

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



*Faculté du Génie de la Construction
Département de Génie Mécanique*

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de MASTER en Génie
Mécanique

*Spécialité: Énergétique
Option: Énergies Renouvelables*

Thème:

**Refroidissement par Ruissellement d'Eau d'un
Panneau Photovoltaïque**

Proposé et dirigé par :
M.I. BOUMRAR

Etudié par :
**M. BELARBI AMRIDH AGHILES
Melle. FERHAT ALDJIA**

Année Universitaire: 2016/2017

Remerciements

Nous adressons notre remerciement à monsieur BOUMRAR notre promoteur, pour son encadrement, ses conseils et remarques pertinentes tout le long de la préparation de notre mémoire.

Nous remercions également nos enseignants de nous avoir fait l'honneur aussi de participer au jury et d'évaluer notre travail.

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

A mes parents

Ma mère, la meilleure des mamans, mon exemple de pertinence et de persévérance, celle qui ne cesse de se sacrifier pour nous offrir une meilleure vie à moi et à mes frères et sœurs.

Merci maman pour ton soutien sans répit durant toutes mes années d'études, merci pour ta confiance infinie en moi, merci pour le courage et la volonté que tu m'inspire à chaque fois que je m'en lasse..

Mon père, qui a veillé tout au long de sa vie à me protéger et à m'encourager merci d'être présent à mes cotés à chaque fois que j'en ai besoin ,merci infiniment ...

A mes frères, mes sœurs

Qui m'ont toujours apporté soutien et conseils, sans qui ma joie ne sera jamais complète.

A mes amis(e)

A tous mes ami(e)s, tous ceux que j'aime, tous ceux qui m'aiment et tous ceux qui me sont chers.

Aldjia.f

Liste des symboles utilisés

<i>Symbole</i>	<i>Description</i>
I_c	valeur du rayonnement solaire
I_0	constante solaire
n_j	numéro du jour de l'année
L	longitude
Φ	latitude
Z	l'altitude
δ	déclinaison
w	angle horaire
a	azimut, angle d'inclinaison du panneau
h	hauteur, constante du planck
λ	longueur d'onde
c	vitesse de la lumière
UV	ultraviolet
IR	infrarouge
AM	nombre de masse d'air
H	l'irradiation
G	éclairage
PV	photovoltaïque
SC	semi conducteur
BV	bande de valence
BC	bande de conduction
n	concentration d'électrons
p	concentration des trous
n_i	concentration intrinsèque
N_f	niveau de Fermi
KT	énergie thermique
N_c	densité d'électrons
N_v	densité des trous
E_g	énergie du gap
ZCE	zone de charge d'espace
I	courant
V	tension
V_{opt}	tension optimale
I_{ph}	photocourant
$I_{d(v)}$	courant d'obscurité de la diode
I_{cc}	courant de court circuit
V_{co}	tension de circuit ouvert
FF	facteur de forme
P_m	puissance maximale
R_s	résistance série
R_p	résistance parallèle
R_{sh}	résistance shunt
η	rendement
I_s	courant de saturation
G_{sh}	Conduction shunt
V_{th}	potentiel thermique
K	constante de Boltzmann
T	température
q	charge absolue

Liste des symboles utilisés

φ_{pv}	quantité de chaleur produite par le panneau
T_p	température de la paroi
T_{air}	température de l'air
h_{eau}	Coefficient de convection thermique de l'eau
h_{air}	Coefficient de convection thermique de l'air
m_v	Débit massique de la vapeur
$L_{v(T_s)}$	Chaleur Latente de vaporisation
T_s	Température de surface de l'eau
R_G	Rayonnement solaire
S	Surface
v	Vitesse
D_v	Débit volumique
R_G	Rayonnement solaire
α	Angle d'inclinaison du panneau

Liste des figures

Figure I.1	Composition générale du soleil	3
Figure I.2	Mouvement de la terre autour du soleil	4
Figure I.3	La sphère céleste	5
Figure I.4	Les coordonnées géographiques	6
Figure I.5	Les coordonnées horaires	7
Figure I.6	Coordonnées horizontales	8
Figure I.7	Représentation des rayons visibles et invisibles	10
Figure I.8	La constante solaire	11
Figure I.9	Le nombre de masse d'air	12
Figure I.10	Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle en kWh/m ² /jour sur un plan horizontal	13
Figure I.11	Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5	14
Figure I.12	Irradiation solaire globale reçue par l'Algérie moyenne annuelle	15
Figure II.1	Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire	17
Figure II.2	Structure en bandes d'énergie des matériaux ; Isolants, Semi-conducteurs et Métaux	19
Figure II.3	Silicium dopé au phosphore	21
Figure II.4	Diagrammes de bandes faisant apparaître le niveau d'énergie des états de type donneur et leur occupation	21
Figure II.5	La jonction PN à l'équilibre	22
Figure II.6	Structure de la jonction PN sous éclairement	23
Figure II.7	Caractéristique et schéma équivalent d'une cellule Photovoltaïque réelle	25
Figure II.8	Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série	27
Figure II.9	Caractéristiques résultant d'un groupement de np cellules en parallèle	28
Figure III.1	Ombrage et effet de hot spot. Diode by-pass	29
Figure III.2	Rendement de 5 modules PV en fonction de l'éclairement	30
Figure III.3	Points chauds apparus après polarisation en inverse des 16 cellules d'un module au silicium amorphe (a) et sur le module HIT (image infrarouge) de PV1 (b)	31
Figure III.4	Effet de Hot Spot sur un champ PV	31
Figure III.5	Association en série de deux cellules PV non identiques	32
Figure III.6	Association en parallèle de deux cellules PV non identiques	33
Figure III.7	Photographies de modules au silicium cristallin (a) et en couche mince de silicium amorphe (b)	35
Figure III.8	Protection d'un module de 32 cellules associées en série par deux diodes de by-pass	36
Figure III.9	Caractéristique I-V d'un module dont certaines cellules ombragées sont isolées par une diode de by-pass	36
Figure III.10	Influence de la température sur la caractéristique (I-V) d'une solaire sous un éclairement de 1000 W/m	38
Figure III.11	Influence de la température sur la puissance de sortie pour une cellule solaire sous un éclairement de 1000 W/m ² .	38
Figure III.12	Circuit électrique équivalent d'une cellule solaire a jonction P-N	40
Figure IV.1	Un panneau photovoltaïque	49
Figure IV.2	L'échangeur de chaleur sous forme de calandre.	50

Figure IV.3	L'extracteur	51
Figure IV.4	Indicateur d'inclinaison	51
Figure IV.5	Barre de fixation	52
Figure IV.6	Un voltmètre et un ampèremètre	52
Figure IV.7	Des fils conducteurs	53
Figure IV.8	Tuyau percé	54
Figure IV.9	Une pompe	54
Figure IV.10	Le nouveau dispositif de refroidissement à ruissèlement d'eau	54
Figure IV.11	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	55
Figure IV.12	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.	56
Figure IV.13	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	56
Figure IV.14	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	57
Figure IV.15	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	58
Figure IV.16	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	58
Figure IV.17	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	59
Figure IV.18	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	59
Figure IV.19	Modélisation du phénomène de transfert thermique	60
Figure IV.20	$X_1 = 5\%$ de la surface du panneau ombragée	62
Figure IV.21	$X_2 = 50\%$ de la surface du panneau ombragée	62
Figure IV.22	$X_3 = 70\%$ de la surface du panneau ombragée	63
Figure IV.23	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	63
Figure IV.24	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	64
Figure IV.25	$X=10\%$ sur différente position du panneau	65
Figure V.1	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	67
Figure V.2	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	67
Figure V.3	Courant I_{cc} (A) en fonction de la Tension	68
Figure V.4	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	69
Figure V.5	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	69
Figure V.6	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	70
Figure V.7	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	70
Figure V.8	Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison	71
Figure V.9	Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison	72
Figure V.10	Évolution de courant I_{cc} (A) panneau ombragé à 10% à différents endroits	73
Figure V.11	Évolution de la Tension V_{co} (V) panneau ombragé à 10% à différents endroits	74
Figure V.12	Contours de température à 0.2 mm de la paroi du panneau photovoltaïque	75
Figure V.13	Contours de température à 1 mm de la paroi du panneau photovoltaïque	75
Figure V.14	Effets de la vitesse de l'eau sur l'évolution de la température a $x=0.2$ mm	76

Liste des tableaux

Tableau I.1	Les différents ensoleillements des régions Algériennes	16
Tableau III.1	Évolution avec la température de (V_{co}) , (I_{cc}) , (P_m) , (FF) et (η)	39
Tableau III.2	Paramètres extraits par la méthode pour différentes températures	44

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : gisement solaire	
I.1.Introduction.....	3
I.2. Le Soleil	3
I.3.Mouvement de la terre autour du soleil	4
I.4 La constante solaire.....	4
I.5.La sphère céleste	5
I.6.Les coordonnées céleste.....	5
I.6.1.Les coordonnées géographiques	5
I.6.2.Les coordonnées horaires.....	6
I.6.3. Les coordonnées horizontales	7
I.7. Le spectre solaire	8
I.8. Les principaux types de rayons qui parviennent sur Terre et leurs effets.....	9
I.9. La lumière	10
I.10. La constante solaire et le nombre masse d'air AM.....	11
I.11. l'éclairement et l'irradiation.....	13
I.11.1. L'irradiation ou rayonnement.....	13
I.11.2. Eclairement ou irradiance	13
I.12. Potentiel solaire en Algérie.....	15
I.13.conclusion	16
Chapitre II: généralités sur les modules photovoltaïques	
II.1.Introduction.....	17
II.2. La cellule solaire	17
II.3. Les différentes technologies	18
II.4. conducteurs, isolants et Les semi-conducteurs.....	19
II.5. Semi-conducteur intrinsèque	20
II.6. Semi-conducteurs extrinsèques	21
II.7. Bande d'énergie.....	22
II.8. Jonction P N.....	22
II.9. Etude de la jonction en équilibre	22
II.10. Jonction P N sous éclairement.....	23
II.11. Paramètres des cellules Photovoltaïque.....	24
II.12. caractéristique courant tension et schéma équivalent.....	24
II.12.1. Courent de court circuit I_{cc}	25
II.12.2. Tension à circuit ouvert V_{co}	26
II.12.3. Facteur de forme FF	26
II.12.4. Le rendement η	26
II.13. Architecture d'un générateur photovoltaïque	26
II.14.Conclusion	28

Chapitre III: effet de l'ombrage et de la température sur les modules PV

III.1. Introduction	29
III.2.1. Taux d'ombrage	29
III.2.2. Influence de faible éclairement	30
III.2.3. Le point chaud (Hot Spot).....	30
III.2.4. Les déséquilibres dans l'association de cellules PV	31
III.2.5. Le déséquilibre dans une association en série.....	32
III.2.6. Le déséquilibre dans une association en parallèle.....	33
III.2.7. L'effet d'un ombrage partiel.....	34
III.2.8. L'effet d'un ombrage partiel sur des modules en couches minces.....	35
III.2.9. La protection par diode de by-pass	35
III.3. Effet de la Température sur le module PV	37
III.3.1.Effet de la température sur la caractéristique $I(V)$ d'une cellule solaire éclairée.....	38
III.3.2. Extraction des paramètres	39
III.3.3. Application de la méthode.....	44
III.3.4. Description de l'évolution des paramètres caractéristiques en fonction de la température.....	44
III.4.Conclusion	47

Chapitre IV: partie expérimentale

IV.1.Introduction	49
IV.2. Le panneau photovoltaïque	49
IV.3.Refroidissement à air	50
IV.3.1. Matériels de mesure	52
IV.4.1. Premier test	55
IV.4.2. Deuxième test.....	57
IV.5. Quantité de chaleur récupérée par l'eau du refroidissement	60
IV.6. Effet de l'ombrage	61
IV.7.Conclusion.....	65

Chapitre V: analyse des résultats

V.1.Introduction	66
V.2.Evolution des grandeurs électriques avec le refroidissement.....	66
V.2.1. Premier essai (Avec un Débit D_{v1} et une vitesse du jet V_1)	66
V.2.2.comparaison des grandeures électrique obtenues avec et sans refroidissement du panneau	66
V.2.3. Deuxième essai (Avec un Débit D_{v2} et une vitesse du jet V_2)	68
V.2.4.Comparaison des grandeurs électrique avec et sans refroidissement.....	68
V.2.5.Effets de la vitesse du jet d'eau sur les évolution de I_{cc} et V_{co}	69
V.3. Effets de l'ombrage.....	70
V.4.Simulation numérique	74
V.5.conclusion.....	76
conclusion générale	77

Introduction générale

Introduction générale

Une grande partie de l'énergie utilisée aujourd'hui dans le monde provient de gisements de combustibles fossiles carbonés (charbon, pétrole, gaz). Ces ressources sont épuisables et polluantes, pendant que la consommation croît plus vite ces ressources se rapprochent de l'épuisement et aussi provoque le réchauffement climatique qui est le problème majeur de notre décennie, en effet les énergies renouvelable reste une alternative avantageuse car leurs exploitation ne nuit pas à l'environnement.

De nos jours, les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec des énergies fossiles du point de vue coût et performance de production. Elles sont propres et inépuisables, donc capables de couvrir nos besoins énergétiques à long terme. Ces ressources naturels sont le solaire, l'éolien, l'hydroélectricité et la biomasse, à des proportions relativement différentes. Elles sont sous-exploitées par rapport à leur potentiel même au plan mondial.

De toutes ces énergies, c'est l'énergie solaire qui offre le potentiel le plus élevé. Elle connaît actuellement un fort développement dans le monde. Ce développement est dopé par les politiques internationales et nationales qui visent la diminution de l'utilisation des énergies fossiles. De plus, l'énergie solaire captée par la terre pendant une heure pourrait suffire à la consommation mondiale pendant une année.

Le photovoltaïque se présente comme un moyen de production d'électricité très prometteur car son exploitation ne demande pas une très grande technologie. En effet l'électricité photovoltaïque peut être produite près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur, ce qui la rend accessible à une grande partie de la population. La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant (électricité propre) silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, cette énergie est exploitable aussi bien en montagne, dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville. Cette conversion se fait à base des panneaux photovoltaïques qui sont constitués de plusieurs cellules appelés cellules photovoltaïque. Pendant l'exploitation de cette énergie une certaine problématique influence négativement sur le dispositif, c'est pour cela de nombreuse études ont été faite pour améliorer les performances des panneaux photovoltaïques.

Le travail présenté dans ce mémoire a porté sur la réalisation d'un banc d'essai photovoltaïque afin d'effectuer nos différents essais.

Dans le premier chapitre nous présentons le soleil et ces différentes couches et le mouvement de la terre autour de ce dernier, par la suite on introduit les coordonnées géographique et horaire, puis l'irradiation et l'éclairement solaire.

Introduction générale

Le deuxième chapitre nous ferons un rappel sur les modules photovoltaïques et les cellules solaires ainsi que leur association dans le module photovoltaïque.

Le troisième chapitre est consacré aux effets de l'ombrage et de la température, ainsi que leur influence sur le module photovoltaïque. Dans le quatrième chapitre nous exposons le matériel mis à notre disposition pour la réalisation de nos essais et les résultats obtenus sont tracés sous forme de courbes. Enfin, dans le cinquième chapitre nous présentons une analyse des résultats obtenus des tests et leurs discussions. Suivie d'une simulation numérique qui nous donne une idée générale sur répartition de la température pendant le refroidissement du panneau solaire par convection forcée.

I.1.Introduction

Le soleil, bien que distant de plus de 150million de kilomètre, demeure la plus grande source d'énergie de la planète. la quantité d'énergie libérée par celui-ci pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétique mondiaux pendant un an[1].

N'est ce pas l'alternative idéal au problème énergétique que rencontre le monde?. une énergie propre est gratuite disponible partout sur la planète.

les domaines d'utilisations de l'énergie solaire sont divers et variés:

- Thermique: produire de la chaleur pour les besoin de chauffage, séchage etc.
- Electricité : comme les systèmes photovoltaïque; centrale thermodynamique etc.

dans ce présent chapitre, nous allons nous intéressé à quelques notion indispensables sur le gisement solaire. A savoir les coordonnées équatoriales et terrestre. Nous décrirons ensuite, le rayonnement solaire et sa composition. Puis, l'estimation de l'irradiation solaire sur une surface horizontale et inclinée et enfin, les modèles de température ambiante et de jonction.

I.2. Le Soleil

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1391000 km (100 fois celui de la terre), sa masse est de l'ordre de 2.1027 tonnes [2].

Toute l'énergie du soleil provient des réactions thermo – nucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564×10^6 tonnes d'hydrogène en 560×10^6 tonnes d'hélium, la différence (4 millions de tonnes) est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente unepuissance totale de $36 \times 10^{22} KW$. La terre étant à une distance de 150 millions km du soleil, elle reçoit approximativement une puissance de $1.8 \times 10^{14} KW$ [2].

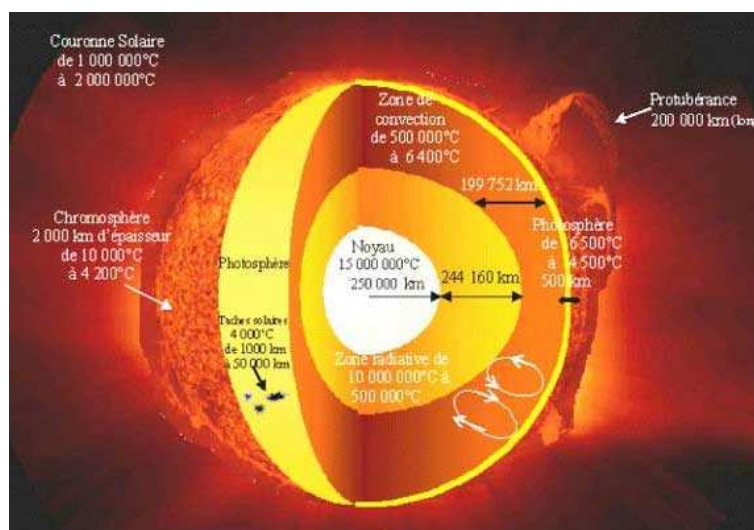


Figure I.1: composition générale du soleil.

I.3. Mouvement de la terre autour du soleil

Le mouvement de la terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le centre de gravité de la terre décrit une ellipse dont le soleil occupe l'un des foyers Figure (I.2.)

La terre tourne sur elle-même autour de l'axe des pôles et le plan équatorial, perpendiculaire à cet axe. Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Elle tourne autour du soleil en 365 jours 5h 48 mn 40s \approx 365,25 jours.

La terre tourne avec une vitesse moyenne 29,77 Km/s (vitesse maximale en hiver 30,27 Km/s et minimale en été 29,77 Km/s). Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons [1].

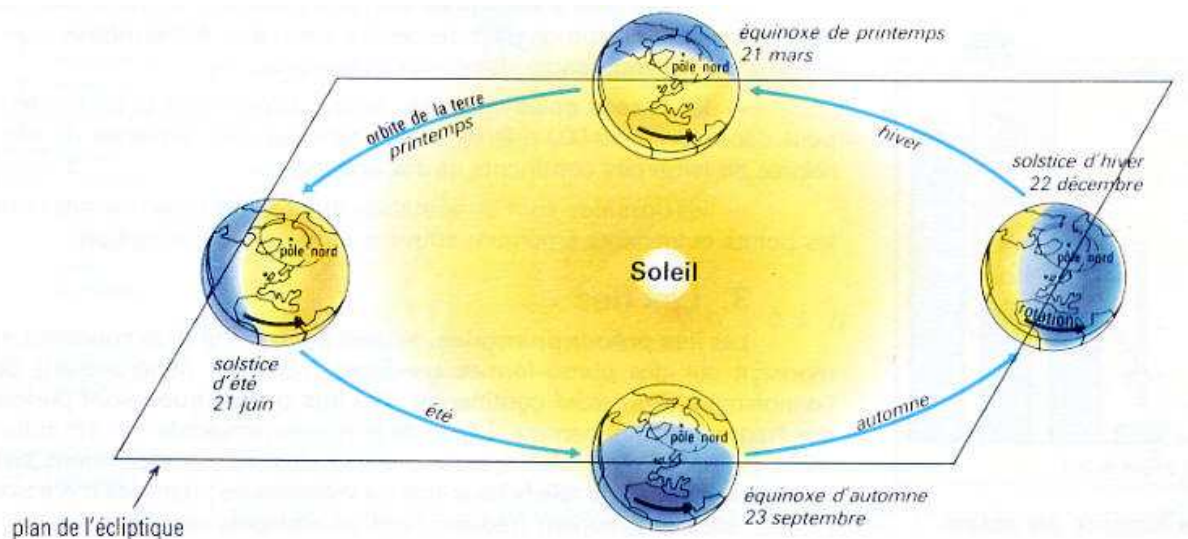


Figure I.2: Le mouvement de la terre autour du soleil.

I.4 La constante solaire

La valeur du rayonnement solaire " I_c ", reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 Km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne " I_0 " appelée constante solaire est de l'ordre de 1354 W.m⁻². En première approximation, on peut calculer la valeur de " I_c " en fonction du numéro du jour de l'année " n_j " par la relation suivante [4].

$$I_c = I_0 [1 + 0.033 \times \cos(0.984 \times n_j)] \quad (I.1)$$

I.5. La sphère céleste

La sphère céleste est une sphère imaginaire d'un diamètre immense, qui admet pour centre la terre, et pour rayon la distance (terre – soleil). On considère que tous les objets visibles dans le ciel se trouvent sur la surface de la sphère céleste. On peut résumer les différentes caractéristiques sur la sphère elle-même comme c'est indiqué sur la figure (I.3).

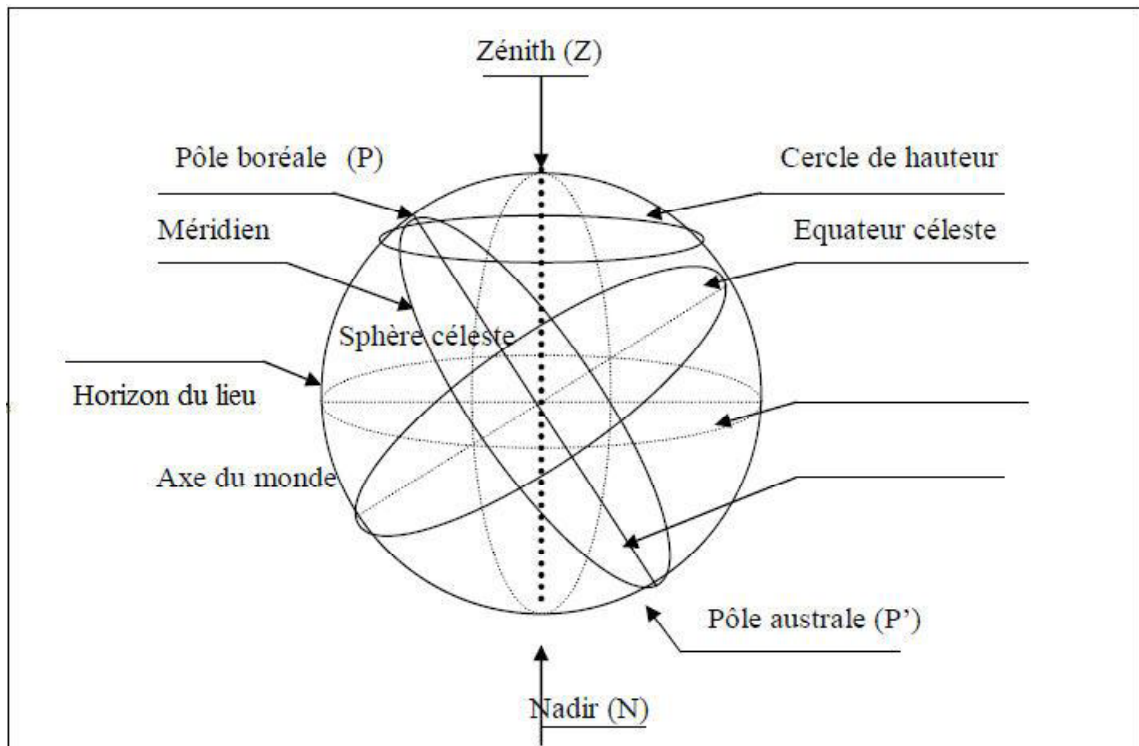


Figure I.3: La sphère céleste[3].

La direction des objets peut être quantifiée de façon précise à l'aide d'un système de coordonnées célestes.

I.6. Les coordonnées céleste

I.6.1. Les coordonnées géographiques [4]

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre (Figure I.4).

➤ La longitude (L)

C'est l'éloignement par rapport au méridien de Greenwich, mesuré en degré. Elle est comptée positivement vers l'est et négativement vers l'ouest, à partir du méridien **Greenwich**.

➤ **La latitude (Φ)**

C'est l'éloignement d'un point sur la surface de la terre par rapport à l'équateur, mesuré en degré (mesurée à partir du centre de la terre), permettent de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de 0° à 90° dans l'hémisphère nord et de 0° à 90° dans l'hémisphère sud.

➤ **L'altitude (Z)**

C'est l'altitude d'un point correspondant à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique (le niveau de la mer = 0), elle est exprimée en mètre.

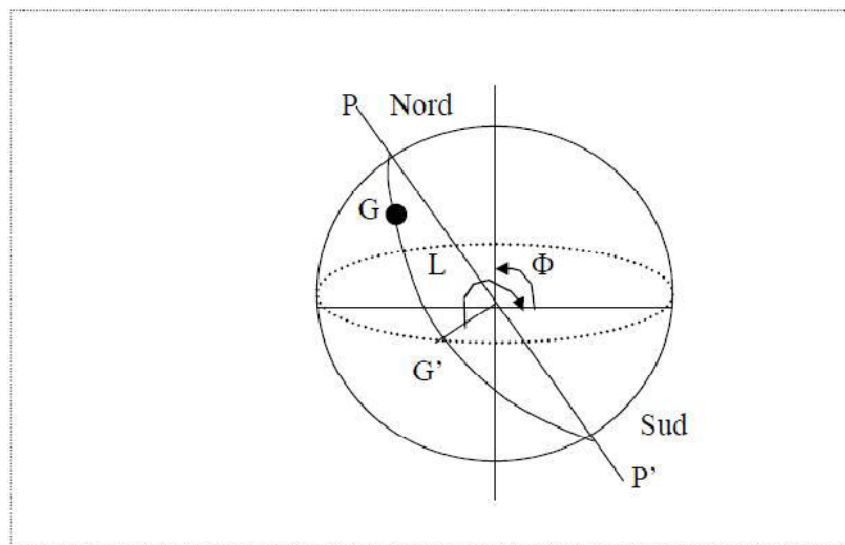


Figure I.4: Les coordonnées géographiques [3].

I.6.2. Les coordonnées horaires

➤ **La déclinaison (δ)**

C'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^\circ 27'$ à $-23^\circ 27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours. Elle s'obtient à partir de la formule suivante [8].

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{284 + n_j}{365} \times 360 \right] \quad [\text{Degré}] \quad (\text{I.2})$$

n_j : Le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1er Janvier.

➤ **L'angle horaire (ω)**

Il est déterminé par la rotation régulière de la terre autour de son axe. Il est compté Positivement dans le sens rétrograde de 0° à 360° Figure (I.5).

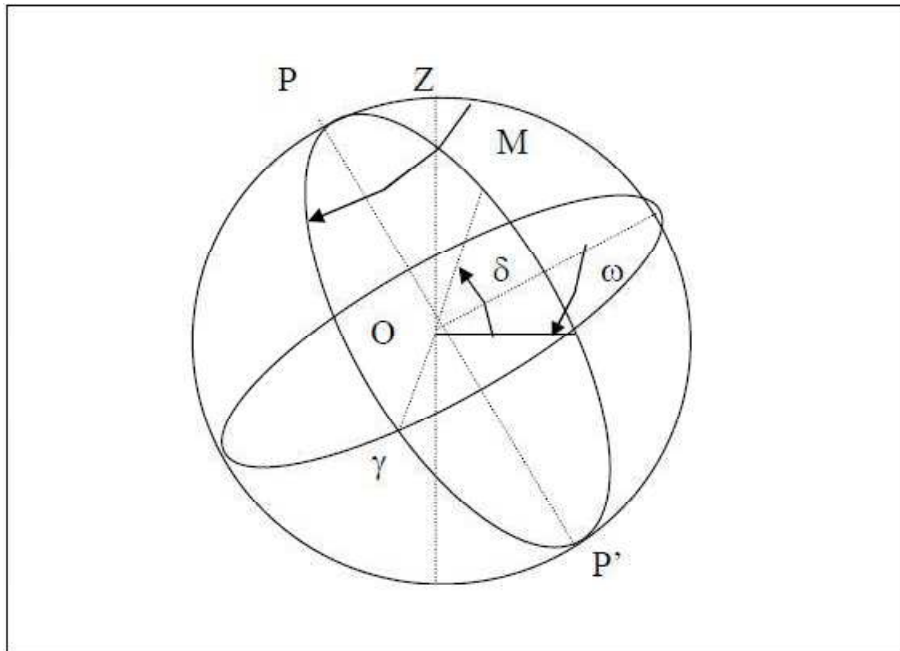


Figure I.5: Les coordonnées horaires[3].

I.6.3. Les coordonnées horizontales

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles :

➤ **L'azimut solaire (a)**

c'est l'angle mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre entre le point cardinal Sud (dans l'hémisphère nord) ou Nord (dans l'hémisphère sud) et la projection sur le plan horizontal local de la droite reliant la terre au soleil. Il est compté de 0° à 360° d'ouest en est, ou de 0° à 180° à partir du sud vers l'ouest.

➤ **La hauteur (h)**

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection. Il est compté de 0° à 90° vers le zénith et de 0° à -90° vers le nadir, On appelle quelquefois distance zénithale le complément de l'angle h : $z + h = 90^\circ$ Figure (I.6).

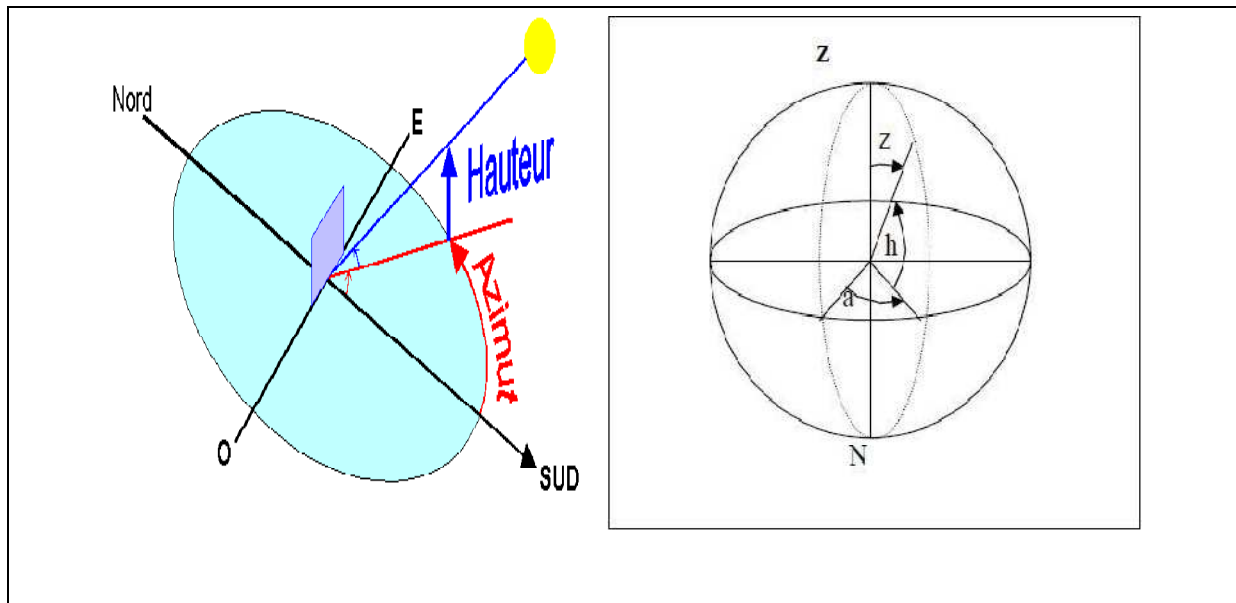


Figure I.6: Coordonnées horizontales [3].

L'équation de passage des coordonnées horizontales aux coordonnées horaires est [4].

$$\sin(a) \times \cos(h) = \cos(\delta) \times \sin(\omega) \quad (I.3)$$

$$\cos(a) \times \cos(h) = \cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \sin(\phi) - \cos(\phi) \times \sin(\delta) \quad (I.4)$$

$$\sin(h) = \cos(\phi) \times \cos(\omega) \times \cos(\delta) + \sin(\phi) \times \sin(\delta) \quad (I.5)$$

I.7. Le spectre solaire

La physique atomique nous montre que les variations d'énergie dans les atomes ne se font pas de façon continue, mais sont quantifiées. Un ensemble de nombres quantiques définit l'état initial d'énergie de l'atome, et un autre ensemble définit l'état final. Ce passage d'un état à un autre s'appelle une transition. Il s'accompagne soit de l'absorption d'énergie à une longueur d'onde précise si l'état final est plus énergétique, soit de l'émission d'énergie à une longueur d'onde précise si l'état final est moins énergétique. Un atome excité de cette façon a toujours tendance, au bout d'un temps plus ou moins long, à revenir à son état le plus stable, directement ou non, appelé état fondamental.

La relation entre cette variation d'énergie et la longueur d'onde de l'émission ou de l'absorption est [5]:

$$E = \frac{h \times c}{\lambda} \quad (I.6)$$

Ou

h : est la constante de Planck ($6.63 \times 10^{-34} \text{ j.s}$),

λ : longueur d'onde,

c : la vitesse de la lumière.

I.8. Les principaux types de rayons qui parviennent sur Terre et leurs effets

Le soleil émet des particules, appelées photons, en très grandes quantités. C'est le rayonnement solaire. Ces flux de photons qu'on appelle également radiations ou rayons, voyagent dans l'espace à la vitesse de 300 000 km/s (c'est la vitesse de la lumière) et atteignent la terre à différentes longueurs d'ondes. On distingue par leur longueur d'onde les différents types de rayons : c'est le spectre solaire.

Les rayons de longueur d'ondes très courtes (les rayons x, gamma), extrêmement dangereux sont heureusement arrêtés dès les couches supérieures de l'atmosphère.

Les rayons de longueur d'onde très longue (ondes radio) sont très faibles à la surface de terre.

Nous parviennent essentiellement :

- Les Ultraviolets (UV), de 200 nm à 400 nm, invisibles, sans échauffer, provoquent des dommages sur les cellules.
- La Lumière visible, de 400 à 800 nm, visibles, ils nous permettent de distinguer les formes et les couleurs.
- Les Infrarouges (IR), de 800 à 1400 nm, invisibles, chauffent la matière solide ou gazeuse qu'ils rencontrent. Figure (I.7)

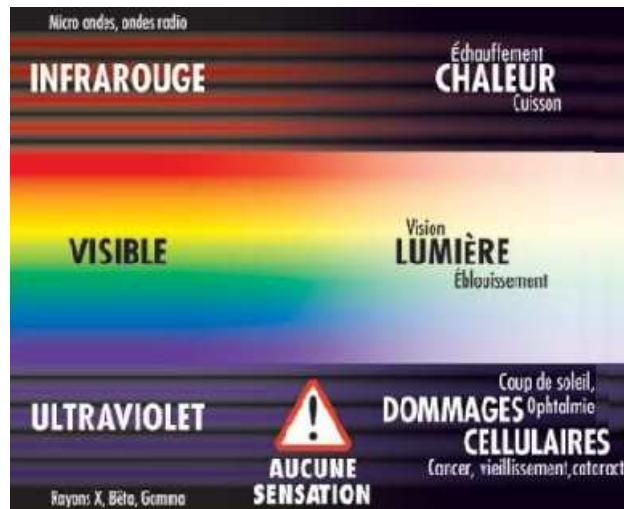


Figure I.7: représentation des rayons visibles et invisible[4].

Généralement le rayonnement émis par le soleil (AM0 : hors l'atmosphère de la terre) est constitué de 9% UV, 43% lumière visible et 48% d'infrarouge[4].

I.9. La lumière

La lumière désigne les ondes électromagnétiques visibles par l'oeil humain, c'est-à-dire comprises dans des longueurs d'onde de 0,38 à 0,78 micron (380 nm (violet) à 780 nm (rouge)) le symbole nm désigne le nanomètre. La lumière est intimement liée à la notion de couleur. C'est Newton qui propose pour la première fois au XVIIe siècle un cercle des couleurs chromatiques basé sur la décomposition de la lumière blanche.

Outre la lumière visible, par extension, on appelle parfois « lumière » d'autres ondes électromagnétiques, telles que celles situées dans les domaines infrarouge et ultraviolet.

Même si certaines formes de vies, au fond des océans peuvent s'en passer, la lumière du soleil est la première source d'énergie des écosystèmes terrestres, via la photosynthèse. Elle contrôle donc les cycles écogéobiologiques et le stockage fossile du carbone tels qu'ils existent depuis 3,7 milliards d'années. Elle joue aussi un rôle important en entretenant la couche d'ozone et en limitant la pullulation des microbes sensibles aux ultra-violets et/ou à l'infrarouge. Cette sensibilité est utilisée par certaines techniques de stérilisation. Elle contribue à certaines formes de pollution dites « photochimiques » (ozone troposphérique, oxydes d'azote) et inversement à dégrader (photodégradation) certains polluants de l'air, du sol superficiel ou de l'eau (certains pesticides présents dans l'air par exemple. C'est encore la lumière qui via la durée du jour corrige les horloges biologiques animales, par la production de mélatonine qui est une hormone uniquement produite la nuit, chez la plupart des animaux. Chez les plantes, la durée du jour contrôle aussi, avec la température, l'apparition des bourgeons, feuilles, fleurs, ou l'ouverture ou la fermeture des fleurs. C'est pourquoi la présence de lumière artificielle dans l'environnement nocturne peut altérer le comportement

ou les fonctions de Certaines espèces ou des écosystèmes ; phénomène généralement décrit sous le nom de « pollution lumineuse ».

I.10. La constante solaire et le nombre masse d'air AM

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 1367W/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 1000W/m^2 et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000W/m^2 . Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G ou AM1.5D. Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° 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.

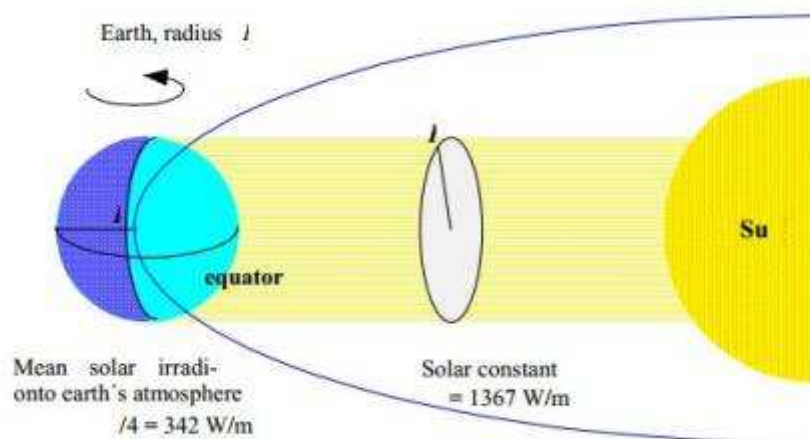


Figure I.8: La constante solaire.

La figure ci-dessous représente le nombre de masse d'air :

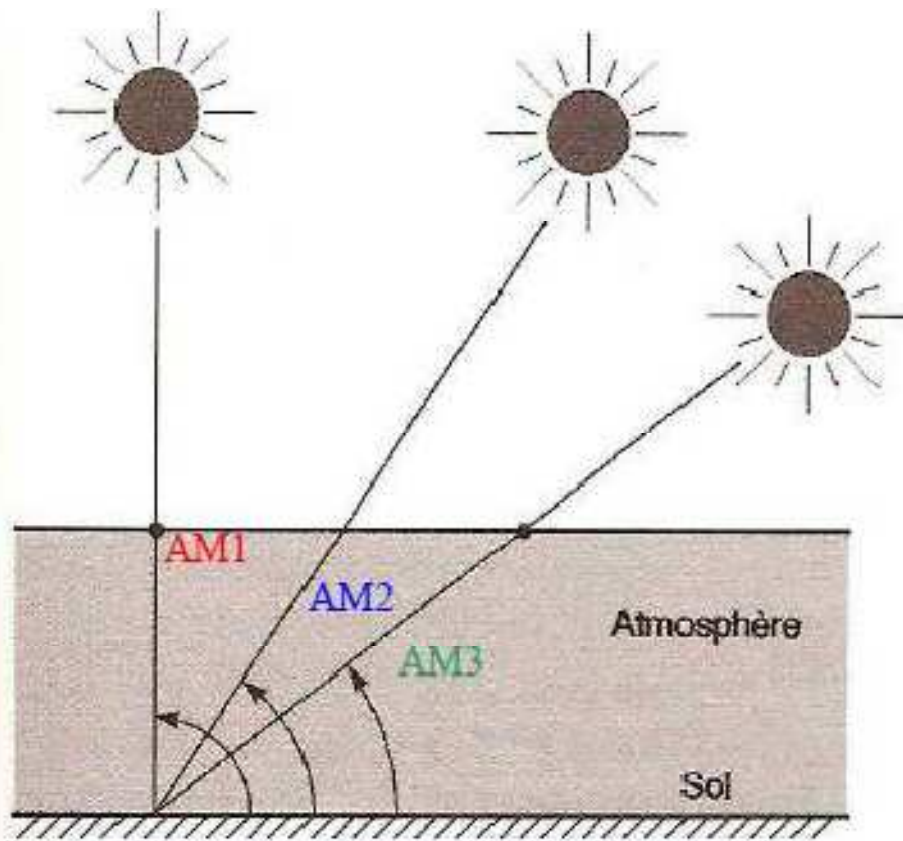


Figure I.9 : le nombre de masse d'air [4].

I.11. l'éclairement et l'irradiation

I.11.1. L'irradiation ou rayonnement

L'irradiation 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) bien que ce dernier ne doivent pas être utilisé puisque n'appartenant pas au système international d'unités (SI) [4].

I.11.2. Eclairement ou irradiance

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 **G** [4].

Signalons que, outre l'effets de l'atmosphère, l'irradiation solaire dépend:

- De l'orientation et l'inclinaison de la surface
- De la latitude du lieu et son degré de pollution
- De la période de l'année et de l'instant considéré dans la journée
- De la nature des couches nuageuses.

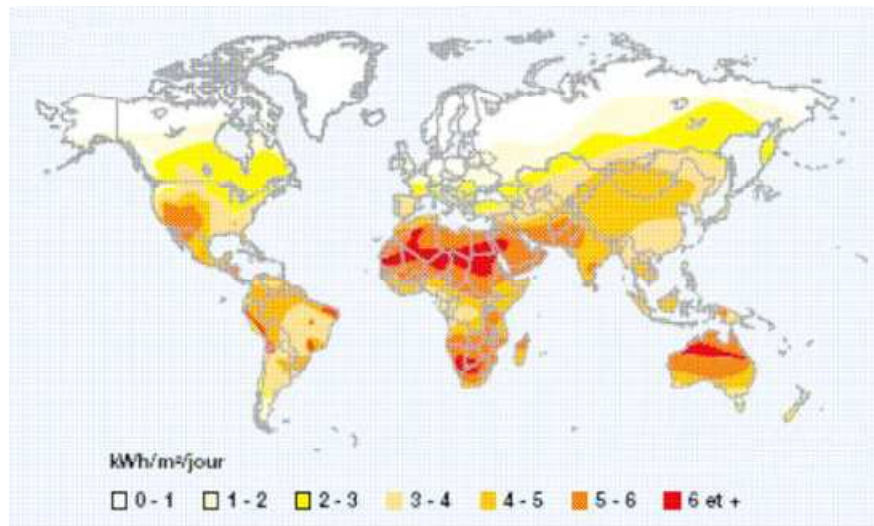


Figure I.10 : Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle en kWh/m²/jour sur un plan horizontal [4].

La terre reçoit chaque année une valeur moyenne de l'éclairement 1.36 KW/m², cette irradiance est pondérée par divers facteurs à la surface de la terre : absorption par les molécules des différentes couches de l'atmosphère, conditions climatiques, latitude du lieu d'observation et saison. Des gaz comme l'ozone (O₃), pour des longueurs d'ondes inférieures à 0.3 μm, le dioxyde de carbone (CO₂) et la vapeur d'eau (H₂O), pour les infrarouges au dessus de 2 μm, absorbent les énergies proches de leur énergie de liaison, ce qui conduit à des « trous » dans le spectre solaire visible au sol. Par ailleurs, les poussières et aérosols présents dans l'atmosphère conduisent à une absorption répartie quasiment sur toute la gamme spectrale, ce qui conduit à une baisse globale de la puissance incidente. Afin de comparer et d'unifier les performances des cellules photovoltaïques élaborées dans les différents laboratoires du monde, il a été institué la notion d'Air Mass (AM).

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (I.6)$$

Si le soleil est au zénith du lieu d'observation, $\theta=0^\circ$, $AM=1$: la notation est AM1. AM0 correspond à l'irradiance hors atmosphère.

L'intensité G reçue à la surface de la terre peut être calculée grâce à la formule empirique suivante [5]:

$$G = 1.353(0.7^{AM})^{0.678} \quad (I.7)$$

Avec G en kW/m², pour une surface perpendiculaire aux rayons incidents. Les spectres AM0 et AM1 sont représentés sur la figure ci dessous:

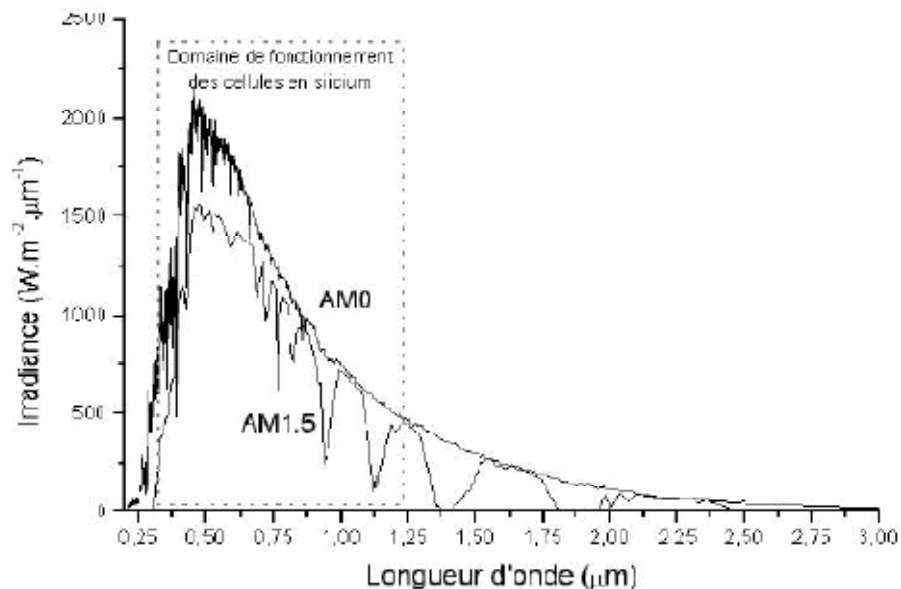


Figure I.11: Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5 [4].

I.12. Potentiel solaire en Algérie

L'énergie solaire participe pour une très faible part dans le bilan énergétique national, soit seulement 0,02% de la consommation nationale d'électricité (5 GWh). Le pays est qualifié de très en retard en matière d'investissement dans le domaine des énergies renouvelables. Pourtant, l'Algérie dispose de l'un des gisements solaires les plus importants au monde figure (I.12). Lors d'un séminaire organisé à Alger, par la Chambre algéro-allemande de l'industrie et du commerce, l'intention de concrétiser le vœu algérien a été clairement affichée par les Allemands. «Vu qu'à l'horizon 2010, environ 5% de l'électricité en Algérie sera produite par l'énergie solaire ».le projet consiste à ramener le taux de l'énergie renouvelable à 6% en 2015.

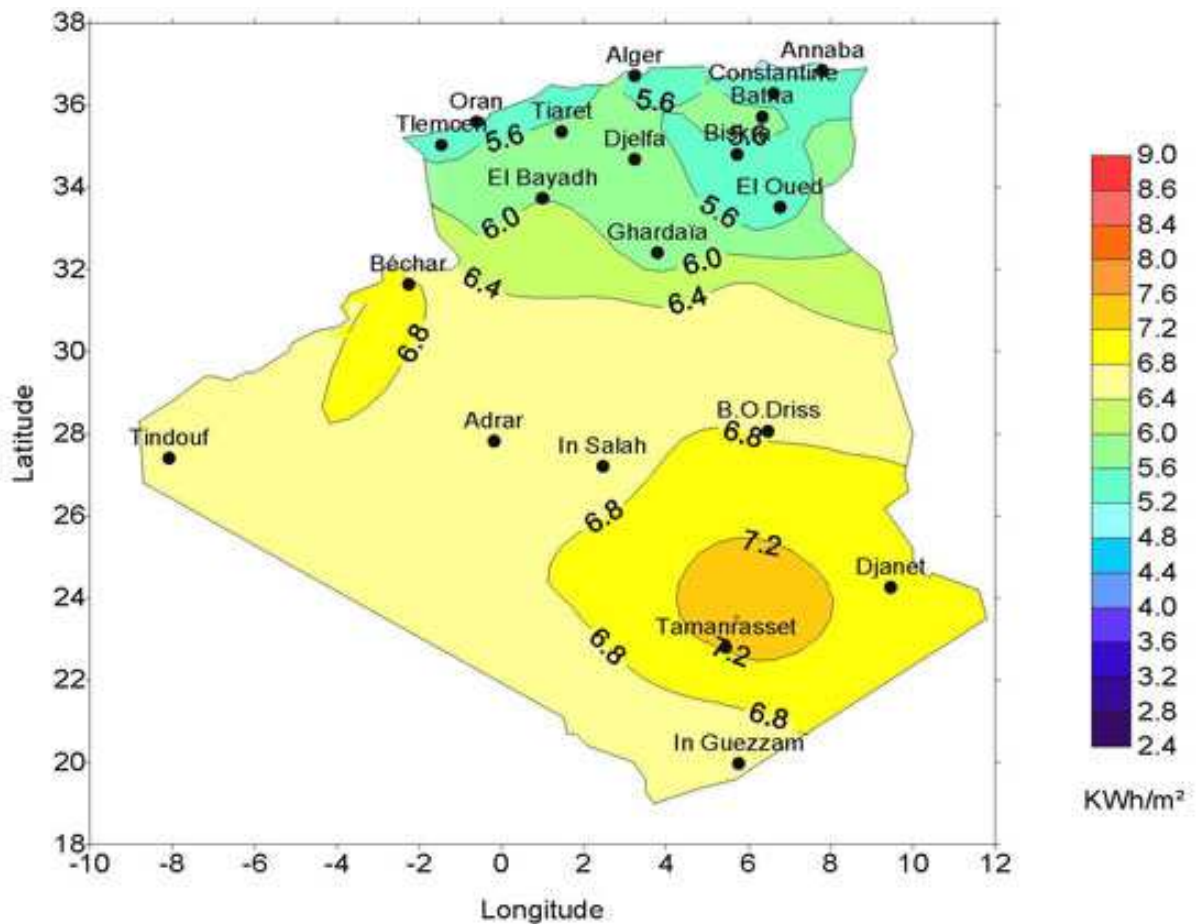


Figure I.12: Irradiation solaire globale reçue par l’Algérie : moyenne annuelle [4].

De par sa situation géographique, l’Algérie dispose d’un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d’insolation sur le quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L’énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de $1m^2$ est de l’ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700KWh/m^2$ /an au Nord et $2263 kwh/m^2$ /an au Sud du pays.

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d’enseillement(Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/ m^2 /an)	1700	1900	2650

Tableau I.1: les différents ensoleillements des régions Algériennes [4].

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh [4].

I.13. Conclusion

L'énergie solaire est l'une des énergies les plus intenses de notre planète c'est pour cela que de nombreuses études ont été faites pour l'exploiter. Dans ce chapitre nous avons fait un rappel sur le soleil et son pouvoir énergétique, ces coordonnées horaires et géographiques, le mouvement de la terre autour de cette planète. À la fin nous avons introduit la notion d'éclairement et l'irradiation potentielle solaire en Algérie.

II.1. Introduction

La conversion photovoltaïque, aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de **l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption** de la lumière par la matière.

Dans le présent chapitre nous allons voir comment tout cela fonctionne, les différents paramètres régissant la cellule PV.

II.2. La cellule solaire

La cellule solaire est un dispositif optoélectronique capable de capter et convertir directement l'énergie des rayons lumineux en électricité. Cette conversion est appelée la conversion photovoltaïque. Sa structure est illustrée dans la figure (II.1) ci-dessous. Elle montre un schéma simplifié d'une cellule solaire typique car l'architecture des dispositifs photovoltaïques modernes sont particulièrement complexe.

La cellule photovoltaïque sera donc une plaquette du matériau semi-conducteur; où la jonction $P-N$ représente le cœur de la cellule photovoltaïque; elle représente le vrai générateur dans le dispositif.

Les contacts métalliques en face avant et en face arrière, constituent la structure de cheminement permettant de récupérer les porteurs photogénérés, pour ça; deux électrodes sont élaborées sur la plaquette du semi-conducteur, l'une qui recouvre la totalité de la face arrière pour assurer le contact avec la zone p , et l'autre en forme de grille sur la face avant, la géométrie de cette grille étant un compromis entre une faible occultation du rayonnement et un bon contact électrique avec la zone n [5].

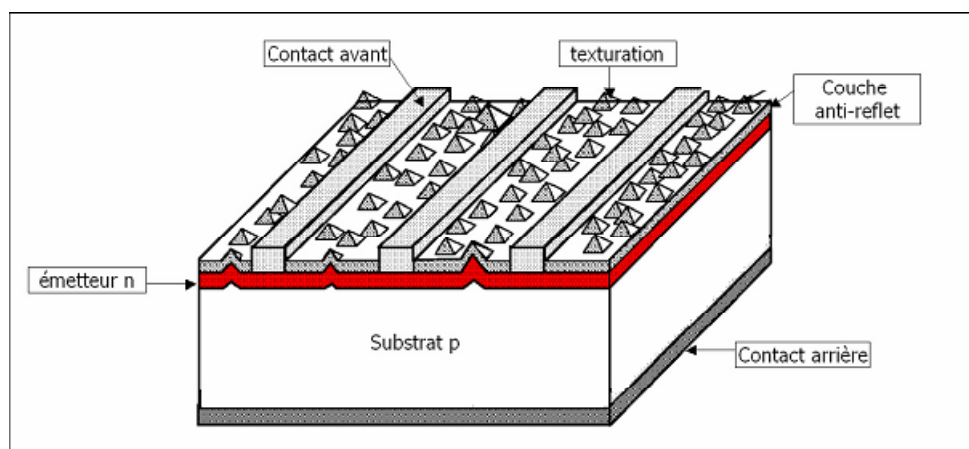


Figure II.1: Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire [5].

II.3. Les différentes technologies

Un module photovoltaïque n'est qu'un panneau constitué de plusieurs cellules reliées entre elles électriquement.

Dans un panneau photovoltaïque, le rendement de 10 correspond à une puissance de 100 à 180 watts crête par mètre carré, cette dernière dépend de l'énergie captée par un module et cette énergie captée dépend à son tour de plusieurs paramètres comme; la surface, la latitude du lieu ainsi que la température qui est l'objectif de ce travail.

Les modules se distinguent en fonction des technologies de silicium qu'ils utilisent:

- **Silicium monocristallin:** les capteurs photovoltaïques sont à base de cristaux de silicium encapsulés dans une enveloppe plastique. 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 (de 14% à 15%).
 - inconvénients : coût élevé, rendement faible sous un faible éclaircissement.

- **Silicium polycristallin:** Les capteurs photovoltaïques sont à base de polycristaux de silicium, notablement moins coûteux à fabriquer que le silicium monocristallin, mais qui ont aussi un rendement un peu plus faible. Ces polycristaux sont obtenus par fusion des rebuts du silicium de haute performances électronique. 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.
 - avantages : bon rendement (13%), mais cependant moins bon que pour le monocristallin, moins cher que le monocristallin.
 - inconvénient : les mêmes que le monocristallin.

- **Silicium amorphe:** les panneaux « étalés » sont réalisés avec du silicium amorphe au fort pouvoir énergisant et présentés en bandes souples permettant une parfaite intégration architecturale. Empilement monolithique de deux cellules simples. En combinant deux cellules (couche mince de silicium amorphe sur silicium cristallin) absorbant dans des domaines spectraux se chevauchant, on améliore le rendement théorique par rapport à des cellules simples distinctes, qu'elles soient amorphes, cristallines ou microcristallines.
 - avantages : sensibilité élevée sur une large plage de longueur d'onde, bon rendement.

II.4. conducteurs, isolants et Les semi-conducteurs

Les matériaux ayant les plus faible résistances à la température ambiante , typiquement inférieure à $10^{-5} \Omega\text{m}$, sont les métaux (cuivre, or, argent, aluminium). La conduction électrique s'effectue essentiellement par les électrons libres dont la concentration diffère peu d'un métal à l'autre (de 10^{22} à 10^{23} cm^{-3}). quelle que soit sa pureté. une augmentation de la température provoque une légère augmentation de la résistivité, pouvant s'expliquer par le fait que les électrons libre sont gênés dans leurs déplacement par les vibrations (croissante avec la température) des atome du métal.

Les matériaux dont la résistivité est typiquement supérieure à $10^8 \Omega\text{cm}$ sont considérés comme isolants; c'est le cas pour le verre, le mica, la silice, le carbone(diamant). cette fois l'augmentation de la température peut provoquer la libération d'électrons (ainsi que de trous) qui peuvent participer à la conduction électrique, ce qui provoque une baisse de la résistivité avec la température.

Entre les métaux et les isolants se trouve les semi-conducteurs (SC) dont la résistivité varie de 10^{-3} à $10^4 \Omega\text{cm}$ (ou plus). La conduction électrique se fait par les électrons et les trous, ou de façon préférentielle par l'un ou l'autre type de porteurs. Un semi-conducteur peut être soit pur auquel cas il est dit intrinsèque, soit dopé par des impuretés (qui permettent de contrôler sa résistivité) auquel cas il est dit extrinsèque. Si on prend, par exemple, du Silicium assez pur et qu'on lui ajoute un atome de Bore ou de Phosphore pour 10^5 atomes de Silicium, sa résistivité passe de 10^3 à environ $10^{-2} \Omega\text{cm}$.

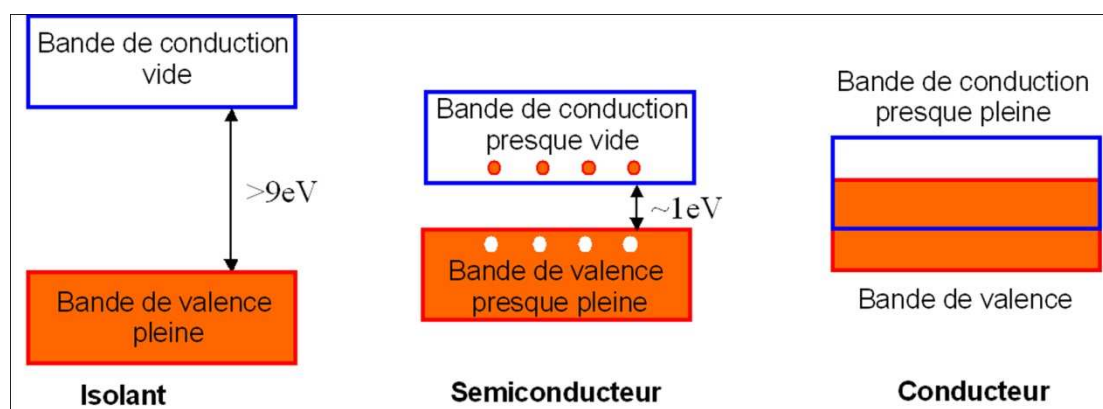


Figure II.2: Structure en bandes d'énergie des matériaux ; Isolants, Semi-conducteurs et Métaux.

II.5. Semi-conducteur intrinsèque

Un semi-conducteur est dit intrinsèque lorsque le cristal est pur, aucune impuretés pouvant changer la concentration en porteurs libres. Pour une température différente de 0 K, des électrons peuvent devenir "libres" c'est à dire passer de la bande de valence à la bande de conduction, où leur concentration est notée n . Ces électrons laissent des trous dans la BV (avec une concentration notée p) eux-aussi libres de se déplacer avec, de plus, une égalité entre les concentrations n et p . Pour ce cas particulier, on définit une concentration intrinsèque n_i (égale aux concentrations n et p) est donnée par la relation :

Largeur de la bande interdite, on peut facilement déduire n_i :

$$n_i = (N_c \times N_v)^{1/2} \exp\left(\frac{-E_g}{2KT}\right) \quad (\text{II.1})$$

II.6. Semi-conducteurs extrinsèques

L'introduction de certaines impuretés dans un matériau semi-conducteur permet d'y modifier le nombre de porteurs libres, de choisir le type de conduction (par électrons ou par trous) et de contrôler la conductivité [9].

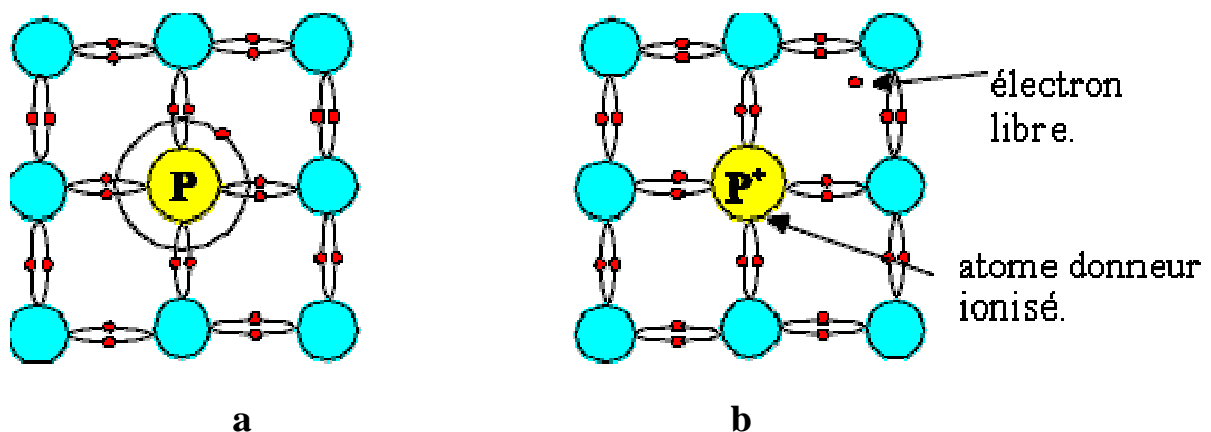


Figure II.3: Silicium dopé au phosphore. (a : $T = 0K$) (b : $T \neq 0$) [6].

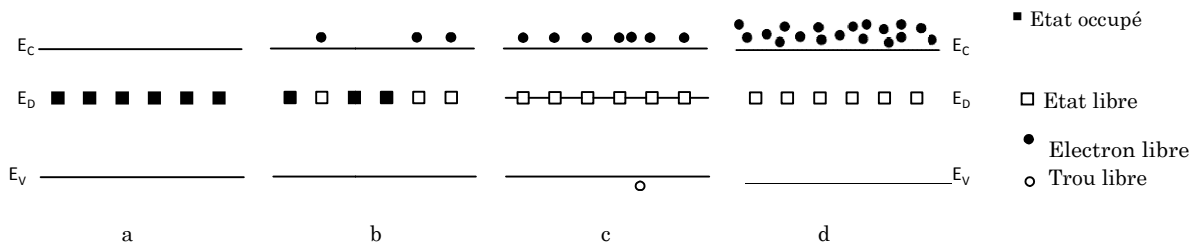


Figure II.4: Diagrammes de bandes faisant apparaître le niveau d'énergie des états de type donneur et leur occupation. ($a : T_0 = 0K, n_0 = p_0 = 0$); ($b : 0 < T_1 < 50K$). les impuretés s'ionisent (se dégèlent). ($c : 50K < T_2 < 500K$), $n_0 \approx N_D \gg n_i(T_2) \gg p_0$.
 $d : T_3 > 500K, n_0 \approx p_0 \approx n_i(T_3)$ [6].

II.7. Bande d'énergie

Les électrons d'un atome isolé prennent des niveaux discrets d'énergies, qui sont en fait constitués de sous-niveaux, mais lorsqu'on rapproche deux atomes ces niveaux d'énergies vont se dédoubler. En étendant ce raisonnement à N atomes, cette "dégénérescence" fait apparaître des bandes d'énergies permises, qui peuvent s'interpénétrer et se séparer à nouveau lorsque la distance interatomique diminue donnant des bandes d'énergie interdites de largeur E_g "gap".

II.8. Jonction P N

Une jonction PN est la mise en contact de deux semi-conducteurs l'un de type P et l'autre de type N, elle désigne une zone du cristal où le dopage varie brusquement, passant d'un dopage P à un dopage N. Lorsque la région dopée P est mise en contact avec la région N, les électrons et les trous diffusent spontanément de part et d'autre de la jonction, créant ainsi une zone de déplétion où la concentration en porteurs libres est quasiment nulle.

II.9. Etude de la jonction en équilibre

La mise en contact de deux semi-conducteurs l'un de type P et l'autre de type N entraîne la diffusion des porteurs majoritaires : les électrons majoritaires de la région N diffusent vers la région P et les trous majoritaires de la région P diffusent vers la région N. La diffusion des porteurs de côté et de l'autre de jonction laissent des ions fixes chargés positivement du côté N et négativement de côté P de la jonction. La région formée par les ions fixes est appelée zone de charge d'espace (ZCE), elle est déserte de porteurs mobiles. Dans la ZCE se crée un champ électrique qui se dirige de N vers P de manière à s'opposer à la diffusion des porteurs majoritaires [7].

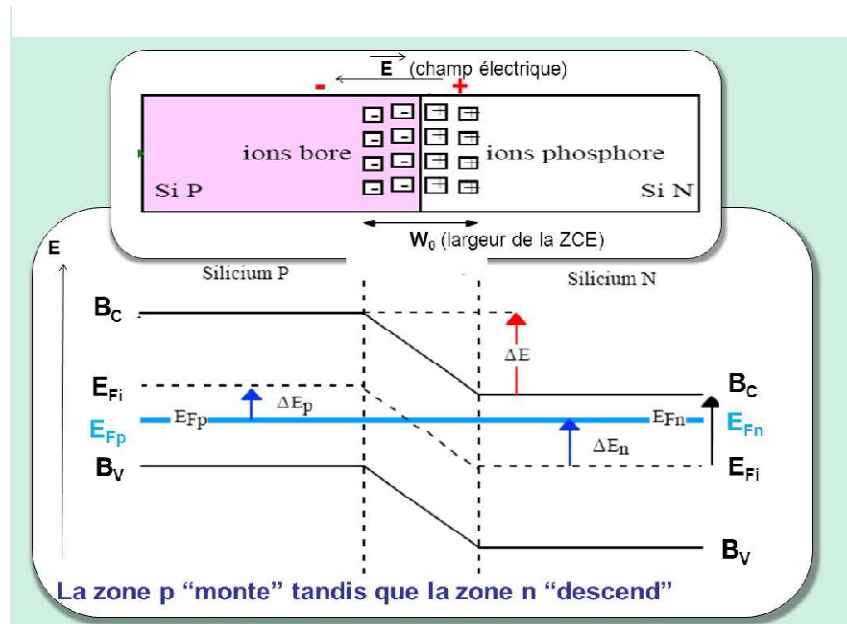


Figure II.5: la jonction PN à l'équilibre [7].

II.10. Jonction P N sous éclairnement

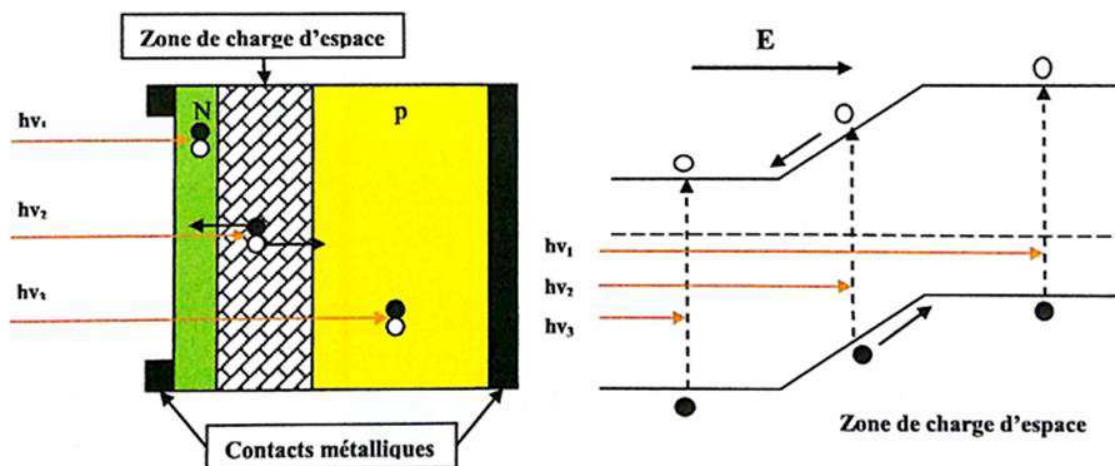


Figure II.6: structure de la jonction PN sous éclairnement [7].

Pour une jonction PN sous éclairnement, les photons incidents ayant une énergie ($h\nu > E_g$) créent des paires électron-trou dans les trois régions (P, N et la ZCE), le comportement des porteurs créés diffère suivant le lieu de leur création comme le montre les cas suivant :

- Si la paire (e^-, t) est créée dans la région P ; les électrons qui y sont les porteurs minoritaires traversent la jonction et vont du côté N.

- Si la paire (e^-, t) est créée dans la région N, les trous qui y sont des porteurs minoritaires traversent la jonction et vont du côté P.
- Si la paire (e^-, t) est créée dans la ZCE, elle va être dissociée sous l'influence du champ électrique interne qui règne dans cette zone ou l'électron est propulsé vers la zone N et le trou vers la zone P.

Sous éclairage il apparaît un excès d'électrons dans la zone N et un autre du côté P, l'apparition de cet excès donnera naissance à une différence de potentiel entre les deux régions, la diffusion des porteurs minoritaires donne naissance à un photo-courant de génération et le courant total est donné par la relation suivante :

$$I_{ph} = I_{ph\text{diffusion}} + I_{ph\text{génération}} \quad (\text{II.2})$$

II.11. Paramètres des cellules Photovoltaïque

Une cellule solaire est constituée par une jonction PN, lorsque la surface libre est éclairée les photons d'énergies supérieures à la largeur de la bande interdite E_g peuvent exciter des paires électron-trou dans les régions quasi neutres P et N figure(II.6) Les électrons et les trous créés respectivement dans les régions P et n diffusent et atteignent la zone de charge d'espace, accélérer par le champ électrique interne, ils traversent la zone de transition.

La région N reçoit des électrons et se charge négativement ; la région P accepte des trous et se charge positivement. Si on relie les cotés de la jonction à une charge R_c , un courant I la parcourt et une différence de potentiel apparaît:

$$I = I_{ph} - I_{d(v)} \quad (\text{II.3})$$

Avec:

I_{ph} : Le photocourant.

$I_{d(v)}$: courant d'obscurité de la diode.

Cette relation entre les trois grandeurs, I , I_{ph} et $I_{d(v)}$ représente la caractéristique courant tension idéale permettant de déterminer quatre grandeurs caractéristiques principales du fonctionnement des cellules solaires :

- Le courant de court-circuit I_{cc} ,

- La tension en circuit ouvert V_{cc} ,
- Le facteur de forme FF ,
- Le rendement de conversion d'énergie η .

II.12. caractéristique courant tension et schéma équivalent

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant tension. Le panneau photovoltaïque est donc à considérer comme une source de puissance. On s'aperçoit alors de l'existence d'un point P_m où la puissance se trouve être maximale. Il est sans aucun doute intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée. Certains régulateurs solaires réalisent donc une adaptation d'impédance pour qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking (MPPT)).

La caractéristique réelle et le schéma équivalent de la cellule sont représentés sur la figure II-7. Les valeurs respectives des divers éléments du schéma équivalent déterminent les performances de la cellule réelle.

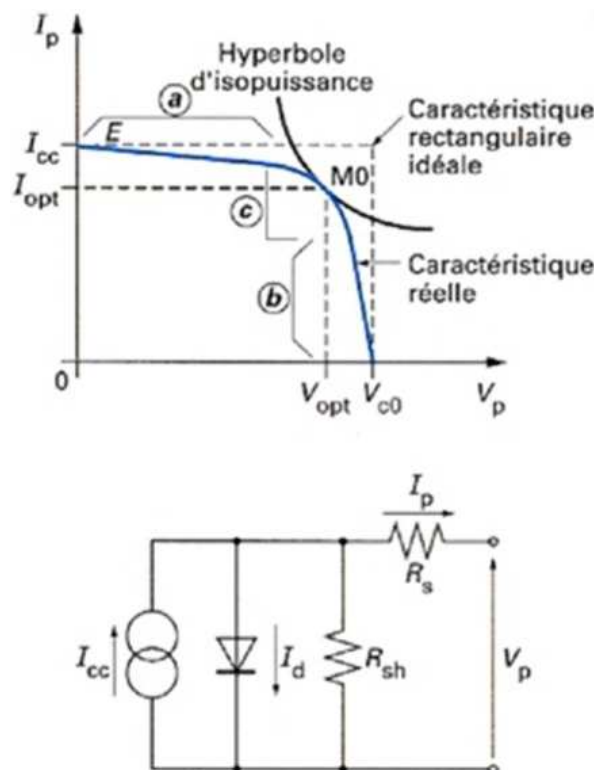


Figure II.7: Caractéristique et schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle [8].

La caractéristique se divise en trois parties :

- La zone (a) où la cellule se comporte comme un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'éclairement.
- La zone (b) où la cellule se comporte comme un générateur de tension V_{co} .
- La zone (c) où l'impédance interne du générateur varie rapidement.

II.12.1. 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, de la mobilité des porteurs et de la température [7].

II.12.2. Tension à 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 [7].

$$V_{co} = \frac{KT}{e} \ln\left(\frac{I_{cc}}{I_s} + 1\right) \quad (\text{II.8})$$

II.12.3. Facteur de forme FF

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique $I(v)$ facteur de remplissage ou fill factor (FF). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{\max} et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \times V_{co}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales. Il est défini par la relation suivante[7]:

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{oc} \times I_{cc}} = \frac{V_{\max} \times I_{\max}}{V_{oc} \times I_{cc}} \quad (\text{II.9})$$

II.12.4. Le rendement □

Le rendement, □ (efficiency) des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{I_{cc} \times V_{co}}{P_{in}} \times FF \quad (\text{II.10})$$

II.13. Architecture d'un générateur photovoltaïque [12]

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m² ; 25°C ; AM 1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm² est d'environ 2.3 Wc sous une tension de 0.5V. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles.

Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires.

a) Association en série

Une association de n_s sur la figure (II.8), cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule.

$$V_{cons} = n_s \times V_{co} \quad \text{avec} \quad I_{cc} = I_{ccns} \quad (\text{II.11})$$

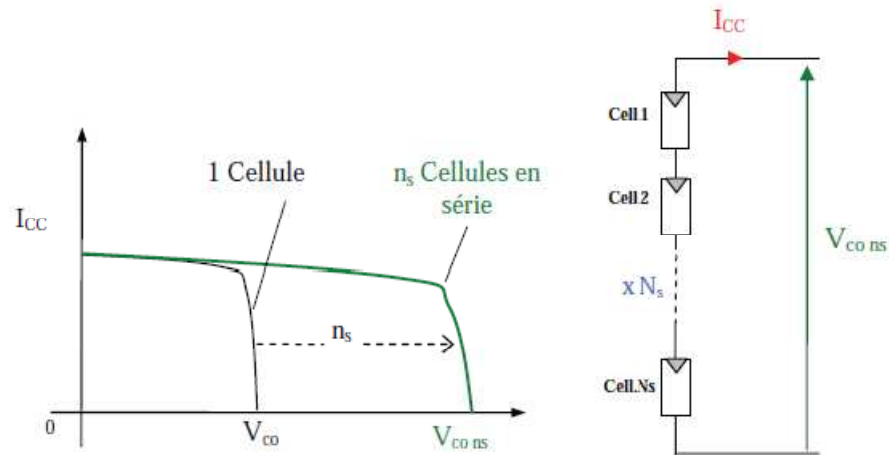


Figure II.8: Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série[9].

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{cons} = 0.6 \times 36 = 21.6V$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V (à puissance maximale).

Les **modules** en série sont souvent appelés des **strings**. Malheureusement, les cellules ou modules ne sont pas tous absolument identiques. Le courant total s'oriente alors à la cellule ou au module le plus faible. Ce phénomène est appelé **mismatching**.

b) Association en parallèle

D'autre part, une association parallèle de n_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants.

$$I_{scnp} = n_p \times I_{sc} \quad \text{avec} \quad V_{ocnp} = V_{oc} \quad (\text{II.13})$$

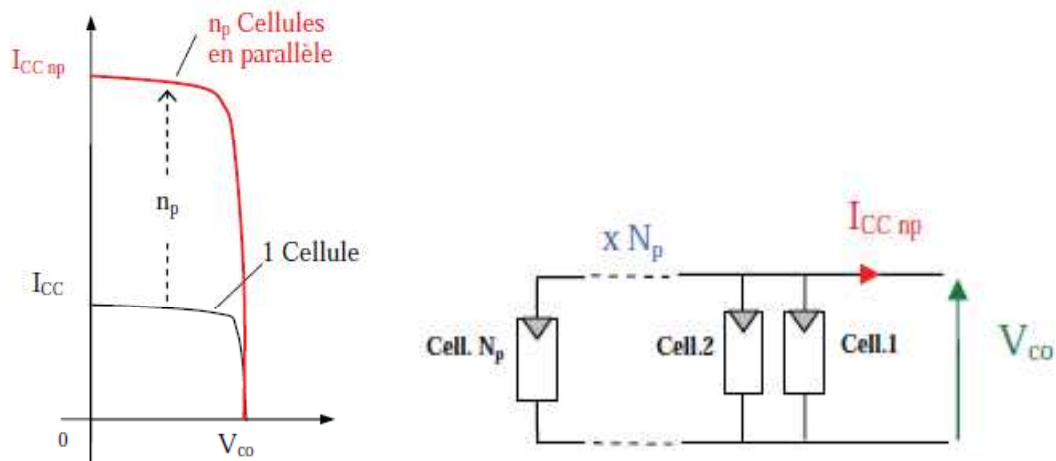


Figure II.9 : Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle [9].

La caractéristique $I(V)$ d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de $n_s \cdot n_p$ cellules en série/parallèle.

Le montage en parallèle de cellules/**modules** permet d'obtenir des courants plus importants. Dans ce cas, les différents courants s'additionnent. Seuls ont le droit d'être montés en parallèle des cellules ou **des modules de même type**. Si les modules sont différents, des **courants compensateurs** risquent de détruire les modules.

II.14. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons décrit la conversion photovoltaïque qui est à base d'un matériau semi conducteur et les différents types de cellules qui nous le permettent, leur association dans le module PV (association en série, en parallèle et série parallèle). Puis nous avons parlé sur les caractéristiques $I-V$ d'une cellule et son schéma équivalent, nous avons aussi défini le module photovoltaïque et l'influence des différents paramètres sur son rendement.

III.1. Introduction

Dans le présent chapitre, nous allons voir en premier lieu les travaux déjà effectués sur ce thème et voir en deuxième lieu les détails de l'effet de la température sur la cellule photovoltaïque ainsi que l'ombrage sur le module.

III.2. Effet de l'Ombrage sur le module PV [10]

La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de **l'éclairement**, la **température**, du **vieillessement** des cellules et les effets **d'ombrage** ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant solaire produit par le module photovoltaïque. Un ombrage uniforme de toute la surface d'un module PV réduit uniquement la puissance du module, mais ne lui nuit pas. Il n'en est pas de même en cas d'ombrage partiel, par exemple lorsqu'une seule cellule PV du module est ombragée.

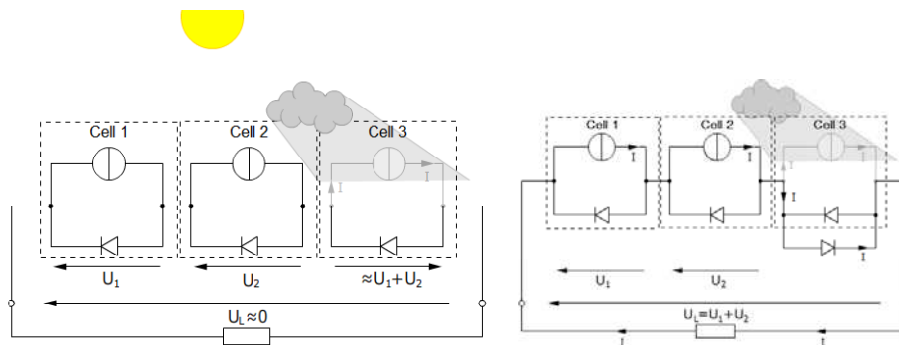


Figure III.1: Ombrage et effet de hot spot. Diode by-pass [9].

III.2.1. Taux d'ombrage

Le taux d'ombrage tient compte de la couverture partielle de la surface de la cellule par une partie opaque correspondant à la surface des contacts métalliques de la face avant. Il doit être minimal puisqu'il réduit proportionnellement le courant d'éclairement, car il empêche une partie du rayonnement incident d'atteindre la cellule. Il faut en outre que la collecte du courant par cette étroite surface métallisée s'accompagne de pertes minimales, deux données qu'il paraît difficile de satisfaire simultanément. Le taux d'ombre des photopiles se situe en principe entre 5 et 10% de la surface totale.

III.2.2. Influence de faible éclairement

Pour de nombreux modules commerciaux, le rendement n'est pas constant en fonction de l'éclairement, comme nous pouvons le constater sur la Figure (III.2). Rendement de 5 modules PV en fonction de l'éclairement, et chute régulièrement de manière drastique à faible éclairement (typiquement lorsque l'intensité lumineuse devient inférieure à 200 W m⁻²). Ce phénomène est bien souvent négligé par les fabricants, qui ne donnent aucune indication sur le comportement de leur module à faible éclairement [10].

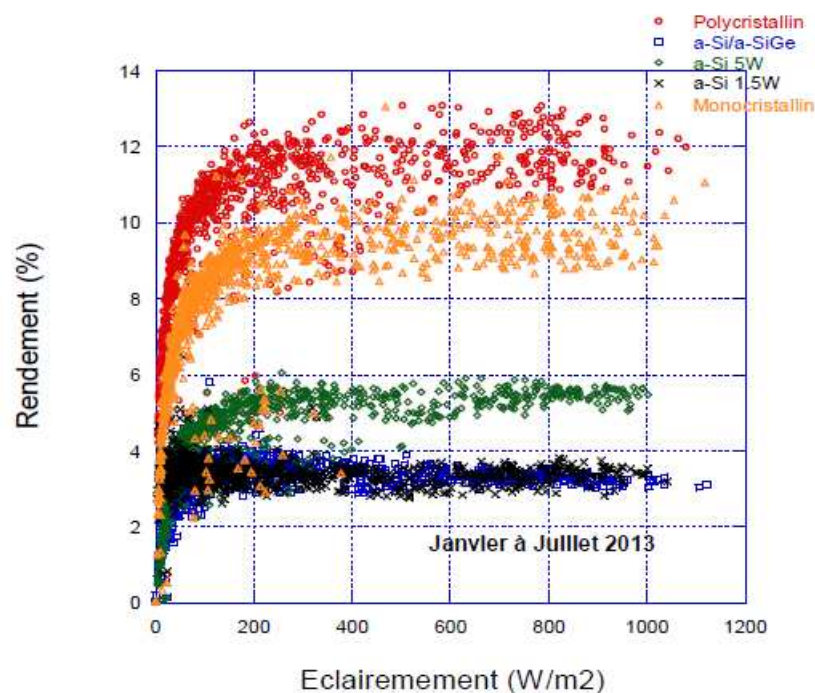


Figure III.2: Rendement de 5 modules PV en fonction de l'éclairement[10].

III.2.3. Le point chaud (Hot Spot)

Lors des applications photovoltaïques, on peut observer des dissipations thermiques localisées qui peuvent impliquer des pannes permanentes, pouvant être généralisées à une chaîne ou à tout le générateur. L'origine de cette dissipation thermique, est le plus souvent due soit à une dispersion des paramètres physiques ou électriques des cellules lors du tri avant l'assemblage, mais ceci peut être contrôlé aisément. Soit à une occultation ou un endommagement accidentel du panneau ce qui est imprévisible. De nombreuses méthodes existent dans la littérature en vue de la protection des modules constituant le générateur, mais le plus souvent elles sont complexes et/ou coûteuses comme le montre la figure (III.3).

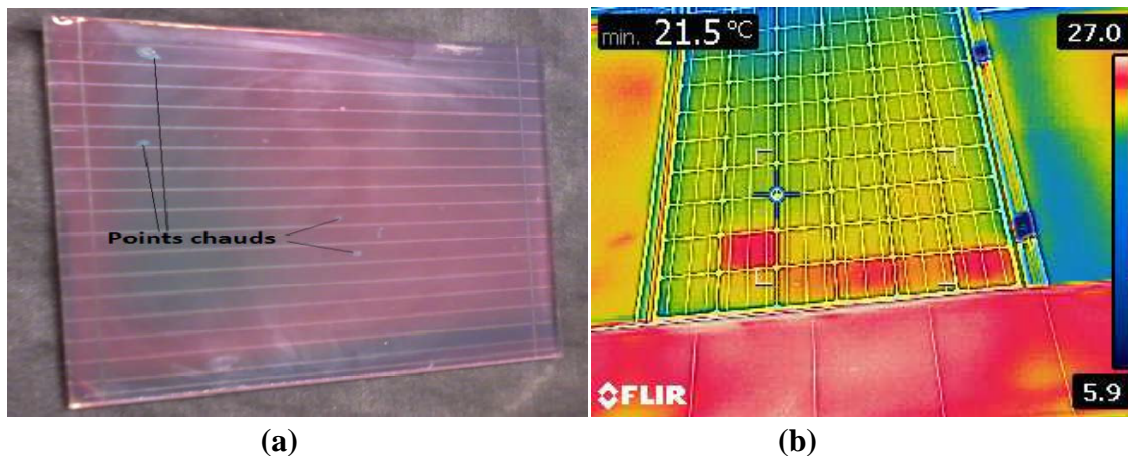


Figure III.3 : Points chauds apparus après polarisation en inverse des 16 cellules d'un module au silicium amorphe (a) et sur le module HIT (image infrarouge) de PV1 (b) [10].



Figure III.4 : Effet de Hot Spot sur une installation PV.

III.2.4. Les déséquilibres dans l'association de cellules PV [10]

Le problème de ces assemblages est que le groupement est limité par la cellule la plus faible : Celle de plus faible courant, dans le cas de la mise en série, et de plus faible tension, dans le cas de la mise en parallèle. C'est pour cette raison qu'il est important de sélectionner des cellules les plus identiques possibles lors de la fabrication d'un module. Dans la fabrication, on appelle cela *l'appairage*.

Dans la réalité, malgré un tri soigneux des cellules, il arrive, d'une part, que l'on trouve quelques disparités intrinsèques dans leurs caractéristiques électriques, d'autre part, que les conditions de fonctionnement induisent ces disparités.

III.2.5. Le déséquilibre dans une association en série[10]

La Figure (III.5) donne la caractéristique résultante de l'addition point par point de deux cellules associées en série dont l'une est moins performante que l'autre. Pour une charge dont l'impédance correspond à la droite L, la cellule 2 voit sa tension s'annuler (elle ne fonctionne ni en générateur ni en récepteur). Pour une charge dont l'impédance est plus faible, la cellule 2 devient réceptrice polarisée en inverse. La cellule 1 fournit alors de la puissance à la cellule 2. Pour une charge nulle (court circuit), les tensions aux bornes des cellules sont identiques mais de polarités opposées.

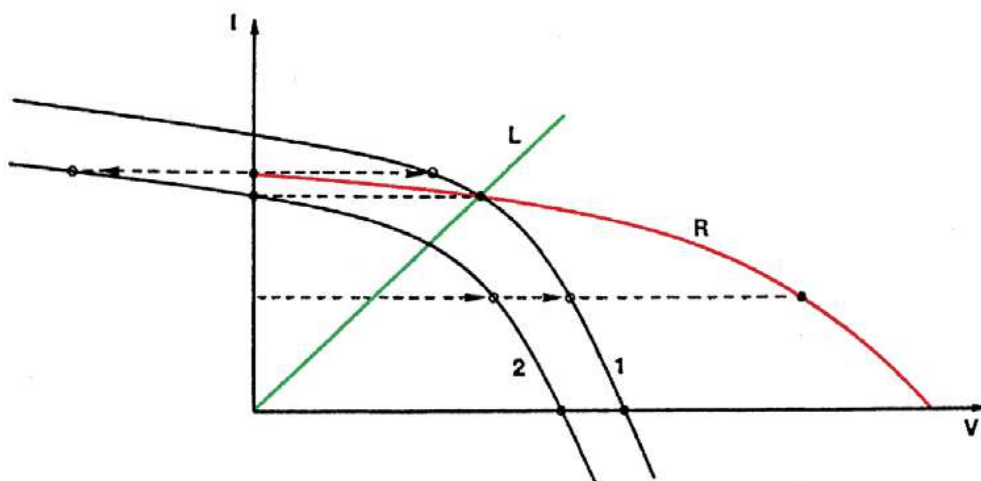


Figure III.5 : Association en série de deux cellules PV non identiques[10].

Plus la résistance parallèle des cellules est faible et plus faible sera la tension de polarisation inverse de la cellule la plus faible. Inversement, des cellules idéales dont la résistance parallèle serait infinie, seront très sensibles à ce problème de déséquilibre. En effet, si la pente de la caractéristique est très plate dans cette zone, il suffit que le courant forcé dans la cellule la plus faible soit légèrement au dessus de son courant d'illumination pour envoyer le point de fonctionnement dans des zones de tensions très fortement négatives. La tension de claquage typique d'une cellule PV au silicium cristallin étant d'environ 30 V, on comprend clairement que ce type de mismatch peut rapidement détériorer par claquage la cellule la plus faible, avec une puissance relativement basse.

III.2.6. Le déséquilibre dans une association en parallèle [10]

La Figure (III.6) représente la caractéristique résultante de l'association de deux cellules PV en parallèle. C'est maintenant la tension qui est commune, ce sont donc les courants qui doivent être additionnés. Pour une charge correspondante à la pente de la droite L, la cellule 2 ne produit aucun courant. Pour une charge d'impédance plus élevée, la cellule 2 passe dans le 1er quadrant, fonctionnant en récepteur, en polarisation directe.

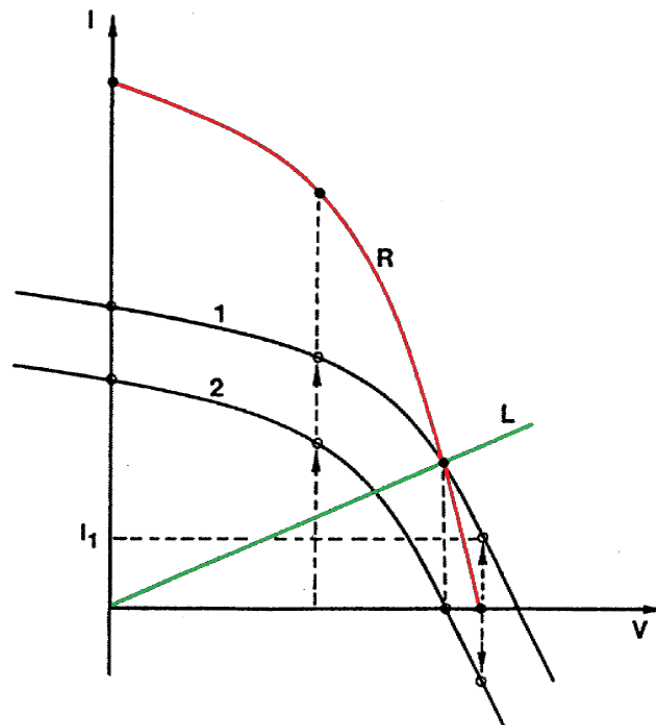


Figure III.6 : Association en parallèle de deux cellules PV non identiques[10].

Plus la résistance série des cellules est forte et plus faible sera le courant inverse de la cellule la plus faible. Inversement, une cellule idéale dont la résistance série serait quasi nulle, verra son point de fonctionnement basculer vers de fortes valeurs de courant négatif pour maintenir sa tension égale à celle des autres. Le mismatch sera d'autant plus critique que l'impédance de charge est élevée. Là encore, une cellule peut avoir à dissiper une puissance électrique telle que la jonction subisse de sévères dégradations.

III.2.7. L'effet d'un ombrage partiel

Un effet qui peut être plus dévastateur pour le module qu'une inadéquation de cellules lors de l'assemblage est l'ombrage partiel.

a. L'effet d'un ombrage partiel sur des modules au silicium cristallin

Dans le cas où le module n'est pas exposé de manière uniforme à la lumière, il peut se produire les deux mêmes cas de figures que ceux décrits précédemment dans la partie déséquilibre :

- Soit I_{cc} de la cellule ombragée est supérieur à celui des diodes non ombragées et dans ce cas la puissance délivrée par le module est uniquement dictée par la cellule de plus faible puissance [10].
- ombragée deviendra récepteur et devra dissiper l'énergie fournie par les autres cellules non ombragées. Non seulement la courbe caractéristique du module en est déformée, mais pire encore, la cellule réceptrice se met à chauffer et si son point de fonctionnement atteint la tension de claquage, la jonction peut chauffer jusqu'à endommagement irréversible, déformation du verre ou fusion des soudures. A la manière d'une diode Zener, la cellule réceptrice atteignant sa tension de claquage voit ses électrons libérés fortement accélérés et ils vont créer de nouvelles ionisations par choc : il y a effet d'avalanche et le courant inverse croît extrêmement vite. Les parties de la cellule ayant un courant de fuite élevé (R_{sh} plus faible), seront alors les sièges d'une augmentation brutale de la température. C'est le phénomène de hot spot. Typiquement, si la température atteint une valeur de 150°C environ le module risque d'être irrémédiablement endommagé. Cet effet est responsable de plusieurs incendies au début du PV pour les applications terrestres. Une cellule au silicium cristallin standard ne peut supporter que des tensions inverses de l'ordre de la dizaine de volts. Celle-ci peut être atteinte lorsque 15 à 20 cellules délivrent du courant dans une cellule réceptrice. Or les modules en silicium sont très souvent composés de 36 cellules ou plus maintenant [13].
Pour éviter ces problèmes de mismatch et d'ombrage partiel, les cellules PV sont protégées par une (ou des) diodes de "by-pass".

III.2.8. L'effet d'un ombrage partiel sur des modules en couches minces

Les modules en couches minces, quant à eux, ne comportent pas de diode de by-pass tout simplement du fait de leur forme : contrairement aux cellules au silicium cristallin carrées

Chapitre III Effet de l'ombrage et de la température sur les modules PV

(5 ou 6 pouces de côté) et faciles à ombrager, les cellules couches minces ont la même longueur que le module et il est très peu probable qu'une cellule soit entièrement ombragée sans que les autres ne le soient pas un peu aussi [10].

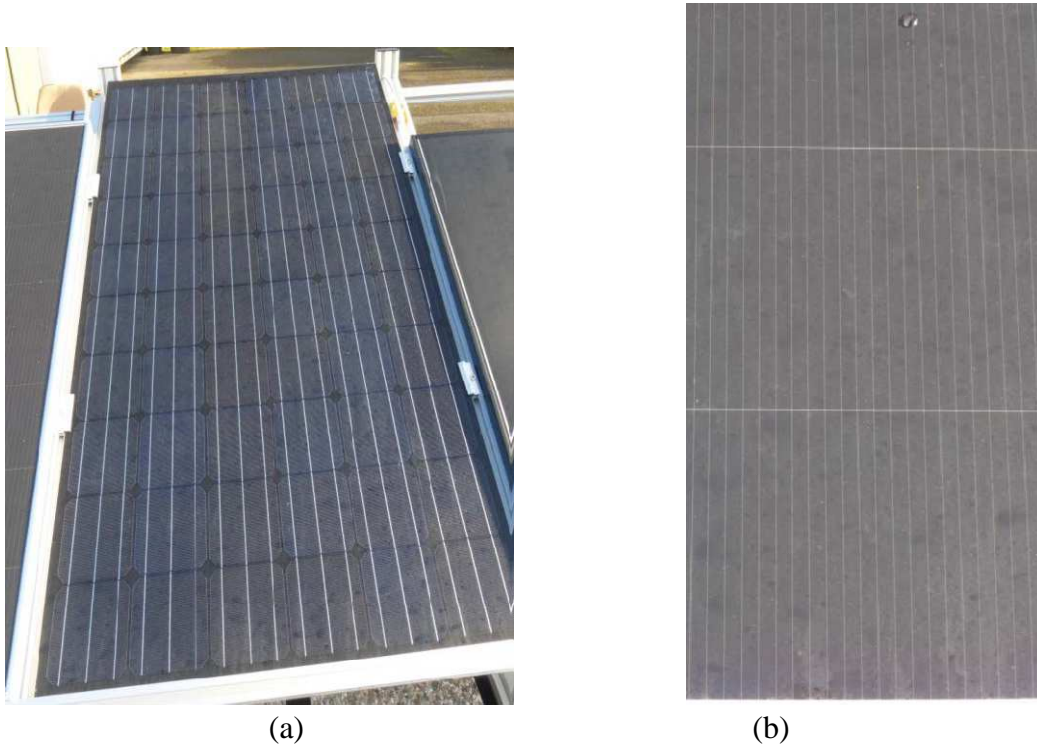


Figure III.7 : Photographies de modules au silicium cristallin (a) et en couche mince de silicium amorphe (b) [10].

III.2.9. La protection par diode de by-pass [10]

Pour protéger les panneaux de ce phénomène de hot spot connu depuis de nombreuses années, on installe en dérivation et en polarité inverse des diodes de by-pass (ou antiparallèle).

Si une cellule ou un groupe de cellule est ombragé, le courant passera par la diode de by-pass et on évite ainsi un échauffement trop intense de ces cellules. Généralement, une diode de by-pass est installée en parallèle à une branche de 18 cellules au silicium cristallin associées en série. Une cellule ombragée ne peut alors être polarisée que par 17 cellules au maximum. En fonctionnement normal, la diode de by-pass doit pouvoir être polarisée avec une tension inverse égale à la tension de travail du module.

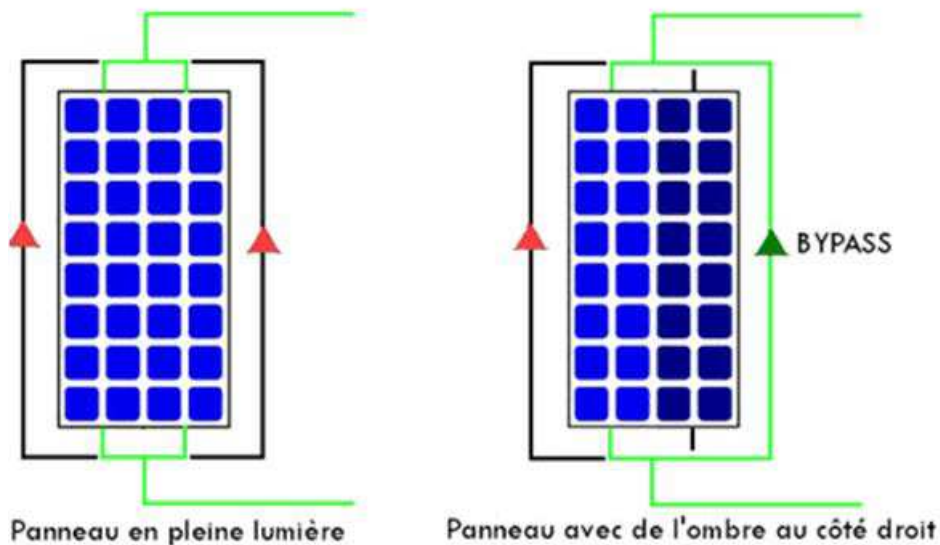


Figure III.8 : Protection d'un module de 32 cellules associées en série par deux diodes de by-pass [10].

Le problème lié à cette façon de faire est que le groupe de cellules qui est ombragé est court-circuité la diode de by-pass et ne produit donc plus rien. Ce qui a pour effet de faire chuter drastiquement la courbe I-V du module et par conséquent la puissance délivrée (division par 2). Si l'on prend l'exemple d'un module composé de 36 cellules au silicium cristallin et de deux diodes de by-pass, une ombre partielle qui cache une cellule cristalline peut donc faire chuter de moitié sa puissance. En plus de cela, la forme de la courbe I-V est affectée et on peut obtenir deux points de puissance maximale, un déplacement de V_{max} , ce qui est problématique pour l'onduleur.

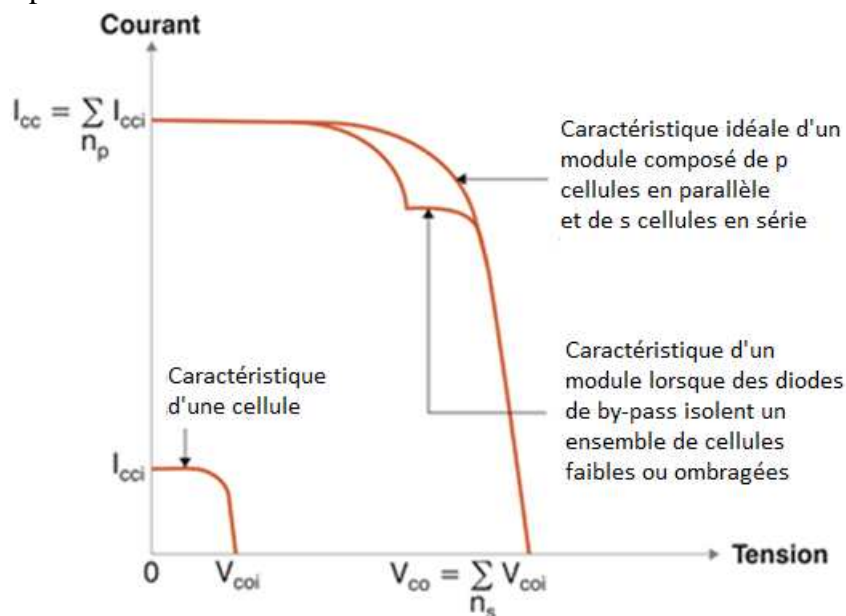


Figure III.9 : Caractéristique I-V d'un module dont certaines cellules ombragées sont isolées par une diode de by-pass [10].

Une solution pour éviter de "couper" toute une branche de cellules serait de placer une diode de by-pass par cellule mais cette opération coûterait trop cher à réaliser.

Les diodes de by-pass sont visibles dans le boîtier de connexion du module.

Plusieurs études ont été réalisées pour modéliser l'effet d'une ombre sur un module au silicium cristallin. Cette modélisation doit prendre en compte le type d'interconnexion des cellules (série/parallèle), le nombre et le positionnement des diodes de by-pass. Il est donc extrêmement difficile, pour des programmes de calcul de rendement PV, de considérer l'effet de l'ombrage sur des modules cristallins avec précision. Souvent l'option choisie est de considérer la production du module ombragé nul.

III.3. Effet de la Température sur le module PV [5]

La conversion photovoltaïque est une application énergétique fortement dépendante de la température. Dans les applications terrestres, les cellules solaires sont généralement exposées aux températures de fonctionnement variant de 10 à 50 °C.

Les paramètres caractéristiques des cellules solaires, à savoir le courant de court circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{co}), le facteur de forme (FF) et le rendement de conversion PV (η) sont influencés par la température.

III.3.1. Effet de la température sur la caractéristique $I(V)$ d'une cellule solaire éclairée

La figure (III.10) montre des caractéristiques ($I-V$) mesurées à différentes températures sous un éclairage constant (1000 W/m²) pour une cellule solaire au silicium poly-cristallin de (12,5×12,5) cm² de surface.

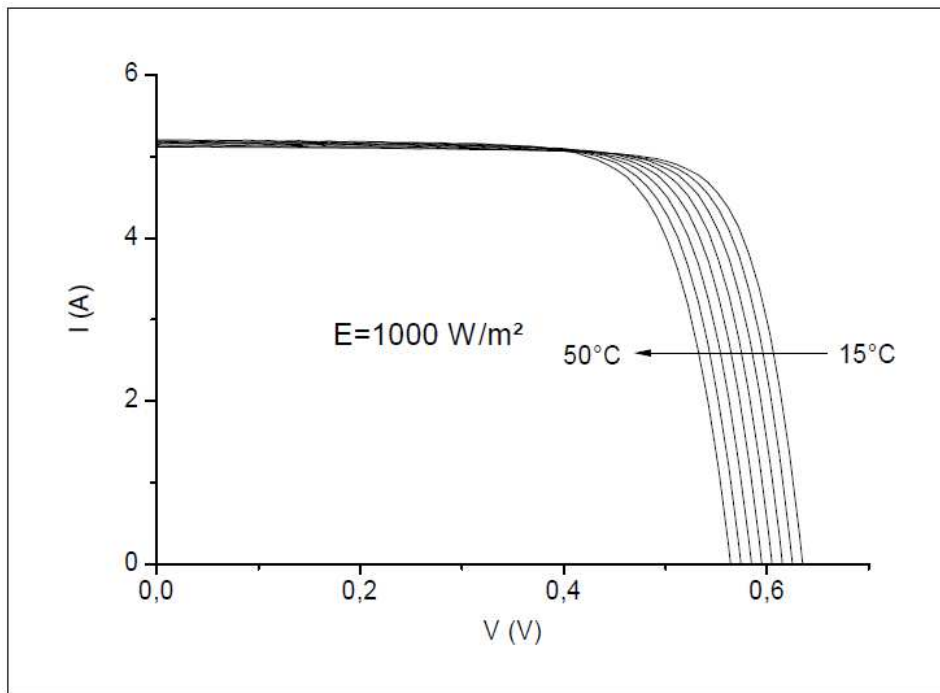


Figure III.10 : Influence de la température sur la caractéristique (I-V) d'une cellule solaire sous un éclairage de 1000 W/m^2 [5].

La figure (III.11) montre des courbes (P - V) du même dispositif, sous les mêmes conditions.

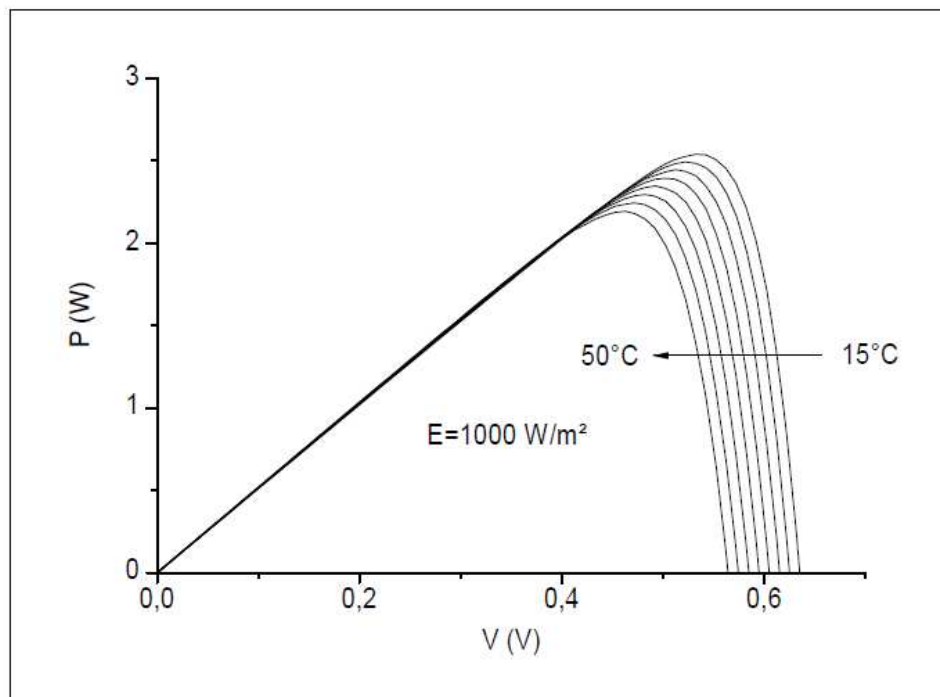


Figure III.11 : Influence de la température sur la puissance de sortie pour une cellule solaire sous un éclairage de 1000 W/m^2 [5].

Chapitre III Effet de l'ombrage et de la température sur les modules PV

Le tableau (II. 1) montre l'évolution avec la température de la tension en circuit ouvert (V_{co}), le courant de court circuit (I_{cc}), la puissance maximale extraite de la cellule (P_m), le facteur de forme (FF) et le rendement de la conversion photovoltaïque (η).

$T (^{\circ}C)$	15	20	25	30	35	40	45	50
$V_{co}(V)$	0.6380	0.6277	0.6172	0.6065	0.5964	0.5857	0.5751	0.5645
$I_{cc}(A)$	5.1261	5.1367	5.1470	5.1582	5.1685	5.1791	5.1899	5.1997
$P_m (W)$	2.5396	2.4929	2.4454	2.3933	2.3483	2.2953	2.2445	2.1942
FF	0.778	0.775	0.771	0.765	0.762	0.757	0.752	0.747
$\eta (\%)$	16.25	15.95	15.65	15.32	15.03	14.69	14.36	14.04

Tableau III.1: Evolution avec la température de (V_{co}), (I_{cc}), (P_m), (FF) et (η) [5].

On remarque une diminution de la puissance maximale avec l'augmentation de la température.

III.3.2. Extraction des paramètres

la méthode appliquée pour l'extraction des paramètres est celle de « Bouzidi et al » pour évaluer les paramètres caractéristiques du dispositif photovoltaïque pour différentes températures. On donne ci-dessous une description fonctionnelle de cette méthode extractive.

C'est une méthode basée sur la caractéristique courant-tension sous éclaircissement d'une cellule solaire pour l'évaluation des paramètres caractéristiques en considérant le modèle électrique avec une seule diode.

Cette méthode inclut la présentation $I = f(V)$ de la fonction standard :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_{th}}\right) - 1 \right] - G_{sh}(V + IR_s) \quad (III.1)$$

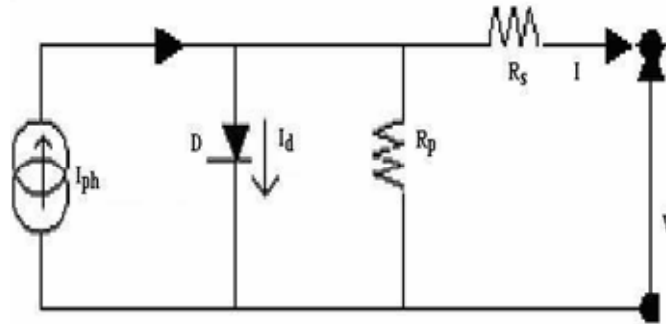


Figure III.12: Circuit électrique équivalent d'une cellule solaire à jonction P-N [5].

avec:

- Le générateur du courant (I_{ph}): il délivre le courant I_{ph} correspondant au courant photogénéré.
- La diode (D): modélise la jonction P-N.
- La résistance série R_s : modélise les pertes résistives au sein de la photopile.
- La résistance parallèle R_p (résistance shunt R_{sh}): correspond à une résistance de fuite entre les deux zones n et p de la jonction; il en résulte qu'une partie du courant I_{ph} sera dérivée par cette résistance et ne pourra être délivrée à la charge. Cette résistance devra être la plus élevée possible.

sous forme $V = f(I)$ et la détermination des facteurs C_0 , C_1 et C_2 de cette fonction à partir desquels les paramètres de la cellule solaire éclairée sont évalués.

Partant de l'équation (III.1) que l'on peut écrire sous la forme :

$$I = \frac{I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_{th}}\right) - 1 \right] - G_{sh}V}{1 + G_{sh}R_s} \quad (\text{III.2})$$

Ou :

I_s : le courant de saturation en Ampère (A).

G_{sh} : Conduction shunt $G_{sh} = \frac{1}{R_{sh}}$

Chapitre III Effet de l'ombrage et de la température sur les modules PV

V_{th} : Le potentiel thermique en volt $V_{th} = \frac{KT}{q}$

K : la constante de Boltzmann (1.38066×10^{-23} J/K = 8.61400×10^{-5} eV/K).

T : la température absolue en Kelvin (K).

q : la charge absolue d'un électron en coulomb (1.60281×10^{-19} C).

L'équation précédente peut être écrite aussi :

$$I = I_{pA} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_{th}}\right) - 1 \right] - G_A V \quad (\text{III.3})$$

Ou :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{pA} = \frac{I_{ph}}{1 + G_{sh}R_s} \\ I_0 = \frac{I_s}{1 + G_{sh}R_s} \\ G_A = \frac{G_{sh}}{1 + G_{sh}R_s} \end{array} \right. \quad (\text{III.4})$$

Pour les tensions de polarisation basses et négatives où le comportement de la courbe $I=f(V)$ est linéaire, la partie exponentielle est négligeable et l'équation (III.3) peut être écrite sous la forme :

$$I = I_{pA} - G_A V \quad (\text{III.5})$$

G_A et I_{pA} sont évalués donc à partir de (III.5) par une simple régression linéaire.

La valeur calculée de G_A donne le produit ($G_A V$) qui peut être ajouté au courant mesuré. On obtient le courant corrigé à travers la cellule solaire qui est donné par :

$$I_c = I + G_A V \quad (\text{III.6})$$

Chapitre III Effet de l'ombrage et de la température sur les modules PV

Pour des tensions directes assez grandes, où le comportement de la courbe $I=f(V)$ est exponentiel, le courant à travers la cellule est donné par :

$$I_c = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_{th}}\right) \right] \quad (III.7)$$

Pour évaluer la résistance série R_s , le facteur d'idéalité n et le courant de saturation I_s , on utilise I au lieu de V comme une variable indépendante dans l'équation (III.7), et nous obtenons :

$$V = nV_{th} \text{Ln}\left(\frac{I_{pA}}{I_0}\right) - IR_s + nV_{th} \text{Ln}\left(1 - \frac{I_c}{I_{pA}}\right) \quad (III.8)$$

L'expression (III.8) peut être présentée sous la forme :

$$F(I) = C_0 + C_1 I + C_2 \text{Ln}\left(1 - \frac{I_c}{I_{pA}}\right) \quad (III.9)$$

Ou :

$$\left\{ \begin{array}{l} C_0 = nV_{th} \text{Ln}\left(\frac{I_{pA}}{I_0}\right) \\ C_1 = -R_s \\ C_2 = nV_{th} \end{array} \right. \quad (III.10)$$

Les valeurs des facteurs C_0 , C_1 et C_2 peuvent être obtenues à partir de la caractéristique expérimentale $I-V$ de la cellule en utilisant la méthode des moindres carrés. Il en résulte un système d'équations suivant :

$$\begin{cases} C_1 \sum_{i=1}^N I_i^2 + C_2 \sum_{i=1}^N I_i \ln \left(1 - \frac{I_{ci}}{I_{pA}} \right) + C_0 \sum_{i=1}^N I_i = \sum_{i=1}^N I_i V_i \\ C_1 \sum_{i=1}^N I_i + C_2 \sum_{i=1}^N \ln \left(1 - \frac{I_{ci}}{I_{pA}} \right) + C_0 N = \sum_{i=1}^N V_i \\ C_1 \sum_{i=1}^N I_i \ln \left(1 - \frac{I_{ci}}{I_{pA}} \right) + C_2 \sum_{i=1}^N \left(\ln \left(1 - \frac{I_{ci}}{I_{pA}} \right) \right)^2 + C_0 \sum_{i=1}^N \ln \left(1 - \frac{I_{ci}}{I_{pA}} \right) = \sum_{i=1}^N V_i \ln \left(1 - \frac{I_{ci}}{I_{pA}} \right) \end{cases} \quad (III.11)$$

Le système donné peut être facilement résolu en utilisant la règle de *Kramer*; N est le nombre de données expérimentales, $(I_i - V_i)$ sont les valeurs mesurées du courant-tension au $i^{\text{ème}}$ point ($i=1, \dots, N$) et I_{ci} est la valeur du courant corrigé correspondant à I_i .

Les valeurs de la résistance série, du facteur d'idéalité et du courant I_0 sont déterminées à partir des équations suivantes :

$$\begin{cases} R_s = -C_1 \\ n = \frac{C_2}{V_{th}} \\ I_0 = I_{pA} \exp \left(-\frac{C_0}{C_2} \right) \end{cases} \quad (III.12)$$

Substituant les valeurs obtenues des R_s et de I_0 dans (III.4), les valeurs G_{sh} , I_{ph} et I_s sont extraites à partir de :

$$\begin{cases} G_{sh} = \frac{G_A}{1 - G_A R_s} \\ I_{ph} = \frac{I_{ph}}{1 - G_A R_s} \\ I_s = \frac{I_0}{1 - G_A R_s} \end{cases} \quad (III.13)$$

Les valeurs des paramètres extraits (R_s , η , G_{sh} , I_{ph} et I_s) par cette méthode permettent de générer des caractéristiques I - V calculées en très bon accord avec les caractéristiques I - V mesurées.

III.3.3. Application de la méthode

L'application de la méthode sur les caractéristiques expérimentales à différentes températures donne les résultats suivants :

$T (^{\circ}C)$	15	20	25	30	35	40	45	50
$R_{sh} (\Omega)$	15.8228	15.0602	14.4928	13.8889	13.0890	12.7226	12.1655	11.7096
$R_s (\Omega)$	0.00117	0.00124	0.00138	0.00148	0.0016	0.00182	0.00196	0.00214
n	1.526	1.516	1.505	1.503	1.478	1.453	1.450	1.445
$I_s (\mu A)$	0.345	0.377	0.573	0.946	1.233	1.585	2.103	2.597

Tableau III.2 : Paramètres extraits par la méthode pour différentes températures [5].

III.3.4. Description de l'évolution des paramètres caractéristiques en fonction de la température

L'effet principale de la température sur les cellules solaires résulte de la variation de trois principaux paramètres, qui sont habituellement employés pour caractériser les performances de la cellule solaire, ceux-ci sont : le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}) qu'est en principe caractérisée par le courant de saturation (I_s) et le facteur d'idéalité (η) de la diode, et le facteur de forme (FF); qui est une fonction de (V_{co}).

a. Le courant de court circuit (I_{cc})

D'après l'équation (III.10) on trouve I_{cc} ; en prenant ($V=0$)

$$I_{cc} = \frac{I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qR_s I_{cc}}{nKT}\right) - 1 \right]}{1 + G_{sh} R_s} \quad (III.14)$$

La résolution de cette équation n'est pas possible analytiquement, néanmoins du point de vue pratique on accepte une dépendance linéaire du courant de court circuit (I_{cc}) en fonction de la température.

Chapitre III Effet de l'ombrage et de la température sur les modules PV

Pour la majorité des cellules solaires l'approximation suivante est acceptable.

$$R_{sh} = \frac{1}{G_{sh}} \gg R_s \Rightarrow \frac{R_s}{R_{sh}} \ll 1 \Rightarrow 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \approx 1$$

En conséquence, le courant de court-circuit de la cellule devient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qR_s I_{cc}}{nKT}\right) - 1 \right] \quad (III.15)$$

Dans la plupart des cas, il est possible d'appliquer la célèbre approximation suivante:

$$I_{ph} \gg I_s \Leftrightarrow I_{cc} \approx I_{ph} \quad (III.16)$$

Selon I_{ph} dépend de l'irradiance solaire disponible (G), la température de la cellule (T) et le coefficient de température du courant de court-circuit . Le photo courant I_{ph} pour toutes les conditions de fonctionnement est lié au photo courant aux $\mu_{I_{cc}}$ conditions de référence par :

$$I_{ph}(T) = \frac{G}{G_{ref}} \left[I_{ph_{ref}} + \mu_{I_{cc}} (T - T_{ref}) \right] \quad (III.17)$$

Avec:

- $\mu_{I_{cc}}$: est le coefficient de température du courant de court-circuit [A/K].
- G et T : sont les conditions de fonctionnement (irradiance et température respectivement).
- G_{ref} et T_{ref} : sont les conditions de référence (irradiance et température respectivement); elles sont données numériquement : $G_{ref} = 1000W/m^2$ et $T_{ref} = 25^\circ C = 298.15 K$.

Pour notre cas particulière, $G = G_{ref}$

$$I_{ph}(T) = I_{ph_{ref}} + \mu_{I_{cc}} (T - T_{ref}) \Leftrightarrow I_{cc}(T) = I_{ph_{ref}} + \mu_{I_{cc}} (T - T_{ref}) \quad (III.18)$$

b. La tension en circuit ouvert (V_{co})

Elle est obtenue d'après l'équation (III.1) on prend ($I = 0$) d'où :

$$V_{co} = \frac{nKT}{q} \text{Log} \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s} - \frac{G_{sh} V_{co}}{I_s} \right) \quad (\text{III.19})$$

Si ($I_{ph} \gg G_{sh} V_{co}$) et ($I_{ph} \gg I_s$) la tension V_{co} devient :

$$V_{co} = \frac{nKT}{q} \text{Log} \left(\frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad (\text{III.20})$$

I_s est fonction des propriétés du matériau et il est également sensible à la température. En général:

$$I_s(T) = I_{s0} \exp \left(-\frac{E_A}{nKT} \right) \quad (\text{III.21})$$

Où I_{s0} est une constante, E_A est l'énergie d'activation pour le courant de saturation (le courant de saturation dû aux porteurs minoritaires est activé thermiquement, où E_A est l'énergie d'activation de ces porteurs minoritaires, n est le facteur d'idéalité et kT est l'énergie thermique. En remplaçant par I_s son expression (III.21) dans l'expression de V_{co} , on obtient la dépendance V_{co} en fonction de la température :

$$V_{co} = \frac{E_A}{q} - \frac{nKT}{q} \text{Ln} \left(\frac{I_{s0}}{I_{ph}} \right) \quad (\text{III.22})$$

Nous avons vu que I_{cc} et V_{co} montrent habituellement le comportement presque linéaire en fonction de la température. Pour R_s et R_{sh} nous discuterons ci-dessous leur comportement en fonction de la température :

Il y a seulement trois types de dépendance thermique des résistances électriques : type conducteur, type à coefficient de température négatif et le type à coefficient de température positif. Nous discuterons ci-dessous les trois types de sensibilités thermiques pour les résistances électriques :

Chapitre III Effet de l'ombrage et de la température sur les modules PV

➤ **Type conducteur :**

$$R(T) = R_0(1 + \alpha T) \quad (\text{III.23})$$

Où α est le coefficient de température du conducteur ($\alpha > 0$) et R_0 est la résistance de référence. Nous obtenons :

$$\frac{dR}{dT} = \alpha R_0 > 0 \quad (\text{III.24})$$

➤ **Type à coefficient de température négatif**

$$R(T) = R_0 \exp\left(\frac{B}{T}\right) \quad (\text{III.25})$$

Où B est un coefficient spécifique au matériau du semi-conducteur ($B > 0$) et R_0 est une résistance référentielle. Nous obtenons :

$$\frac{dR}{dT} = -\frac{BR}{T^2} < 0 \quad (\text{III.26})$$

➤ **Type à coefficient de température positif**

$$R(T) = R_0 \exp(BT) \quad (\text{III.27})$$

Où B est un coefficient spécifique au matériau du semi-conducteur ($B > 0$) et R_0 est une résistance référentielle. Nous obtenons :

$$\frac{dR}{dT} = BR > 0 \quad (\text{III.28})$$

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'effet de la température sur la caractéristique $I(V)$, En suite nous avons extrait les différents paramètres caractéristiques à différentes températures et analyser le comportement de ces paramètres avec la température.

Nous avons vu aussi que l'ombrage a un effet néfaste non seulement sur les performance d'un module photovoltaïque mais peut aussi l'altérer et le rendre dangereux dans certain cas avec l'effet **Hot Spot**.

IV.1.Introduction

Dans ce chapitre nous présentons en premier lieu le matériel utilisé pour réaliser le banc d'essais ainsi que les différentes méthode de refroidissement du panneau photovoltaïque (refroidissement à air puis refroidissement à eau). Toutes les mesures obtenus sont présentées dans des Tableaux et discutés dans le chapitre V.

IV.2. Le panneau photovoltaïque

On a utilisé un panneau monocristallin de dimension $(847 \times 546 \times 5mm^3)$ il contient 36 cellules et ses caractéristiques (à la température $T = 25C^\circ$) sont :

- Puissance maximale : 50 *Watts*.
- Tension à la puissance maximale : 17.98 *Volt*.
- Courant à la puissance maximale : 2.78 *ampère* .
- Tension au circuit ouvert (V_{co}) : 21.87 *Volt*.
- Courant au court-circuit (I_{cc}) : 3.70 *ampère* .



Figure IV.1 : Le panneau photovoltaïque.

IV.3. Refroidissement à air

Nos camarades de la promotio 2015-2016 [10] ont réalisé un échangeur qui comporte des chicanes, un extracteur, un rapporteur et une barre trouée.

- Les dimensions correspondantes au panneau photovoltaïque ($847 \times 546 \times 310 \text{mm}^3$).
- L'acier est le matériau utilisé pour la fabrication de l'échangeur ainsi que les chicanes ($235 \times 235 \text{mm}^2$). L'échangeur est troué d'un diamètre de 120mm pour l'emplacement de l'extracteur.
- Un Indicateur d'inclinaison pour mesurer les angles d'incidences.
- Une barre de fixation pour fixer les angles d'inclinaison.



Figure IV.2 : L'enveloppe de l'échangeur.



Figure IV.3 :L'extracteur.



Figure IV.4 : Indicateur d'inclinaison.



Figure IV.5 : Barre de fixation.

IV.3.1. Matériels de mesure

- Un voltmètre pour mesurer la tension dont l'erreur est ($\pm 10^{-3} V$).
- Un ampèremètre pour mesurer le courant ($\pm 10^{-3} A$).
- Des fils conducteurs.



Figure IV.6 : Un voltmètre (a) et un ampèremètre (b).



Figure IV.7 : Des fils conducteurs.

Le but était de refaire les mêmes tests à la différence de varier le débit de l'air extrait et de jouer sur la forme des chicanes puis mesurer la tension et l'intensité de courant pour chaque inclinaison de 0° à 45° .

En mois de Juillet et Aout, à l'heure où le soleil est au zénith la température atteignait les 45° . nous avons fait et refait à plusieurs reprises les tests mais cela ne donne aucun résultat.

Nous avons fini par constater que le refroidissement à air dans les régions très chaudes qui peuvent atteindre des températures caniculaires ne peut être efficace.

Ce qui nous a ramené à changer ce type de refroidissement par ruissellement l'eau qui a bien des avantages : refroidissement + nettoyeur.

IV.4. Présentation des résultats du refroidissement par ruissellement l'eau

Le principe est des plus élémentaire, c'est un refroidissement avec ruissellement d'eau au dessus (partie face) du panneau. Nous avons gardé le même échangeur qui ne sert désormais qu'en support pour le panneau solaire.

Un tuyau percé, de 31 orifices de 2 mm fermé d'un côté cependant que l'autre est relié à une pompe qui fait tourner le fluide en circuit fermé (bassine, panneau, cornière) et ajouté au dessus de l'échangeur.

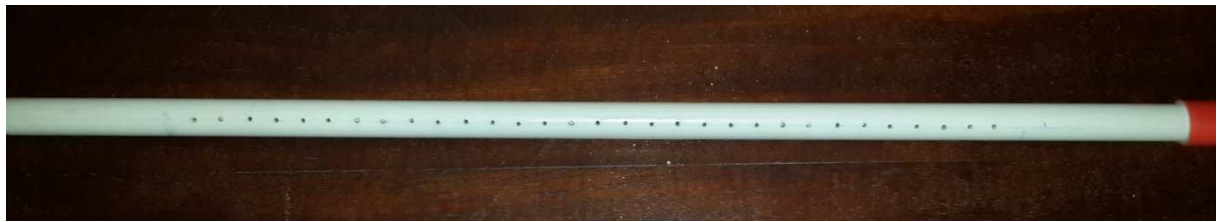


Figure IV.8 : Tuyau percé.



Débit 1



Débit 2

Figure IV.9 : Une pompe.

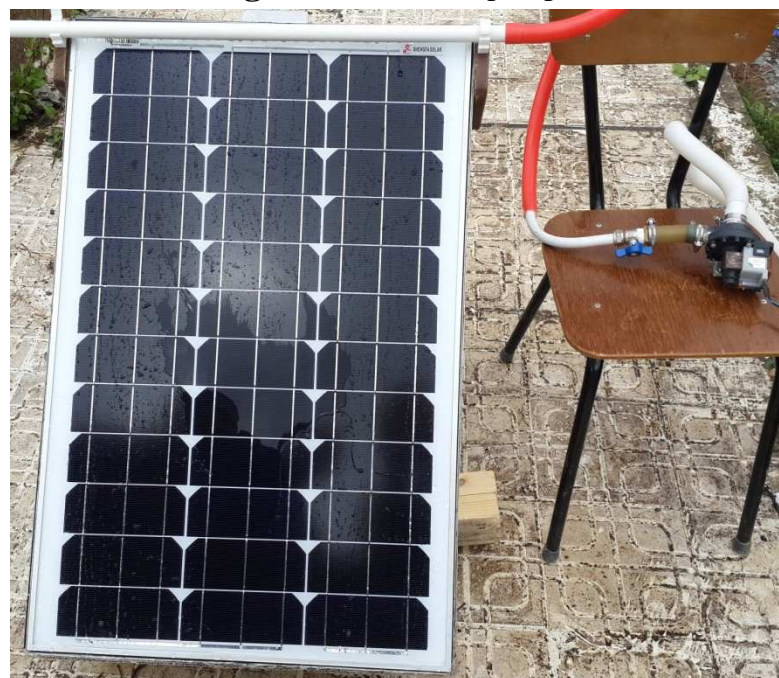


Figure IV.10 : Le nouveau dispositif de refroidissement à ruissellement d'eau.

Avec la même méthode nous avons refait les tests, c'est à dire, sans refroidissement puis avec refroidissement en variant l'inclinaison du panneau et nous mesurons l'intensité de courant et la tension.

IV.4.1. Premier test

Notre premier test nous l'avons effectué le Mercredi le 20 septembre 2017 à 13h30. la Température extérieure était de $35\text{ }^{\circ}\text{C}$. et les coordonnées géographiques du lieu sont :

Latitude: $36^{\circ}42'42''$ nord,

Longitude: $4^{\circ}02'45''$ Est,

L'altitude par rapport au niveau de la mer: 206 m.

La constante solaire $I_c = 1370,96\text{W}/\text{m}^2$.

La déclinaison $\delta = -17.67^{\circ}$.

a.Sans refroidissement

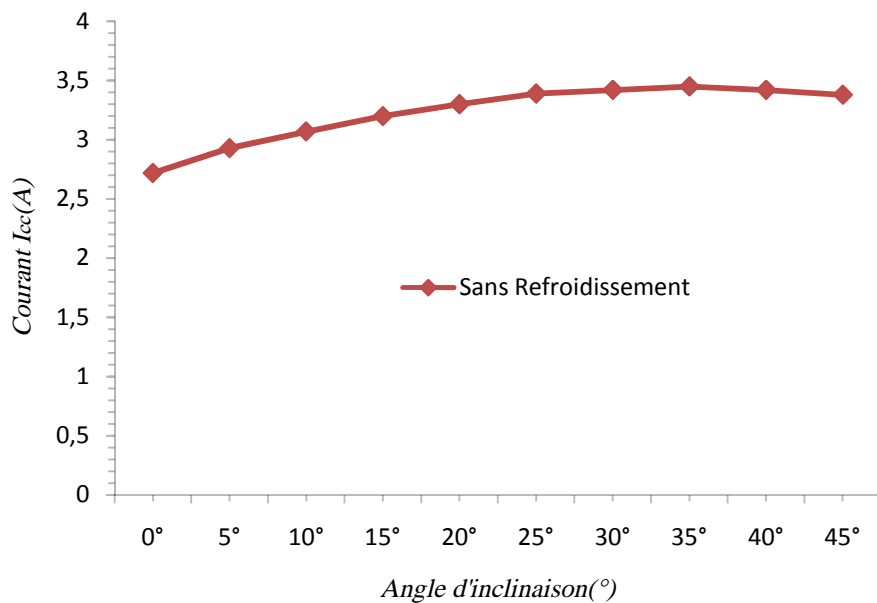


Figure IV.11 : Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

nous remarquons dans la figure (V.11) que le courant de court circuit I_{cc} augmente avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison, de 2.72 A jusqu'à la valeur la plus élevée 3.45 A puis diminué légèrement pour atteindre 3.38 A pour un angle de 45° , ce maximum est atteint à l'inclinaison $i=30^{\circ}$.

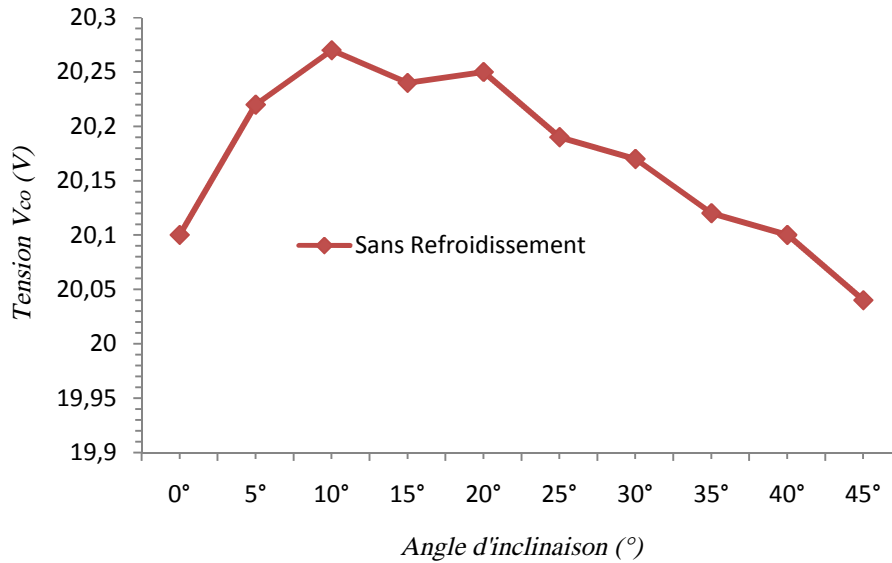


Figure IV.12 : Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.12), ci dessus, montre l'évolution de la tension à circuit ouvert V_{co} en fonction de l'angle d'inclinaison, de 20.1V elle augmente pour atteindre 20.27V pour une inclinaison de 10° puis elle redescend à la valeur minimal de 20.04A.

b. Avec refroidissement

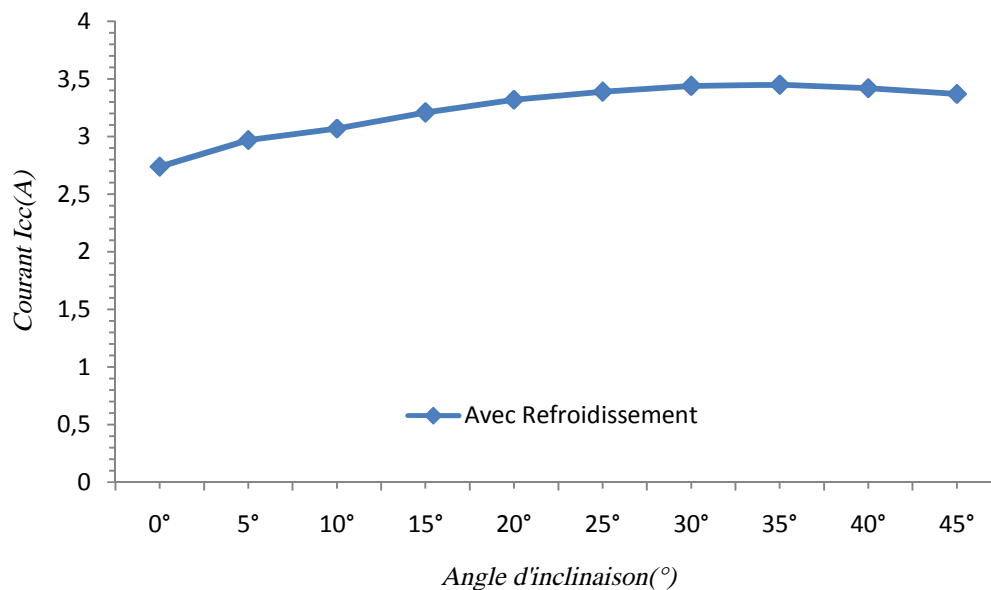


Figure IV.13 : Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.13), montre l'évolution du Courant de court circuit I_{cc} en fonction de l'angle d'inclinaison pour le cas du refroidissement avec ruissellement d'eau. Nous remarquons qu'il n'y a pas de changement par rapport à la courbe sans refroidissement figure (V.11). Le maximum de l'intensité est atteint à l'inclinaison de $i=30^\circ$.

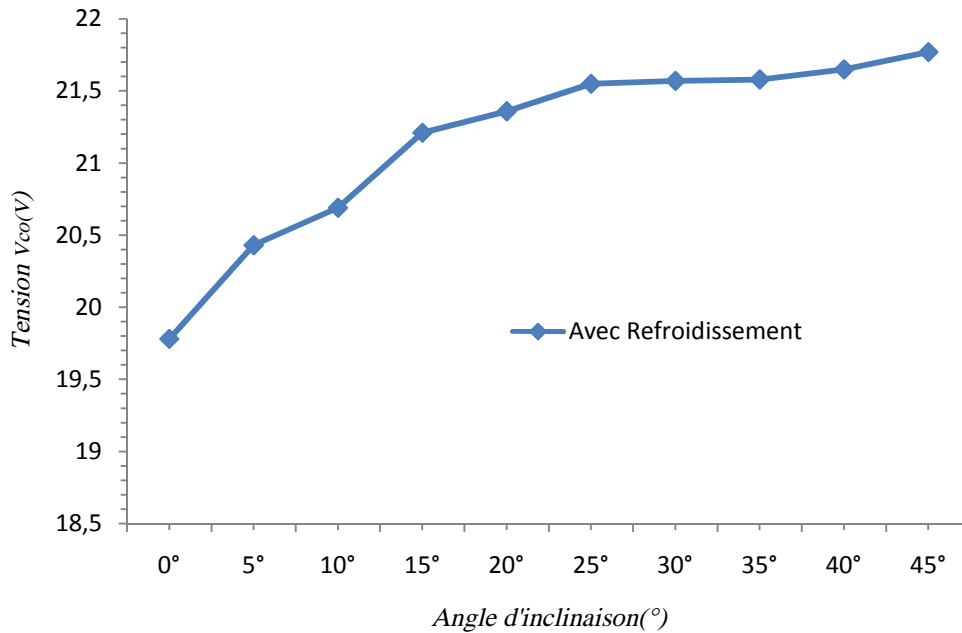


Figure IV.14 : Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.14) ci dessus, nous montre l'évolution de la Tension à circuit ouvert V_{co} en fonction de l'angle d'inclinaison avec refroidissement, de 19.78 V la tension continue à augmenter jusqu'à atteindre la valeur maximale 21.77 V à $i=45^\circ$.

IV.4.2. Deuxième test

Notre deuxième test nous l'avions effectué le Lundi 25 septembre 2017 à 13h30. La Température extérieure était de $36^\circ C$. A la différence du premier test nous avons élargit les orifices de $2mm$ à $3mm$ pour avoir un débit d'eau du refroidissement plus important.

Les coordonnées géographique du lieu sont les mêmes.

La constante solaire $I_c = 1309.31w/m^2$.

Déclinaison $\delta = 21,067^\circ$.

a. Sans refroidissement

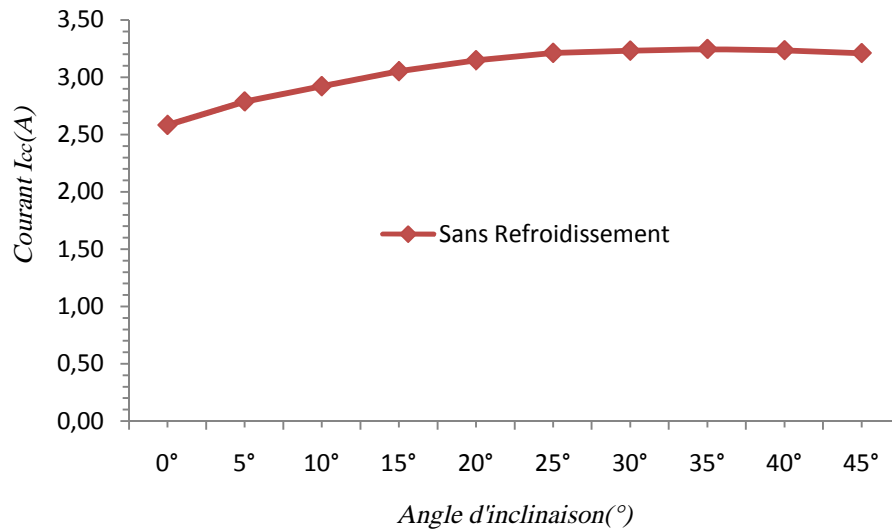


Figure IV.15 : Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.15) ci dessus, nous montre l'évolution du courant de court circuit I_{cc} en fonction de l'angle d'inclinaison sans refroidissement. Nous remarquons que le courant de court circuit augmente de la valeur minimal 2.58A pour un angle d'inclinaison de 0° pour atteindre la valeur maximal 3.25A pour une inclinaison de 30° et diminue à 3.21A pour un angle d'inclinaison de 45°.

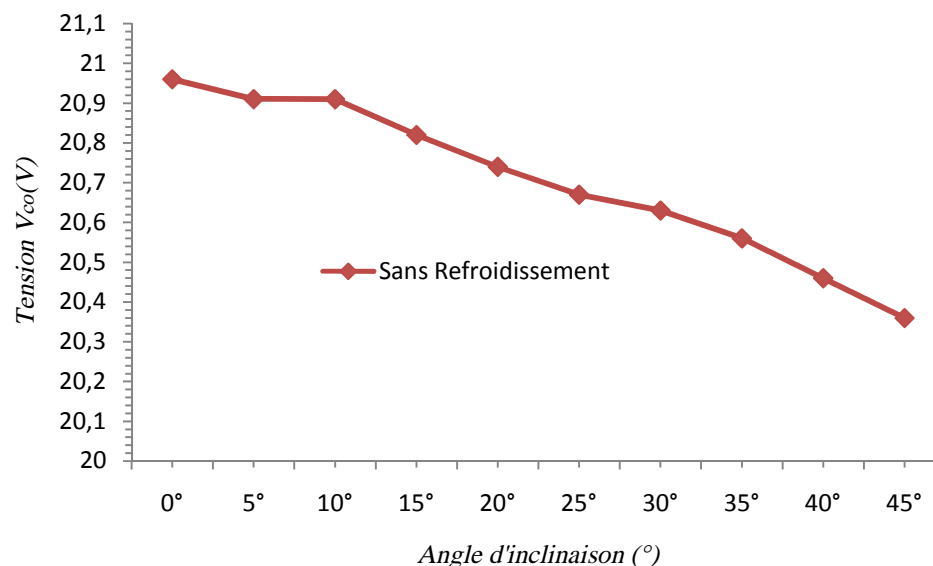
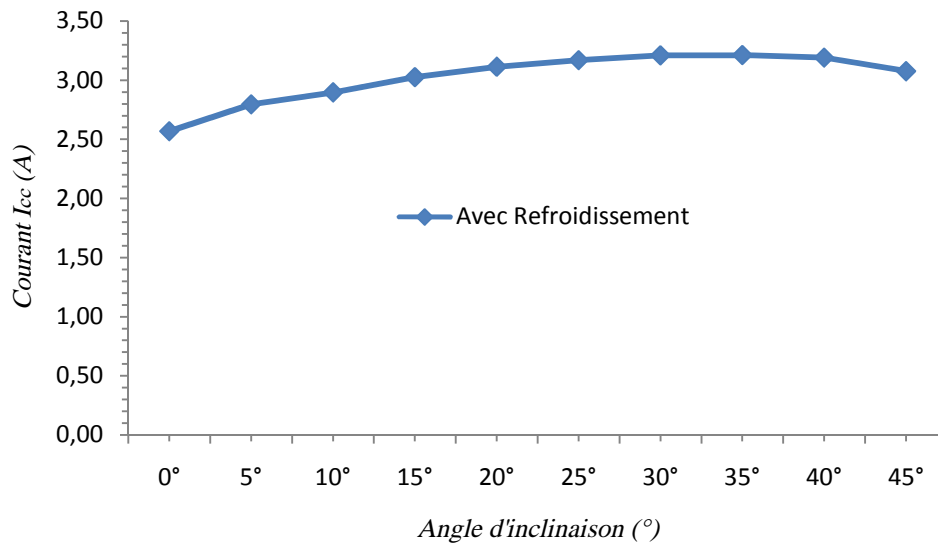
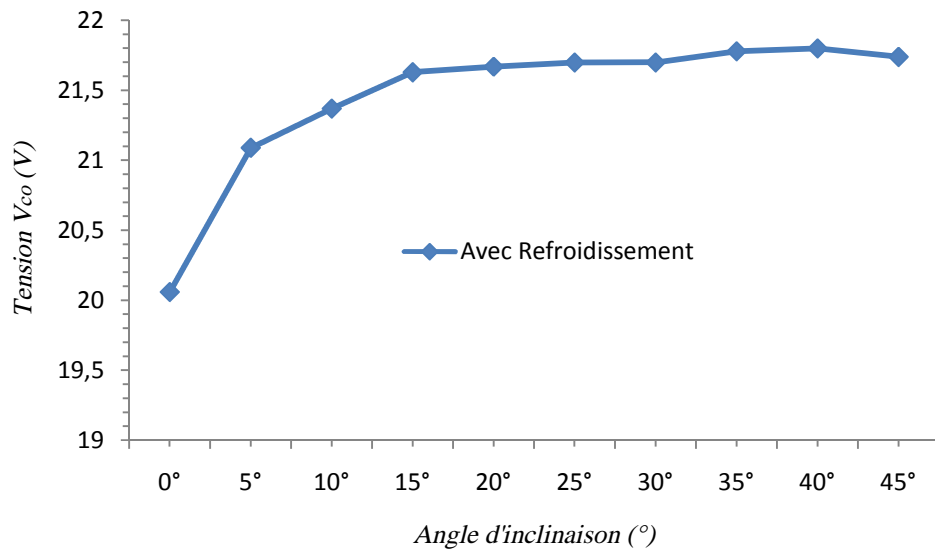


Figure IV.16 : Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.16) nous montre l'évolution de la tension à circuit ouvert V_{co} en fonction de l'angle d'inclinaison sans refroidissement. Nous remarquons que la Tension descend de la valeur maximale 20.96V pour une inclinaison de 0° pour atteindre la valeur minimale 20.36V pour une inclinaison de 45°.

b. Avec refroidissement**Figure IV.17:** Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La courbe (IV.17) décrit l'évolution du courant de court circuit I_{cc} en fonction de l'angle d'inclinaison avec refroidissement. Nous remarquons que le courant de court circuit augmente avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison, de 2.57 A pour un angle de 0° jusqu'à la valeur maximale de 3.21 à partir de l' angle d'inclinaison de 30° puis diminue à 3.08A pour un angle de 45°.

**Figure IV.18 :** Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (IV.18) décrit l'évolution de la tension à circuit ouvert V_{co} en fonction de l'angle d'inclinaison avec refroidissement. La tension Augmente de 20.06V pour un angle de

0° à la valeur maximale 20.8 pour un angle de 40° puis redescendre à 20.74 pour un angle de 45°.

IV.5. Quantité de chaleur récupérée par l'eau de refroidissement

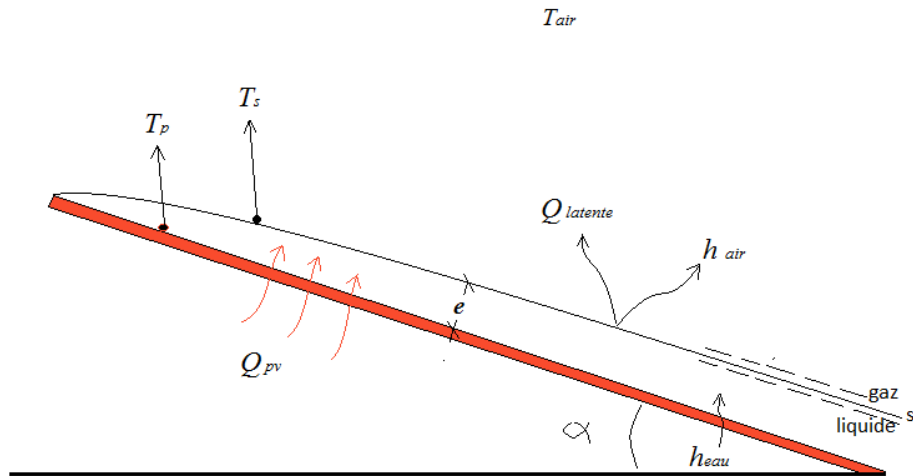


Figure IV.19: Modélisation du phénomène de transfert thermique.

La quantité de chaleur extraite du panneau est Q_{pv} qui s'écrit :

$$Q_{pv} = Q_{eau} + Q_{air} + Q_{latente} \quad (IV.1)$$

Avec :

Q_{pv} : Quantité de chaleur totale extraite du panneau photovoltaïque,

Q_{eau} : Quantité de chaleur extraite par l'eau du panneau,

Q_{air} : Quantité de chaleur récupérée par l'air,

$Q_{latente}$: Quantité de chaleur d'évaporation.

Nous avons :

$$Q_{eau} = h_{eau} (T_p - T_s) \quad (IV.2)$$

$$Q_{air} = h_{air} (T_s - T_{air}) \quad (IV.3)$$

$$Q_{latente} = m_v L_v (T_s) \quad (IV.4)$$

D'ou :

$$Q_{pv} = h_{eau}(T_p - T_s) + h_{air}(T_s - T_{air}) + m_v L_v(T_s) \quad (IV.5)$$

Avec:

h_{eau} : Coefficient de convection thermique de l'eau,

h_{air} : Coefficient de convection thermique de l'air,

m_v : Débit massique de la vapeur,

$L_v(T_s)$: Chaleur latente de vaporisation à la température T_s ,

T_s : Température de surface de l'eau,

T_p : Température de la paroi du panneau.

L'épaisseur du film d'eau est très mince, e très faible, nous considérons :

- h_{eau} est un coefficient d'échange par conduction et nous prendrons $h_{eau} = \frac{\lambda}{e}$,
- La température de surface de l'eau $T_s = 0.99T_p$.

Ce qui donne :

$$Q_{pv} = \frac{\lambda}{e}(T_p - 0.99T_p) + h_{air}(0.99T_p - T_{air}) + m_v L_v(T_s) \quad (IV.6)$$

$$Q_{pv} = \left(0.01 \frac{\lambda}{e} + 0.99h_{air} \right) T_p - h_{air} T_{air} + m_v L_v(T_s) \quad (IV.7)$$

IV.6. Effet de l'ombrage

Pour simuler le problème d'ombrage, nous avons découpé des papiers épais de surface suivantes $X_n = (5\%, 10\%, 20\%, 30\%, 40\%, 50\%, 60\%$ et $70\%)$ de la surface totale du panneau c'est à dire $S_{ombragée} = X \times S_{panneau}$. Nous avons commencé par ombrager 5% de la surface du panneau et avons pris toutes les mesures du courant et tension de toutes les inclinaisons, puis 10% ensuite 20% jusqu'à 70%.

L'essai est effectué Mercredi le 12 septembre 2017 à 13h30, la Température extérieure était de $37\text{ }^\circ\text{C}$.

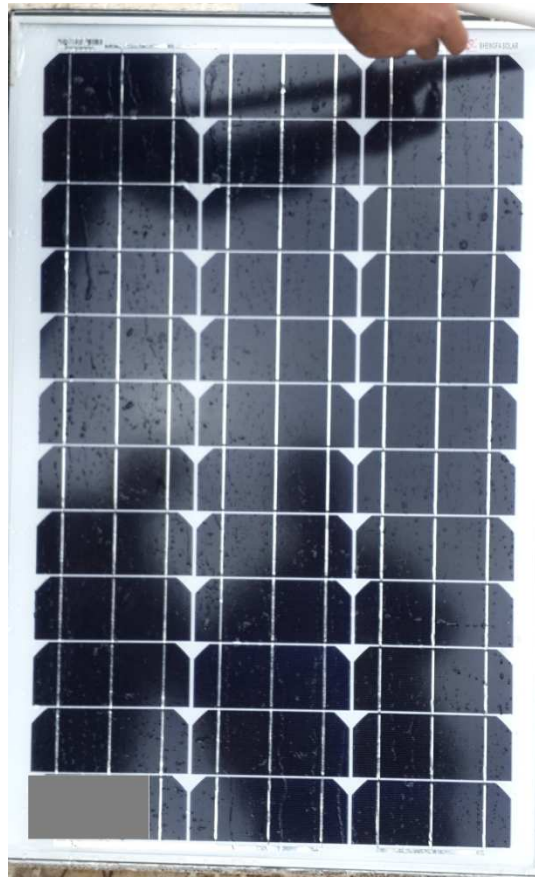


Figure IV.20: X=5% de la surface du panneau ombragée.

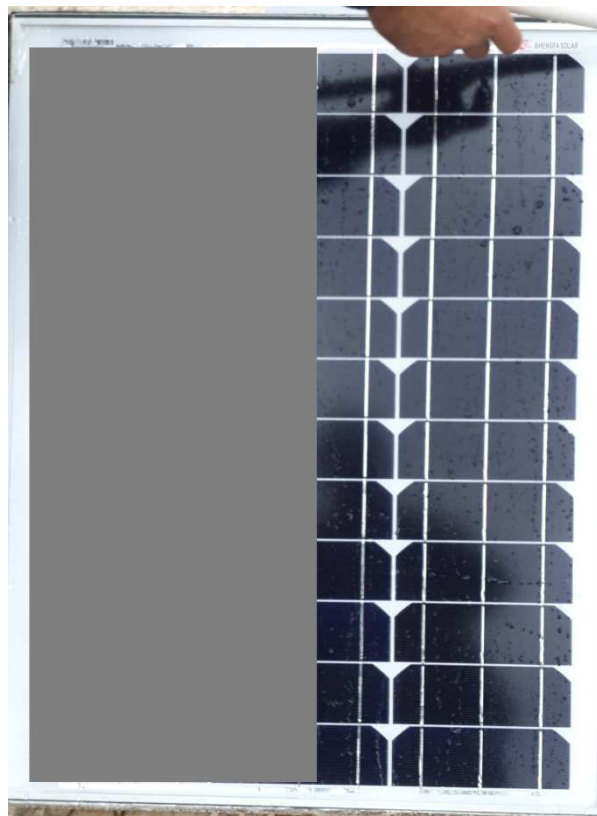


Figure IV.21: X=50% de la surface du panneau ombragée.

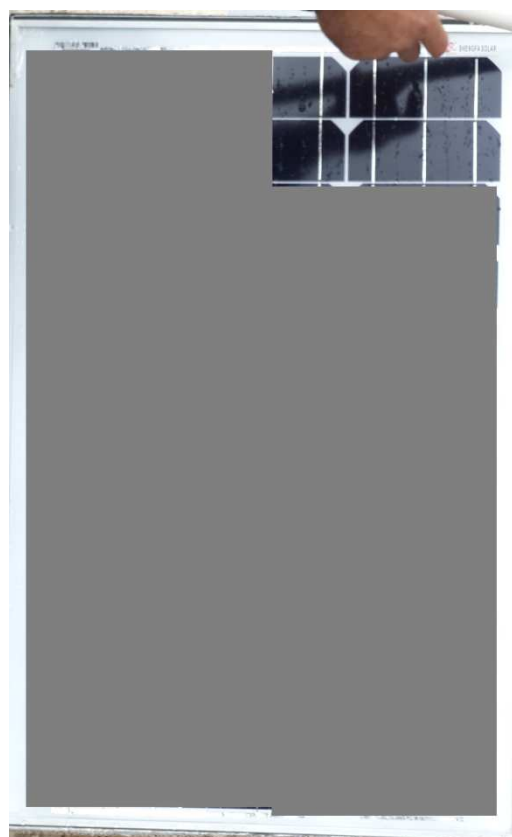


Figure IV.22: X=70% de la surface du panneau ombragée.

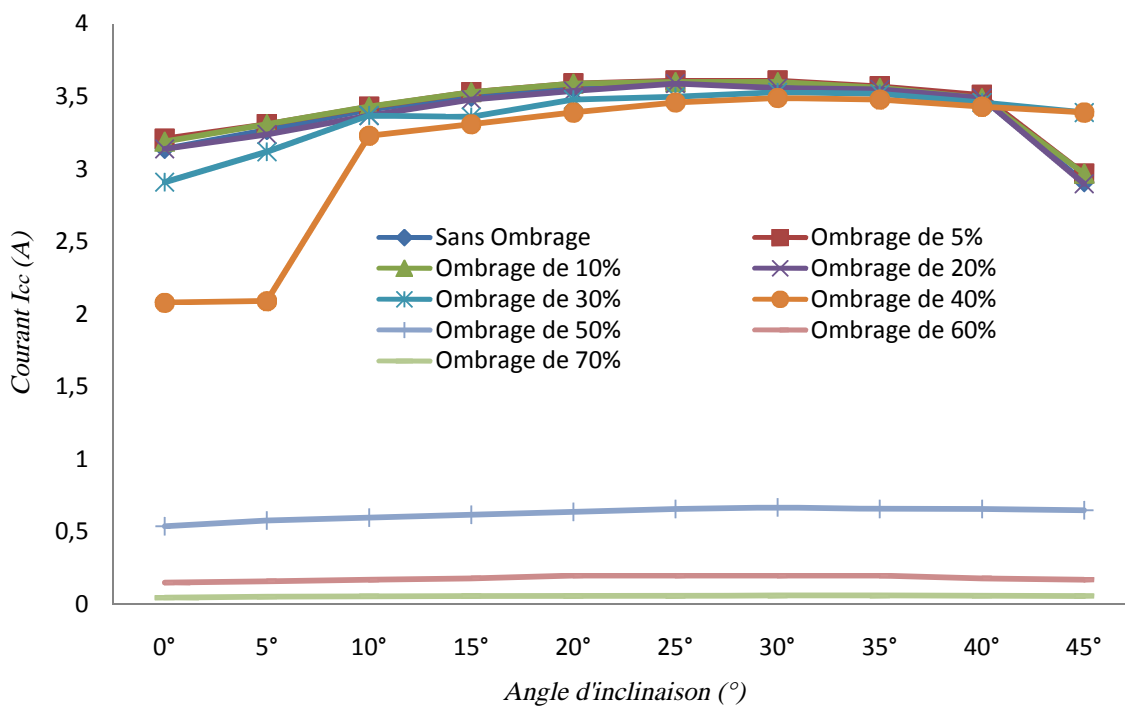


Figure IV.23: Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (IV.23) ci dessus, nous montre l'évolution du courant de court circuit en fonction de l'angle d'inclinaison et du pourcentage de l'ombrage. Nous remarquons que de 5% à 40% de surface ombragée le courant de court circuit vari légèrement et à partir de 50% de la surface ombragée le courant de court circuit chute de la valeur maximal 3.39A pour un angle d'inclinaison de 45° à 0.65A pour 50% de la surface ombragée et 45° d'angle d'inclinaison jusqu'à s'annuler presque arrivant à 70% de surface ombragée.

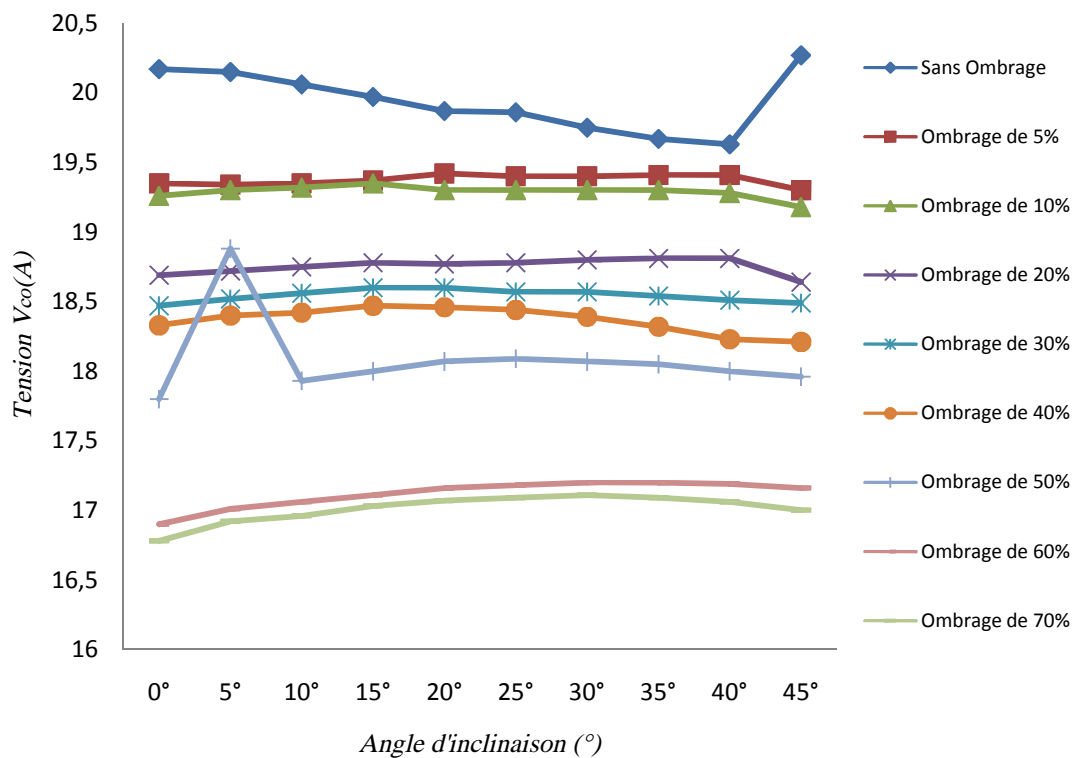


Figure IV.24: Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (IV.24), nous montre l'évolution de la tension à circuit ouvert en fonction de l'angle d'inclinaison et du pourcentage de la surface ombragée. Nous remarquons que pour chaque même pourcentage d'ombrage la tension à circuit ouvert reste constante pour toute les inclinaison, elle diminue de la valeur maximale de 20.27V sans ombrage jusqu'à 16.78V pour 70% de surface ombragée.

Pour chercher la position et comprendre l'importance des diode By-pass, nous avons fixé l'angle d'inclinaison à 25° puis couvert 10% de la surface du panneau à différentes positions (en bas à gauche, milieu à gauche, en haut à gauche du panneau) de la même façon nous avons couvert le milieu du panneau et la partie droite.

voir le Tableau N° en annexe ou sont présentées les différentes mesures du panneau ombragé à 10% à différentes positions .

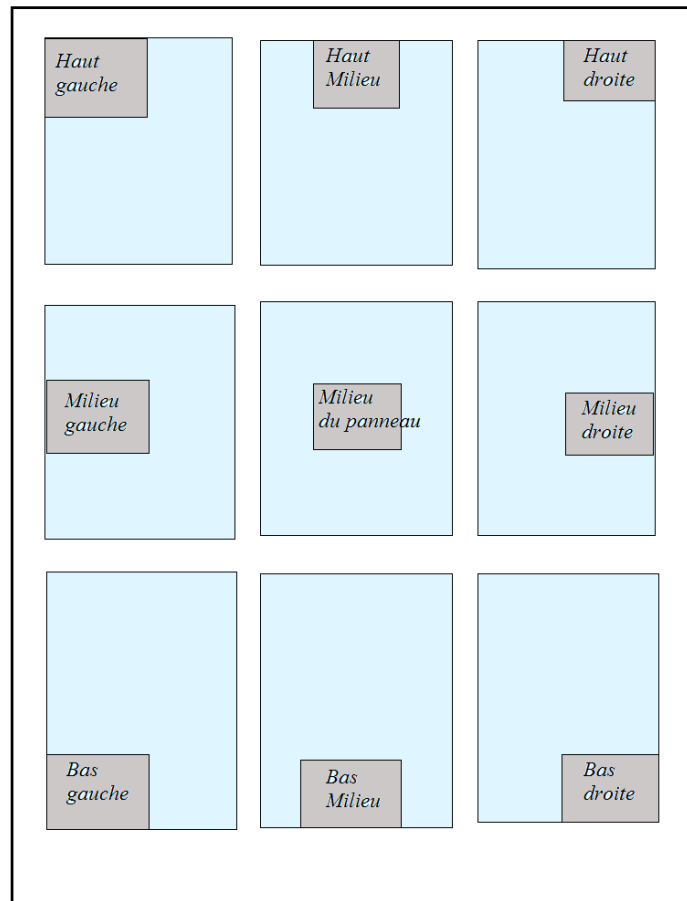


Figure IV.25: X=10% sur différente position du panneau.

IV.7. Conclusion

Dans ce présent chapitre, Nous avons déjà appris que le refroidissement à air n'apporte pas de résultats en période estivale en Algérie. Nous avons présenté les différents éléments utilisés ainsi que la méthode pour effectuer les mesures, par la suite nous avons présenté les différents résultats obtenus en forme de courbes. nous avons essayé de comprendre le phénomène de transfert thermique qui se produit lors du refroidissement avec ruissellement d'eau sur la surface du panneau solaire.

V.1.Introduction

Ce chapitre est consacré à la présentation et à la discussion des résultats obtenus lors des essais, nous allons présenter ces résultats sous forme de courbes puis les comparées et les commenter.

V.2. Evolution des grandeurs électriques avec le refroidissement

Dans ce chapitre on fait la comparaison des résultats obtenus pour les deux cas étudiés (avec et sans refroidissement du panneau photovoltaïque), et voir ainsi l'effet de l'ombrage sur le panneau via des courbes.

V.2.1. Premier essai (Avec un Débit D_{v1} et une vitesse du jet V_1)

Pour 31 orifices de $2mm$ de diamètre nous obtenons un débit de 0.0833 l/s soit $8.33 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$.

De là nous allons calculer la vitesse du jet d'eau sur le panneau :

$$(V.1) \quad D_{v1} = S \times V_1$$

D'ou :

$$V_1 = \frac{D_{v1}}{S} = \frac{4D_{v1}}{31\pi d^2} = 0.855 \text{ m/s}.$$

V.2.2. Comparaison des grandeurs électriques obtenues avec et sans refroidissement du panneau

On remarque sur la figure (V.1) que les deux courbes se chevauchent, cela peut mener à conclure que le refroidissement n'a pas d'effets sur le courant cependant l'équation (III.14) dans le chapitre III montre que le courant de court circuit (I_{cc}) est fonction de la température, et que l'augmentation de celle ci mène à une augmentation du courant de court circuit. Cette augmentation est très petite et peut être insignifiante. Nous indiquons que le coefficient de température obtenu par *De Soto et al* [14] est ($\mu_{I_{cc}} = 0.00238 \text{ A/K}$).

L'augmentation de la température décroît la largeur de Bande Interdite (E_g) du semi conducteur, ceci permet d'utiliser les photons de basse énergie en résultat le photo-courant augmente qui à son tour augmente le courant de court circuit [11].

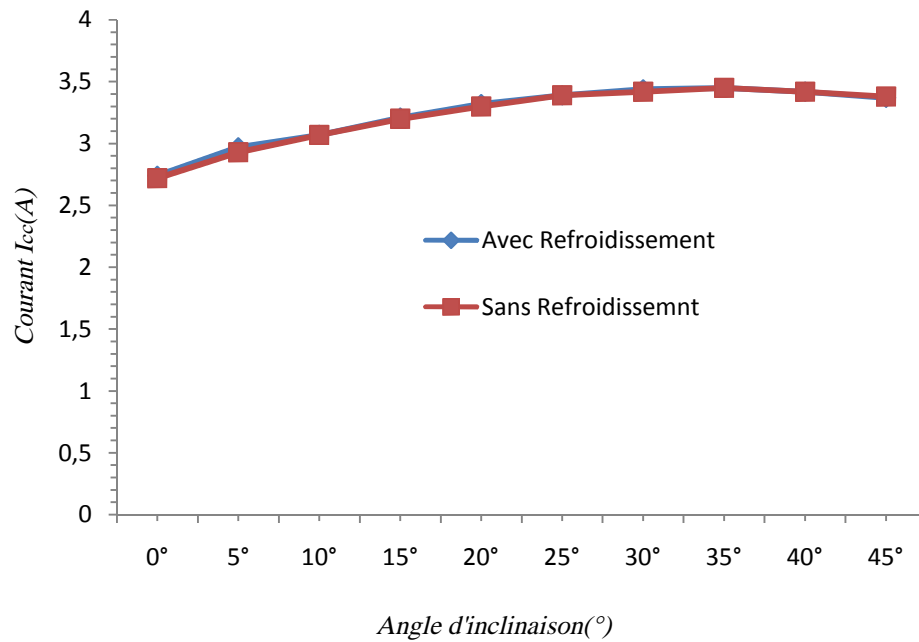


Figure V.1 : Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

Dans la figure (V.2) on peut remarquer à la fois que la tension diminue avec l'augmentation de la température et augmente avec la diminution de celle-ci: ce qui est en bon accord avec l'équation (III.22) du Chapitre III.

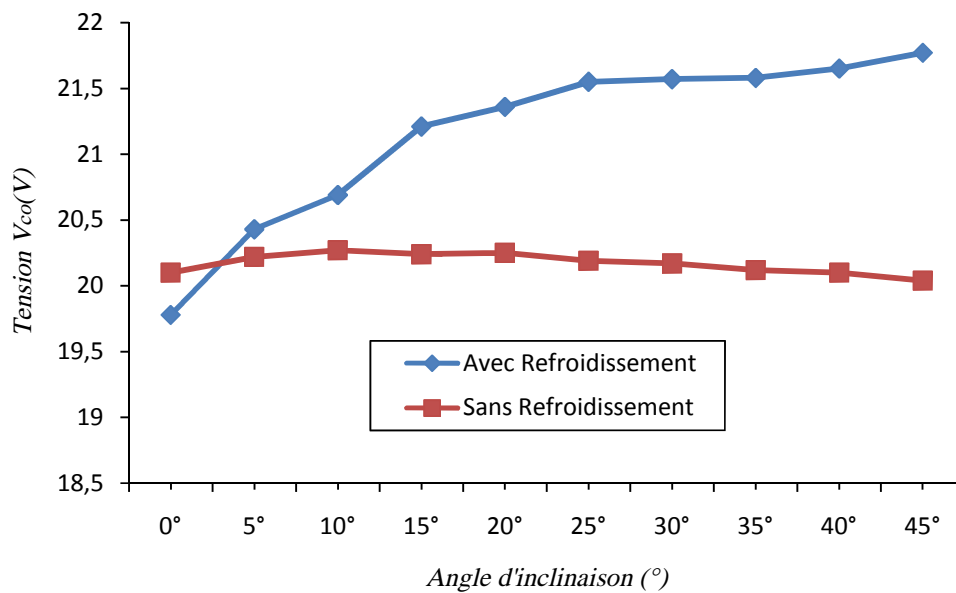


Figure V.2 : Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.3) nous montre clairement que l'augmentation de la Tension mène à l'augmentation du Courant.

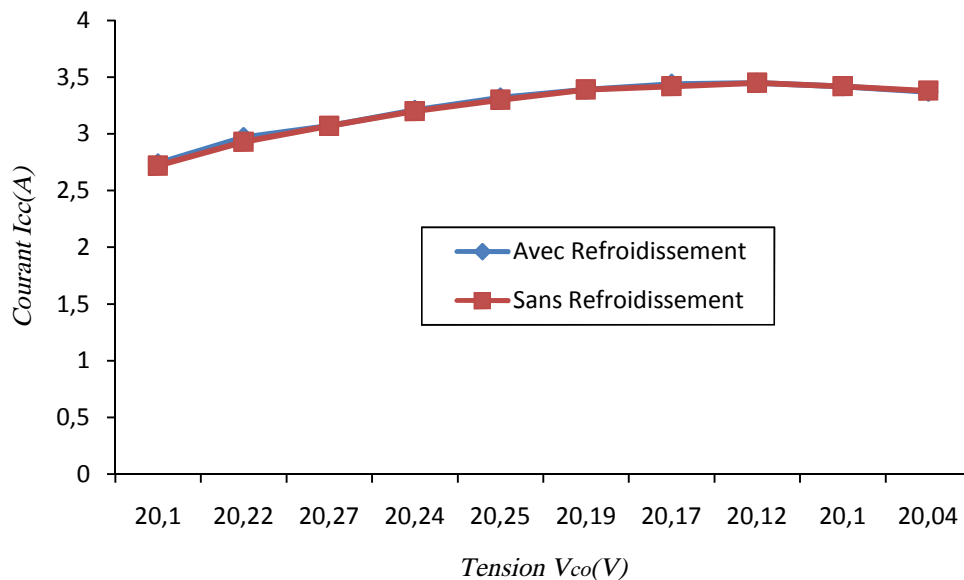


Figure V.3 : Courant I_{cc} (A) en fonction de la Tension V_{co} (V).

V.2.3. Deuxième essai (avec un Débit D_{v2} et une vitesse du jet V_2)

Pour 31 orifices de diamètre $d = 3mm$ nous obtenons un débit de 0.1363 l/s soit $1.363 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$.

de là nous allons calculer la vitesse du jet d'eau sur le panneau :

$$V_2 = \frac{D_{v2}}{S_v} = \frac{4D_v}{31\pi d^2} = 0.622 \text{ m/s}$$

V.2.4. Comparaison des grandeurs électrique avec et sans refroidissement

Sur la figure (V.4) on remarque que le courant de court circuit diminue avec l'augmentation de débit. Un débit plus important crée une couche d'eau d'épaisseur plus grande ce qui réfléchit une partie du rayonnement solaire. On conclut donc que le courant est fonction de l'intensité du rayonnement solaire.

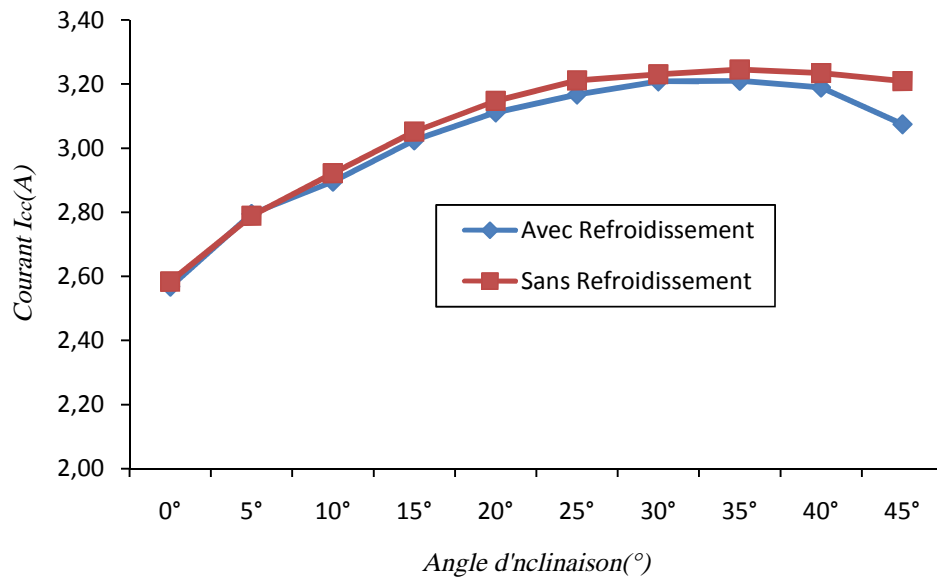


Figure V.4 : Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

Une fois encore le refroidissement agit sur la tension comme le montre la figure (V.5) augmente d'une manière significative la tension à circuit ouvert, ce qui est en bon accord avec l'équation (III.22).

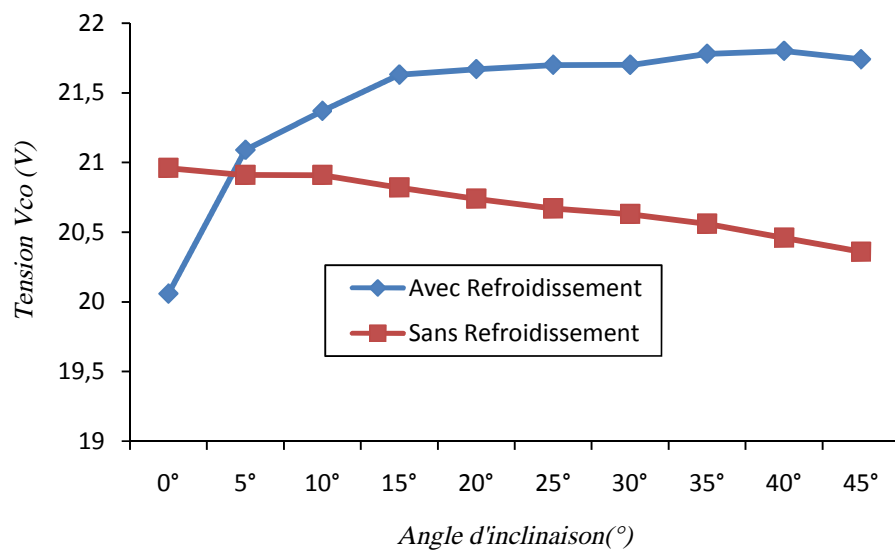


Figure V.5 : Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

V.3. Effets de la vitesse du jet d'eau sur les évolutions de I_{cc} et V_{co}

La figure (V.6) qui suit, nous montre que l'augmentation de la vitesse du jet d'eau entraîne une diminution du courant de court circuit comme nous l'avons déjà vu dans la figure (V.16). La couche d'eau d'une épaisseur importante réfléchit les rayons de soleil d'où le

refroidissement par ruissellement d'eau avec un débit important peut être assimilé à un ombrage uniforme de toute la surface du panneau.

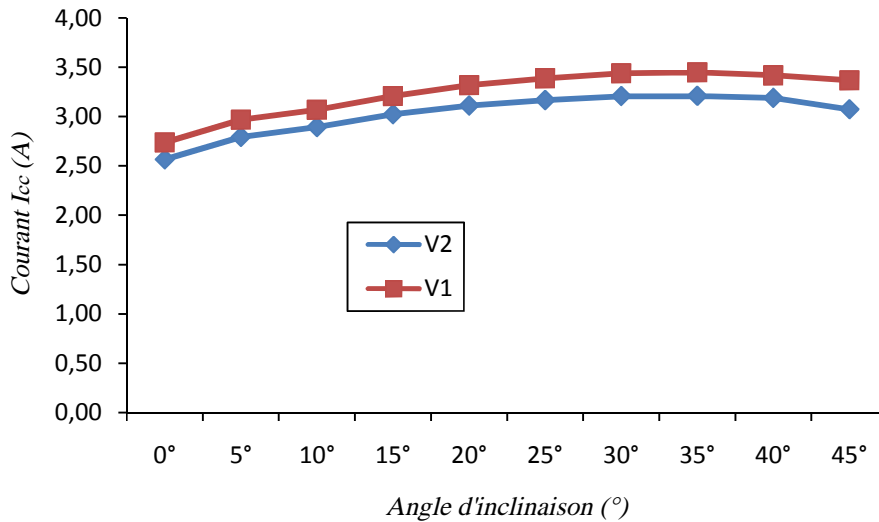


Figure V.6: Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

Comme la tension à circuit ouvert ne dépend pas tellement de l'intensité du soleil on voit qu'un débit plus élevé est profitable pour la tension à circuit ouvert comme le montre la figure (V.7).

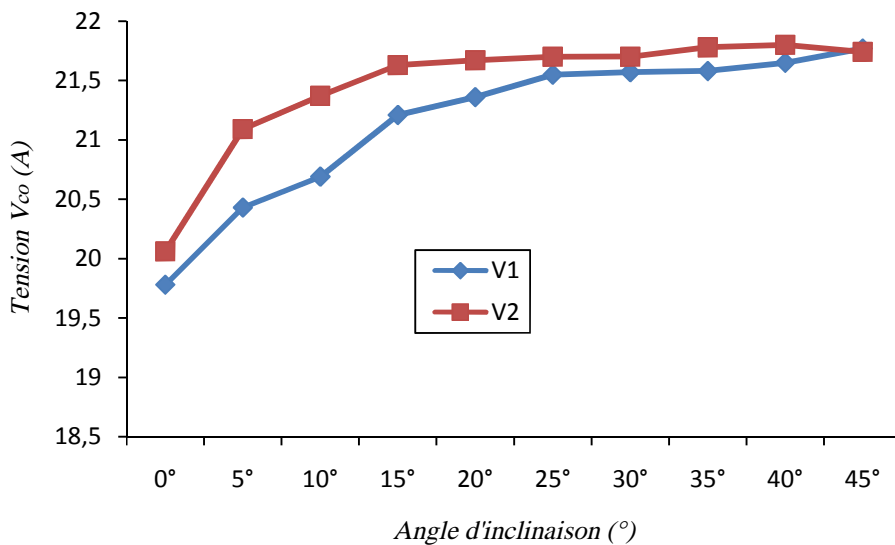


Figure V.7: Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

V.4. Effets de l'ombrage

La figure (V.8) montre l'évolution de courant de court circuit pour chaque inclinaison ombragée de 5% à 70%. Nous remarquons que pour toutes les inclinaisons le courant de court circuit reste stable ou diminue d'une manière insignifiante jusqu'à 30% ou il chute d'une valeur comprise dans l'intervalle [3-3,5] (A) à 0.055 (A) ou à s'annuler carrément pour quelque inclinaisons.

On constate que l'intensité de l'ensoleillement est l'élément qui agit d'une manière significative sur le courant de court circuit (I_{cc}). L'intensité de la lumière génère plus de photons, ce qui fait libérer plus d'électrons en conséquence on obtient un photo-courant plus important.

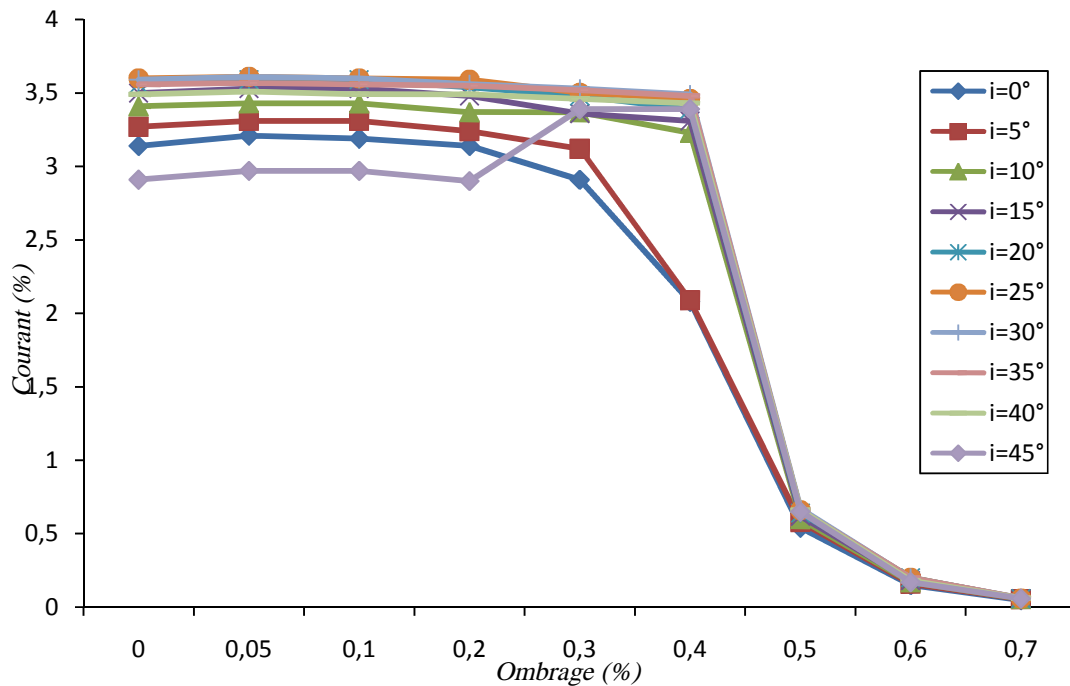


Figure V.8: Courant I_{cc} (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.9) montre l'évolution de la tension à circuit ouvert pour chaque inclinaison ombragée de 5% à 70%. Nous remarquons que pour toutes les inclinaisons la tension diminue d'une manière presque linéaire de ce fait nous concluons que les diodes By-pass n'agissent pas sur la tension.

Bien que l'ensoleillement agisse sur la tension, il n'a d'effet que d'une façon peu importante. On ne parle plus d'intensité de l'ensoleillement mais tout simplement de lumière.

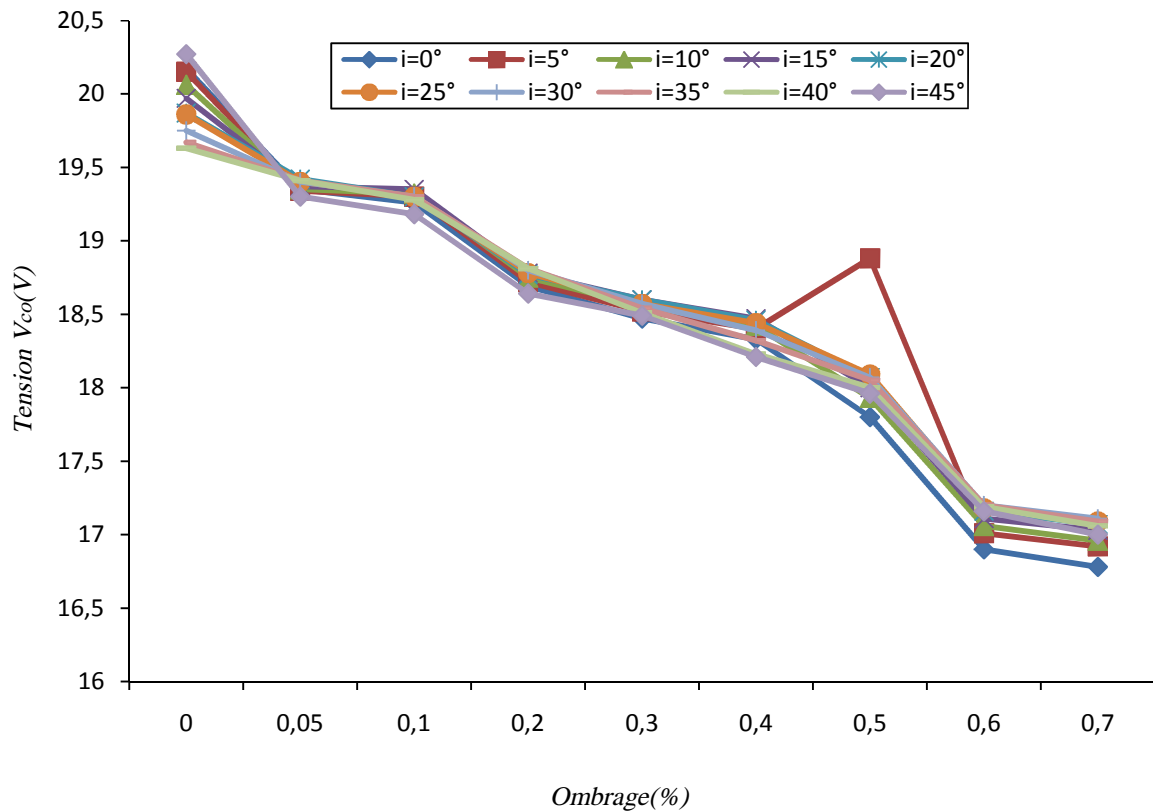


Figure V.9 : Tension V_{co} (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

La figure (V.10) nous montre que la partie la plus sensible ou l'on obtient le courant de court circuit le plus faible du panneau est la partie droite. Le courant de court circuit chute de $I_{cc} = 3.17 A$ la plus élevée à $I_{cc} = 0.85 A$ la plus basse.

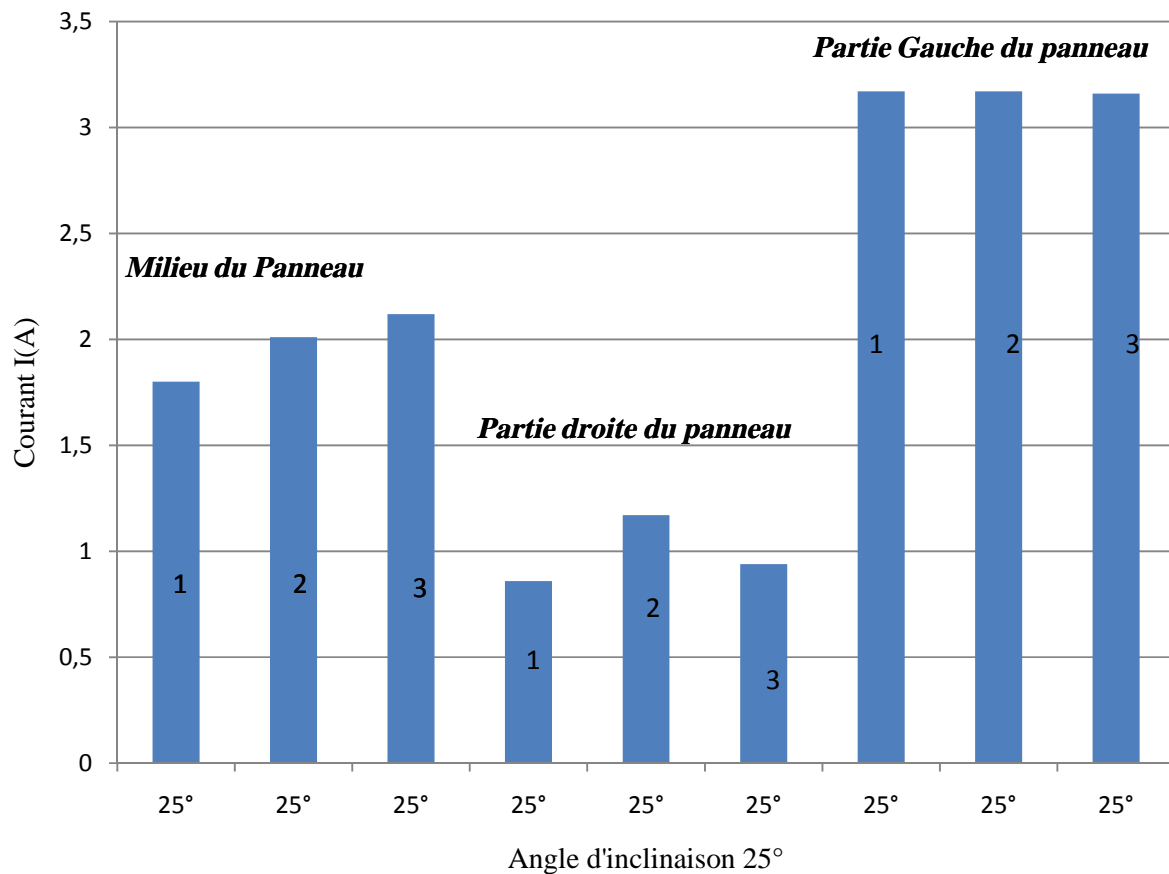


Figure V.10 : Evolution de courant I_{cc} (A) panneau ombragé à 10% à différents endroits.

- 1: Haut du panneau
- 2: Milieu
- 3: Bas du panneau

La figure (V.11) montre que contrairement au courant de court circuit la partie la plus sensible du panneau ou l'on obtient la tension à circuit ouvert la plus faible est la partie Gauche du panneau. La tension à circuit ouvert chute de $V_{co} = 20.15V$ la plus élevée à $V_{co} = 19.16V$ la plus basse.

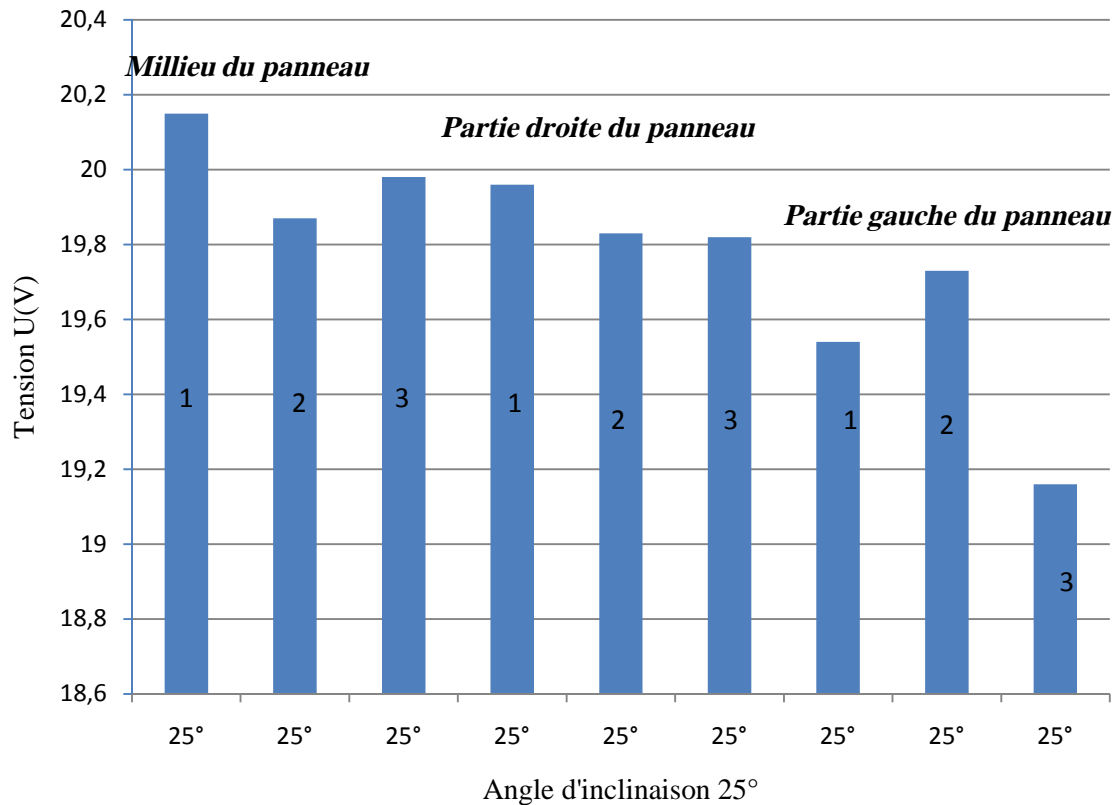
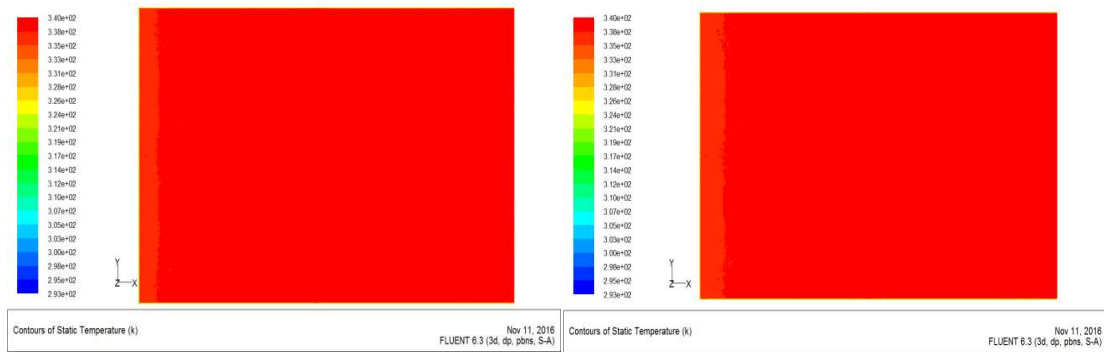


Figure V.11 : Evolution de la Tension $V_{co}(V)$ panneau ombragé à 10% à différents endroits.

V.5. Simulation numérique

Dans cette partie numérique il s'agit de suivre l'évolution de la température au sein de la couche d'eau de refroidissement à différentes distances à partir de la surface chaude du panneau photovoltaïque. Dans la présente simulation la température du panneau est fixée à $T_p = 70c^\circ$ et celle de l'eau à $T_e = 20c^\circ$. L'outil de la simulation est le code de calcul CFD Fluent 6.3.

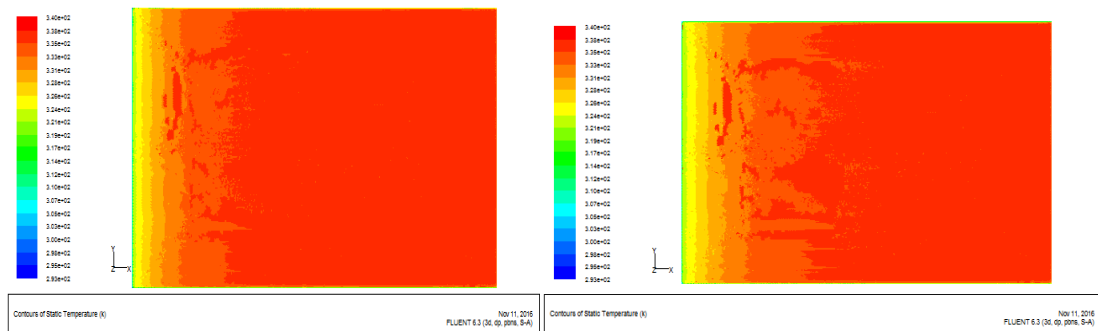


(a) $V_2 = 0.622\text{ m/s}$

(b) $V_1 = 0.856\text{ m/s}$

Figure V.12 : Contours de température à $z = 0.2\text{ mm}$ de la paroi du panneau photovoltaïque.

On constate sur la figure (V.12) qu'à $z = 0.2\text{ mm}$ de la paroi du panneau l'eau s'échauffe rapidement et monte brusquement en température avoisinant celle du panneau mis à part la partie supérieure du panneau (entrée de l'eau de refroidissement).



(a) $V_2 = 0.622\text{ m/s}$

(b) $V_1 = 0.856\text{ m/s}$

Figure V.13 : Contours de température à $z = 1\text{ mm}$ de la paroi du panneau photovoltaïque.

On constate que à $z = 1\text{ mm}$ de la paroi du panneau la vitesse de l'écoulement du fluide est un paramètre important dans le refroidissement par ruissellement d'eau et que le panneau se refroidit mieux avec un débit plus faible comme le montre la figure (V.13). Avec ces deux débits on ne refroidit que la partie supérieure du panneau, une partie des premières cellules notamment.

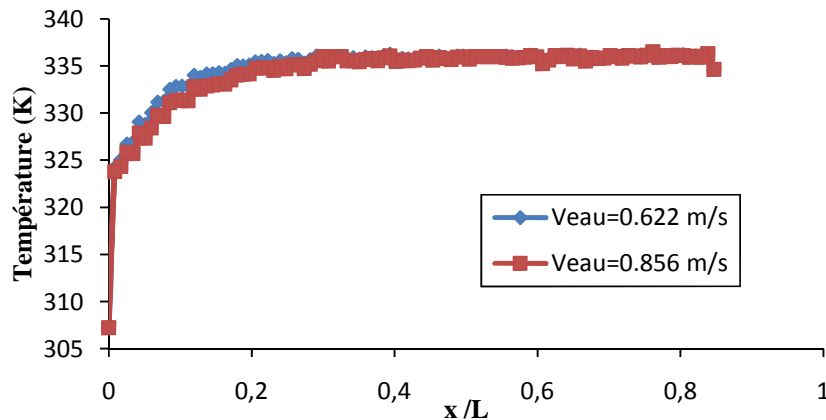


Figure V.14: Effets de la vitesse de l'eau sur l'évolution de la température numérique suivant l'axe longitudinal ox .

On constate que les effets du débit sont remarquables pour les valeurs de x/L comprises entre [0 et 0.3] et qu'à partir de $x/L=0.3$ la température de l'eau de refroidissement a atteint celle de la paroi du panneau et le résultat est le même quelque soit le débit considéré comme le montre la Figure (V.14).

V.6. Conclusion

On conclut que le refroidissement par ruissellement d'eau n'a d'effets que sur la tension du circuit ouvert (V_{co}), le courant de court circuit reste presque constant de ce fait on aura une puissance plus élevée. Nous avons vu l'importance des diodes By-pass dans la partie consacrée à l'ombrage et nous avons décelé les parties du panneau sensibles pour le courant de court circuit (I_{cc}) et la tension à circuit ouvert (V_{co}).

Conclusion Générale

Conclusion Générale

La consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître, induisant le problème du réchauffement climatique, dû aux gaz à effet de serre, et l'épuisement prochain des ressources fossiles. Suite à cette prise de conscience, un développement économique respectueux de l'environnement s'avère absolument nécessaire.

La plupart des pays occidentaux se tourne vers l'énergie verte principalement à l'énergie solaire, qu'on exploite avec le photovoltaïque et les photopiles pour la production d'électricité. Cette dernière est avantageuse du fait qu'elle est disponible partout sur la planète, simple d'installation et pas chère.

Dans la première partie de ce travail, consacrée au gisement solaire, nous avons vu que l'Algérie jouit particulièrement de cette énergie en abondance: la durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an c'est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8 heures/jour et peut arriver jusqu'à 12 heures/jour pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6 heures/jour en période estivale. La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel solaire de toute l'Algérie.

Nous avons étudié les différents matériaux utilisés pour la construction de la cellule, le principe de conversion photovoltaïque, ainsi que la nécessité de les associer en série ou en parallèle, ce qui engendre des problèmes et des pertes liés au déséquilibre de fonctionnement.

Effectivement différents paramètres influent sur le rendement d'un module photovoltaïque parmi ceux là on peut citer l'effet de l'inclinaison du panneau qui a été mis en évidence dans le présent mémoire ou on a constaté que les grandeurs électriques mesurées augmentent avec l'incidence du panneau jusqu'à l'incidence 30° ou en obtient les valeurs maximales. Le refroidissement par ruissellement d'eau sur la surface supérieure du panneau photovoltaïque implique toujours une augmentation remarquable de la tension mesurée ce qui entraîne l'augmentation de la puissance fournie par ce dernier; la vitesse de cette eau est un élément influent. Une partie de ce mémoire est réservée à l'effet de l'ombrage sur les performances de notre panneau ou on a montré la diminution de la tension et du courant avec l'augmentation de la surface ombragée. A la fin nous avons introduit une simulation numérique, effectuée avec le code de calcul Fluent 6.3, qui nous donne une idée générale sur l'évolution des contours de température de l'eau de refroidissement à différentes distances à partir de la surface supérieure du panneau pour les deux vitesses utilisées dans la partie expérimentale.

BIBLIOGRAPHIE

- [1]: A. BOUDEN, Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque, Mémoire MASTER, Université Mentouri Constantine, 2008.
- [2]: C, **Fröhlich**. 1978: World radiometric reference, Livre, World Meteorological Organization, Commission for instruments and methods of observation, report WMO 490.
- [3]: HADJ BELKACEMI Mohammed, Mémoire MASTER, Modélisation et Etude Expérimentation d'un Capteur Solaire non Vitré et Perforé, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2011.
- [4]: Zerguine Belal, Modélisation d'un système de production électrique par la cellule photovoltaïque, Thèse MAGISTER, université Badji Mokhtar annaba, 2010.
- [5]: SALAHEDDINE BENSALAM, Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires, Thèse MAGISTER, UNIVERSITE FERHAT ABBAS - SETIF, 2011.
- [6]: A. CHOVEL et P. MASSON, Physique des semi-conducteurs, COURS, Ecole Polytechnique universitaire de Marseille, 2004/2005.
- [7]: MEKLA Saïd et MOUDER Hamza, amélioration des performances d'un panneau photovoltaïque, MEMOIR MASTER, Université Mouloud Mammeri de T-O, 2016.
- [8]: Bendjellouli Zakaria, Contribution à la modélisation d'une cellule solaire, Thèse MAGISTER, Université de Bechar, 2009.
- [9]: Philippe Guibert, Master Energétique et Environnement: Travaux pratiques, Université Pierre et Marie Curie.
- [10]: Thomas Mambrini, Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies, Livre, Université Paris Sud, 2014.
- [11]: W. De Soto, S.A. Klein, Livre, W.A. Beckman, Solar Energy 80 (2006).

Annexe
Les résultats de mesures

Les résultats trouvés avec le panneau photovoltaïque

Mesure de courant et tension 1^{er} Test sans refroidissement.

Inclinaison	Courant (ampère)	Tension (volt)
0	2.72	21.1
5	2.93	20.22
10	3.07	20.27
15	3.20	20.24
20	3.30	20.25
25	3.39	20.19
30	3.42	20.17
35	3.45	20.12
40	3.42	20.1
45	3.38	20.04

Mesure de Courant et Tension 1^{er} Test avec refroidissement.

Inclinaison	Courant (ampère)	Tension (Volt)
0	2.74	19.78
5	2.97	20.43
10	3.07	20.69
15	3.21	21.21
20	3.32	21.36
25	3.39	21.55
30	3.44	21.57
35	3.45	21.58
40	3.42	21.65
45	3.37	21.77

Mesure de Courant et Tension 2^{ème} test sans refroidissement.

Inclinaison	Courant (ampère)	Tension (Volt)
0	2.58	20.96
5	2.78	20.91
10	2.92	20.91
15	3.05	20.82
20	3.14	20.74
25	3.21	20.67
30	3.23	20.63
35	3.24	20.56
40	3.23	20.46
45	3.21	20.36

Mesure de Courant et Tension 2^{ème} test avec refroidissement.

Inclinaison	Courant(ampère)	Tension (Volt)
0	2.56	20.06
5	2.79	21.09
10	2.89	21.37
15	3.02	21.63
20	3.11	21.67
25	3.16	21.70
30	3.20	21.70
35	3.21	21.78
40	3.19	21.80
45	3.07	21.74

ANNEXE

Mesure Courant et Tension du Panneau ombragé de 5% à 70%.

Inclinaison	Sans ombrage		5%		10%		20%		30%		40%		50%		60%		70%	
	I	U	I	U	I	U	I	U	I	U	I	U	I	U	I	U	I	U
0	3.14	20.17	3.21	19.35	3.19	19.26	3.14	18.69	2.91	18.47	2.88	18.33	0.54	17.80	0.15	16.9	0.048	16.78
5	3.27	20.15	3.31	19.34	3.31	19.30	3.24	18.72	3.12	18.52	3.09	18.40	0.58	17.88	0.16	17.01	0.055	16.92
10	3.41	20.06	3.43	19.35	3.43	19.32	3.37	18.75	3.37	18.56	3.23	18.42	0.60	18.93	0.17	17.06	0.057	16.96
15	3.50	19.97	3.53	19.37	3.53	19.35	3.48	18.78	3.36	18.60	3.31	18.47	0.62	18.00	0.18	17.11	0.059	17.03
20	3.56	19.87	3.59	19.42	3.59	19.30	3.54	18.77	3.48	18.60	3.39	18.46	0.64	18.07	0.20	17.16	0.059	17.07
25	3.60	19.86	3.61	19.40	3.60	19.30	3.59	18.78	3.50	18.57	3.46	18.44	0.66	18.09	0.20	17.18	0.059	17.09
30	3.59	19.75	3.61	19.40	3.60	19.30	3.56	18.8	3.53	18.57	3.49	18.39	0.67	18.07	0.20	17.20	0.062	17.11
35	3.56	19.67	3.57	19.41	3.56	19.30	3.55	18.81	3.52	18.54	3.48	18.32	0.66	18.05	0.20	17.20	0.062	17.09
40	3.49	19.63	3.51	19.41	3.49	19.28	3.49	18.81	3.46	18.51	3.43	18.23	0.66	18.00	0.18	17.19	0.061	17.06
45	2.91	20.27	2.97	19.30	2.97	19.18	2.90	18.64	3.39	18.49	3.39	18.21	0.65	17.96	0.17	17.16	0.059	17.00

Panneau ombragé de 10% à différentes positions.

Bas gauche	V	19.16
	I	3.16
Milieu Gauche	V	19.73
	I	3.17
Haut Gauche	V	19.54
	I	3.17
Bas Droite	V	19.82
	I	0.94
Milieu Droite	V	19.83
	I	1.17
Haut Droite	V	19.96
	I	0.86
Bas Milieu	V	19.98
	I	2.12
Milieu du panneau	V	19.87
	I	2.01
Haut Milieu	V	20.15
	I	1.8

