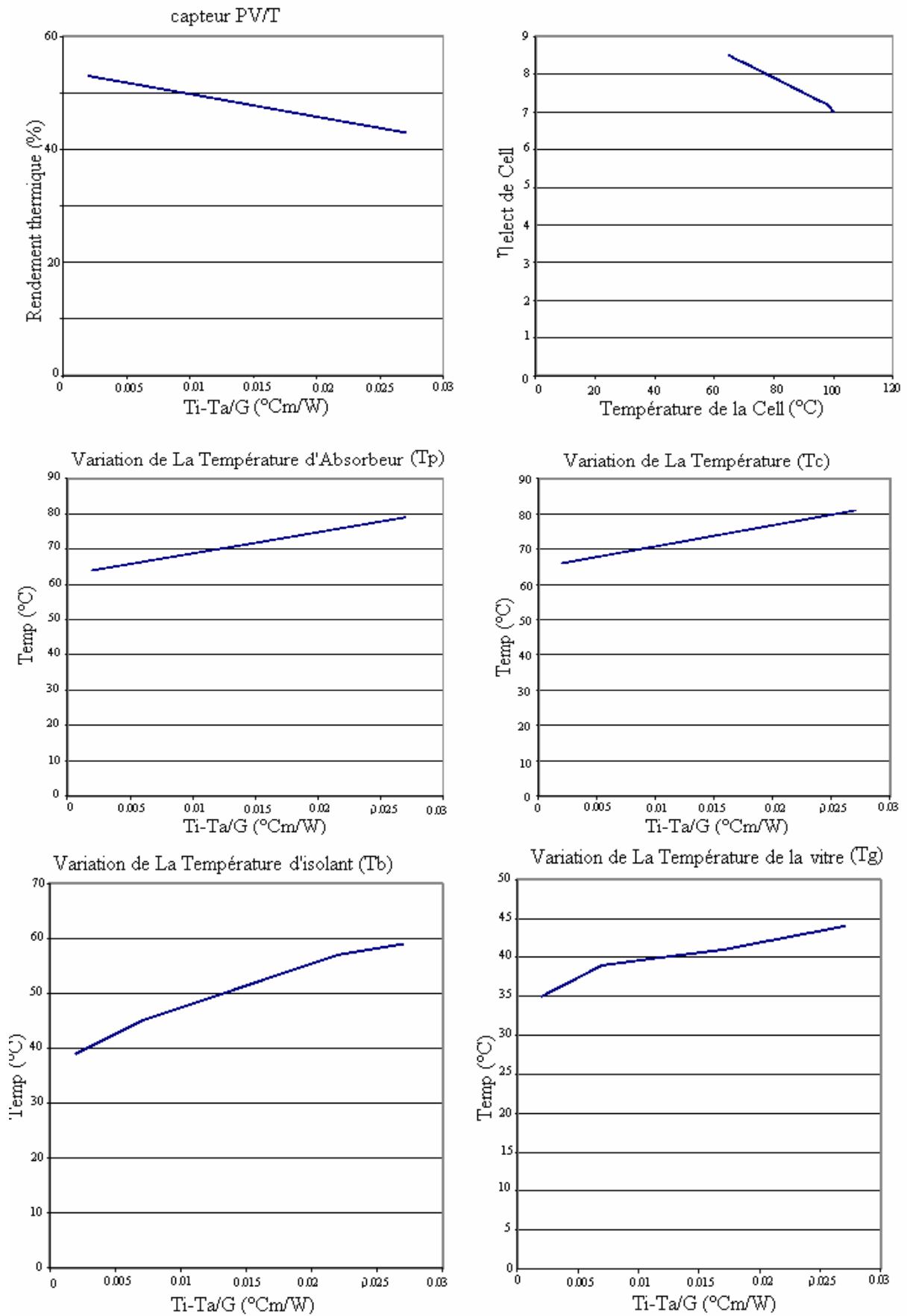


Figure III-6 : Variation de la Température dans chaque couche. [40]

Le modèle développé prédit la performance de système PV/T combiné. Par la variation des paramètres modèles.

Les performances de ce système combiné sont meilleures en comparant à celui du PV conventionnel ou capteur thermique à air, le rendement (électrique + thermique) peut aller jusqu'à 60% [40].

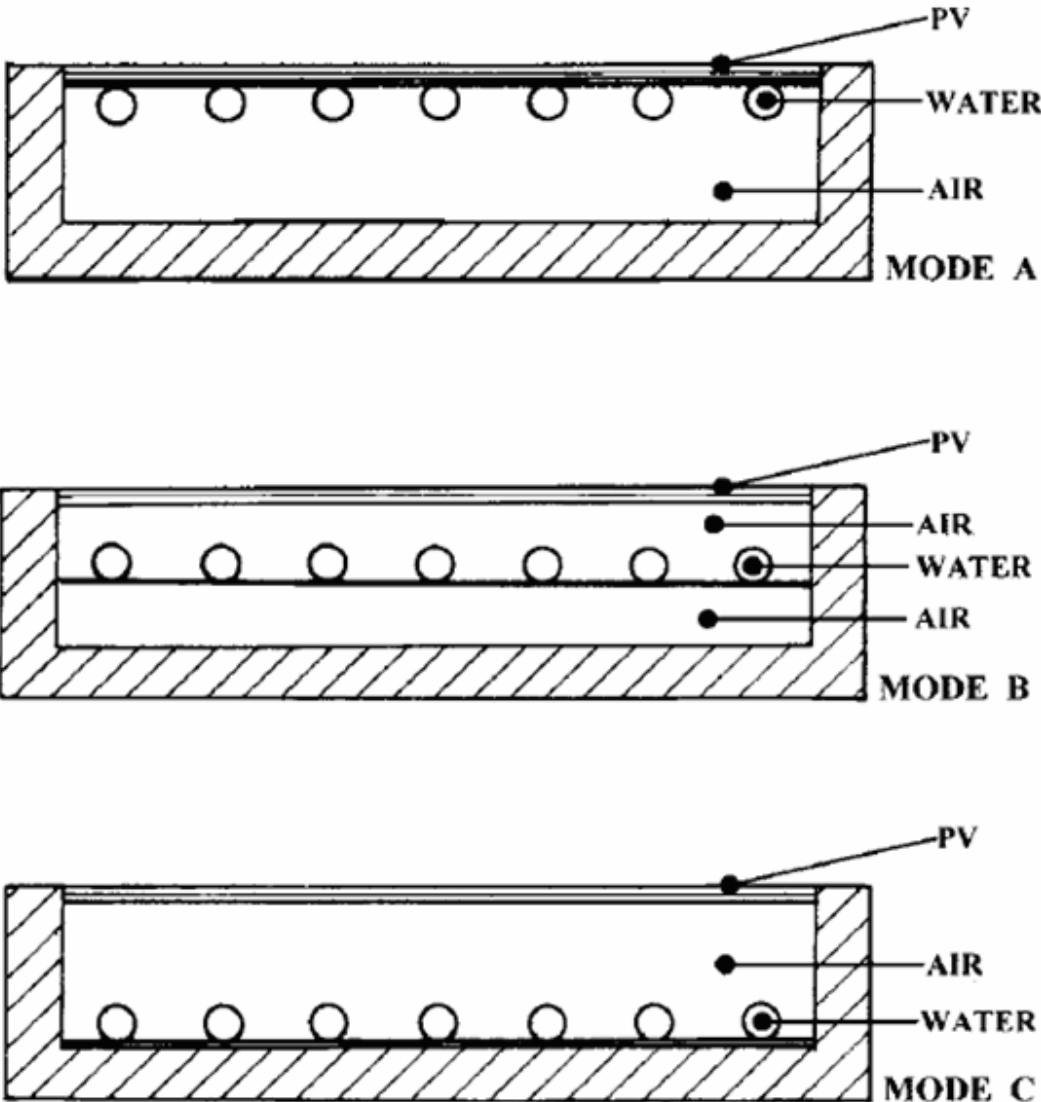


Figure III-7-a : Trois configurations du PV/T. [41]

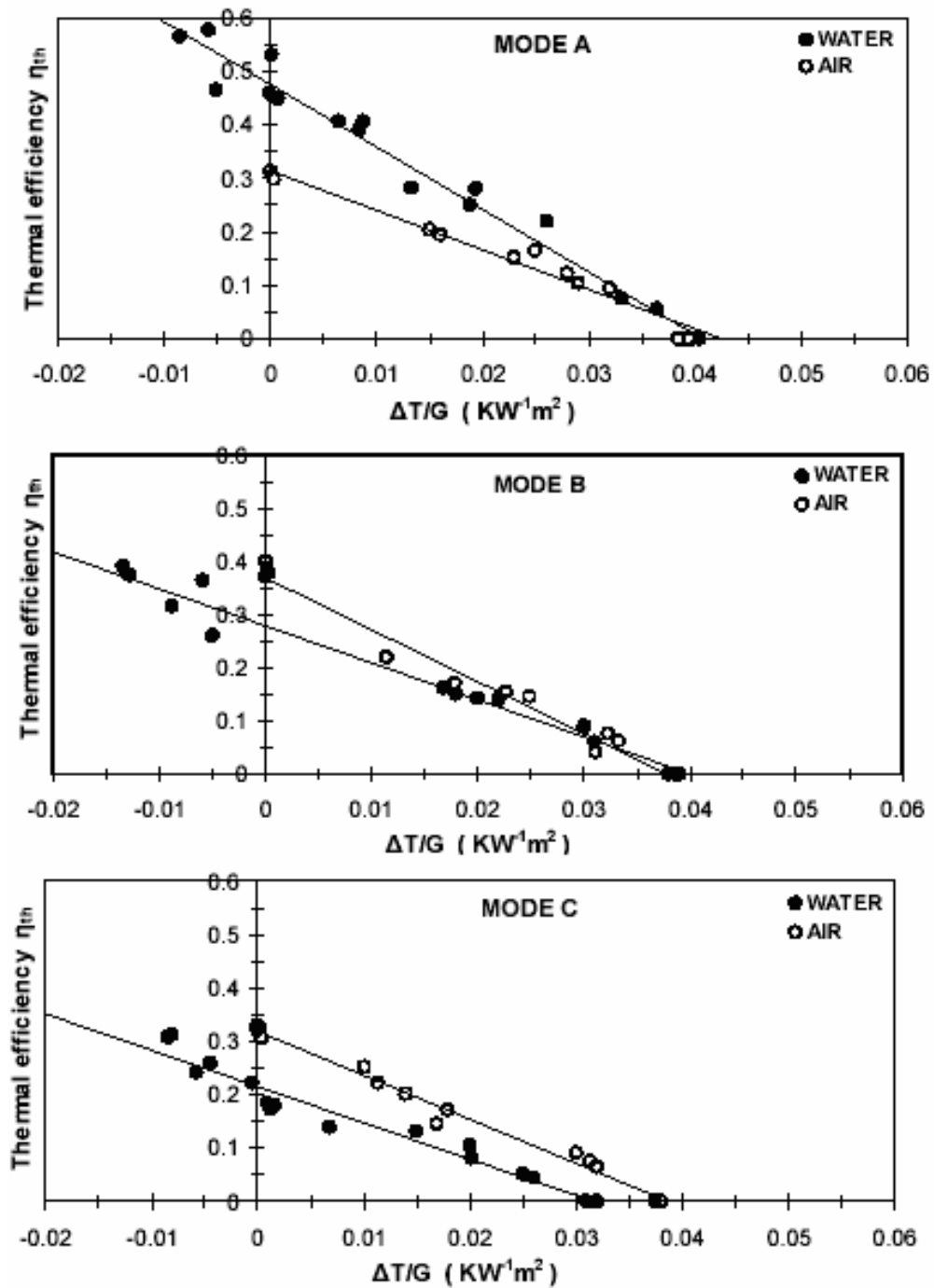


Figure III-7-b : Variation du rendement thermique pour les trois configurations du capteur hybride PV/T. [41]

La Figure (III-7-b) montre des résultats de système PV/T, avec les trois modes de placement d'un échangeur thermique d'eau à l'intérieur du canal aérien. les résultats du rendement thermique d'eau ($\eta_{th/w}$) et air ($\eta_{th/a}$), en fonction du taux $\Delta T/G$ ($KW^{-1}m^2$), avec $\Delta T = T_i - T_a$ (K). La température d'entrée de l'eau de la conduite principale (T_i , $w \sim 20^\circ C$) pour l'expérience avec la plus élevés la température ambiante ($T_a > T_{i,w}$).

A partir des résultats, nous pouvons voir que la première mode de conception (MODE A) avec l'échangeur thermique d'eau sur PV présenté les meilleures performances et satisfaisante pour l'eau et acceptable pour la circulation aérienne respectivement.

Donc nous estimons que le MODE A est une combinaison efficace pour le système PV/T.

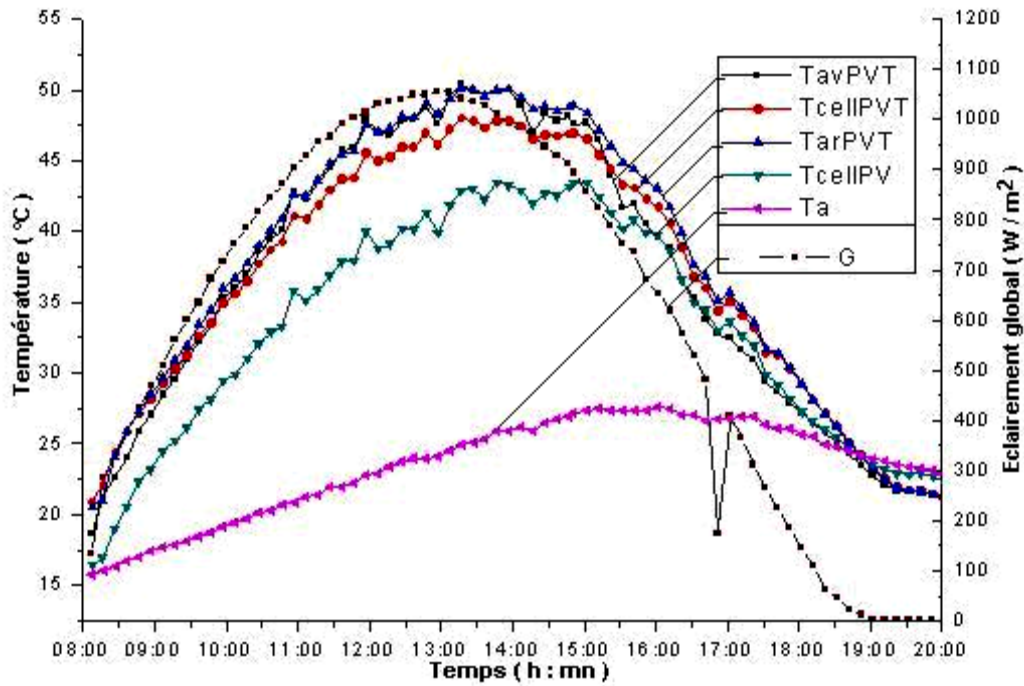


Figure III-8 : Distribution de la température dans le capteur hybride non recouvert. [42]

La figure (III-8) montre la distribution de la température dans le capteur hybride non recouvert de vitre supplémentaire, la température au niveau de la cellule du capteur hybride maximum atteinte est de 47 °C (rappelons qu'elle était de 66 °C sans échangeur de chaleur) et elle est de 43 °C pour le module photovoltaïque témoin. On voit donc que l'intégration d'un échangeur de chaleur au niveau du capteur a fait diminuer la température du capteur hybride en prélevant de la chaleur pour chauffer le fluide.

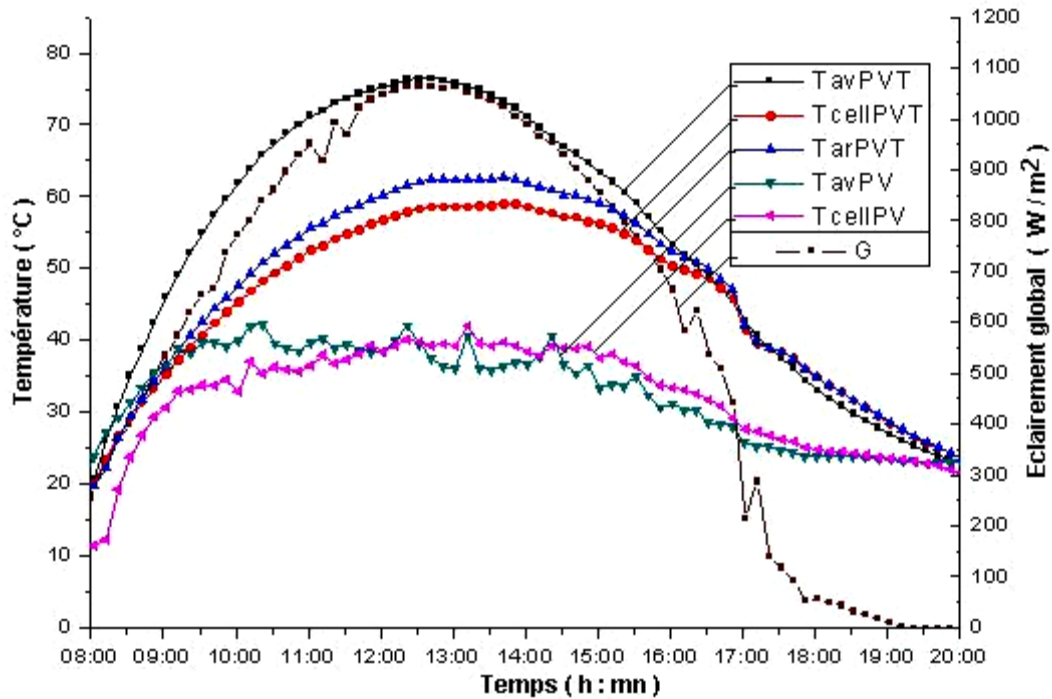


Figure III-9 : Distribution de températures dans le capteur hybride recouvert. [42]

La figure (III-9) montre la distribution de la température dans le capteur hybride recouvert d'une vitre supplémentaire.

Les résultats obtenus expérimentalement concordent avec les résultats théoriques. En effet, l'ajout de la vitre augmente le niveau des températures, mais à cause de la présence de l'échangeur de chaleur, ces températures n'atteignent pas les valeurs obtenues pour la deuxième configuration.

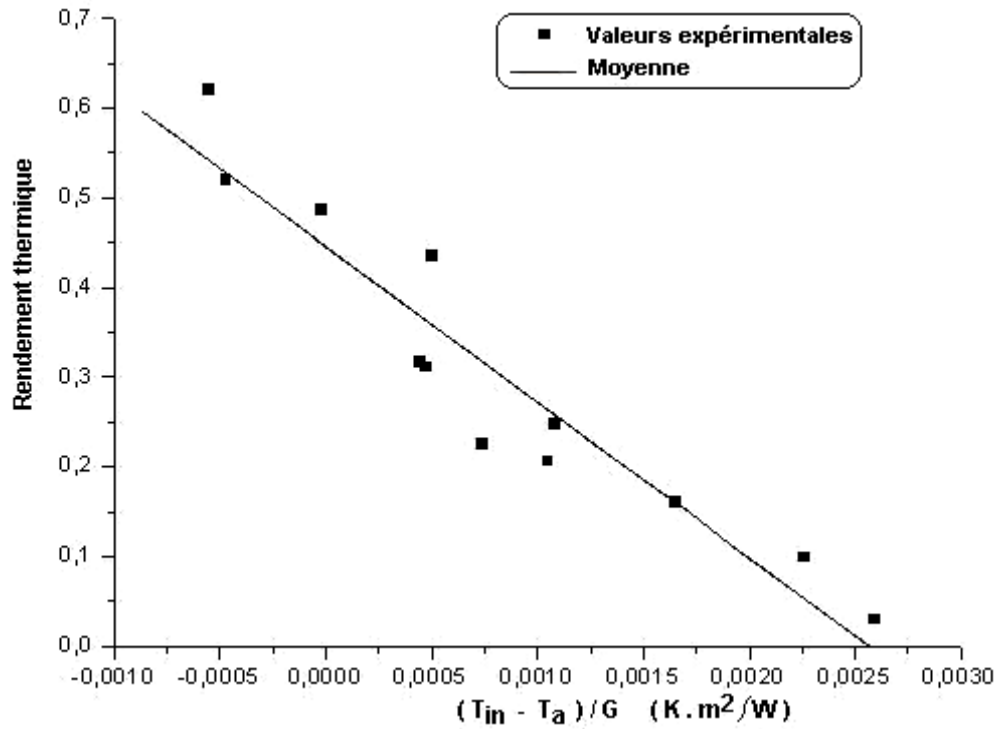


Figure III-10 : Rendement thermique du capteur hybride non recouvert. [42]

La figure (III-10) montre le rendement thermique du capteur hybride sans vitre supplémentaire. Il est égal à 62 % lorsque la température d'entrée du fluide est égale à la température ambiante.

Le rendement thermique du capteur hybride varie linéairement avec la température réduite $(T_{in} - T_a) / G$ et sa valeur est satisfaisante en le comparant aux rendements moyens des capteurs thermiques classiques.

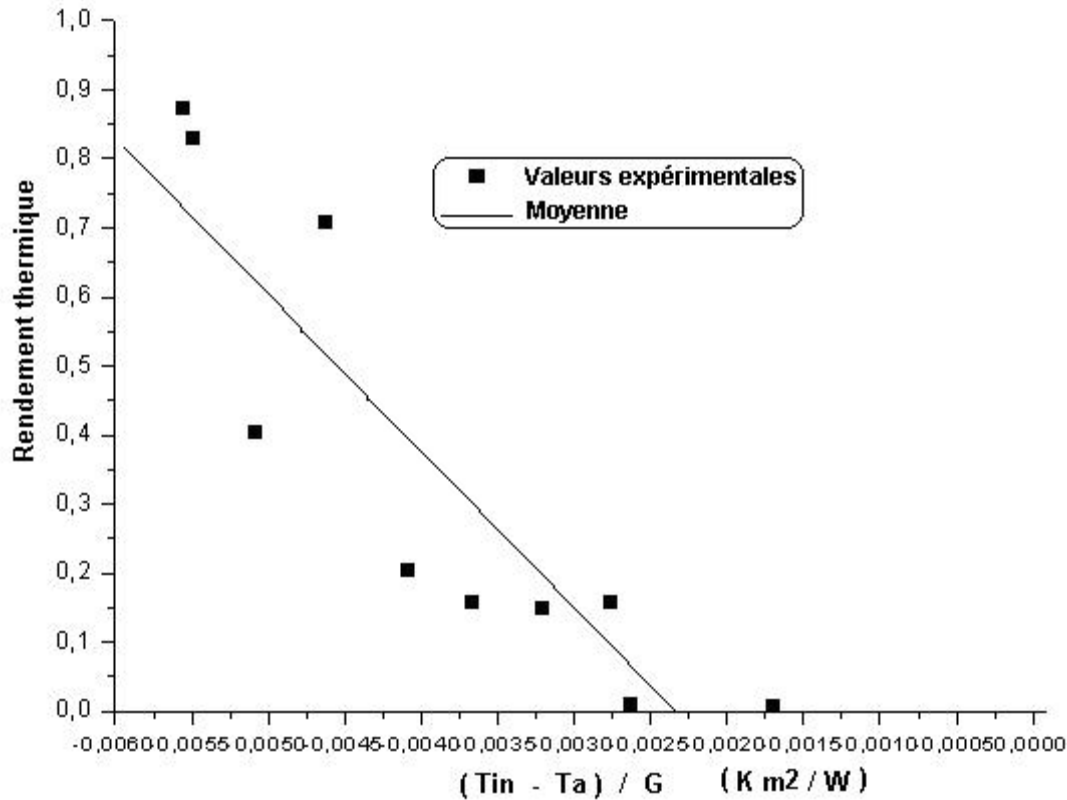


Figure III-11 : Rendement thermique du capteur hybride recouvert. [42]

L'allure du rendement thermique du capteur hybride couvert est représentée sur la figure (III-11). On remarque que les valeurs de la température réduite ($T_{in}-T_a$) sont toutes négatives, et cela s'explique par le fait que la température d'entrée du fluide durant les tests était inférieure à la température ambiante.

Le rendement thermique du capteur hybride recouvert est supérieur à celui du capteur non recouvert à cause de l'augmentation des températures.

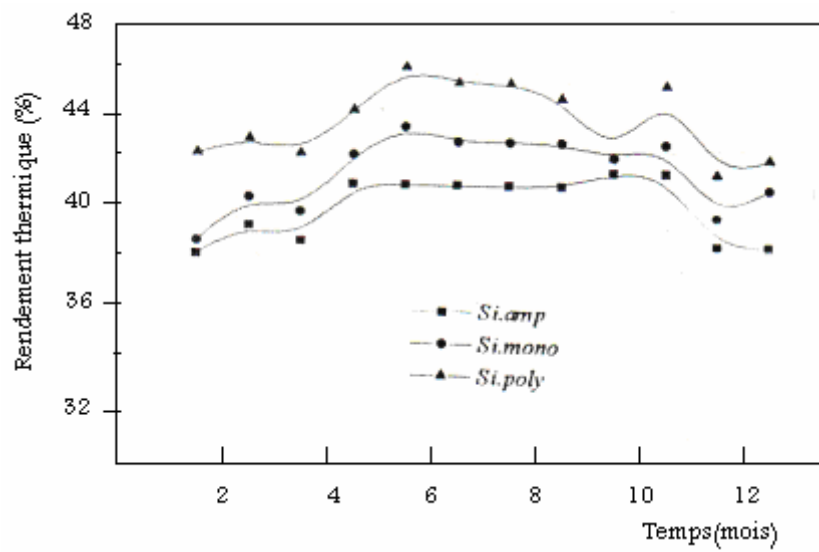


Figure III-12 : Variation annuelle du rendement thermique dans le CHC (liquide) pour toute l'année. [39]

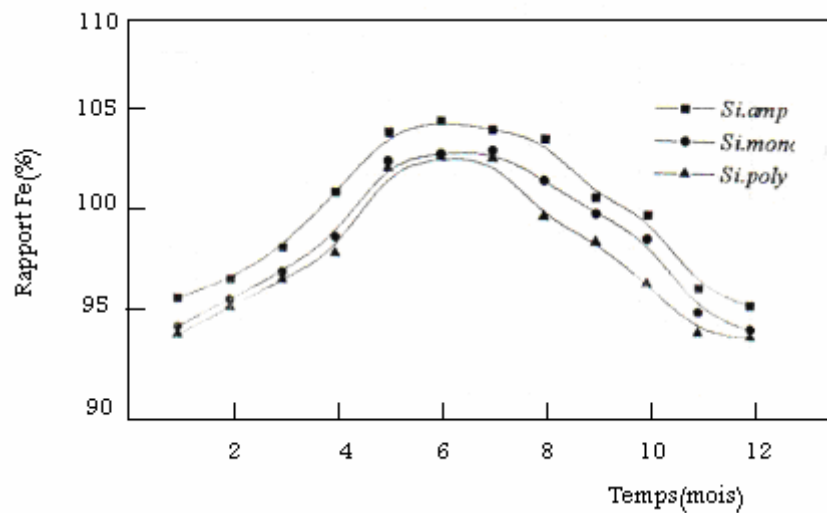


Figure III-13 : La variation annuelle du F_e dans le CHC (liquide) Pour toute l'année. [39]

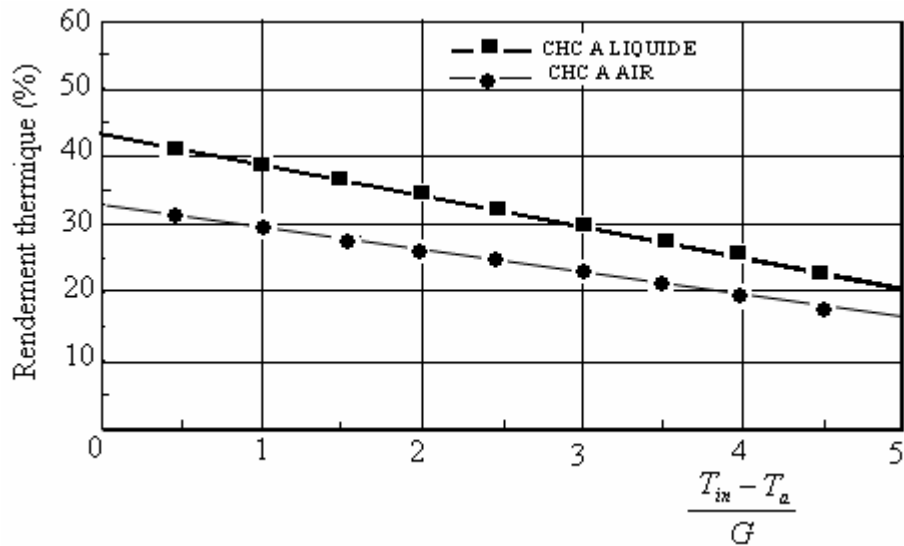


Figure III-14 : Le rendement thermique du CHC à air et à liquide. [39]

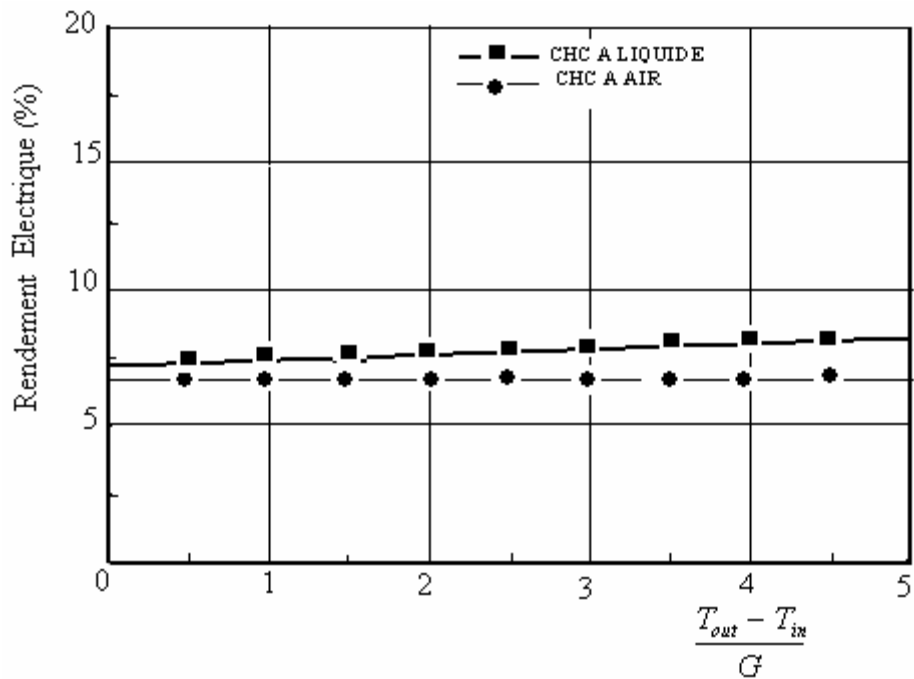


Figure III-15 : Le rendement électrique du CHC à air et à liquide en fonction de la température moyenne du fluide. [39]

En figure (III-14) et (III-15) sont comparés respectivement les rendements électriques et thermiques pour CHC à air et à liquide. Nous constatons que dans les deux cas le CHC liquide présente un meilleur rendement. Ainsi pour notre travail dans le cas du NHC (nouveau collecteur hybride) nous choisirons un collecteur liquide.

Conclusion :

Dans ce chapitre on a étudié le capteur hybride conventionnel, qui est la combinaison d'un générateur photovoltaïque et un capteur thermiques, le but et de récupérer les pertes d'énergie produites par ces deux derniers et d'obtenir deux formes d'énergies thermique et électrique en même temps.

Après l'étude de deux types de capteurs hybride, à air et à liquide ; on a constaté que le CHC à liquide présente un meilleur rendement. Mais l'inconvénient que présente ce type de collecteur c'est au niveau du matériau d'assemblage, car les matériaux qui ont une haute conductivité thermique ont une bonne conductivité électrique. La seule solution à ce problème est d'utiliser un bon isolant électrique et minimiser son épaisseur de sorte que la chute de température à travers ce matériau soit au minimum.

Dans le chapitre suivant, on va étudier dans le chapitre suivant un nouveau modèle d'un capteur hybride NHC.