

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



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :
N° de série :

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département des Sciences et de la Technologie

Mémoire de fin d'étude présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Automatique

Spécialité : Automatique

Thème

Etude et modélisation des cellules solaires en couches minces

Présenté par :

Mr. OULAD YAHIA Yacine

Soutenu le 20 Mai 2015

Devant le Jury :

Dr. BOUARAOUR Kamel	Maître de Conférences B	Univ de Ghardaïa	Président
Dr. TOUAFEK Khaled	Maître de Recherche A	URAER Ghardaïa	Encadreur
Dr. CHEDDADI	Maître Assistant A	Univ de Ghardaïa	Examineur
Dr. BELGHRES	Maître Assistant A	Univ de Ghardaïa	Examineur

Année universitaire 2014/2015

*“The sun will be the fuel of the
future!”*

*Anonymous, Popular Science, 1 May 1876
(Trans. From : Revue des Deux Mondes, 1876)*

Dédicaces

*Avec l'aide d'Allah le tout puissant, j'ai pu terminer ce
modeste travail.*

*En témoignage d'amour et de respect à tous ceux qui me sont
chers, je dédie ce modeste
travail à :*

*Mes deux parents qui m'ont encouragé, aidé, guidé, conseillé
(Que Allah me les garde et que la vie nous donne temps pour
les remercier).*

*Pour mes chères sœurs Wafa et Djihad leur soutien et leur
encouragement durant ma carrière.*

*Mon grand frère Yahia qui ma toujours été de bon conseil et
été à l'écoute.*

À tous mes très chers amis.

*Ainsi qu'à tous ceux qui m'ont aidé, soutenu et conseillé tout
en long des épreuves qui ont donné lumière à ce travail.*

Merci à tous.

REMERCIEMENTS

Avant tout je remercie Allah qui m'a aidé à réaliser ce travail...

Je remercie mon encadreur Monsieur TOUAFEK Khaled, Maître de recherche classe A à l'unité de recherche et d'application en énergies renouvelables URAER-Ghardaïa et enseignant au département des sciences et Technologie à l'Université de Ghardaïa, pour m'avoir suivi durant mon travail dans le cadre de ce mémoire, pour ses conseils précieux et la compétence de son encadrement

Je remercie toutes les personnes qui me sont chères, en particulier ma mère et mon père pour leur encouragements, la confiance et le soutien morale dont ils ont fait preuve tout au long de mes années d'études ...

Je remercie aussi mes amis en particulier mes amis de la promotion master 2 et tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail ...

ملخص

الهدف من عملنا هو دراسة دمج تقنية الأغشية أو الطبقات الرقيقة في التكنولوجيا الضوئية وتأثيرها على الكفاءة الكهربائية مع تحديد بعض الأقفال التي تحد من هذه التكنولوجيا، هذا من أجل تحسين وقت وتكلفة تصنيع هذه الخلايا الشمسية ذات الطبقات الرقيقة وبالتالي تمديد هذه التكنولوجيا لإنتاج الشامل. لهذا السبب استخدمنا المحاكاة الحاسوبية لدراسة خصائص هذه التقنية. واخترنا المعلمات الفيزيائية والكهربائية الأمثل للبنية المُشكَّلة لهذه الخلايا الشمسية للحصول أقصى قدر ممكن من كفاءة تحويل الطاقة. على سبيل المثال درسنا الخلية الشمسية المعتمدة على النحاس- (إنديوم-غالسيوم)- الديسيلينيوم CIGS و تحصلنا على مردود يقارب 15,7 بالمائة.

كلمات مفتاحية : الخلايا الشمسية، الكهروضوئية، الأفلام الرقيقة، محاكاة، نمذجة، المردود الأقصى.

Résumé

L'objectif de notre travail était d'étudier l'intégration des couches minces dans la technologie photovoltaïque et leur influence sur le rendement électrique tout en identifiant certains verrous qui limitent cette technologie. Ceci dans le but d'optimiser le temps et le coût de fabrication de ces cellules photovoltaïques à couches minces et d'étendre ainsi la technologie à la fabrication en série, c'est pour cela nous avons utilisé la simulation numérique pour étudier les caractéristiques de ces dispositifs. nous avons aussi optimisé les paramètres physiques et électriques d'une structure spécifique de ce type des cellules solaires pour obtenir un rendement de conversion électrique maximal, nous avons pris comme exemple les cellules à base de $Cu(In,Ga)Se_2$ CIGS, et nous avons obtenu un rendement environ de 15,7%.

Mots Clés : Cellules solaires, photovoltaïque, couches minces, simulation, modélisation, le rendement maximale.

Abstract

The objective of our work was study the integration of thin films in photovoltaic technology and their influence on the electrical efficiency while identifying some locks that limit this technology. This in order to optimize the time and cost of manufacture of these thin films solar cells and thus extend the technology to mass production, that's why we used computer simulation to study the characteristics of these devices. We also optimized the physical and electrical parameters of a specific structure of this kind of solar cells for maximum power conversion efficiency, we take as an example the cells based by $Cu(In, Ga)Se_2$ CIGS, And we got a performance about 15.7%.

Keys Words : Solar cells, photovoltaic, thin films, simulation, modelisation, the maximum performance.

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Composition de l'atmosphère près de la surface.....	20
Tableau I.2 : La constante solaire en fonction du nombre d'air masse pour une atmosphère de type méditerranéen.....	24
Tableau II-1 : les variations de l'énergie solaire par unité de surface et par mois.....	37
Tableau III.1 : Classes de grandeur en cristal selon le silicium.....	71
Tableau IV.1 : Quelques propriétés physiques et chimiques des éléments Cu,In,Ga,et S	85
Tableau IV.2 : Influence du dopage de la couche tampon CdS.....	100
Tableau IV.3 : Influence de l'épaisseur de la couche tampon CdS.....	100
Tableau IV.4 : Influence du dopage de la couche d'absorbeur CIGS.....	101
Tableau IV.5 : Influence de l'épaisseur de la couche d'absorbeur CIGS.....	102
Tableau IV.6 : Influence du dopage de la couche fenêtre ZnO.....	102
Tableau IV.7 : Influence de l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO.....	103
Tableau IV.8 : Les rendements optimaux obtenus en fonction du dopage et l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO, la couche tampon CdS et la couche d'absorbeur CIGS.....	104
Tableau IV.9 : Paramètres optimum ayant donné $\eta = 24.36\%$	104

Liste des figures

Figure I.1 : Le soleil.....	5
Figure I.2 : le système solaire.....	6
Figure I.3 : Cycle de vie du soleil.....	7
Figure I.4 : Fusion de noyau d'hydrogène.....	7
Figure I.5 : premier spectre d'émission du soleil réalisé par Fraunhofer.....	10
Figure I.6 : Les types de rayonnement solaire.....	11
Figure I.7 : Le spectre solaire.....	15
Figure I.8 : Les échanges énergétiques moyens entre la surface terrestre, l'atmosphère et l'espace. Les valeurs de rayonnement sont indiquées en (W.m-2).....	17
Figure I.9 : Composantes du rayonnement solaire.....	23
Figure I.10 : Définition de la masse d'air.....	24
Figure II.1 : Deux exemples de modules concentration thermodynamique.....	27
Figure II.2 : Deux exemples de modules thermiques.....	28
Figure II.3 : Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique.....	28
Figure II.4 : Composition d'un panneau solaire thermique.....	29
Figure II.5 : Le système photovoltaïque.....	31
Figure II.6 : Description d'une cellule photovoltaïque.....	32
Figure II.7 : Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.....	34
Figure II.8 : Cellule, module et champ photovoltaïques.....	34
Figure II.9 : Structure d'une installation photovoltaïque pour un site isolé.....	35
Figure II.10 : Structure d'une installation photovoltaïque pour un site connecté au réseau.....	36
Figure II.11 : Mouvement apparent du soleil.....	37
Figure II.12 : Nouméa, site connecté au réseau.....	38
Figure II.13 : Association parallèle de deux modules photovoltaïques.....	40
Figure II.14 : Association série de deux modules photovoltaïques.....	40
Figure II.15 : Schéma de L'onduleur.....	45
Figure III.1 : Cellule solaire à base de silicium mono-cristallin.....	52
Figure III.2 : Cellule solaire à base de silicium poly-cristallin.....	53
Figure III.3 : Cellule solaire à base de silicium amorphe.....	53
Figure III.4 : Cellule solaire à base des couches minces (rigide).....	53
Figure III.5 : Cellule solaire à base des couches minces (souple).....	55

Figure III.6 : Cellule solaire organique.....	56
Figure III.7 : Evolution des trois générations des cellules solaires (Silicium, couche mince, organique).....	57
Figure III.8 : Structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule solaire...	58
Figure III.9 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série.....	60
Figure III.10 : Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle.....	61
Figure III.11 : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque.....	62
Figure III.12 : Caractéristiques $I(V)$ d'une cellule et d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série.....	63
Figure III.13 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	64
Figure III.14 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque avec des résistances R_s et R_p	65
Figure III.15 : schéma simplifié de composant d'une cellule photovoltaïque en couches minces.....	68
Figure III.16 : Schéma de l'anatomie d'une cellule en CZTS.....	73
Figure III.17 : Structures utilisées pour les cellules PV sur couches minces (A,B,C)	74
Figure IV.1 : Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS.....	78
Figure IV.2 : Vue en coupe transverse au microscope électronique à balayage d'une cellule à base de $CuInSe_2$	79
Figure IV.3 : Arrangement pour le dépôt des films de $Cu(In,Ga)Se_2$ à l'échelle de laboratoire par la Co-évaporation. Les taux des sources sont commandés par spectrométrie de masse.....	80
Figure IV.4 : Illustration du processus séquentiel.....	81
Figure IV.5 : L'illustration schématique d'une chambre d'UHV pour l'épitaxie par jets moléculaires (EJM).....	82
Figure IV.6 : L'illustration schématique d'un appareil pour la déposition en phase vapeur organique en métal (MOCVD) des semi-conducteurs III-V. a) La vue d'ensemble générale ; b) Réacteur en verre de quartz (longueur typique 50 cm).....	84
Figure IV.7 : La classification périodique des éléments constituant la famille I-III-VI ₂	86
Figure IV.8a : Structure de la maille élémentaire du zinc-blende (ZnS).....	87
Figure IV.8b : structure de la maille élémentaire du chalcopyrite du $CuInSe$	87
Figure IV-9 : Ordre de couche d'une pile solaire en couche mince standard de $ZnO /CdS/ Cu (In, Ga) Se_2$	88

Figure IV-10 : Schéma simplifié d'une cellule solaire en couches minces de type CIGS..	93
Figure IV-11 : Organigramme de représentation de la caractéristique I-V et calcul de I_{sc} , V_{co} , P_m , FF, et η	97
Figure IV-12 : Schéma bloque des caractéristiques (I-V) et (P-V) pour une cellule CIGS..	98
Figure IV-13 : Caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule CIGS.....	99
Figure IV-14 : Caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule CIGS.....	99

Nomenclature

AM : le rayonnement solaire.

AM₀ : le rayonnement solaire avant la traversée de l'atmosphère.

AM₁ : le rayonnement solaire traversé de l'atmosphère.

AM 1.5 : le rayonnement possédant l'incidence de la norme industrielle.

Al Ga As : Aluminium Galium Arsenis.

ASTM : américaine American Society for Testing and Matériels .

a-Si : Silicium amorphe.

a-Si:H : Silicium amorphe hydrogéné.

CdS : Sulfure de Cadmium.

CdTe : Tellure de Cadmium.

CIGS : Diséléniure de galium d'indium de cuivre.

CIS : Diséléniure d'indium de cuivre.

Cd₂SnO₄ : stannate de cadmium.

Cu : Cuivre.

CVD : dépôt de vapeur chimique.

CZTS : cuivre, zinc, étain et soufre.

CIMO : commission des instruments et des méthodes d'observation.

E : l'énergie d'un photon.

E_g : le gap.

ED : électrodéposition.

FF : Facteur de forme.

Ga : Galium.

GaAs : Galium Arsenis.

GPV : générateur photovoltaïque.

H : hydrogène.

He : hélium.

h : la constante de Planck (J·s)

h : hauteur solaire (km).

μc-Si : Silicium microcristalline.

nc-Si : Silicium monocristallin.

sc-Si : Silicium a simple cristal.

mc-Si : Silicium multicristallin.

poly-Si : Silicium polycristallin.

InGaAs : Indium Galium Arsenis

I_s : courant du saturation (A).

I_d : courant du diode (A).

I_{pv} : Le courant de sortie du Générateur photovoltaïque (A) .

I_{ph} : le photocourant (A).

I_p : courant de shunt (A).

IR : infra rouge.

ITO : l'oxyde d'indium-étain.

L_n, L_p : Longueur de diffusion des électrons et des trous respectivement.

MOCVD : Metal Organic Chemical Vapor Deposition

N_s : Nombre de cellules en série.

N_p : Nombre de cellules en parallèle.

$N_{A/CIGS}$: Dopage de l'absorbeur CIGS.

$N_{D/CdS}$: Dopage de la couche tampon CdS.

$N_{D/ZnO}$: Dopage de la couche fenêtre CdS.

NREL : Laboratoire national des énergies renouvelables.

N_a, N_d : Concentration des atomes accepteurs et des atomes donneurs respectivement.

OTC : Oxyde Transparent Conducteur.

PV : photovoltaïque.

P_{pv} : La puissance disponible en sortie du Générateur photovoltaïque (w) .

P_M : Puissance maximale (w).

P : pression de l'air (N/m^2).

q : Charge de l'électron (C).

$R(\lambda)$: le coefficient de réflexion de la surface supérieure (Ω).

R_P : Résistance parallèle (Ω).

R_s : Résistance série (Ω).

R_c : résistance de la charge connectée à la cellule (Ω).

R : Humidité relative de l'air (%).

Se_2 : Sélénium.

S : Surface du photo-générateur .

S.T.C : Standard Test Conditions.

SP : sérigraphie.

SnO_2 : l'oxyde d'étain.

T : Température de l'air ($^\circ\text{C}$).

TFSi : Thin-Film Silicon en anglais.

TCO : transparent conducting oxides

T : Température de la cellule ($^\circ\text{C}$).

$U_t = kT/q$: Potentiel thermodynamique.

UA : Unité Astronomique.

UV : ultra-violet.

V_{pv} : La tension à la sortie du Générateur photovoltaïque.

V_d : Potentiel de diffusion.

V : Tension de sortie de la cellule (v).

V_{co} : Tension en circuit-ouvert (v).

V_M : Tension maximale.

W : Hauteur d'eau précipitable (cm)

X_{cds} : Epaisseur de la couche tampon CdS.

X_{cigs} : Epaisseur de l'absorbeur CIGS.

X_{zno} : Epaisseur de la couche fenêtre ZnO.

y : altitude en (km).

ZnO : Oxyde de Zinc.

θ : Angle de pénétration ($^\circ$).

c : Vitesse de la lumière (km/h).

α : Coefficient d'absorption (cm^{-1})

β : facteur de trouble (km)

λ : la longueur d'onde de la lumière absorbée par la pile solaire (m).

$\Phi(\lambda)$: le flux de photon incident sur la cellule à la longueur d'onde λ .

η : Rendement de conversion électrique (%).

n_0, p_0 : Concentration des électrons et des trous à l'équilibre respectivement.

j_n, j_p : Densité de courant des électrons et des trous respectivement.

ν : la fréquence du rayonnement monochromatique.

b : constante de Wien.

n_i : Concentration intrinsèque.

n : facteur d'idéalité de la diode.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Rayonnement solaire	
I.1 Introduction.....	4
I.2 Le soleil	4
I.2.1 Origine de l'énergie solaire	5
I.2.2 Présentation du soleil	6
I.2.3 La lumière émise par le Soleil	8
I.2.4 L'histoire de la lumière solaire	9
I.2.5 L'énergie solaire reçue sur Terre	10
I.3 Rayonnement solaire	11
I.3.1 Définition de rayonnement solaire	11
I.3.2 Les différents types de rayonnement solaire	11
I.3.3 Nature de rayonnement solaire	13
I.3.4 Répartition spectrale de rayonnement solaire	14
I.3.5 La constante solaire	15
I.4 Propagation du rayonnement solaire dans l'atmosphère	16
I.4.1 Formation de l'atmosphère terrestre	17
I.4.2 Régions atmosphérique	18
I.4.2.1 La troposphère	18
I.4.2.2 La stratosphère	18
I.4.2.3 La mésosphère	18
I.4.2.4 La thermosphère	19
I.4.3 Composition de l'atmosphère terrestre	19
I.5 Influence des constituants atmosphériques sur le rayonnement solaire	22
I.5.1 Généralité	22
I.5.2 Masse atmosphérique	23
I.6 Conclusion	25
Chapitre II : L'électricité solaire	
II.1 Introduction	26
II.2 Les différentes conversions d'énergie solaire	27
II.2.1 Solaire à concentration thermodynamique	27

II.2.2 Solaire thermique	27
II.2.3 Solaire Photovoltaïque	29
II.3 L'électricité photovoltaïque	30
II.3.1 L'histoire de la photovoltaïque	30
II.3.2 Définition d'un système photovoltaïque	31
II.3.3 L'effet photovoltaïque	32
II.3.4 La cellule photovoltaïque	32
II.3.5 Le module photovoltaïque	33
II.3.6 Le champ photovoltaïque	33
II.3.7 Structures d'une installation photovoltaïque	35
II.3.8 Energie solaire disponible et optimisation de l'orientation des panneaux photovoltaïques	36
II.3.9 Le passage de la cellule au module photovoltaïque	39
II.3.10 Le passage du module au champ photovoltaïque	39
II.3.10.1 Montage parallèle	40
II.3.10.2 Montage série	40
II.3.10.3 Montage série parallèle	41
II.3.11 La production photovoltaïque	41
II.3.12 Contrôle de l'énergie photovoltaïque	42
II.3.13 L'utilisation de l'énergie photovoltaïque	42
II.3.14 Stockage de l'énergie photovoltaïque	42
II.3.15 La conversion de l'énergie photovoltaïque	44
II.3.15.1 Le convertisseur continu-continu	44
II.3.15.2 Le convertisseur continu- alternatif	44
II.3.16 L'installation des panneaux photovoltaïque	45
II.3.17 Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque	47
II.4 Conclusion	49
Chapitre III : L'état de l'art sur les cellules solaires en couches minces	
III.1 Introduction	50
III.2 L'histoire des cellules solaires	50
III.3 Les différentes technologies des cellules solaires	51
III.3.1 Le silicium	51
III.3.1.1 Le silicium monocristallin	52

III.3.1.2 Le silicium poly-cristallin ou multi-cristallin	52
III.3.1.3 Le silicium amorphe	53
III.3.2 Cellule solaire à base des couches minces	54
III.3.3 Cellule solaire organiques et plastiques	55
III.4 la constitution de la cellule solaire	57
III.5 Fonctionnement d'une cellule solaire	58
III.6 Placement des cellules solaires dans un module photovoltaïque	59
III.6.1 Cellules mise en série	59
III.6.2 Cellules mise en parallèle	60
III.7 Caractéristique électrique d'une cellule solaire	62
III.7.1 Propriétés	62
III.7.2 Zones de fonctionnement du module photovoltaïque	63
III.7.3 Circuit équivalent d'une cellule solaire	64
III.8 Les couches minces	65
III.8.1 La technique des couches minces	65
III.8.2 Caractéristiques des couches minces	66
III.8.3 Les cellules solaires en couche mince	67
III.8.4 La filière du silicium en couches minces	70
III.8.4.1 Le silicium amorphe	70
III.8.4.2 Les cellules solaires à couches minces à base de silicium poly-cristallin	71
III.8.4.3 Les cellules solaires en couches minces (GaAs)	72
III.8.4.4 Les cellules solaires en couches minces CdTe	72
III.8.4.5 Les cellules solaires en couches minces (CIGS)	72
III.8.4.6 Les cellules solaires en couches minces (CZTS)	73
III.9 Structure de cellules solaires en couches minces	74
III.10 Avantages et inconvénients des cellules solaires en couches minces	75
III.10.1 Avantages	75
III.10.2 Inconvénients	76
III.11 Conclusion	76
Chapitre VI : Etude et modélisation des cellules solaires en couches minces	
IV.1 Introduction	77

IV.2 Etude des cellules solaires en couches minces à base de CuInSe_2 et Cu (In, Ga) Se_2	77
IV.2.1 Méthodes de dépôt	79
IV.2.2 La Co-évaporation	80
IV.2.3 La Sélénsation	81
IV.2.4 L'Épitaxie par Jets Moléculaires (EJM)	82
IV.2.5 La déposition en phase Vapeur du Métal organique	83
IV.2.6 Les recherches sur l'optimisation des performances des dispositifs.....	84
IV.3 Présentation des matériaux CIS et CIGS	85
IV.3.1 Généralités sur les éléments de bases	85
IV.3.2 La structure cristalline	86
IV.3.3 Structure de dispositif des piles solaires de CIGS	87
IV.3.3.1 Le substrat	88
IV.3.3.2 Contact arrière	89
IV.3.3.3 Couche absorbeur CIGS	89
IV.3.3.4 Couche tampon de Sulfure de Cadmium CdS	91
IV.3.3.5 Contact avant d'Oxyde de Zinc ZnO	92
IV.3.4 présentation de la cellule étudiée en 2D	93
IV.3.5 Caractéristique courant tension	94
IV.3.6 Simulation	96
IV.3.7 Résultat de Simulation	98
IV.4 Effet des couches CdS, CIGS et ZnO.....	100
IV.4.1 Effet de la couche tampon CdS.....	100
IV.4.2 Effet de la couche d'absorbeur CIGS.....	101
IV.4.3 Effet de la couche fenêtre ZnO.....	102
IV.5 Conclusion.....	105
Conclusion générale	106
Bibliographie	108

Introduction générale

L'énergie est l'un des moteurs de développement des sociétés, il est aussi, le pilier de l'économie moderne. Elle est l'étincelle qui permet l'accomplissement de toute activité humaine. Ses sources se sont diversifiées au cours du temps afin de satisfaire les besoins toujours accrus de l'industrie et des consommateurs.

Selon les besoins plusieurs formes d'énergies sont apparues au fur et à mesure du développement de la civilisation humaine. Généralement ces formes proviennent des sources d'énergie fossiles telles que le charbon, le pétrole, le gaz naturel et l'uranium.

L'épuisement et la pollution provoquée par ces sources ainsi que la crise énergétique des années soixante-dix, amènent les pays qui ont de grands besoins d'énergie à se tourner vers des sources d'énergies renouvelables telles que le soleil, le vent, l'eau, la biomasse et la géothermie.

En outre, la limitation de la quantité de ces réserves, la crise successive du pétrole en 1973 et l'accroissement de la demande d'énergie dans tous les pays du monde ont conduit les pays industrialisés à chercher et à développer de nouvelles sources d'approvisionnement. Par conséquent, la filière nucléaire est apparue comme une formidable alternative aux énergies fossiles. Mais son choix à grande échelle peut amener des conséquences graves, voire désastreuses surtout à l'environnement. Elle est productrice de déchets radioactifs qui posent problème, en effet, nous ne savons pas les recycler, et aussi les risques d'accidents nucléaires.

Les accidents majeurs de Tchernobyl et celui de Fukushima sont venus entacher l'image de cette ressource d'énergie. De plus, comme les énergies fossiles, le nucléaire est une énergie de stock, avec des gisements limités. Donc un développement de la filière du nucléaire ne pourra pas reposer sur le modèle actuel.

Parmi ces sources d'énergie on trouve le soleil, qui est contrairement aux autres sources d'énergies renouvelables, abondante et propre, d'autre part annuellement elle fournit à la terre une énergie supérieure à celle de la consommation mondiale.

Face à la demande sans cesse croissante d'énergie, il faudrait désormais réduire la part des énergies conventionnelles au profit de l'efficacité énergétique, des nouvelles technologies énergétiques, plus propres, moins dangereuses et surtout durables.

Une des solutions les plus prometteuses pour le futur énergétique de l'humanité, est le développement d'une autre forme d'énergie dite « *énergie renouvelable* ». Ces énergies

renouvelables ont toutes l'immense avantage d'être d'origines naturelles, inépuisables et non polluantes puisqu'elles n'émettent pas de gaz favorisant l'effet de serre.

Dans le contexte global de la diversification de l'utilisation des ressources naturelles, le recours aux énergies renouvelables et en particulier le solaire photovoltaïque se fait de plus en plus fort. Plusieurs technologies sont actuellement développées pour la réalisation de cellules photovoltaïques. Les degrés de maturité, de performance et de durée de vie sont très différents d'une technologie à l'autre. Les efforts de recherche et développement actuels entraînent des progrès rapides, faisant de la filière photovoltaïque une filière en constante évolution.

L'énergie photovoltaïque provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité. Cette conversion se produit au sein de matériaux semi-conducteurs, qui ont comme propriété de libérer leurs porteurs de charge (électrons et trous) sous l'influence d'une excitation extérieure.

Dans le domaine de la conversion photovoltaïque, bien que différentes filières et technologies se partagent le marché, on constate que c'est toujours le silicium cristallin qui en occupe la plus grosse place. Néanmoins, dans un souci de réduction de coût, un autre axe de recherche s'est créé à partir des années 1980, avec un objectif prioritaire la réduction du coût de fabrication. L'un des moyens proposés pour la diminution du coût par watt, est de diminuer le coût de fabrication de la cellule photovoltaïque. Autrement dit, diminuer considérablement la quantité de matériaux semi-conducteurs entrant dans la composition de chaque cellule et augmenter sa durée de vie. Ceci a par conséquent conduit à l'émergence de nouvelles filières technologiques, dites de « deuxième et troisième génération », basées sur l'utilisation de couches minces et de nanomatériaux.

A ce titre, le développement de cellules photovoltaïques de deuxième génération à base de couches minces Cu(In,Ga)Se_2 ou CIGS semble prometteur. En effet, le rendement de ces cellules a dépassé les 20% ces dernières années.

Notre but principal dans ce travail est l'identification des verrous technologiques qui se posent actuellement à la fabrication de cellules photovoltaïques en couches minces à base de matériaux chalcopyrites CIGS en se focalisant surtout sur l'amélioration du rendement de conversion de ces dispositifs.

Notre mémoire comporte quatre chapitres. Nous avons commencé dans le premier chapitre par le rayonnement solaire, leurs types, nature, leur répartition spectrale, et leur propagation dans l'atmosphère terrestre et bien sûr avec une présentation de soleil et l'origine de l'énergie solaire et l'histoire de la lumière solaire.

Le deuxième concerne l'électricité solaire et leur trois grandes familles de conversion, la thermodynamique, la thermique et on'a concentrer dans ce chapitre sur l'énergie photovoltaïque, l'histoire du cette énergie, leur effet, production, contrôle, stockage et les différentes composantes d'une installation photovoltaïque.

Étant donné que nous somme intéressés à l'étude des cellules photovoltaïques à base de couches minces, le troisième chapitre a été consacré aux différentes technologies des cellules photovoltaïques, le silicium mono et poly cristalline et l'amorphe, les cellules organiques et plastique, et on'a fait une étude approfondie sur les cellules solaires en couches minces qui se composent de trois filières principales : la filière à base de silicium (amorphe et polycristallin), la filière à base de CdTe, et la filière à base de CIS et CIGS. Avec la présentation des avantages et des inconvénients de cette technologie.

Dans le quatrième chapitre nous avons présenté quelques techniques et méthodes d'élaboration, les plus utilisées, pour la technologie des cellules photovoltaïques à base de couches minces et les différentes propriétés physiques, électriques et optiques pour mieux comprendre leur comportement optoélectronique afin d'optimiser leur rendement, et on'a fait une étude sur l'influence de l'intégration des couches minces dans la technologie du photovoltaïque sur le rendement électrique des cellules solaires« exemple la cellule CIGS », tels que le dopage et l'épaisseur des différents couches ZnO/CdS/CIGS sur les performances du dispositif dans le but d'optimiser le rendement électrique avec une modélisation et simulation par logiciel MATLAB (2010) des caractéristiques (I-V) et (P-V) de cette cellule.

Chapitre I

Rayonnement solaire

I.1-Introduction

Il y a environ 4,6 milliards d'années, une énorme boule de gaz se crée : le soleil. Son diamètre est plus ou moins de 1 300 000 km soit cent fois celui de la Terre. La distance séparant cet astre de notre planète est de 149 597 870 km. Grâce à la célérité, nous savons que la lumière parvient à notre surface en 8 minutes et 19 secondes, Les rayons solaires arrivent en permanence sur Terre et chauffent la surface de notre planète. Sans cet apport d'énergie, la Terre serait glaciale. Quel est donc ce rayonnement solaire indispensable à notre planète ?

L'énergie solaire arrive sur Terre sous forme d'un rayonnement électromagnétique dont la lumière visible fait partie. Un rayonnement électromagnétique se décompose en ondes radio et millimétriques, en émissions dans l'infrarouge, le visible et l'ultraviolet et, au-delà, en rayons X et gamma. Un corps froid comme la Terre émet principalement des ondes radio, millimétriques et infrarouges, un corps chaud comme le Soleil émet sur tout le spectre. Il nous envoie un flux d'énergie dominé par la partie visible du spectre. Une partie de ce rayonnement est absorbée par l'atmosphère. Les rayonnements ultraviolets et X sont principalement absorbés au-dessus de 100 km en altitude, tandis que les rayonnements visible et infrarouge sont en partie réfléchis par l'atmosphère et les nuages.

La surface de la Terre, qui n'est pas très chaude, 15°C en moyenne, réémet une partie de l'énergie solaire qui peut être absorbée par l'atmosphère (gaz à effet de serre) et les nuages. L'énergie solaire reçue par la Terre n'est pas constante dans le temps. Le cycle solaire, d'une périodicité de 11 ans, est observé depuis des siècles à travers la variation du nombre de taches à la surface du Soleil. Le flux d'énergie émis par le Soleil ne varie cependant que d'un millième environ au cours d'un tel cycle [1].

I.2- Le soleil

Le soleil est une étoile autour de laquelle gravite la terre (figure I.1). Son énergie provient des réactions thermonucléaires de fusion de l'hydrogène en hélium. Sa température superficielle moyenne est estimée à 5800K. La surface lumineuse habituellement visible, ou photosphère, est d'environ 100 km d'épaisseur. La chromosphère est la couche inférieure de l'atmosphère solaire,

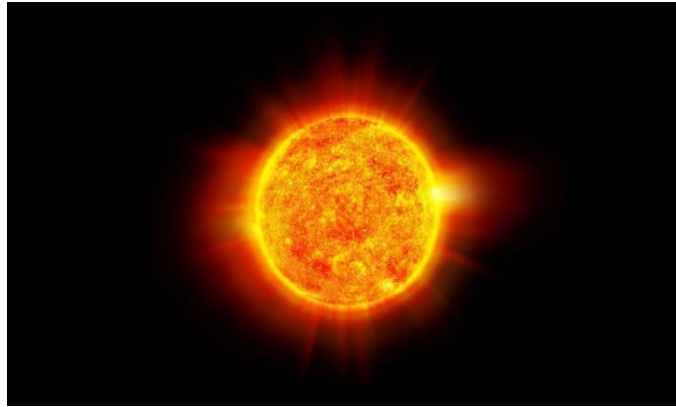


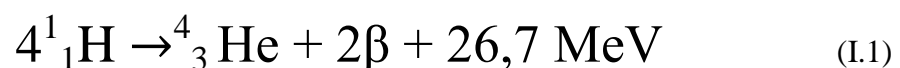
Figure I.1 : Le soleil [2]

entre la photosphère et la couronne. Les taches solaires sont des taches sombres sur la surface de la photosphère qui correspondent à des zones plus froides, elles ont une très grande diversité de forme et d'étendue. Les observateurs comme Galilée, ont vu que les taches se déplaçaient au fil du temps, toujours dans le même sens, ainsi montrant la rotation du soleil. Le globe solaire limité par la photosphère à un rayon égal à 696000km, soit environ 109 fois le rayon équatorial de la terre. Sa densité moyenne n'est que de 1,41 de sorte que sa masse est seulement 333.000 fois celle de la terre, pour un volume 1300000 fois plus important. La distance moyenne de la terre au soleil est voisine de 150 millions de km. Le rayonnement solaire met environ 8 minutes pour nous parvenir [3].

I.2.1-Origine de l'énergie solaire

Le soleil tire son énergie des réactions thermonucléaires se produisant en permanence dans son noyau, dont la température atteint 15 millions de degrés. Compte tenu des températures et des pressions énormes qui y règnent, toute la matière se trouve à l'état gazeux ou sous forme de plasma. La couche externe du soleil, la photosphère, celle qui est visible de la terre, a une température considérablement plus faible qui décroît vers l'extérieur, jusqu'à environ 5800°K.

Les réactions thermonucléaires qui se produisent dans le noyau du soleil transforment chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions de tonnes d'hélium selon l'équation suivante :



L'hydrogène qui représente 71 % de la masse dans la photosphère n'est plus présent qu'à 34 % dans la partie centrale du soleil, du fait de cette transformation permanente engagée il y a 4,5 milliards d'années. Et les 4 millions de tonnes manquantes volatilisées désintégrées.

Dans de gigantesques explosions nucléaires, le processus mis en jeu est bien compris depuis la célèbre relation d'Albert Einstein ($E = mc^2$) qui montre que toute disparition de masse (m) entraîne

une production d'énergie égale au produit de cette masse par le carré de la vitesse de la lumière. La perte de masse du soleil par unité de temps vaut $4,28.10^9$ kg /s ; et l'énergie émise par seconde par le soleil est donc d'environ $3,85.10^{26}$ MW. Sur le plan énergétique un réacteur nucléaire produit typiquement 1000 MW. Le Soleil fournit donc une puissance équivalente à celle de 4.10^{17} réacteurs nucléaires, un chiffre véritablement astronomique. Cependant, seule une petite partie de cette puissance est reçue par la terre du fait du faible angle solide sous lequel est vue notre planète à partir du soleil, environ de deux milliards de fois moins, ce qui donne un chiffre qui reste fort respectable (environ de $1,9.10^{11}$ MW). Le système terre atmosphère réfléchit environ 30 % de l'énergie solaire interceptée et absorbe les 70 % restants qui sont presque intégralement transformés en chaleur [4,5,6].

I.2.2-Présentation du soleil

Le Soleil est la seule et unique étoile du système solaire. Il représente à lui seul 99,8 % de la masse totale du système solaire. Il est composé essentiellement d'hydrogène (74 %) et d'hélium (24 %). Autour du Soleil gravite 8 planètes (Pluton n'est plus considéré comme une planète) :

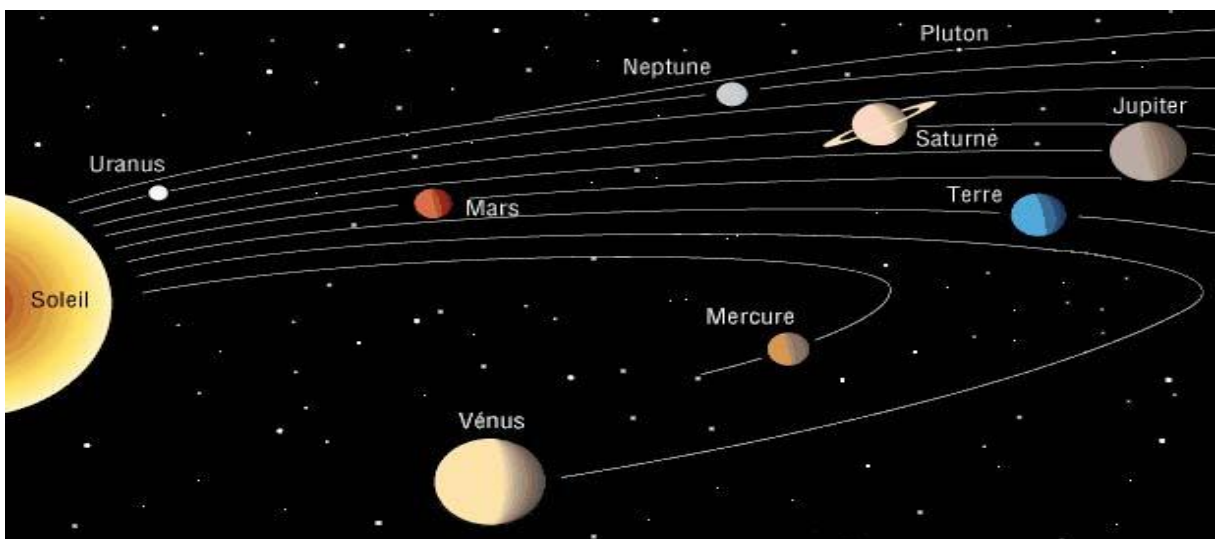


Figure I.2 : Les systèmes solaires [7]

On peut voir sur ce schéma (figure I.2), que la Terre est assez proche du Soleil. La distance Terre-Soleil est de 150 millions de km soit 1 UA (Unité Astronomique : cette distance sert de référence aux astronautes pour se repérer dans l'espace). Nous verrons par la suite que cette distance est très importante pour le développement de la Vie sur notre planète.

Le Soleil est âgée de 4,6 milliards d'années soit un peu moins de la moitié de son cycle de vie (Figure I.3) :

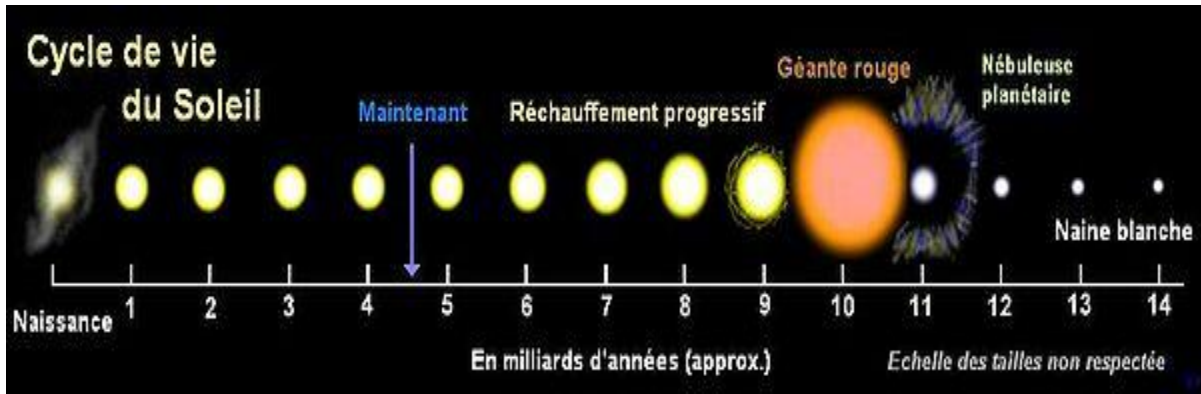


Figure I.3 : Cycle de vie du soleil[7]

Le diamètre du Soleil va donc augmenter au fur et à mesure du temps et dépassera l'orbite de la Terre, de Vénus et de Mercure.

Le Soleil est une énorme "centrale nucléaire" car la température à la surface du Soleil est de 5 800 de Kelvins ou 5 527° C (Température en Kelvins = Température en degrés Celsius + 273,15).

La température de son noyau est de l'ordre de 15 millions de Kelvins. Le Soleil fournit la chaleur et la lumière nécessaires aux êtres vivants sur Terre.

Il tire son énergie de différentes fusions nucléaires qui se produisent à l'intérieur de son noyau à partir de l'hydrogène pour aboutir, par étapes, à produire de l'hélium (figure I.4). Deux noyaux légers (le tritium et le deutérium) fusionnent pour former un noyau plus lourd, soit un noyau d'hélium qui s'accompagne souvent de l'expulsion d'un neutron.

Pour résumer, le Soleil est une source d'énergie renouvelable qui, dès l'origine même de la Vie, a fourni cette énergie que les micro-organismes marins primordiaux ont appris à exploiter pour fabriquer, grâce à la photosynthèse, de la matière organique à partir de molécules d'eau et de carbone [7][8].

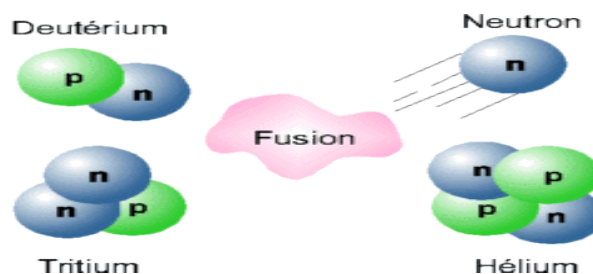


Figure I.4 : Fusion de noyau d'hydrogène [7].

I.2.3-La lumière émise par le Soleil

La lumière nous parvient sur la Terre par des particules appelées photons. Ces photons portent la lumière et la chaleur jusqu'à la Terre. Cette lumière est nécessaire pour notre Vie, car elle nous permet dans notre vie quotidienne de voir, écrire, lire.....

La lumière donne de l'éclairage qui est vitale à l'Homme et à son environnement. Aussi la lumière aide les plantes à faire la photosynthèse dont on a parlé précédemment. La lumière permet à nos yeux d'observer ce qui est autour de nous. Sans lumière, la Vie serait impossible.

Maintenant, on le sait que la Terre tourne autour du Soleil et ce phénomène se traduit par la succession des saisons. Elle tourne aussi sur elle-même ; il en résulte une alternance jours et nuits. Un lieu donné est donc périodiquement éclairé par le Soleil et cette lumière est indispensable au développement de la Vie à cet endroit. Nous en concluons logiquement que les rythmes biologiques se sont mis en place à partir de ces trois successions « saisons/jours/nuits », et que sans lumière solaire, point de Vie digne de son nom.

La lumière du Soleil source de Vie, ces sources sont on deux types :

a) Source primaire :

Le Soleil est une source primaire de lumière, il transforme une partie de son énergie nucléaire en énergie lumineuse.

b) Source secondaire :

La source secondaire est un objet où la surface éclairée renvoie dans toutes les directions une partie de la lumière qu'elle reçoit. La Terre est une source secondaire. nous avons découvert que le Soleil dégage de la lumière se dirigeant vers la Terre. Cette lumière traverse l'atmosphère jusqu'à la couche d'ozone qui entoure la Terre, le Soleil par son énergie joue un rôle important sur l'apparition de la Vie sur Terre.

Trois types d'énergie sont indispensables :

- Le rayonnement ultraviolet provenant du Soleil.
- La chaleur issue du Soleil et de la Terre (sources hydrothermales, laves).
- La foudre qui génère de grands champs électriques et favorise certaines réactions chimiques.

La chaleur sur la Terre est un phénomène très important pour développer la Vie. La formation de l'atmosphère de la Terre a également un grand rôle. Sans son existence, la température de la Terre serait à moins 18° C [7][9] .

I.2.4- L'histoire de la lumière solaire

Les premiers à s'intéresser à la lumière solaire sont les gréco-romains mais leurs découvertes leurs sont plus utilitaires que scientifiques. Par exemple, les verres ardents qui permettent d'allumer un feu en concentrant les rayons. A cette époque un conflit est né entre les atomistes qui affirment que la lumière est constituée d'atome qui s'échappe de la matière et les pythagoriciens qui eux certifient que l'œil envoie des rayons qui sondent l'espace.

Les principaux scientifiques (dis "modernes") qui ont réservé une partie de leur vie à l'étude de la lumière solaire sont :

René Descartes (1596 - 1650) : grâce aux travaux de Willbrord Snell, propose une loi de réfraction en 1637 qui est $n=c/v$ où n est l'indice de réfraction, c est la vitesse de la lumière dans le vide (299 792 458 m/s) et v est la vitesse de la lumière dans le milieu étudié. Cependant, un mathématicien persan Ibn Sahl avait déjà fait mention d'une loi de réfraction en 984 sur les miroirs ardents et les lentilles mais ce ne sont que les travaux de l'Européen qui furent retenus plus tard.

Pierre de Fermat (1601-1665) : en 1657, part du fait que la nature agit toujours le plus simplement possible. Grâce à l'indice de réfraction, il énonce que la lumière se propage d'un point à un autre sur des trajectoires telles que la durée du parcours soit extrême.

Isaac Newton (1643-1727) : décompose la lumière blanche grâce à un prisme en un spectre de couleurs, sa découverte est révolutionnaire : la couleur est issue du rayonnement solaire et n'est en fait pas dans le verre!

Christiaan Huygens (1629-1685) : évoque la théorie ondulatoire de la lumière, cette dernière serait composée d'ondes et de particules, Pour ce physicien, au contraire, la lumière est un phénomène ondulatoire : tout comme le son est une vibration de l'air, la lumière est une vibration de l'éther qui est un fluide infiniment subtil qui remplirait tout l'Univers.

Thomas Young (1773-1829) : confirme les travaux de Huygens: il fait passer de la lumière à travers deux fentes parallèles et la projette sur un écran, la lumière est diffractée et produit des franges d'interférences c'est à dire des alternances de bandes éclairées et non-éclairées, il conçoit la lumière comme une ondulation périodique oscillant à la fois dans l'espace (longueur d'onde λ) et dans les temps (période T), tout en se propageant à la vitesse c telle que $\lambda=cT$.

Joseph Von Fraunhofer (1787-1826) : L'opticien et le physicien crée un tout nouvel objet: un réseau. Il aligne une multitude de fils métalliques très rapprochés qui permettent de reproduire le spectre solaire comme un prisme. Tout comme Newton, il décompose la lumière blanche et

découvre le phénomène de renversement des raies en 1814: un atome absorbe ou émet une radiation à une longueur d'onde très précise.

Voici le tout premier spectre d'émission du soleil réalisé par Fraunhofer, composé de 570 raies (figure I.5) :

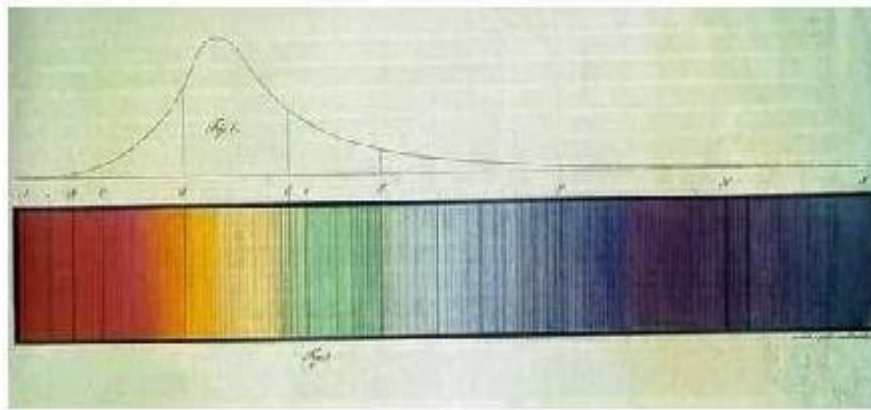


Figure I.5 : premier spectre d'émission du soleil réalisé par Fraunhofer

Albert Einstein (1879-1955) : approfondit les travaux de Newton et découvre que la lumière se comporte à la fois comme une onde et comme un flux de particules. Il introduit la notion de photon qui est une particule de lumière et de chaleur s'échappant du soleil, son énergie, en J, est calculée grâce à $\Delta E = h\nu$ avec h qui est la constante de Plank soit $h = 6,63 \times 10^{-34}$ J.s et ν est la fréquence du rayonnement monochromatique en Hertz (Hz) [10].

I.2.5-L'énergie solaire reçue sur Terre

La Terre est située à 150 millions de km du Soleil. Celui-ci émet en permanence 1026 Watts sous forme de rayonnement et la Terre reçoit 178 millions de milliard de Watt sur sa face éclairée soit 350 Watt par m^2 à l'équateur. Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique composé essentiellement:

- * de lumière visible de longueur d'onde comprise entre 400nm et 800 nm ;
- * de rayonnement infra- rouge (IR) de longueur d'onde inférieure à 400 nm ;
- * de rayonnement ultra- violet (UV) de longueur d'onde supérieure à 800nm.

Sur Terre, l'atmosphère (via le dioxyde de carbone, l'ozone, la vapeur d'eau...) absorbe une grande partie des IR et des UV et un peu de la lumière visible. Ainsi plus l'épaisseur d'atmosphère traversée est importante, plus la quantité d'énergie solaire reçue par le sol est faible. Quand on se rapproche des pôles, les rayons sont plus inclinés : la même quantité d'énergie se répartie sur une plus grande surface. C'est pourquoi le rayonnement solaire par unité de surface reçu diminue de

l'équateur vers les pôles (ceci, avec l'inclinaison de l'axe de la Terre, est à l'origine du phénomène des saisons).

L'énergie solaire est également réduite:

- * par l'alternance des jours et des nuits.
- * par la couverture nuageuse (celle-ci réduit à 50 % l'énergie solaire).
- * par la variation saisonnière [11].

I.3- Rayonnement solaire

I.3.1-Définition de rayonnement solaire

C'est la quantité d'ondes lumineuses qui arrivent sur une surface d'environ 1 m², le rayonnement solaire est caractérisé par différentes grandeurs, essentiellement l'énergie totale envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre, appelée "constante solaire" et les diverses altérations et atténuations (aléatoires) que subit le rayonnement solaire, durant la traversée de l'atmosphère terrestre[12], Il y a principalement quatre types de rayonnement (figureI.6) : le rayonnement direct émis uniquement par le soleil, le rayonnement diffusé par les molécules atmosphériques, le rayonnement global qui est l'ensemble des rayonnement reçus du ciel et enfin le rayonnement total qui est la somme de ce rayonnement global, de son albédo et de l'émission de la surface terrestre plus le rayonnement réfléchi ou émis par la surface terrestre [13] .

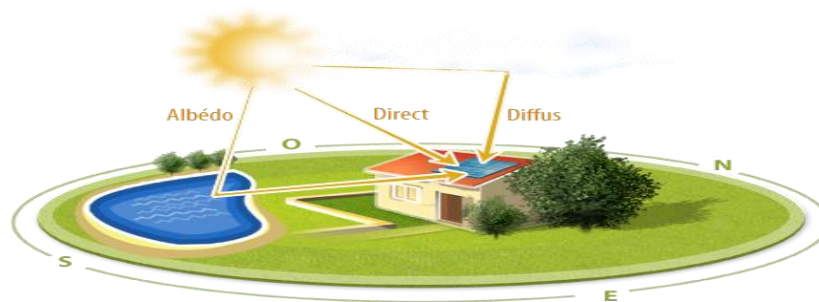


Figure I.6 : Les types de rayonnement solaire [19]

I.3.2- Les différents types de rayonnement solaire

a) Rayonnement direct

Ce sont des rayons qui proviennent de l'atmosphère mais ce sont surtout les rayons UV du Soleil qui sont mesurés par un pyréliomètre : Instrument fort compliqué, le pyréliomètre (du grec "hélios" qui veut dire "Soleil») sert à recueillir la puissance émise par le Soleil. Cet instrument est utilisé pour déterminer les indices UV du Soleil pendant la saison estivale.

En calculant d'après la loi de Stefan (physicien Autrichien 1835-1893) la puissance émise par les rayons du Soleil, on peut déterminer l'indice UV du Soleil de prévu pour le lendemain [12] :

$$e = \sigma.S.(T^2)^2 \quad (I.3)$$

σ : constante de Stefan qui vaut $5,67.10^{-8} \text{ W.M}^{-2}.\text{K}^{-4}$

S : surface émettrice en m^2

$(T^2)^2$: température de l'air ambiant en Kelvin K .

b) Rayonnement diffus

Ce sont des rayons qui proviennent de l'atmosphère qu'il fasse beau ou pas ; des rayons lumineux issus du soleil traversent les nuages et se diffusent sur toute la surface de la Terre (d'où son nom).

Nous pouvons mesurer la longueur d'onde grâce à un pyranomètre qui protège du Soleil pour éviter de mesurer les rayons UV que nous allons voir dans le rayonnement direct. Les rayons de l'atmosphère pénètrent à l'intérieur du couvercle pour alimenter la batterie et pour donner par l'intermédiaire d'un câble électrique la puissance émise par les rayons de l'atmosphère. Cet instrument est surtout utilisé pour étudier le réchauffement climatique de la Terre .

Si vous n'avez pas de pyranomètre, alors utilisez la loi de Wien (physicien allemand 1864-1928) qui s'écrit [12] :

$$\lambda = b / T \quad (I.2)$$

λ : longueur d'onde des rayons lumineux en m .

b : constante de Wien qui vaut 2897.10^{-6} m.K .

T : température de l'air ambiante en Kelvin K

c) Rayonnement global

Le rayonnement global sur une surface quelconque au voisinage du sol est la somme de ces deux rayonnements :

$$\text{Rayonnement global} = \text{rayonnement diffus} + \text{rayonnement direct}$$

d) L'albédo

L'albédo est une valeur physique qui permet de connaître la quantité de lumière solaire incidente réfléchiée par une surface. Concernant le climat, cette variable est importante car elle exprime la part de rayonnement solaire qui va être renvoyée par l'atmosphère et la surface terrestre vers l'espace et qui donc ne servira pas à chauffer la planète.

L'albédo est une grandeur sans dimension. Sa valeur s'exprime soit par un pourcentage entre 0% et 100%, qui est donc le pourcentage de lumière réfléchiée par rapport à la quantité reçue, soit par un chiffre entre 0 et 1, qui est la fraction de la lumière réfléchiée.

Ainsi une surface parfaitement blanche réfléchit toute la lumière et son albédo est de 100%. A l'inverse, une surface parfaitement noire ne réfléchit aucune lumière, donc absorbe l'intégralité du rayonnement solaire qu'elle reçoit. Son albédo est de 0%.

Par exemple, les océans ont un albédo compris entre 5 et 10%; le sable entre 25 et 40%; la glace environ 60%; la neige épaisse et fraîche jusqu'à 90%. Les continents, qui ont un albédo plus élevé que celui des océans, apparaissent plus clairs sur les photos satellite que les océans qui, eux, apparaissent noirs. Toutes surfaces confondues, l'albédo moyen terrestre est de 30%.

La fonte de la banquise ou les variations d'occupation des sols, comme dans les cas de déforestation massive, entraînent une modification de l'albédo, ce qui contribue à modifier les échanges d'énergie sur la planète, et donc influe sur le climat. Des changements dans la couverture nuageuse entraînent des modifications de l'albédo de la planète et de la transmission du rayonnement infrarouge, donc de l'effet de serre, ce qui contribue aussi à modifier les échanges de chaleur et d'eau sur la planète [14].

e) Rayonnement total

$$\text{Rayonnement total} = \text{rayonnement global} + \text{l'albédo} + \text{rayonnement émis par la surface terrestre}$$

I.3.3- Nature de rayonnement solaire

L'énergie émise par le soleil nous parvient sous forme de rayonnements électromagnétiques se propageant à la vitesse de la lumière et dont l'ensemble forme le rayonnement solaire, qui constitue la seule source externe notable d'énergie pour l'atmosphère. La théorie corpusculaire de Max Planck prévoit que tout rayonnement de fréquence (ν) peut être considéré comme un flux de photons dont l'énergie élémentaire (E) est directement proportionnel à cette fréquence

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I.4})$$

Où

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

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

λ : La longueur d'onde.

De ce fait, ce sont les rayonnements de courte longueur d'onde (ou de haute fréquence) qui sont les plus énergétiques; la plus grande partie de l'énergie solaire est cependant rayonnée dans les domaines ultraviolet, visible et proche infrarouge. 99,2 % de l'énergie solaire hors atmosphère se trouve entre 200 nm et 4 μm . Au sol, par suite de l'absorption du rayonnement solaire par la vapeur d'eau, le spectre est limité à 2,5 μm environ [4][5].

I.3.4- Répartition spectrale de rayonnement solaire

Les photons ne sont pas émis en même quantité par le soleil quelle que soit la longueur d'onde. Si l'on mesure l'énergie associée à chaque gamme de longueurs d'onde dans le rayonnement solaire, on observe que celle-ci est très faible pour des longueurs d'onde inférieures à 0,2 μm et pour des longueurs d'onde supérieures à 4 μm , mais aussi qu'elle passe par un maximum autour de 0,5 μm correspondant au jaune (qui est bien la couleur dominante de l'astre solaire) (figure I.7).

Il est intéressant de remarquer que sur le plan d'émission du rayonnement, le soleil se comporte de façon similaire à un corps noir à une température de presque de 6000°K. La terre et son atmosphère jouent un rôle de transformateurs de l'énergie solaire, qu'elles reçoivent principalement sous forme de rayonnement de courtes longueurs d'ondes et qu'elles réémettent vers l'espace essentiellement sous forme de rayonnement infrarouge [4,5].

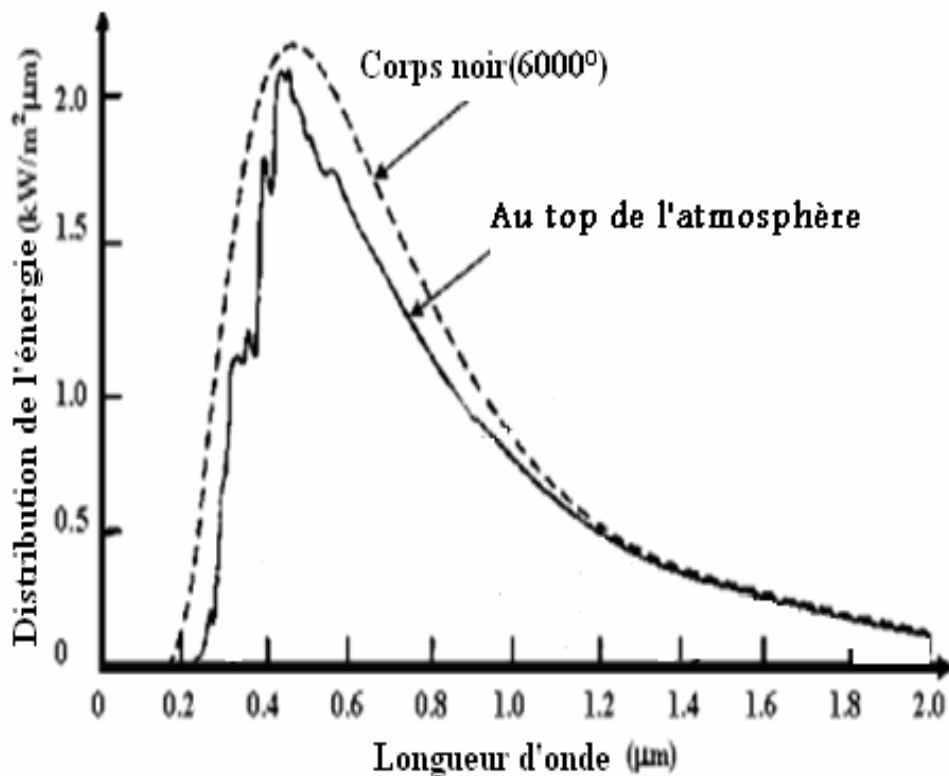


Figure I.7 : Le spectre solaire [5]

I.3.5- La constante solaire

La terre reçoit pratiquement toute son énergie du soleil, sous la forme d'un rayonnement électromagnétique. Son contenu total de chaleur ne change significativement pas avec le temps, indiquant en général un équilibre entre le rayonnement solaire absorbé et le flux de rayonnement diffus émis par la planète. À l'extérieur de l'atmosphère terrestre il n'y a pas de composante diffuse du rayonnement solaire mais seulement la composante directe. Pour une distance moyenne entre la terre et le soleil. L'irradiation émise par le soleil à la terre aboutit à une intensité presque fixe dite constante solaire qui est de 1360 w/m^2 (Monteith 1962).

La constante solaire est l'énergie solaire reçue par unité de temps et par unité de surface d'une superficie perpendiculaire à la direction de propagation du rayonnement solaire. Les mesures faites avec une variété d'instruments ont donné la valeur 1353 w/m^2 estimée avec une erreur de $\pm 1.5\%$. La commission des instruments et des méthodes d'observation (CIMO) de l'Organisation météorologique mondiale (OMM) a adopté en octobre 1981 la valeur 1367 w/m^2 avec une incertitude de 1% . À présent la meilleure valeur disponible de la constante solaire est 1360 w/m^2 (Frochlich et 1981 Werhli) [5].

I.4- Propagation du rayonnement solaire dans l'atmosphère

Lorsque le rayonnement solaire se propage dans l'atmosphère, il interagit avec les constituants gazeux de celle-ci et avec toutes les particules présentes en suspension (aérosols, gouttelettes d'eau et cristaux de glace). Les particules dont on parle ici ont des dimensions variant du centième de μm à quelques centaines de μm . Le rayonnement solaire peut être réfléchi, diffusé ou absorbé.

a) Réfléchi par la surface terrestre :

C'est-à-dire renvoyé dans une direction privilégiée (réflexion dite spéculaire) ou de manière diffuse. Le sol réfléchit plutôt le rayonnement de manière diffuse et anisotrope.

b) Diffusé :

C'est-à-dire renvoyé dans toutes les directions. Le phénomène de diffusion se produit dans un milieu contenant de fines particules ou des molécules et dépend fortement de la taille des particules considérées. Par exemple, l'influence des molécules est plus intense pour les courtes longueurs d'onde (bleu) que pour les grandes (rouge), en raison de la loi de diffusion de Rayleigh en λ^{-4} , où λ est la longueur d'onde. C'est la raison pour laquelle la voûte céleste apparaît en général bleue et le Soleil couchant rougeâtre (les rayonnements violet et bleu ayant été diffusés). Les molécules diffusent la lumière dans toutes les directions; cependant, deux directions sont privilégiées : la diffusion avant et la diffusion arrière. Pour les particules les plus grosses (cas des gouttelettes de nuages), la diffusion se fait majoritairement en avant.

c) Absorbé par les composants gazeux de l'atmosphère :

Cette absorption est dite sélective, car elle s'opère pour des valeurs de longueur d'onde bien précises. Elle est due essentiellement à la vapeur d'eau, à l'ozone, au dioxyde de carbone et, à un degré moindre, à l'oxygène. On appelle rayonnement solaire direct celui qui arrive au sol sans avoir subi de diffusion. Le spectre du rayonnement solaire direct reçu à la surface terrestre s'éloigne de façon notable du rayonnement atteignant la limite supérieure de l'atmosphère, en particulier du fait de l'absorption par les constituants gazeux de l'atmosphère (figure I.8). Dans certaines bandes de longueur d'onde, le rayonnement est atténué ou même annulé. Les principales bandes d'absorption sont dues à l'ozone entre 0,2 et 0,3 μm (dans le domaine ultraviolet), au dioxyde de carbone autour de 2,75 μm et 4,25 μm , mais surtout à la vapeur d'eau dont l'absorption est prépondérante (en particulier autour de 0,9 μm , de 1,1 μm , de 1,4 μm , de 1,9 μm , de 2,4 à 2,9 μm et de 3 à 4 μm) et qui module principalement l'allure du spectre solaire reçu au sol [11].

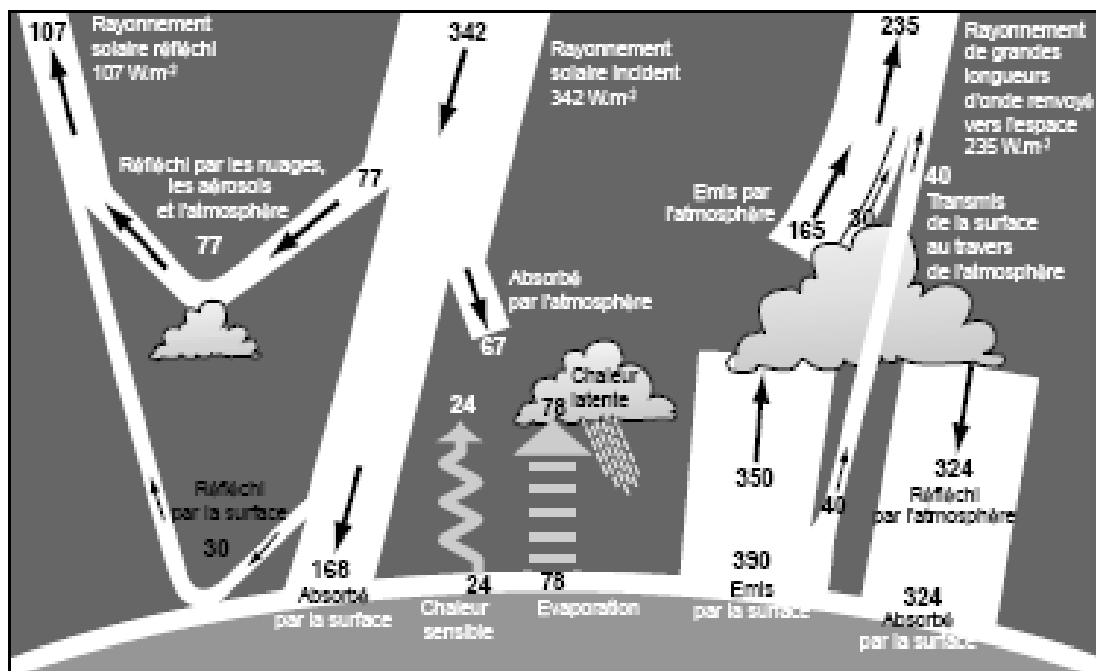


Figure I.8 : Les échanges énergétiques moyens entre la surface terrestre, l'atmosphère et l'espace. Les valeurs de rayonnement sont indiquées en $(W.m^{-2})$ [11].

I.4.1- Formation de l'atmosphère terrestre

Durant le processus de refroidissement de la terre d'énormes quantités, de méthane, d'ammoniac, de gaz carbonique, et d'eau furent rejetées du noyau de la terre vers l'extérieur, ainsi c'est formé la première atmosphère. En agissant comme une serre cette atmosphère réduit la perte de chaleur de la terre vers l'espace et notre planète demeura ainsi assez chaude pour que puisse naître la vie.

Après environ 4.5 milliards d'années la vapeur d'eau s'est condensée donnant naissance à la formation des océans. Le gaz carbonique se combina à des minéraux et fut absorbé par les océans et fut utilisé par les premiers êtres vivants. L'azote est resté dans l'atmosphère à cause de sa faible réaction avec les autres constituants. Il y a 3 milliards d'années l'atmosphère contenait peu d'oxygène, c'est par des réactions chimiques compliquées entre le méthane, l'ammoniac, l'eau, et le rayonnement solaire que s'est formée une couche d'ozone, cette couche joue un rôle important dans l'évolution de la vie sur terre puisqu'elle empêche les rayons solaires nuisibles d'atteindre la terre. Les premières plantes apparurent il y a 2 milliards d'années et transformèrent une grande partie du gaz carbonique en oxygène, Ce processus se poursuit toujours et l'atmosphère d'aujourd'hui contient environ 78% d'azote et 21% d'oxygène. L'atmosphère actuelle est composée d'un mélange de gaz et de particules, elle est très mince de sorte qu'on peut représenter son épaisseur

relativement à la terre comme la pelure d'une pomme relativement à l'ensemble du fruit. C'est la force d'attraction qui retient l'atmosphère autour du globe [15].

I.4.2-Régions atmosphérique

La terre est entourée d'une mince couche gazeuse : l'atmosphère. L'atmosphère joue le rôle de bouclier protecteur pour toutes les espèces vivantes qui habitent à la surface du globe. En outre, elle les isole de l'espace glacé et menaçant et les protège des rayons ultraviolets.

L'organisation mondiale de la météorologie (OMM) définit quatre zones successives pour l'atmosphère à savoir la troposphère, la stratosphère, la mésosphère et la thermosphère, Ce sont les variations verticales de la température de l'air qui définissent la division de l'atmosphère en ces quatre grandes régions [15].

I.4.2.1- La troposphère

C'est la couche atmosphérique la plus proche du sol, dans laquelle nous vivons. Son épaisseur varie de 7 kilomètres de hauteur au-dessus des pôles, 18 kilomètres au-dessus de l'équateur et environ 13 kilomètres selon les saisons, dans la zone tempérée. La température diminue à mesure qu'on s'élève dans la troposphère, c'est-à-dire à mesure qu'on s'éloigne du sol, atteignant 56°C à la tropopause (zone séparant la troposphère de la stratosphère); l'air près du sol est plus chaud qu'en altitude car la surface le réchauffe.

I.4.2.2-La stratosphère

C'est la couche atmosphérique au-dessus de la troposphère, dans la stratosphère on trouve la couche d'ozone. Sa formation il y a 3 milliards d'années, a permis le développement de la vie sur notre planète. Car elle filtre une partie des rayons ultraviolets du soleil qui sont extrêmement nocifs pour tout être vivant. Cette absorption provoque un dégagement d'énergie se forme de chaleur. C'est pourquoi la température augmente lorsqu'on s'élève dans la stratosphère. Les équations chimiques suivantes décrivent la formation de la molécule d'ozone.

I.4.2.3- La mésosphère

Elle se trouve juste au-dessus de la stratosphère. Dans cette couche, la température recommence à décroître avec l'altitude pour atteindre un minimum de -80 degrés Celsius à une altitude d'environ 80 kilomètres. Les poussières et particules qui proviennent de l'espace (les

météores) s'enflamment lorsqu'elles entrent dans la mésosphère à cause de la friction de l'air. Ce phénomène nous apparaît sous la forme « d'étoiles filantes ».

I.4.2.4-La thermosphère

C'est la couche la plus haute. Dans cette couche, la température augmente avec l'altitude et peut atteindre environ 100 degrés Celsius. La thermosphère atteint des milliers de kilomètres d'altitude et disparaît graduellement dans l'espace. La partie inférieure de la thermosphère réfléchit les ondes courtes (ondes radio), elle s'appelle l'ionosphère.

I.4.3-Composition de l'atmosphère terrestre

Pour caractériser la composition de l'atmosphère il faut considérer à trois régions sont ainsi définies : l'homosphère (qui comprend la troposphère, la stratosphère et la mésosphère) dans laquelle la composition de l'air est uniforme et invariable en première approximation, l'hétérosphère dans laquelle la composition de l'air a une variation verticale et la protosphère formée exclusivement de protons et d'électrons libres, seule l'homosphère intervient dans les phénomènes de propagation du rayonnement solaire car elle contient les principaux éléments qui modifient la composition spectrale de la lumière, à savoir, l'air sec, la quasi-totalité de l'eau atmosphérique et les aérosols.

Ce découpage en trois groupes n'est pas hasardeux, les radiations solaires pénétrant dans l'atmosphère sont affectés par chacun de ces groupes, en outre la composition en eau et en aérosols varie fortement en fonction du temps et du lieu tandis que la présence des constituants de l'air sec est moins aléatoire. À ces trois ensembles on ajoute un quatrième, défini par la couverture nuageuse composée principalement d'eau sous divers états, les nuages modifient le rayonnement solaire de façon notable et particulière.

Pour donner un exemple global de la composition de l'atmosphère on retient le tableau (I-1) déterminé en 1976 aux États-Unis par le US Standard Atmosphere, il détaille les quantités d'éléments présents dans l'atmosphère en distinguant les constituants permanents de ceux dont la composition varie largement, remarquant que l'azote et l'oxygène et l'argon représentent 99.9% de gaz permanents. Le gaz carbonique est classé parmi les gaz permanents alors que sa composition varie selon les activités naturelles et industrielles [16][5].

Tableau I.1 : Composition de l'atmosphère près de la surface [16]

composition de l'atmosphère			
Constituants permanents		Constituants variables	
Constituants	%volume	Constituants	% volume
Azote (N ₂)	78,084	Vapeur d'eau (H ₂ O)	0-0,04
Oxygène (O ₂)	20,948	Ozone (O ₃)	0-12. 10 ⁻⁴
Argon (Ar)	0,934	Dioxyde de soufre (SO ₂) [*]	0,001.10 ⁻⁴
Dioxyde de carbone (CO ₂)	0,033	Dioxyde d'azote (NO ₂)	0,001.10 ⁻⁴
Néon(Ne)	18,18.10 ⁻⁴	Ammoniac (NH ₃) [*]	0,004.10 ⁻⁴
Hélium (He)	5,24.10 ⁻⁴	Monoxyde d'azote (NO) [*]	0,0005.10 ⁻⁴
Krypton (Kr)	1,14.10 ⁻⁴	Sulfate d'hydrogène (H ₂ S) [*]	0,00005.10 ⁻⁴
Xénon (Xe)	0,089.10 ⁻⁴	Vapeur d'acide nitrique (HNO ₃)	traces
Hydrogène (H ₂)	0,5 .10 ⁻⁴	chlorofluorocarbones	traces
Méthane (CH ₄)	1,5 .10 ⁻⁴		
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	0,27.10 ⁻⁴		
Monoxyde de carbone (CO)	0,19.10 ⁻⁴		
* concentrations près de la surface, données d'après U.S Standard Atmosphère, 1976			

• L'air sec atmosphérique

Il se compose essentiellement de quatre éléments : l'azote, l'oxygène, l'argon et le dioxyde decarbone, appelés gaz permanents, dont la concentration varient en fonction de la latitude, du vent, du site (plus au mois urbain) ainsi que de la saison. Malgré sa faible concentration, l'ozone est un autre constituant de l'air sec qu'il faut prendre en considération dans les phénomènes d'absorption spectrale, en effet la plus parts des radiations ultraviolettes sont absorbées par cetélément, protégeant ainsi la terre de ces radiationsà grande énergie.

• L'eau

L'eau présente dans l'atmosphère est principalement localisée dans les 10 kilomètres Inférieures de l'atmosphère. Elle provient de l'évaporation de l'eau à la surface de la terre, des océans, des mers principalement, mais aussi de la couverture végétale, sa concentration varie largement géographiquement et temporellement. On trouve l'eau atmosphérique à l'état de gaz mélangé à l'air (vapeur) mais également sous forme liquide et solide dans les nuages, son influence sur lerayonnement solaire est importante et il convient de déterminer sateneur dans l'atmosphère.

Pour cela on s'intéresse à l'épaisseur optique totale de vapeur d'eau sur le site concerné, c'est-à-dire la masse totale de vapeur d'eau contenue dans un cylindre de section unité. On l'exprime en hauteur d'eau équivalente sous le nom d'hauteur d'eau précipitable avec la convention que 1 cm d'eau précipitable représente 1g/cm². La hauteur d'eau précipitable dépend de la capacité de l'air à contenir de la vapeur d'eau, donc de son humidité relative et de sa température, plusieurs formulations sont proposées pour le calcul de la hauteur d'eau précipitable dont on cite celle de Lekner [16].

$$W = 0.00493 \frac{R}{273 + T} \exp\left(26.23 - \frac{5416}{273 + T}\right) \quad (\text{I.5})$$

W : Hauteur d'eau précipitable (cm)

R : Humidité relative de l'air (%)

T : Température de l'air (°C)

La hauteur d'eau précipitable est très variable, de 0.1 à 1cm aux pôles et dans le désert où l'air est sec, de 2 à 5cm en climat tempéré et supérieurs à 5cm en climat tropical.

• Les aérosols

Les aérosols sont toutes les particules en suspension dans l'air provenant des activités industrielles et naturelles variées: les pollens, cristaux de sels marins, sable apporté par le vent, les éruptions volcaniques, les poussières de météorites, etc.

Les dimensions des aérosols varient de quelques nanomètres à la centaine de micromètres. Elles sont sensiblement supérieures aux molécules d'air sec et comparables aux longueurs d'ondes des rayonnements lumineux. Ces aérosols sont repartis dans deux couches: l'une troposphérique de 1 à 3 km d'altitude affectée essentiellement par les tempêtes de poussières naturelles et les productions humaines, l'autre stratosphérique de 15km à 25km d'altitude affectée par les éruptions volcaniques et les sources cosmiques.

En 1906 Angstrom propose une formulation du coefficient d'atténuation tenant compte de la taille des particules et de leur quantité; elle s'applique aux aérosols, qu'ils soient secs ou bien humides [16]

$$\tau_\lambda = \beta \cdot \lambda^{-\alpha} \quad (\text{I.6})$$

α : caractérise la taille moyenne des particules atmosphériques. Il décroît avec leur diamètre de 4 (particules très fines comme les molécules de l'air sec) à 0 (pour les très larges particules).

β : représente la quantité de particules présentes dans une colonne verticale: il est appelé le facteur de trouble d'Angstrom sa valeur varie entre 0 et 0.5.

- **Les nuages**

Les nuages modifient radicalement le comportement du rayonnement solaire, alors il est important de les distinguer du reste de l'atmosphère. Les nuages sont des formations d'amas de vapeur, de gouttes, de corps solides à base d'eau, ils sont créés par refroidissement des masses d'air en altitude par condensation d'air ascendant la quantité de vapeur contenue dans l'air dépend de sa température, plus elle est élevée plus, l'air peut contenir de la vapeur, à chaque température correspond un certain "seuil de saturation" au-delà duquel cette vapeur passe à l'état liquide c'est le processus de condensation.

La taille des amas d'eau est variable de quelques micromètres (vapeur d'eau fine d'un brouillard) à quelques centaines de micromètres (grosses gouttelettes), voire plusieurs millimètres pour les gouttes et grain de glace. Outre la diversité des particules, c'est d'avantage leur concentration qui diffère du reste de l'atmosphère sans nuages c'est également ce qui les distingue des aérosols.

I.5- Influence des constituants atmosphériques sur le rayonnement solaire

I.5.1- Généralité

Après son voyage dans l'espace le rayonnement solaire atteint l'atmosphère, une certaine quantité de ce rayonnement est absorbée par l'atmosphère, les nuages et les particules en suspension dans l'atmosphère, une autre partie est réfléchie dans l'espace et une certaine quantité est absorbée par la surface de la terre. La surface de la terre renvoie aussi une certaine partie sous forme d'un rayonnement de différentes longueurs d'ondes en raison de la température superficielle de la terre. Environ 70% du rayonnement solaire total reste dans la surface de la terre et dans l'atmosphère. La rotation de la terre autour de son axe produit des variations horaires dans l'intensité du rayonnement reçue par un emplacement donné pendant le jour et aboutit même à l'extinction complète pendant la nuit.

En passant par l'atmosphère, le rayonnement solaire est partiellement dispersé dans toutes les directions, partiellement absorbé et partiellement réfléchi, par les gaz atmosphériques, les aérosols et les gouttelettes de nuage. Le rayonnement dispersé atteignant la surface de la terre constitue ce qu'on appelle le rayonnement diffus. À nouveau, une partie de ce rayonnement diffus

revient en arrière dans l'espace, alors qu'une partie atteint la surface de la terre sous forme d'un rayonnement, direct, diffus et réfléchi [5] (figure I.9).

Le rayonnement direct comme son nom l'indique est le rayonnement solaire reçu à n'importe quel point sur terre directement du soleil sans aucune perturbation.

Le rayonnement réfléchi est principalement renvoyé par la surface réceptrice, cette composante est plus importante dans des régions montagneuses.

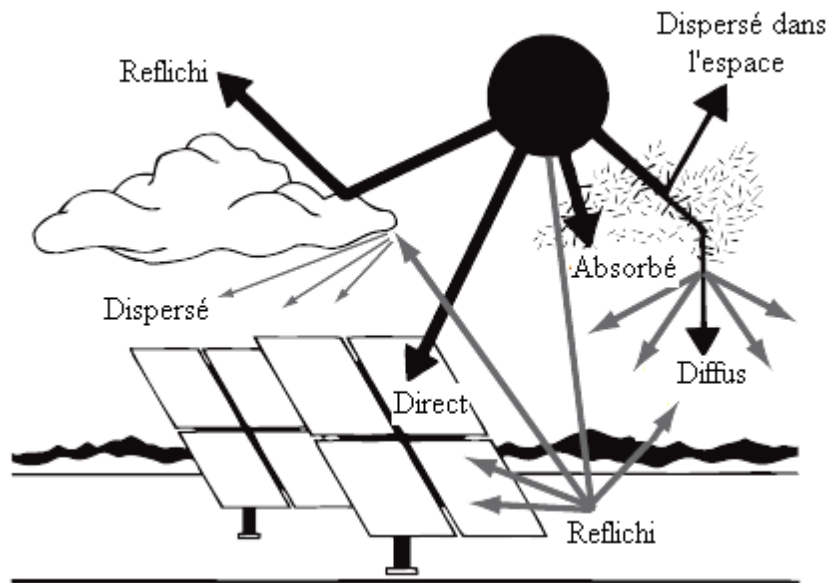


Figure I.9: Composantes du rayonnement solaire [17]

La quantité de rayonnement solaire atteignant n'importe quel point de la surface de la terre dépend de la position de ce point, du moment de l'année, de la diffusion atmosphérique, de la couche des nuages et de la forme et la réflectivité de la surface réceptrice.

I.5.2- Masse atmosphérique

L'intensité d'absorption et de diffusion que subit le rayonnement solaire à la traversée de l'atmosphère est liée à la quantité de molécules rencontrées par ce rayonnement (figure I.10), la loi de transmission est donnée par la relation suivante [15].

$$AM = \frac{P}{1013} \cdot \frac{1}{\sin(h)} \exp\left(-\frac{y}{7.8}\right) \quad (I.7)$$

P: pression de l'air (N/m²)

h: hauteur solaire, sur l'horizon (h=90° au zénith)

y: altitude en (km)

Dans les conditions normales ($p=1013 \text{ N/m}^2$) et au niveau de la mer ($y=0$), l'expression de la masse atmosphérique est simplifiée à.

$$AM = 1 / \sin (h) \quad (I.8)$$

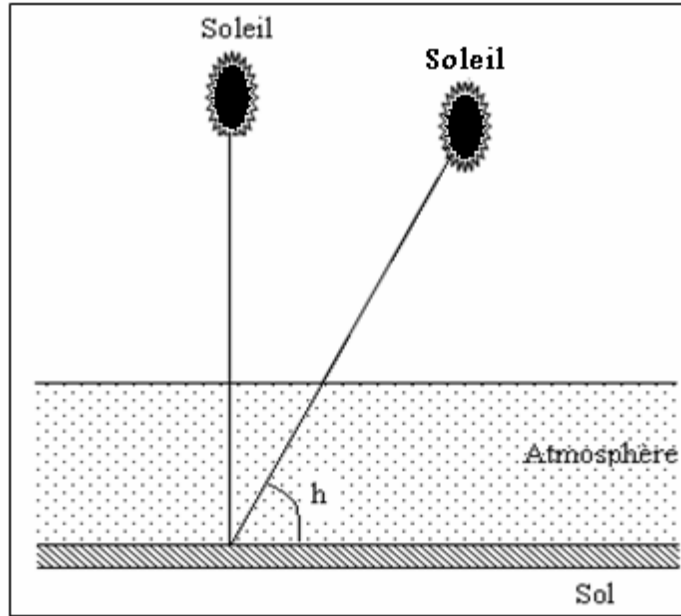


Figure I.10 : Définition de la masse d'air

Ainsi lorsque le soleil est au zénith on a AM_1 , avec un soleil à 30° sur l'horizon on aura AM_2 et pour le soleil à 48° le AM est de 1.5 ; par convention AM_0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère, le tableau (I.2) donne la constante solaire (I_0) en fonction du nombre d'air masse.

Tableau I.2 : La constante solaire en fonction du nombre d'air masse pour une atmosphère de type méditerranéen [15]

AM	0	1	1.5	2	3	4	5
I_0 (W/M^2)	1353	931	834	755	610	530	430

I.6- Conclusion

A travers les quelques arguments scientifiques présentés dans ce chapitre, nous constatons l'importance du Soleil dans notre existence. Ainsi tous les travaux scientifiques montrent que le Soleil est la source de la vie sur terre et qu'il l'a rythmé depuis son origine, alors il est important de faire une étude préliminaire du rayonnement solaire qui est longtemps étudié et encore de nos jours. On plus il est essentiel à la survie de l'homme notamment grâce à la source de chaleur.

Le rayonnement solaire est influencé par deux principaux paramètres, en premier lieu on trouve les constituants de l'atmosphère, qu'ils soient permanents ou ceux dont la composition varie largement avec les activités de l'homme, et en second c'est le mouvement de la terre.

Chapitre II

L'électricité solaire

II.1- Introduction

L'énergie solaire est une source d'énergie accessible à tous (industriel collectivités et particuliers). Grâce à celle-ci, il est possible de produire trois types d'énergies : l'énergie calorifique avec les installations solaires thermiques (chauffe-eau solaire ou climatiseur solaire), l'énergie électrique avec les installations solaires photovoltaïques qui nous parle sur lui largement dans ce chapitre, et le solaire à concentration thermodynamique [20].

L'électricité photovoltaïque a dans un premier temps été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour par exemple des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme les calculatrices, les montres et d'autres objets d'utilisation courante. En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec

L'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité.

Cette évolution constante a été rendue possible grâce aux recherches fondamentales menées dans le domaine des matériaux photovoltaïques, mais aussi par l'amélioration progressive des dispositifs de gestion de cette énergie menée en parallèle. En effet, l'électricité photovoltaïque est une source d'énergie intermittente, à caractère non-linéaire et dépendante de nombreux paramètres comme l'irradiance et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries ou dans tout autre moyen de stockage en cours de développement, soit en la renvoyant sur le réseau électrique public [21].

Une cellule photovoltaïque convertit une partie de l'énergie solaire en énergie électrique. Une cellule photovoltaïque est donc un transducteur qui, dans la majorité des cas, utilise le rayonnement solaire qui Nous avons parlé sur lui largement dans le premier chapitre.

II.2- Les différentes conversions d'énergie solaire

Il existe principalement trois façons d'utiliser directement l'énergie solaire : La thermodynamique, la thermique et le photovoltaïque.

II.2.1-Solaire à concentration thermodynamique

Le solaire à concentration thermodynamique est une technologie qui utilise des miroirs qui concentrent l'énergie solaire vers un tube contenant un fluide caloporteur qui chauffe jusqu'à une température pouvant atteindre 500°C. La chaleur obtenue est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine couplée à un alternateur qui produit de l'électricité. L'un des grands avantages de cette technologie provient du fait que la chaleur peut être stockée, permettant ainsi aux centrales solaires de produire de l'électricité pendant la nuit. Les miroirs qui collectent l'énergie solaire (placés à 3 ou 4 mètres du sol) forment une zone d'ombre sur le sol, cependant il arrive suffisamment de lumière pour cultiver des fruits ou des légumes. Une partie de l'eau douce formée sur place par condensation en sortie de turbine, peut être utilisée pour l'arrosage, exemples de modules à concentration thermodynamiques (figure II.1) [22].



Capteurs thermodynamique cylindro-paraboliques



Capteurs thermodynamique paraboliques

Figure II.1 : Deux exemples de modules à concentration thermodynamique

II.2.2-Solaire thermique

Le principe de l'énergie thermique consiste à transformer le rayonnement solaire en énergie thermique grâce à un fluide qui circule dans des panneaux exposés au soleil, figure(II.2), Cette forme de conversion d'énergie peut être directe si on veut uniquement chauffer de l'eau sanitaire. Par contre, si on veut générer de l'électricité, il faudra utiliser des générateurs qui convertissent l'énergie thermique générée en électricité (par exemple, moteurs à air chaud).



Figure II.2 : Deux exemples de modules thermiques

Le principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique est montré par la figure (II.3). Pour commencer, le rayon solaire traverse une plaque de verre transparente ; le rayon lumineux sera alors absorbé après avoir passé la plaque de verre, par une plaque de métal noir qui absorbera environ 80 à 90% des rayons solaires. Puis, la chaleur ainsi générée est transmise à un circuit d'eau qui alimente un circuit secondaire qui, à son tour, alimente une habitation en eau sanitaire ou en chauffage.

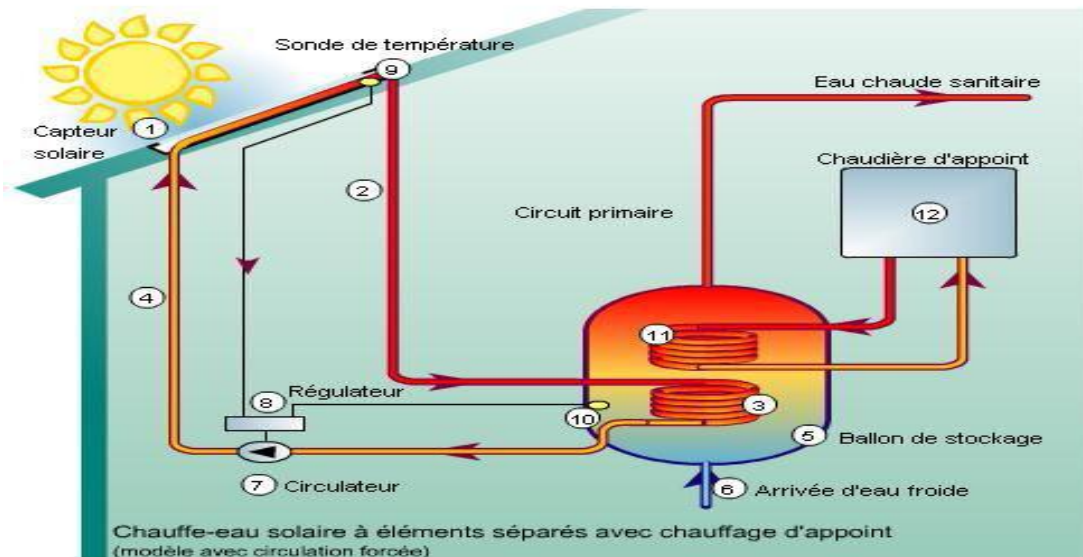


Figure II.3 : Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique

La composition d'un panneau solaire thermique est montrée dans la figure (II.4). Il est composé d'un corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant ; un système de refroidissement par le fluide caloporteur (transportant l'énergie) ; un isolant thermique situé sur les faces non exposées au rayonnement et une couverture transparente sur la face exposée, destinée à assurer l'effet de serre à l'intérieur du capteur.

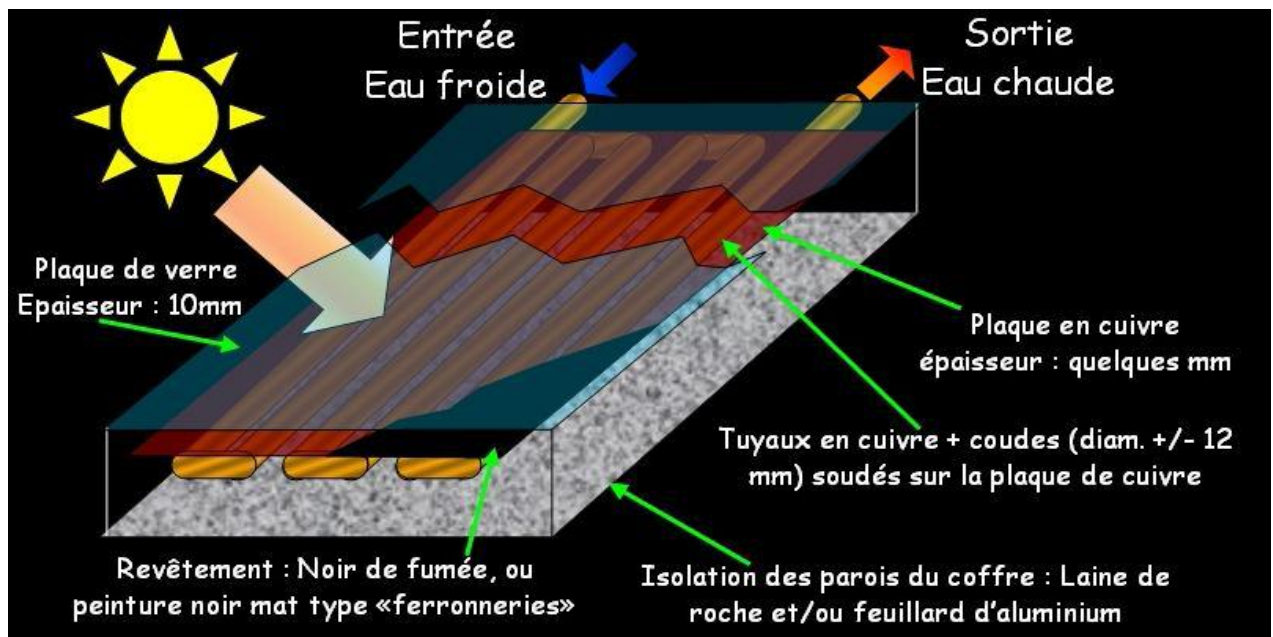


Figure II.4 : Composition d'un panneau solaire thermique

L'énergie thermique utilise la chaleur du rayonnement solaire pour le chauffage de bâtiment ou de l'eau sanitaire. Pour cette dernière il est intéressant de savoir que dans certains pays le chauffage d'eau sanitaire représente environ 20% des dépenses énergétique d'un foyer et que l'énergie solaire thermique peut subvenir à environ 80% de cette dépense énergétique [23].

II.2.3-Solaire Photovoltaïque

Contrairement à l'énergie solaire thermique qui utilise le soleil comme source de chaleur, l'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transformant en électricité l'énergie des photons arrivant à la surface de la Terre. La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque). Cette transformation (effet photovoltaïque) est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible. L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839. Le mot « photovoltaïque » vient du mot « photo » (du grec « phos » qui signifie « lumière ») et du mot « Volt » (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité)[23]. C'est dans la filière photovoltaïque que s'inscrit notre chapitre.

II.3-L'électricité photovoltaïque

II.3.1-L'histoire de la photovoltaïque

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par un français, Antoine Becquerel en 1839, mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène physique.

L'énergie photovoltaïque s'est développée dans les années 50 pour l'équipement de vaisseaux spatiaux et le premier a été lancé dans l'espace en 1958 [24]. C'était le seul procédé non nucléaire d'alimentation des satellites en énergie.

Il faut savoir par exemple que les images satellites reçues par notre téléviseur ne nous parviennent que grâce à l'énergie photovoltaïque.

Pendant les années 70 et 80, des efforts ont été entrepris pour réduire les coûts de sorte que l'énergie photovoltaïque soit également utilisable pour des applications terrestres [24]. La croissance de l'industrie photovoltaïque est depuis lors spectaculaire.

Quelques autres dates ... :

1839 : Découverte de l'effet photovoltaïque par Alexandre Edmond Becquerel. Il avait observé que certains matériaux faisaient des étincelles lorsqu'ils étaient exposés à la lumière. Il démontra qu'il s'agissait d'une conversion directe de la lumière en électricité.

1873: Découverte de la photoconductivité du sélénium par Willoughby Smith.

1954: Trois chercheurs américains, Gerald Pearson, Daryl Chapin et Calvin Fuller, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1958: Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1973: La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

1983: La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

1995 : Des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001 [24].

II.3.2-Définition d'un système photovoltaïque

Contrairement au solaire thermique qui transforme le rayonnement solaire en chaleur, le photovoltaïque produit de l'électricité. un système photovoltaïque est composé de petites cellules ou photopiles qu'il suffit déplacer à la lumière pour obtenir du courant électrique, sans machine tournante (cf. turbines dans les centrales nucléaires) et sans bruit. Grâce aux photopiles, les calculatrices fonctionnent seules (sans piles chimiques), la bergerie isolée dispose d'une ampoule, le refuge d'un émetteur radio, le dispensaire de brousse d'un réfrigérateur à vaccins..., Tandis que le solaire thermique fonctionne sur l'effet de serre, le solaire photovoltaïque repose sur l'effet photoélectrique, découvert en 1839 par Antoine Becquerel et théorisé en 1922 par Albert Einstein. C'est l'énergie lumineuse qui arrache un ou plusieurs électrons aux atomes de silicium du capteur. Ces électrons, en se déplaçant, fournissent un courant ou une tension électrique.

Afin d'obtenir une plus grande puissance, on associe plusieurs photopiles. On obtient ainsi un système photovoltaïque qui permet de fournir de l'électricité domestique. le jour, les photopiles créent, grâce au soleil, de l'électricité que l'on utilise directement. la nuit, comme il n'y a pas de soleil, on ne peut pas produire d'électricité. On a donc besoin de batteries pour alimenter les appareils électriques. Ces batteries sont chargées le jour grâce aux photopiles et se déchargent la nuit (figure II.5).(Actuellement, 1 mètre carré de photopiles au silicium cristallin produit 100 Watt).

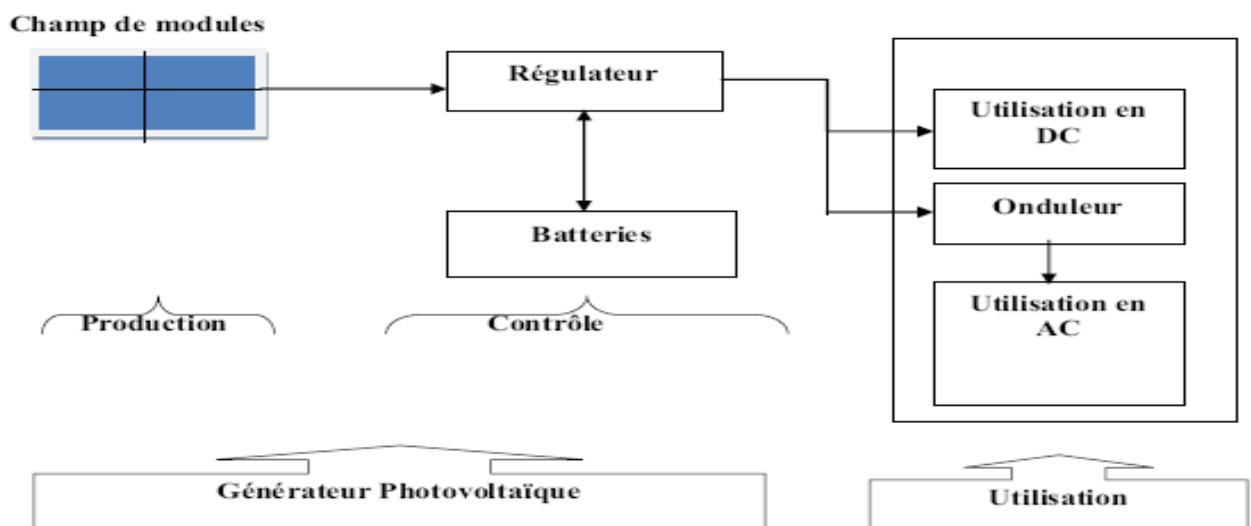


Figure II.5 : Le système photovoltaïque

Donc tout système photovoltaïque peut se décomposer en trois parties : une partie production d'énergie, une partie contrôle de cette énergie et une partie utilisation de l'énergie produite.

L'analyse précise de chacune de ces fonctions doit être approfondie afin de construire un système fiable techniquement.

II.3.3- L'effet photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque (PV) est la transformation directe de la lumière en électricité. À l'encontre de l'énergie solaire passive, qui utilise les éléments structuraux d'un bâtiment pour mieux le chauffer (ou le refroidir), et de l'énergie solaire active, qui utilise un caloporteur (liquide ou gazeux) pour transporter et stocker la chaleur du Soleil (on pense au chauffe-eau), l'énergie photovoltaïque n'est pas une forme d'énergie thermique. Elle utilise une photopile pour transformer directement l'énergie solaire en électricité. L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observé la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toute fois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Téléphone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque [26] [27].

II.3.4- La cellule photovoltaïque

Une cellule solaire est un élément semi-conducteur qui convertit l'énergie solaire en une énergie électrique (figure II.6). Elle consiste en une base de silicium dopée de type P couverte d'une mince couche de type N, au-dessus de laquelle on dispose une grille métallique qui constitue avec la base arrière les électrodes de sortie de la cellule. lorsque la cellule est éclairée par une radiation lumineuse d'énergie $h\nu$ supérieure ou égale à l'énergie de la bande interdite *Exemple* du semi-conducteur, un couple électron-trou est créé, c'est l'effet photovoltaïque. Ces charges sont refoulées par le champ électrique interne de la jonction PN vers ses extrémités ce qui va créer une différence de potentiel appelée tension photovoltaïque. Si une charge est appliquée aux bornes de la cellule, cette tension génère un courant I_{ph} appelé courant photovoltaïque [26] [27].

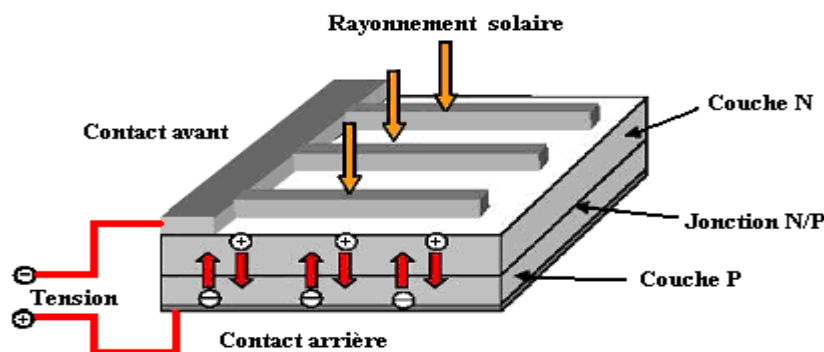


Figure II.6 : Description d'une cellule photovoltaïque

II.3.5-Le module photovoltaïque

Le module est un ensemble de cellules assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une cellule élémentaire ne génère pas suffisamment de tension (entre 0.5 et 1.5V selon les technologies), et de courant. Il faut donc toujours associer plusieurs cellules en série pour générer une tension utilisable et en parallèle pour obtenir un courant important.

De plus, cet assemblage doit être protégé pour rendre le module apte à un usage en extérieur. Ces cellules sont protégées par une enveloppe supérieure et inférieure. Il existe deux types d'encapsulation :

- Verre / verre (ou bi-verre)
- Verre / matériau composite (tedlar / milar)

L'ensemble cellule + encapsulant forme un laminât. Le rajout d'un cadre en aluminium procure au laminât sa rigidité et permet aussi sa fixation sans abîmer les cellules photovoltaïques.

On réalise ainsi des modules de diverses puissances selon la surface mise en œuvre (un à plusieurs dizaines de Wc par module), capables de générer du courant continu en basse tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière [28].

II.3.6-Le champ photovoltaïque

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV (figure II.7). L'énergie délivrée par le champ peut être utilisée pour charger des batteries qui fourniront l'électricité au moment voulu. Elle peut aussi être utilisée en reliant directement les modules à la charge sans les batteries, comme par exemple pour une pompe solaire; l'eau est dans ce cas stockée.

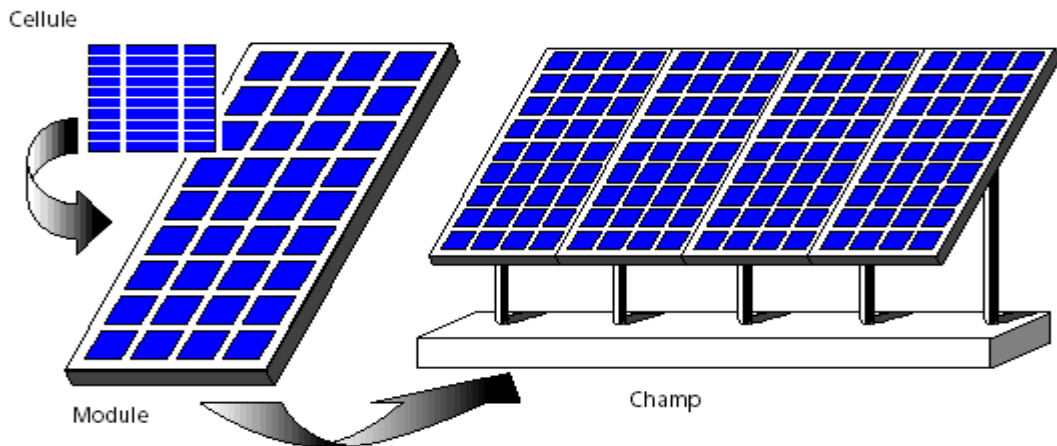


Figure II.7 : Composantes d'un champ de modules photovoltaïques

Le passage d'un module à un champ (figure II.8), se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules afin de limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée [28].

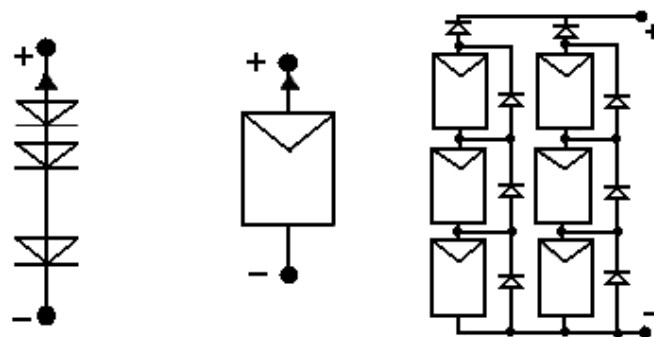


Figure II.8 : Cellule, module et champ photovoltaïques

II.3.7-Structures d'une installation photovoltaïque

a) Site isolé

En site isolé le champ photovoltaïque peut fournir l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique). Un système de régulation et une batterie d'accumulateurs permettent de stocker l'énergie électrique en l'absence de soleil (figure II.9).

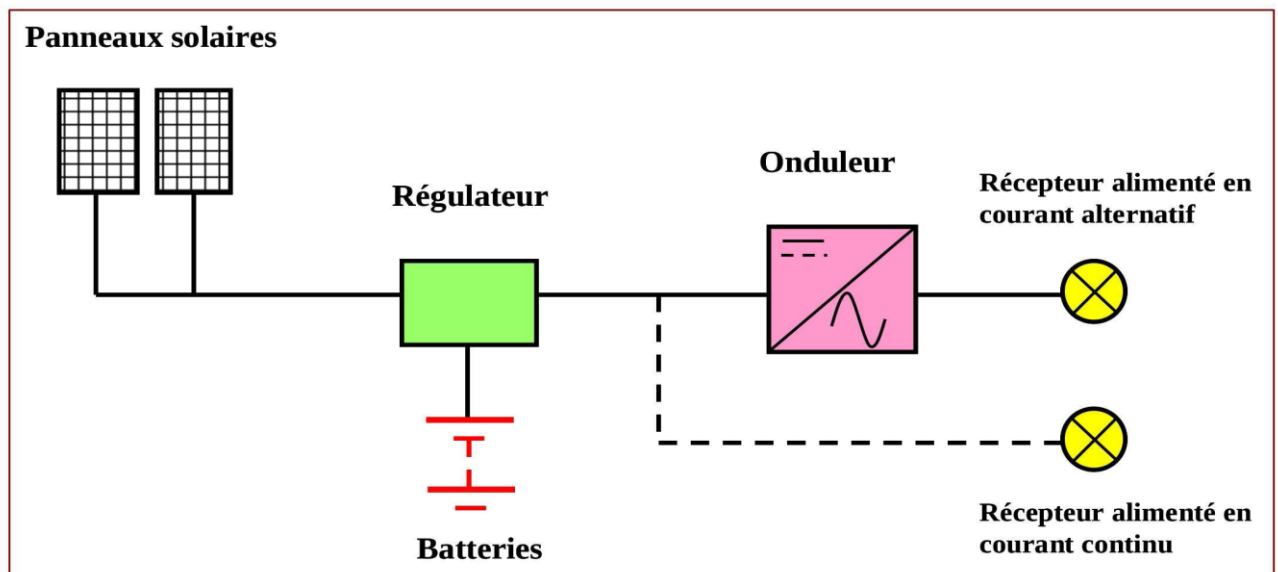


Figure II.9 : Structure d'une installation photovoltaïque pour un site isolé

Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous une forme chimique. elles restituent l'énergie électrique selon les besoins de l'utilisateur.

Le régulateur de charge a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie [29]. l'onduleur permet d'alimenter les récepteurs fonctionnant en alternatif.

b) Site connecté au réseau

Pour ce type de site, le champ photovoltaïque est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un onduleur (figure II.10).

Le particulier peut revendre tout ou partie de l'électricité qu'il produit. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire d'installer de batteries de stockage de l'énergie produite

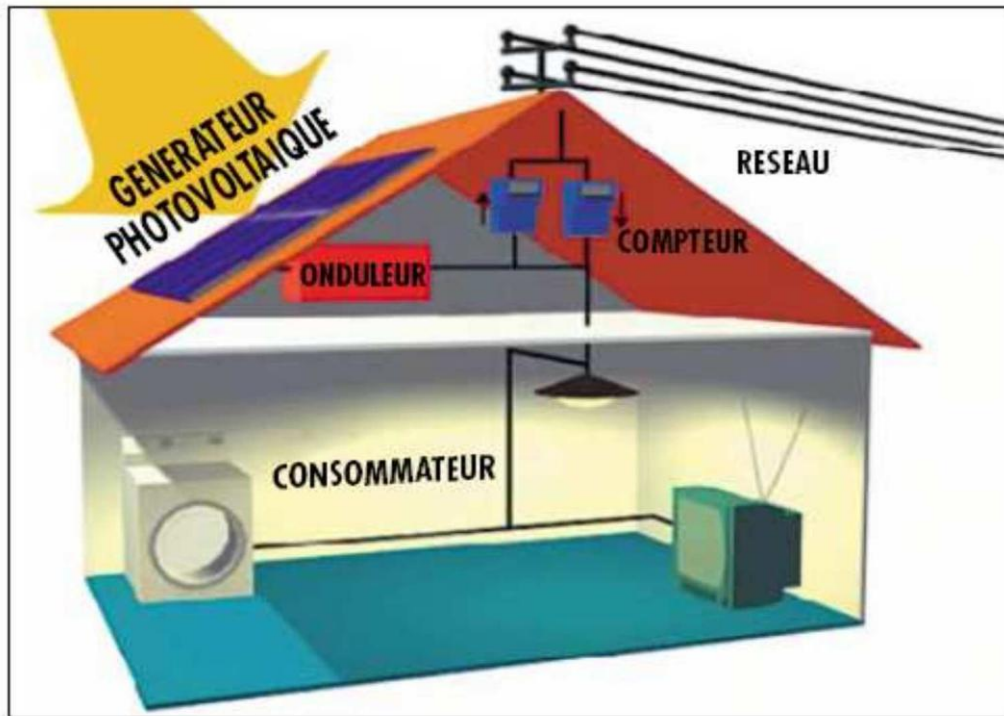


Figure II.10 : Structure d'une installation photovoltaïque pour un site connecté au réseau

II.3.8-Energie solaire disponible et optimisation de l'orientation des panneaux photovoltaïques

a) Mouvement apparent du soleil et énergie solaire disponible

La terre fait un tour sur elle-même en 24h et effectue une révolution complète autour du soleil en 365 jours.

Vu de la terre (prise comme référentiel fixe), le mouvement apparent du soleil est un mouvement de rotation.

A ce mouvement, s'ajoute celui de la déclinaison cyclique du soleil. La déclinaison est définie comme l'angle entre l'axe soleil-terre et le plan de l'équateur. Cet angle est noté sur la figure (II.11). Au cours d'une année, la déclinaison du soleil varie entre $+23^\circ$ (21 juin) et -23° (21 décembre).

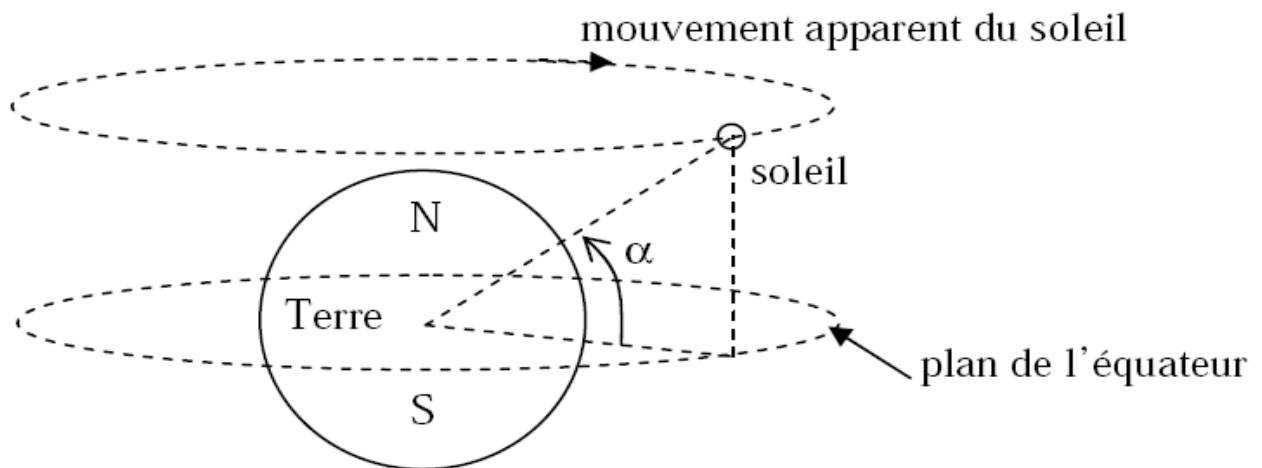


Figure II.11 : Mouvement apparent du soleil

b) Energie solaire disponible

Les variations cycliques du mouvement apparent du soleil se traduisent par des variations de l'énergie solaire disponible au cours de l'année. Par exemple, dans l'hémisphère sud, l'éclairement est le plus faible lorsque la déclinaison du soleil vaut $+23^\circ$.

A Nouméa, les variations de l'énergie solaire par unité de surface et par mois sont données dans le tableau suivant :

Tableau II-1 : les variations de l'énergie solaire par unité de surface et par mois

Temps (chaque moi)	Horiz .glob KWh/m ² .ms
Janvier	202,0
Février	170,1
Mars	159,3
Avril	138,1
May	112,6
Juin	94,7
Juillet	109,3
Aout	130,0
Septembre	162,3
Octobre	204,5
Novembre	203,7
Décembre	211,8
Année	1898,5

D'après ce tableau, on remarque que l'énergie solaire est minimum au mois de juin et maximum au mois de décembre.

Remarque :

(les valeurs de ce tableau sont données pour des panneaux disposés horizontalement et un ciel sans nuages)

c) Orientation et inclinaison des panneaux photovoltaïques fixes.

Dans l'hémisphère sud, il faut orienter les panneaux fixes vers le **nord** pour capter les rayons du soleil tout au long de l'année.

Cette orientation générale n'est pas suffisante. Il faut aussi préciser l'inclinaison optimum des panneaux par rapport à la surface du sol. A Nouméa, pour recueillir le maximum d'énergie cumulée sur une année, l'angle optimum est de **18°**. Ce cas correspond à un site raccordé au réseau.

Pour un site isolé, le but est de recueillir le maximum d'énergie en hiver. Dans ce cas, l'inclinaison optimum est de **35°** à Nouméa (figure II.12).

En pratique, les toitures qui supportent les panneaux sont rarement orientées plein nord avec une inclinaison optimum. Dans ce cas, l'énergie solaire captée est plus faible [29].

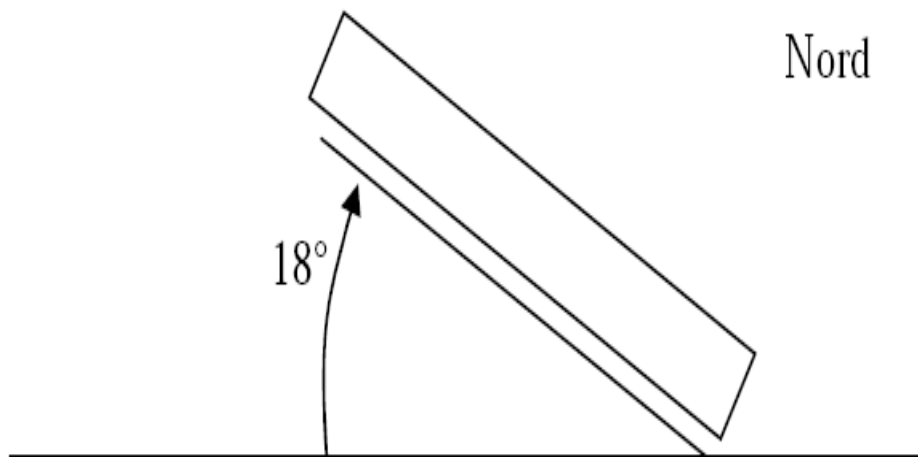


Figure II.12 : Nouméa, site connecté au réseau

II.3.9-Le passage de la cellule au module photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque fournit un courant sous une faible tension (de l'ordre de 0.6V en circuit ouvert). Pour obtenir une tension plus importante, il est nécessaire de raccorder plusieurs cellules en séries. Cet ensemble de cellules est encapsulé de façon étanche afin de les protéger de l'humidité. L'assemblage constitue un module photovoltaïque. Le module devient alors l'élément de base de tout le système d'énergie photovoltaïque. Pour obtenir une puissance électrique exploitable, plusieurs modules peuvent être raccordés ensemble pour former un panneau photovoltaïque. La valeur du courant recueilli d'une cellule photovoltaïque pour une tension donnée, est déterminée par la nature et la qualité du matériau semi- conducteur [30]. La capacité à fournir plus ou moins d'énergie pour un module P-V dépendra donc :

- du type de cellule photovoltaïque retenu.
- du nombre de cellule montée en série sur ce panneau.

Le nombre d'électrons libres par une cellule, pour une unité de temps donnée, dépend des caractéristiques du semi-conducteur, mais aussi fortement du flux de photons arrivant sur la cellule, alors le courant de sortie d'un panneau solaire dépendra donc :

- de l'ensoleillement.
- de l'orientation du module par rapport au soleil (un panneau perpendiculaire aux Rayons du soleil reçoit le plus grand flux de photons).
- du nombre de circuits de cellules montées en parallèle.

La tension aux bornes d'un module PV, ainsi que la puissance électrique qu'il fournit est donc déterminée fortement par le choix du constructeur (nombre de cellule en série et dimension des panneaux). Les tensions standard sont le 12V. D'autres tensions, adaptées à des besoins très spécifiques, sont imaginables. Les panneaux risquent alors de coûter plus cher s'ils ne sont pas produits en série.

II.3.10-Le passage du module au champ photovoltaïque

Afin d'augmenter la puissance et/ou la tension d'un générateur, on peut associer plusieurs modules, qui constituent alors un champ photovoltaïque. Pour les gros générateurs, également appelés « champ photovoltaïque ». Le type de montage (série ou parallèle, nombre de panneaux) dépend des paramètres d'utilisation du générateur de courant (puissance requise, tension aux bornes des appareils) [30].

II.3.10.1-Montage parallèle

Tous les pôles positifs et négatifs sont reliés entre eux. Lorsque des modules semblables sont montés en parallèle (figure II.13), la tension résultante ne change pas mais l'intensité résultante est la somme des intensités de chaque module [31].

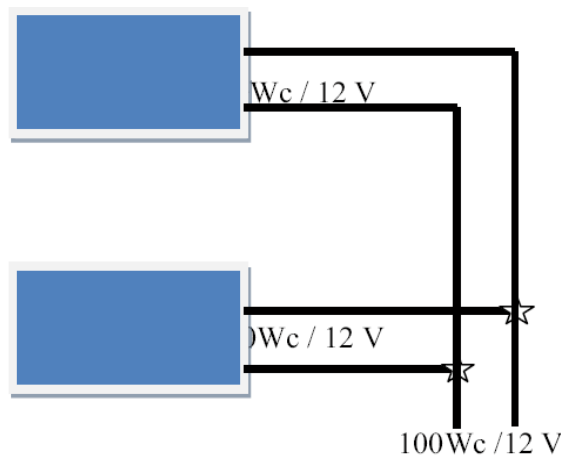


Figure II.13 : Association parallèle de deux modules photovoltaïques

II.3.10.2-Montage série

Le pôle positif de chaque module est relié au pôle négatif du module suivant. Lorsque les modules semblables sont montés en série (figure II.14), la tension résultante est la somme des tensions de chaque module mais l'intensité résultante ne change pas. Le principe est le même pour les batteries [31].

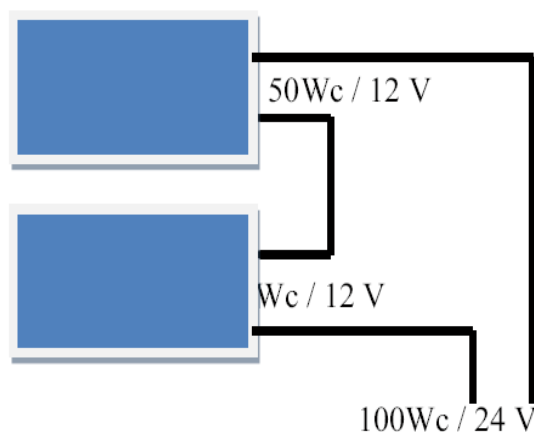


Figure II.14 : Association série de deux modules photovoltaïques

II.3.10.3-Montage série parallèle

La combinaison de montage série et parallèle est également possible, ce qui permet d'augmenter la tension et la puissance en même temps [31].

II.3.11- La production photovoltaïque

Cette partie est essentiellement composée d'un ou plusieurs modules photovoltaïques. ces modules formes d'un assemblage de cellules photovoltaïques réalisent la conversion de l'énergie solaire en électricité. Un module photovoltaïque se comporte comme un générateur de courant continu (DC). Lorsqu'il est branché sur une batterie de (12V), celle-ci lui imposera sa tension [31], on peut dire donc que La production de l'énergie électrique est obtenue directement par l'intermédiaire des cellules photovoltaïques à partir du soleil en utilisant la conversion photovoltaïque. Ces cellules ont été déjà utilisées dans le spatial. Et c'est au cours de ces dernières décennies, que la technologie photovoltaïque terrestre a progressé depuis par la mise en place de plusieurs centrales de faible puissance jusqu'à des puissances très élevées, pour une production très significative en énergie électrique. Ces cellules photovoltaïques ont été groupées en série et/ou en parallèle pour constituer des modules. Et à leur tour, il existe des systèmes photovoltaïques, où des modules sont groupés et interconnectés en série - parallèle. Le fonctionnement de ces cellules se base sur l'effet photovoltaïque.

L'effet photovoltaïque a son origine dans les propriétés intrinsèques des matériaux semi-conducteurs, spécialement élaborés pour former deux couches séparées et dopées (type P et type N) et en créant un champ électrique, de telle sorte que lorsque des rayons solaires aboutissent sur ce type de dispositif, des photons sont capables de provoquer le mouvement des électrons dans le solide.

L'énergie solaire reçue sur le sol varie en permanence, en fonction des conditions météorologiques du site (localisation géographique sur le globe, altitude au-dessus du niveau de la mer) et conditions temporelles (jour / nuit, printemps / été / automne / hiver). La puissance fournie par les générateurs photovoltaïques dépend fortement de l'irradiation solaire, et varie avec la température de la cellule. Le 'Maximum Power Point Tracking' (MPPT), ou le suivi du point de puissance maximale, à tout instant, provoqué sur le module solaire, doit fonctionner dans des conditions optimales pour générer le maximum de puissance, indépendamment des variations de l'éclairement et de la température [32][33].

II.3.12-Contrôle de l'énergie photovoltaïque

L'énergie électrique que fournissent ces modules dépend, entre autres, de l'ensoleillement et de leur position par rapport au soleil. D'où une irrégularité dans la production d'énergie qui peut ne pas être compatible avec les besoins énergétique, généralement plus constants. Il est donc souvent nécessaire de contrôler l'approvisionnement en électricité à l'aide d'un système de stockage de l'énergie, avec ou sans régulation. Il est aussi parfois nécessaire de modifier la nature du courant pour certaines applications (conversion du courant continu en courant alternatif au moyen d'un onduleur) [34].

II.3.13-L'utilisation de l'énergie photovoltaïque

Cette partie se compose essentiellement d'un ou plusieurs récepteurs : ce sont les différents matériels qui utilisent l'énergie électrique produite et contrôlée (éclairage, pompage,...). On appelle générateur photovoltaïque l'ensemble des deux premières parties, c'est-à-dire les modules photovoltaïques couplés aux éléments de contrôle. On appelle système photovoltaïque l'assemblage d'un générateur photovoltaïque un ou plusieurs récepteurs. Ce découpage en trois parties permet de bien identifier les différents composants des systèmes photovoltaïques (souvent abrégé : PV) et de bien comprendre la logique (production- consommation) très particulières l'utilisation du photovoltaïque. La présente partie de notre travail traite donc des aspects liés aux fonctions de production et de contrôle de l'énergie, à l'exception des spécificités propres à une utilisation particulière.

II.3.14- Stockage de l'énergie photovoltaïque

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite s'envisager des stockages suivant les conductions météorologiques et qui vont répondre à deux fonction principales [35] :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple)
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

Les Caractéristiques principales d'une batterie sont :

Capacité en Ampère heure: les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que :

Rapports de chargement et déchargement: Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

- *Température* : Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [35].

La durée de vie : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [36].

Profondeur de décharge: La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.

Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" «fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.

La profondeur de décharge affecte même les batteries de cycle profond. plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

La tension d'utilisation : c'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

Le rendement : c'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

Le taux d'autodécharge : l'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

II.3.15-La conversion de l'énergie photovoltaïque

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu continue), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif).

A l'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [37].

II.3.15.1-Le convertisseur continu-continu

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [37].

Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%.

Ce système présente deux inconvénients pour un PV de faible puissance :

- Prix élevé.
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

II.3.15.2-Le convertisseur continu- alternatif

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

- **Rotatif** : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW.

Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

- **Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes avides considérables surtout pour des faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale. Avec ce système, on obtient :

- Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
- De faibles pertes à vide.

La figure suivante (II.15), illustre un onduleur triphasé autonome à fréquence variable à commutation forcé de type MLI (modélisation, de largeur d'impulsion) opéré en source de tension. Il est alimenté à partir de la tension continue générée conjointement par le redresseur et le hacheur série, il est réalisé à base de transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Le choix de ce type de composant relève, d'une part de sa particularités à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquence de découpage de plusieurs dizaines de KHz et d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors [38].

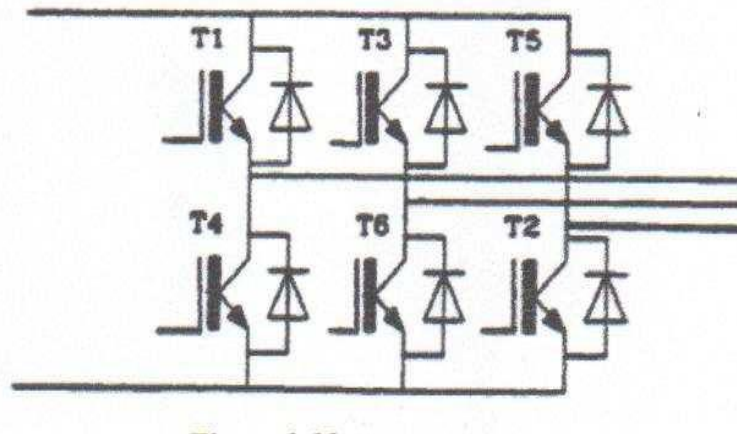


Figure II.15 : Schéma de L'onduleur [38].

II.3.16- L'installation des panneaux photovoltaïques

Pour l'installer les panneaux solaire dans un site, il est nécessaire de vérifier les conductions suivantes [40] :

a) Disposition des panneaux

Les structures doivent être solides, fixées au sol, pour résister à des vents d'au moins de 150 Km/h. De plus, elles doivent être fiables dans le temps, elles doivent utiliser un matériau de bonne fiabilité (outre l'aluminium anodisé, la visserie inox et la visserie inoxydable).

b) Fixation des panneaux

La fixation des panneaux doit assurer correctement les fonctions suivantes [38] :

- Maintien de l'orientation.
- Résistance contre le vent et les autres intempéries.
- Résistance contre les agressions mécaniques.
- Protection contre les salissures, et agressions venant du sol.
- ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement

c) L'orientation des panneaux

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol pour peu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15°. La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation...) [42].

Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto – nettoyage lors des pluies. [43]

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active [43]. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud.

d) Installations des éléments de la batterie

L'utilisation de la batterie peut présenter des dangers :

Risque d'explosion, dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique). En outre, leur durée de vie et le bon fonctionnement de toute l'installation dépend aussi bien des conditions d'installation que d'exploitation. Compte tenu de cela, l'installation de ces éléments doit être effectuée avec un grand soin.

Ils doivent être installés dans un local approprié à l'abri des intempéries, surtout quand le produit de la capacité par la tension de décharge est supérieure à 1000. Ce local doit satisfaire à certaines exigences, qui sont les suivantes :

- D'être bien ventilé pour garantir la circulation des gaz.
- D'être à une température proche de 25°C, pour assurer le bon fonctionnement des éléments

e) Câblage électrique

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes [44].

Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel, croissance marines et autres. La section sera d'au moins 1.5 mm², 2.5 mm² dès que la longueur excède 25m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W [45].

f) Câblage de liaison

Il se trouve entre les modules et le régulateur, il doit être d'une section d'au moins 2,5 mm² ou plus si la longueur excède 15cm. Pour une intensité inférieure à 4A, sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus de 6% de chute de tension.

II.3.17-Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque

a) Avantages [39][45]

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du MilliWatt au MégaWatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.
- La durée de vie des panneaux photovoltaïques est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans.
- Les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques (notamment à la grêle).

- L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.
- La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.

b) Inconvénients [39][45]

- Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable
- Le coût très élevé.
- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. · Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.
- Faible rendement de conversion.

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

Malgré ces inconvénients, le marché photovoltaïque ne cesse pas de trouver des applications et de s'agrandir. En plus, la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans laquelle les inconvénients pourraient s'attendrir, surtout en ce qui concerne les coûts de fabrication.

II.4- Conclusion

L'électricité solaire est une importante source d'énergie renouvelable qui pourrait être une alternative aux autres sources classiques afin de satisfaire les larges besoins d'énergie dans le futur. Cette énergie trouve tout son avantage dans des applications de petite et moyenne consommation dans des régions isolées et loin des lignes de distribution électrique. On a vu dans ce chapitre les trois grandes conversions d'énergie solaire, thermique, thermodynamique, et on a concentré sur l'énergie photovoltaïque dans ce dernier, sa production, effet, control, utilisation, stockage, avantages et Inconvénients.

Chapitre III

L'état de l'art sur les cellules solaires en couches minces

III.1-Introduction

Le secteur des composants optoélectroniques qui se développe le plus rapidement est sans conteste, celui du photovoltaïque (PV) pour une production d'électricité basée sur la conversion de la lumière du soleil.

Pour le moment, plus de 90% des cellules sont à base de silicium cristallin, qui est la voie la plus avancée sur le plan technologique et industriel. En effet, le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre, parfaitement stable et non toxique. A l'avenir d'autres matériaux, au stade préindustriel ou encore au niveau de la recherche et même au niveau de la validation des concepts viendront contribuer à la stimulation de ce marché très prometteur.

Les techniques permettant de réaliser des matériaux en couches minces sont très nombreuses. L'histoire des machines et de la technologie de dépôt de matériaux en couches minces a beaucoup évolué depuis les années soixante. Cela peut s'expliquer par la croissance de la demande industrielle de matériaux en couches minces. Parallèlement à la variété des méthodes de dépôt, les types de matériaux produits en couches minces ne font qu'augmenter :

Isolants, semi-conducteurs, polymères, supraconducteurs, etc., leurs applications s'étendent sur plusieurs disciplines : microélectronique, optique, mécanique, chimie biomédicale, etc..

En plus, le développement d'un grand nombre de techniques d'analyse des surfaces, le contrôle de plus en plus précis des paramètres intervenant lors du dépôt et une meilleure compréhension des processus de croissance des matériaux en couches minces ont favorisé le développement industriel de ces matériaux.

Dans ce chapitre on va présenter les différentes générations des cellules solaires et on va concentrer sur la 2^{ème} génération qui est les cellules solaires à base de couches minces.

III.2- L'histoire des cellules solaires

Le principe de l'effet photoélectrique (transformation directe d'énergie portée par la lumière en électricité) a été appliqué dès 1839 par Antoine Becquerel et son fils Edmond Becquerel qui a noté

qu'une chaîne d'éléments conducteurs d'électricité donnait naissance à un courant électrique spontané quand elle était éclairée.

Plus tard, le sélénium puis le silicium (qui a finalement pour des raisons de coût supplanté le cadmium-tellure ou le cadmium-indium-sélénium également testés) se sont montrés aptes à la production des premières cellules photovoltaïques : posemètres pour la photographie dès 1914, et surtout grâce au rêve de Hassan Kamel Al-Sabbah qui voulait faire du Moyen-Orient un Sahara Vert, ainsi qu'à ses nombreux travaux arrêtés prématurément à sa mort. Enfin, les travaux de Gerald Pearson 40 ans plus tard (en 1954) pour la production électrique permirent d'enfin aboutir¹. La recherche porte également aujourd'hui sur des polymères et matériaux organiques (éventuellement souples) susceptibles de remplacer le silicium [46].

III.3-Les différentes technologies des cellules solaires

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité, il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques. Ces filières se partagent inégalement le marché.

III.3.1-Le silicium

Ce n'est qu'à partir de l'année 1954 que la première cellule photovoltaïque à base de silicium fut développée dans les laboratoires Bell. Le rendement était de 6% mais fut rapidement augmenté à 10%. Ce type de cellule est basé sur une seule jonction p-n et utilise généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. Ce fut le début de la « **première génération** » de cellules solaires fabriquées à partir d'un substrat de silicium massif issu de la technique du tirage en lingots et du découpage en plaquettes.

Cette méthode de production basée sur les wafers de silicium est très énergivore et donc très chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium d'une grande pureté.

Durant de longues années, la principale application de ces cellules resta le domaine spatial. Leur intérêt dans une utilisation terrestre apparaît dans les années 1970, période du premier choc pétrolier. Aujourd'hui le développement de l'industrie des semi-conducteurs et ses très nombreuses avancées (tant en termes de qualité du matériau que de développement des équipements) ont favorisé la très large expansion des cellules solaires.

Ainsi pour les cellules à base de plaquettes en silicium cristallin (90 % du marché mondial) et dont les rendements en laboratoire (24,7%) ont atteint les limites théoriques du silicium et les

rendements industriels dépassent souvent les 16 % sur de grandes surfaces, l'avenir passe par une réduction drastique des coûts [47].

Ceci nécessite sans cesse de nouvelles approches technologiques afin de réduire les coûts de production tout en augmentant le rendement de conversion des cellules et diminuer les pertes de matière lors de l'élaboration des plaques.

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Cette filière comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium polycristallin (multi-cristallin).

III.3.1.1-Le silicium mono-cristallin

Le silicium mono cristallin est difficile à obtenir. En effet, il nécessite un taux de pureté très élevé et donc plusieurs étapes de purification. Ces étapes sont délicates et donc coûteuses. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multicristallin, (la figure III.1) présente un exemple d'une cellule à base de silicium monocristallin [50].

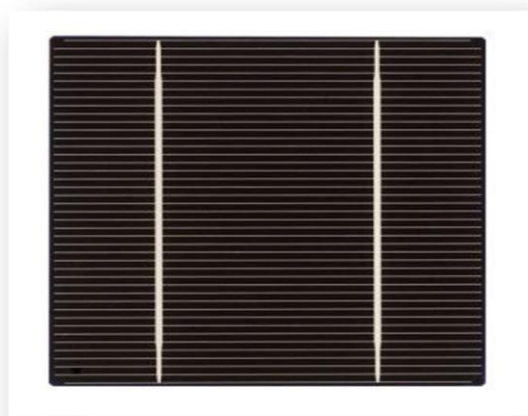


Figure III.1 : Cellule solaire à base de silicium mono-cristallin

III.3.1.2-Le silicium polycristallin ou multicristallin

Le silicium multicristallin (Polycristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée. Elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène. Son rendement est légèrement inférieur au silicium

monocristallin il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles, (la figure III.2) présente un exemple d'une cellule à base de silicium poly-cristallin.

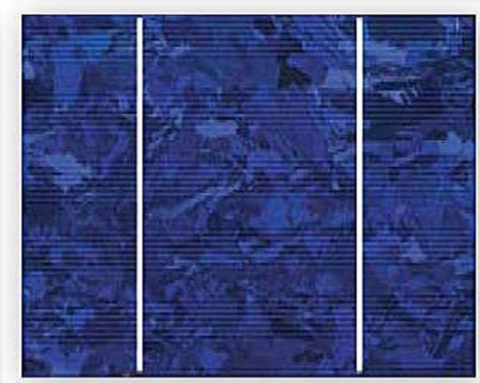


Figure III.2 : Cellule solaire à base de silicium poly-cristallin

III.3.1.3- Lesilicium amorphe

Des progrès significatifs ont été réalisés au cours des deux dernières décennies dans l'amélioration de la performance des cellules solaires à base du silicium amorphe (a-Si). Ils ont accéléré la cadence de la production commerciale d'a-Si photovoltaïque (PV), qui est actuellement de plus de 40 mégawatts crête (MWc) par an. Les progrès réalisés dans la technologie de cellules solaires à base du silicium amorphe a-Si peuvent être attribués aux avancées dans les domaines de matériaux nouveaux, dans le développement des techniques de dépôt sur les grandes surfaces appropriées pour la production de masse et dans les progrès des techniques de caractérisation, Figure (III.3) :

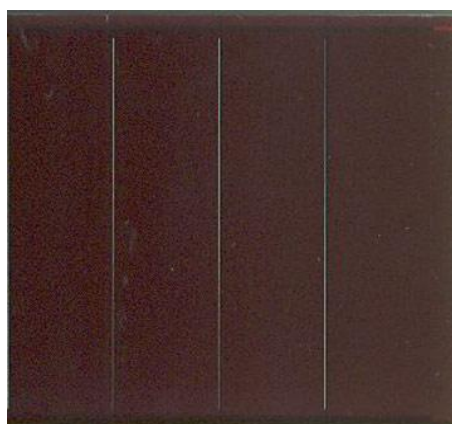


Figure III.3 : Cellule solaire à base de silicium amorphe

III.3.2- Cellule solaire à base des couches minces

Après le choc pétrolier de 1973 les besoins en énergies renouvelables pour les applications terrestres se sont soudainement fait sentir. Le cout du watt crête issus de technologie photovoltaïque de première génération était et reste encore plus cher que celui des énergies fossiles (3.5\$/Wc) [48]. C'est pour cette raison qu'un autre axe de recherche s'est créé à partir des années 1980, avec un objectif prioritaire la réduction du coût de fabrication.

C'est la filière technologique des couches minces dites de « **deuxième génération** » qui a été remportée. En effet, grâce au développement des procédés de dépôt sous vide, il est devenu possible d'utiliser un autre support que le silicium (verre ou polymère) sur lequel on ne dépose que quelque dizaine de micromètres de silicium ou d'autres semi-conducteurs. Et donc l'apparition d'une nouvelle génération où on peut avoir des rendements plus élevés avec un faible coût.

Les avantages de coût sont dus à la consommation inférieure du matériau et d'énergie, les conditions inférieures de la qualité du semi-conducteur, de plus petites dimensions des couches minces et production intégrée de module. (figure III.4 et III.5) présente deux exemples des cellules solaires en couches minces « rigide » et « souple ».

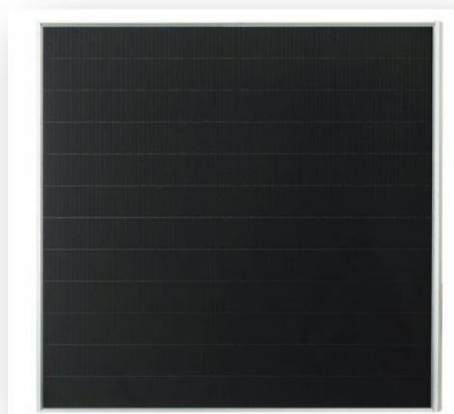


Figure III.4 : Cellule solaire à base des couches minces (rigide)

Le prix d'une telle technologie s'est largement réduit puisque l'on a plus besoin de lingots purifiés de silicium si onéreux, cependant le dépôt de silicium en film mince pose d'autres problèmes, dont deux essentiels. Le premier, est lié à la faible épaisseur du dépôt qui se répercute sur une faible absorption des photons, l'autre difficulté rencontrée provient de la faible cristallinité du dépôt sur un substrat amorphe (verre ou polymère) qui est loin de la qualité d'une plaquette monocristalline et

génère des centres de recombinaison pour les porteurs de charges. Ces deux problèmes majeurs se sont répercutés sur le rendement de conversion qui a dépassé difficilement les 10% pour le silicium et a pu atteindre les 16 et 20% pour d'autres semi-conducteurs tels que CdTe et Cu(In,Ga)Se₂ respectivement.



Figure III.5 : Cellule solaire à base des couches minces (souple)

III.3.3- Cellule solaire organiques et plastiques

L'impact environnemental d'une cellule doit être pris en compte lors de sa fabrication. Tenter de régler le problème de l'approvisionnement en électricité propre (du point de vue émission de gaz à effet de serre) en utilisant des matériaux toxiques ou non recyclables n'est pas une option : c'est ce qui limite les cellules CdTe dans leur développement, par exemple. La disponibilité des matériaux peut être un autre facteur limitant, l'un des inconvénients majeurs des cellules CIGS provient du fait que le sélénium, l'indium et le gallium sont des matériaux dont les ressources sont limitées. Cela entraîne évidemment des coûts de fabrication plus importants car ces matériaux étant rares, ils sont chers. Ceci a par conséquent conduit à l'émergence d'une troisième génération de cellules solaires, encore au stade de développement mais aux perspectives prometteuses pour l'avenir proche (d'ici 2020).

C'est pour répondre à ces deux problématiques qu'une équipe de recherche de l'université de Chicago en collaboration avec IBM travaille sur des cellules à la fois dépourvues d'éléments dangereux pour la santé ou l'environnement et dont les ressources sont relativement importantes. Ces cellules dites CZTS (pour cuivre, zinc, étain et soufre) permettent d'atteindre des rendements de près de 10% en laboratoire [49]. Pour les cellules du futur à semi-conducteurs organiques dite «*Troisième génération* » (3.5% de rendement de conversion en début de vie) ou à base de matériaux nano structurés une recherche fondamentale de base est encore nécessaire. Enfin dans le domaine des composants et de l'architecture des systèmes générateurs, l'enjeu majeur est l'intégration au réseau (y

compris de systèmes hybrides de toutes tailles) ainsi que l'intégration de la conversion en puissance à l'échelle du module et de la cellule [47].

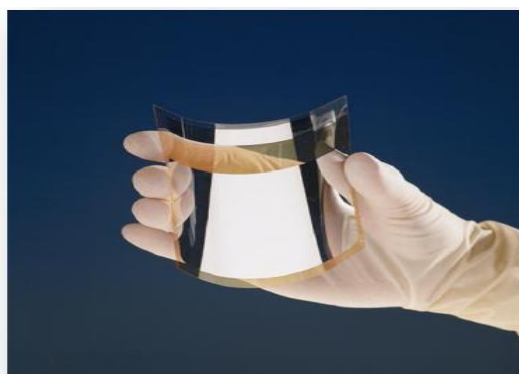


Figure III.6 : Cellule solaire organique

À l'échelle nanométrique, les propriétés des matériaux changent. Les physiciens tentent d'en tirer profit, par exemple en introduisant des nanoparticules de silicium ou de germanium (5 nanomètres de diamètre) dans une fine couche de verre placée à la surface de la cellule pour que la lumière solaire soit mieux absorbée.

L'un des projets principaux de ce programme de recherche est l'augmentation du rendement de conversion au delà des limites théoriques calculées pour une structure à simple jonction, et ce en utilisant de nouvelles stratégies pour la capture des photons et la collecte des excitons. L'autre objectif de cette troisième génération est de réduire considérablement le prix de fabrication en utilisant des matériaux à très faible coût (matériaux organiques, polymères...), figure (III.6) présente un exemple d'une Cellule solaire organique.

Observé depuis 30 ans dans les matériaux semi-conducteurs organiques, l'effet photovoltaïque connu cette dernière décennie un grand essor.

Initialement donnant des valeurs très faibles de rendement de conversion, cette application particulière des semi-conducteurs organiques commence à attirer l'attention en 1986 lorsque l'équipe de Tang [50] montre que les rendements proches du pourcent sont atteignables, conformément aux prédictions de Merritt en 1978. La cellule, composée alors d'une bicouche de molécules évaporées sous vide, atteint 0,95% de rendement de conversion [51]. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie

(actuellement environ 1000 heures), la figure (III.7) montré l'évolution des trois générations des cellules solaires [50].

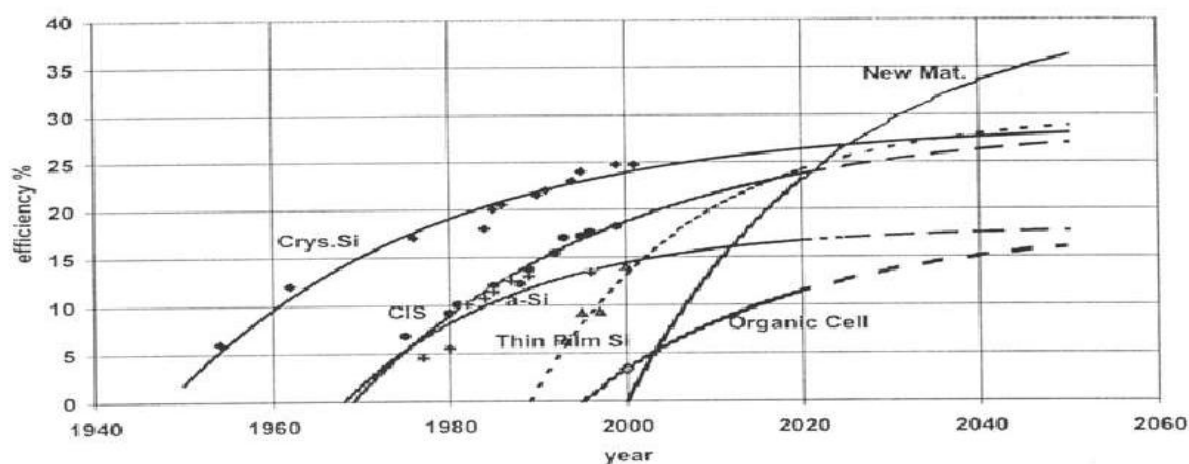


Figure III.7 : Evolution des trois générations des cellules solaires (Silicium, couche mince, organique)

III.4-Constitution de la cellule solaire

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.

- D'une couche anti-reflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.

- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode,

- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouche réfléchissantes justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule.

III.5-Fonctionnement d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur.
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant d'où l'intérêt des semiconducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trou créées est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction PN. d'autres structures, comme les hétérojonctions et les Schottky peuvent également être utilisées.

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure (III.8).

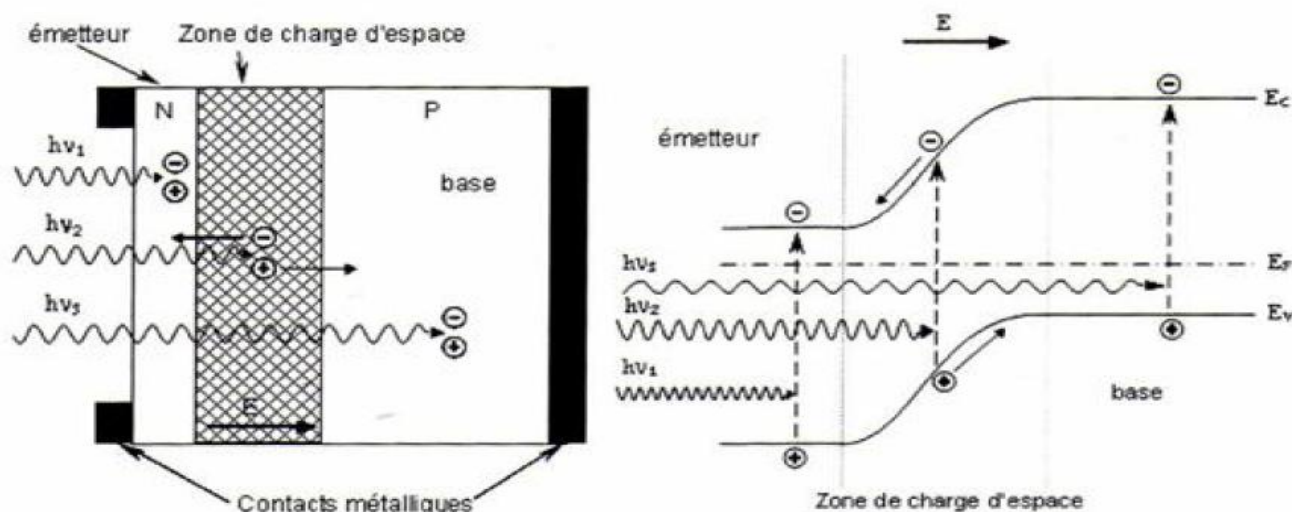


Figure III.8 : Structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule solaire [55].

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones N et P et dans la zone de charge d'espace. Les photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région :

- Dans la zone N ou P, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont "envoyés" par le champ électrique dans la zone P (pour les trous) ou dans la zone N (pour les électrons) où ils seront majoritaires. On aura un photo courant de diffusion,

- Dans la zone de charge d'espace, les paires électrons/ trou créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région N, les trous vers la région P. On aura un photo courant de génération [55].

III.6-Placement des cellules solaires dans un module photovoltaïque

En associant les cellules solaires en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes N_p en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s \cdot V_{pv} \cdot N_p \cdot I_{pv} \quad (III.1)$$

Avec :

P_{pv} : La puissance disponible en sortie du Générateur photovoltaïque.

I_{pv} : Le courant de sortie du Générateur photovoltaïque .

V_{pv} : La tension à la sortie du Générateur photovoltaïque.

N_s : Nombre de cellules en série.

N_p : Nombre de cellules en parallèle.

III.6.1- Cellules mises en série

Une association de N_s 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, figure (III.9). L'équation (III.2) résume les caractéristiques électriques d'une association série de N_s cellules [56].

$$V_{co} = N_s \cdot V_{co} \quad (III.2)$$

Avec :

V_{co} : La tension du circuit ouvert.

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 ($V_{cons} = 0.6V * 36 = 21.6$ Volt) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{op} proche de celle d'une tension de batterie de 12V [57].

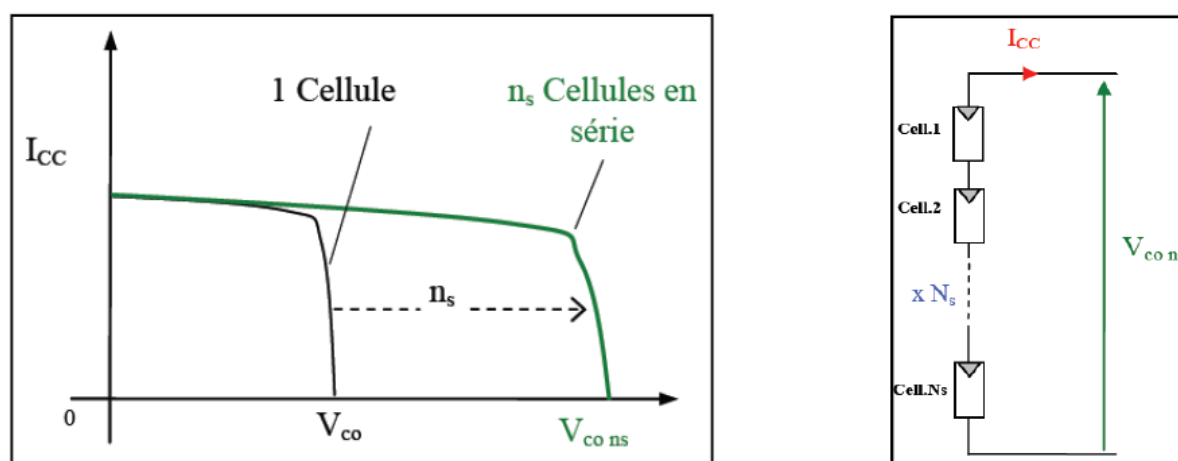


Figure III.9 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série.

III.6.2- Cellules mises 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, figure (III-10). L'équation (III.3) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules.

$$I_{cc} = N_p \cdot I_{cc} \quad (III.3)$$

Avec :

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

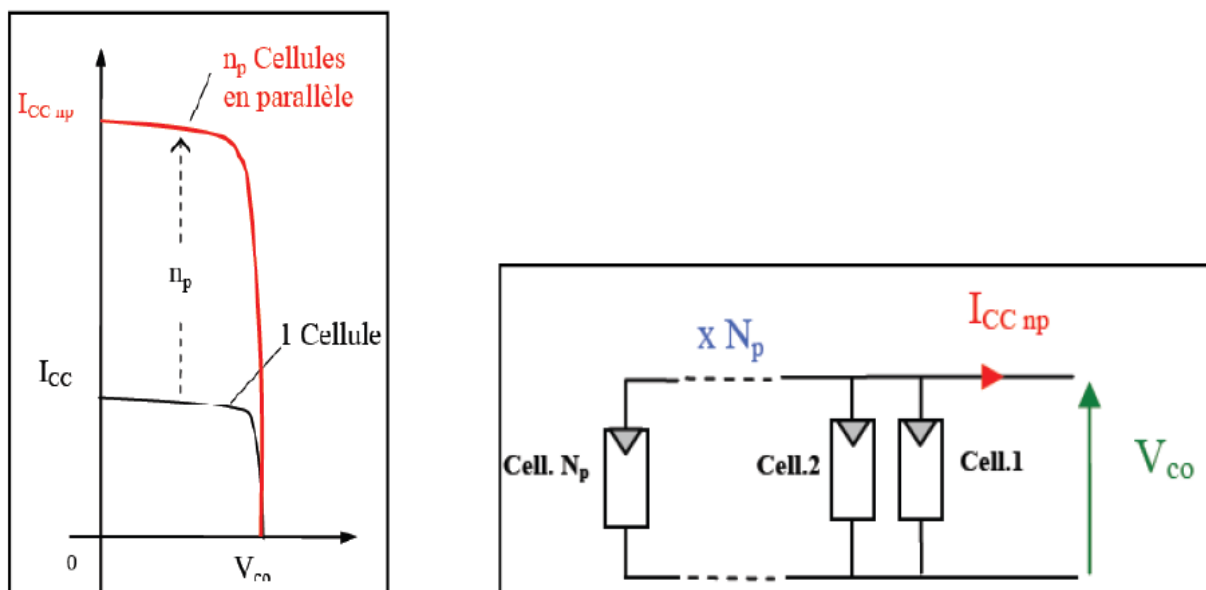


Figure III.10 : Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle.

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s , N_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique $P(V)$ du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée V_{op} et d'un courant optimal noté I_{op} .

Pour réduire les dysfonctionnements, les fabricants ont choisi de ne pas commercialiser des cellules PV seules. Ainsi, les générateurs PV se trouvent souvent sous forme de modules précâblés, constitués de plusieurs cellules, aussi appelés par abus de langage panneaux PV.

Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques garanties à $\pm 10\%$ selon le lot de fabrication [51].

III.7- Caractéristique électrique d'une cellule solaire

III.7.1- Propriétés

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire figure (III.11), la caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie 3 quadrants sur les 4 existants [58], une cellule PV est un récepteur dans le quadrant 2 et dans le quadrant 4. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local (hot spot) est possible. Le fonctionnement dans le quadrant 1 est le fonctionnement normal, en effet dans ce cas la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie. L'objectif est donc de faire travailler la cellule dans ce quadrant. La tension en circuit ouvert (V_{oc}) d'une cellule PV est comprise entre 0,3V et 0,7V selon le matériau utilisé, la température et son état de vieillissement. Son courant de court-circuit (I_{cc}) varie principalement selon le niveau d'éclairement et selon les technologies et les tailles de cellules (entre 5 et 8A pour le silicium cristallin).

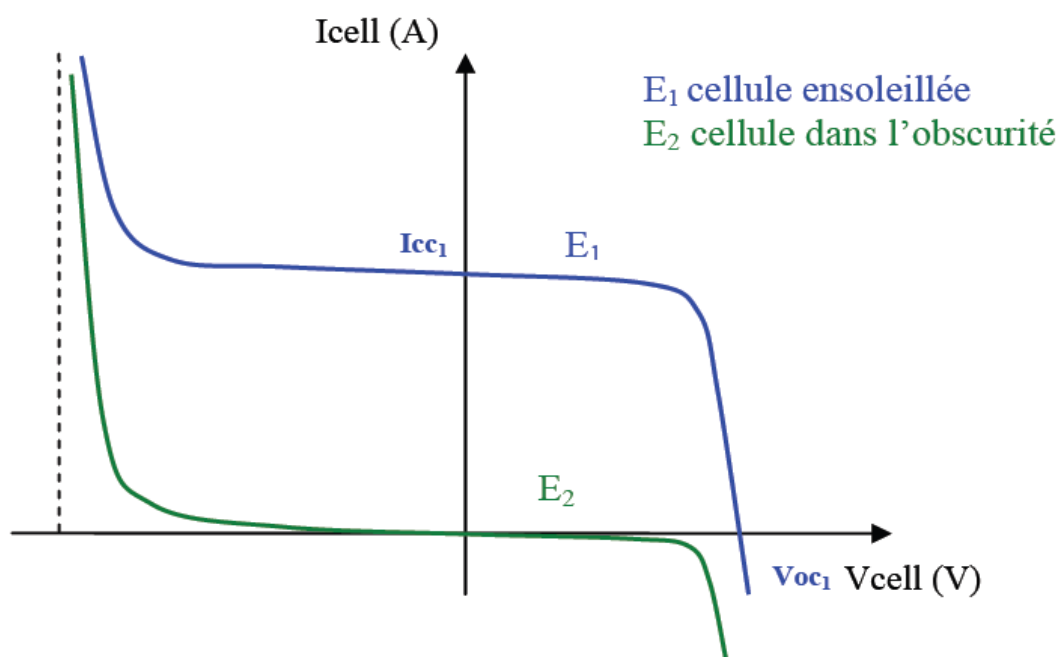


Figure III.11 : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque.

III.7.2-Zones de fonctionnement du module photovoltaïque

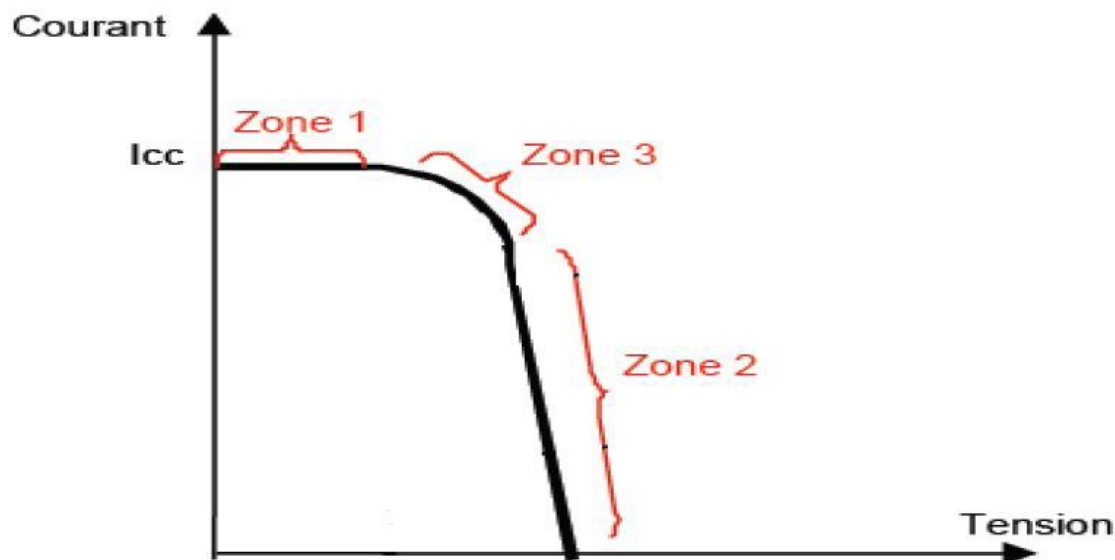


Figure III.12 : Caractéristiques I(V) d'une cellule et d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série.

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement.

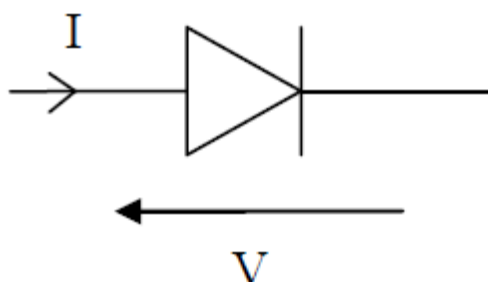
Nous pouvons décomposer la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque en 3 zones figure(III.12) :

- Une zone assimilable à un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par $1/R_{sh}$ (Zone 1),
- Une zone assimilable à un générateur de tension V_{co} d'impédance interne équivalente à la résistance série R_s (Zone 2),
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_s à R_{sh} , zone(3). C'est dans la (Zone 3) qu'est situé le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par le couple (I_{max}, V_{max}) , et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées [54].

III.7.3-Circuit équivalent d'une cellule solaire

Une cellule solaire ou dite photovoltaïque dans l'obscurité est une diode (figure III.13). Dans le cas idéal, le courant circulant dans une cellule est donc donné par la relation de Shockley [59]

$$I = I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{k \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (\text{III.4})$$



Lorsque la cellule est éclairée, le courant circulant dans celle-ci devient :

$$I = I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{k \cdot T}\right) - 1 \right] - I_{ph} \quad (\text{III.5})$$

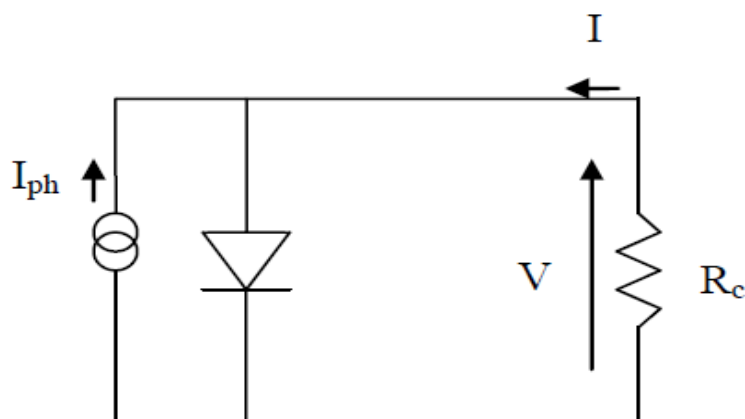


Figure III.13 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.

R_c : résistance de la charge connectée à la cellule.

Dans la réalité, on doit ajouter une résistance série R_s pour tenir compte des résistances des électrodes et de celles induites par les interfaces électrode-semi conducteur. On doit également ajouter une résistance parallèle R_p (résistance shunt en anglais) qui prend en compte les courts circuits dans la cellule (figure III.14). Ces courts-circuits dans la cellule sont dus à l'organisation des matériaux (dans un mélange de matériaux, il existe des chemins favorables à la recombinaison des charges), à la présence d'aluminium dans la couche active (diffusion d'aluminium lors de la réalisation de l'électrode) et aux charges au voisinage des interfaces de séparation des

excitons qui ont tendances à recombinaison des charges séparées. Le courant est alors donné par la relation :

$$I = \frac{R_p}{R_s R_p} \left[I_s \cdot \exp\left(\frac{q(V - I R_s)}{n \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] + \frac{V}{R_p} - I_{ph} \quad (\text{III.6})$$

n : facteur d'idéalité de la diode.

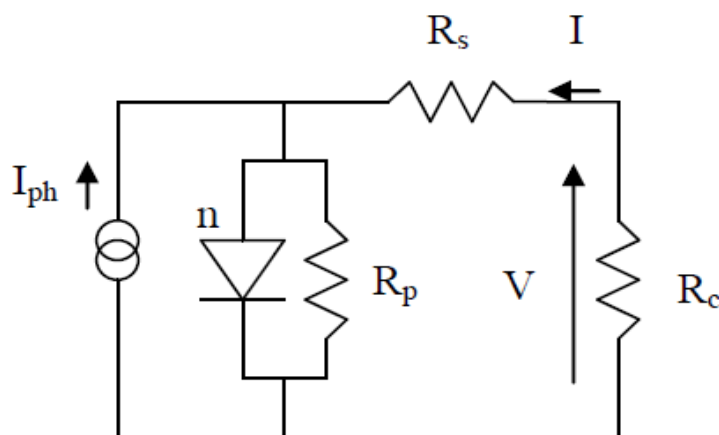


Figure III.14 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque avec des résistances R_s et R_p .

III.8- Lescouches minces

III.8.1- La technique des couches minces

Par principe, une couche mince est une fine couche d'un matériau déposé sur un autre matériau, appelé "substrat" dont l'une des dimensions qu'on appelle l'épaisseur a été fortement réduite de telle sorte qu'elle varie de quelques "nm" à quelques " μm " (typiquement ce sont des couches de 10 ... 100 nanomètres d'épaisseur). Cette faible distance entre les deux surfaces limites entraîne une perturbation de la majorité des propriétés physiques, très souvent un tel petit nombre de couches atomiques possède des propriétés très différentes.

Par exemple la réflexion optique ou l'absorption peuvent être maîtrisées de manière très précise, de même pour la conductivité électrique. La différence essentielle entre le matériau à l'état massif et celui en couches minces est liée au fait que dans l'état massif on néglige, généralement avec raison le rôle des limites dans les propriétés, tandis que dans une couche mince ce sont, au contraire, les effets liés aux surfaces limites qui sont prépondérants.

Il est assez évident que plus l'épaisseur sera faible plus cet effet de bidimensionnelle sera important. En revanche, lorsque l'épaisseur d'une couche mince dépassera un certain seuil l'effet d'épaisseur deviendra minime et le matériau retrouvera les propriétés bien connues du matériau massif.

III.8.2-Caractéristiques des couches minces

L'intérêt accordé aux couches minces provient essentiellement de l'utilisation économique des matériaux en rapport avec les propriétés physiques et de la simplicité des technologies mise en œuvre pour leur réalisation (élaboration facile et peu coûteuse).

Une grande variété de matériaux est utilisée pour produire ces couches minces. Citons les métaux, alliages (possibilité de faire plusieurs alliages : binaires, ternaires, quaternaires), composés réfractaires (oxydes, nitrures, carbures), les composés intermétalliques et les polymères.

La seconde caractéristique essentielle d'une couche mince est : quelle que soit la procédure employée pour sa fabrication, une couche mince est toujours solidaire d'un support sur lequel elle est construite (même s'il arrive parfois que l'on sépare le film mince du dit support). En conséquence, il est impératif de tenir compte de ce fait majeur dans la conception, à savoir que le support influence très fortement les propriétés structurales de la couche qui y est déposée. Ainsi, une couche mince d'un même matériau, de même épaisseur, pourra avoir des propriétés physiques sensiblement différentes selon qu'elle sera déposée sur un substrat isolant amorphe tel le verre, ou un substrat monocristallin de silicium par exemple.

Il résulte, de ces deux caractéristiques essentielles d'une couche mince, la conséquence suivante : une couche mince est anisotrope par construction [63].

Les cellules PV dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. L'intérêt de la technologie couche mince vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques. Contrairement aux cellules de silicium cristallin dites de première génération, on ne dépose que la quantité de matériau photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire (quelques microns d'épaisseurs sont suffisants). Par ailleurs, on utilise des méthodes de fabrication moins coûteuses des cellules qui permettent une intégration totale.

Les trois technologies émergentes sont aujourd'hui :

- Le Silicium amorphe et microcristallin noté TFSi (Thin-Film Silicon en anglais).
- Le Semi-conducteur Poly-cristallin CdTe (Tellure de Cadmium).
- L'alliage $\text{Cu}(\text{In},\text{Ga})\text{Se}_2$ (Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté CIGS.

La technologie a-Si domine actuellement le marché du photovoltaïque en couches minces (Ladomination du silicium dans ses formes cristallines et amorphes est une écrasante majorité de 99% de l'énergie photovoltaïque totale du marché. La plupart des 1% restant occupé par CdTe, avec CuInSe₂ que récemment commence à apparaître sur la scène commerciale).

L'hétérojonction sulfure de cuivre/sulfure de cadmium (CuS/CdS) a été le premier système photovoltaïque en couche mince développé.

III.8.3-Les cellules solaires en couches minces

Les cellules solaires en couches minces sont une des technologies de l'avenir pour le domaine photovoltaïque. Leurs avantages sont entre autres un coût de fabrication moindre et des possibilités de dépôt sur différents types de substrats (rigide, flexible, extrêmement léger, ...).

On peut classer les cellules solaires en couches minces selon le nombre des matériaux semi-conducteurs utilisés dans la fabrication des cellules (figure III.15), **binaires** comme le CdTe (Tellurure de Cadmium) et le CdS (Cadmium Sulfide), Le AsGa (Arséniure de gallium), **ternaires** comme le CIS (cuivre indium sélénium), **quaternaires** comme le CIGS (cuivre indium gallium Sélénium).

Par principe une couche mince d'un matériau donné est un élément de ce matériau dont l'une des dimensions, l'épaisseur, a été fortement réduite au nanomètre. Cette très faible distance entre les deux surfaces limites (cette quasi bidimensionnalité) entraîne une perturbation de la majorité des propriétés physiques. La différence essentielle entre le matériau à l'état massif et à l'état de couches minces est en effet liée au fait que, dans l'état massif, on néglige, généralement avec raison, le rôle des limites dans les propriétés, tandis que, dans une couche mince, ce sont au contraire les effets liés aux surfaces limites qui sont prépondérants. Il est évident que plus l'épaisseur sera faible et plus cet effet de bidimensionnalité sera exacerbé, et qu'inversement lorsque l'épaisseur d'une couche mince dépassera un certain seuil l'effet d'épaisseur deviendra minime et le matériau retrouvera les propriétés bien connues du matériau massif.

La seconde caractéristique essentielle d'une couche mince est que, quelle que soit la procédure employée pour sa fabrication, elle reste toujours solidaire du support sur lequel elle est construite (même si, après coup, il arrive parfois que l'on puisse séparer le film mince du support). En conséquence, il sera impératif de tenir compte de ce fait majeur dans la conception, à savoir que le support influence très fortement les propriétés structurales de la couche qui y est déposée. Ainsi, une couche mince d'un même matériau, de même épaisseur pourra avoir des propriétés physiques sensiblement différentes selon qu'elle sera déposée sur un substrat isolant amorphe tel que le verre, ou

un substrat monocristallin de silicium par exemple. Il faut aussi noter qu'en égard au procédé de fabrication employé, une couche mince est souvent fortement polluée lors de sa fabrication par les molécules gazeuses environnantes, à tel point que sa structure juste après formation s'apparente sensiblement à celle d'une éponge, et que cela va évidemment avoir aussi une influence sur les propriétés physiques. On sera généralement amené à faire subir à une couche mince un traitement post-déposition destiné à en améliorer la structure, c'est à dire à éliminer au mieux les gaz occlus qui, sauf exception, n'apportent aucune caractéristique intéressante au matériau. On imagine aisément que selon la procédure employée le résultat obtenu pourra donc être sensiblement différent.

Il résulte cependant de ces deux caractéristiques essentielles d'une couche mince (bidimensionnalité et présence d'un substrat support de fabrication sur lequel la couche est construite par empilement successif d'atomes) la conséquence suivante : une couche mince est anisotrope par construction.

Les méthodes de préparation de couches minces sont extrêmement nombreuses. Nous ne citerons ici que les plus couramment employées dans le domaine de l'électronique (ce qui tendrait à exclure quasiment toutes les applications et méthodes spécifiques de la chimie, la pharmacie, la biologie... Cependant en raison de leur importance économique nous avons consacré quelques paragraphes à ces domaines).

Les principales méthodologies de fabrication utilisées par les fabricants de composants électroniques actifs ou passifs font appel à des procédures physiques de dépôt du matériau sur un substrat initialement dépourvu de dépôt. La couche mince va donc croître en épaisseur à partir de zéro. Il est à noter que bien que l'on dispose de procédés de décapage permettant de niveler à l'angström par angström un matériau, on n'utilise pratiquement jamais ce moyen pour obtenir une couche mince d'épaisseur donnée.

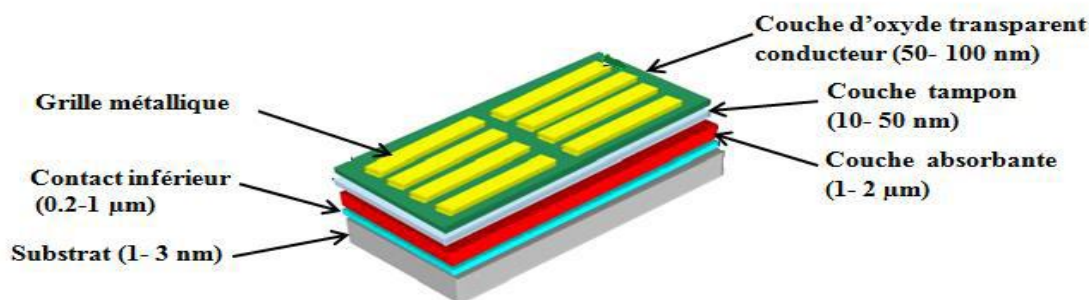


Figure III.15 : schéma simplifié de composant d'une cellule photovoltaïque en couches minces

En pratique on peut distinguer deux grandes familles de méthodes, celles qui font appel à un gaz porteur pour déplacer le matériau à déposer d'un récipient au substrat et qui s'apparentent aux techniques de diffusion utilisées dans la fabrication des composants actifs, et celles qui impliquent un environnement à pression très réduite et dans lesquelles le matériau à déposer sera véhiculé grâce à une impulsion initiale de nature thermique ou mécanique. Quel que soit le procédé utilisé, il est intuitif qu'en deçà d'une certaine épaisseur une couche mince ne sera pas continue mais constituée d'îlots plus ou moins étendus et plus ou moins proches les uns des autres. Dans cette plage d'épaisseur les propriétés sont extrêmement perturbées et ces couches, si elles présentent pour les théoriciens quelque intérêt, n'en présentent aucun pour les applications dont nous parlons ici. Nous ne nous intéresserons donc qu'à des couches dites continues. Il convient de noter que l'épaisseur pour laquelle la continuité apparaît, au sens électrique du terme, dépend à la fois du matériau et du procédé de fabrication. Ainsi, une couche mince d'or fabriquée sous certaines conditions sera continue dès 15 nm, tandis qu'avec de l'argent la continuité dans les mêmes conditions de fabrication n'apparaîtra qu'à environ 30 nm et qu'avec un alliage cuivre-nickel nous avons, toujours dans les mêmes conditions de préparation obtenu la continuité dès 2 nm, soit seulement une moyenne de 6 couches atomiques [60]

Donc pour cette filière de couches minces, trois voies semblent aujourd'hui s'imposer :

le silicium, sous ses formes amorphe ou poly-cristalline, le tellure de cadmium, et de sélénium d'Indium, de Gallium et de Cuivre.

Pour les cellules à base de CdTe, il s'agit d'une technologie extrêmement prometteuse, permettant d'obtenir des rendements tout à fait convenables (16,5% en laboratoire) [49]. De part une bande interdite de 1,45 eV parfaitement adaptée au spectre solaire et un très fort coefficient d'absorption, seule une couche de 2 μm est nécessaire pour obtenir un matériau très opaque et absorbant une grande partie du spectre solaire. Le développement des panneaux CdTe est néanmoins largement freiné par l'utilisation du cadmium, qui pose un problème au niveau environnemental. Mais avec une efficacité de conversion de puissance de 20.1% sur 0.5 cm^2 [61] de cellules de laboratoire et 16.6% [62] pour des mini modules avec une aire d'environ 20 cm^2 de $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$, la technologie en couches minces est aujourd'hui, la plus efficace de piles solaires. Les cellules à base de matériau chalcopyrite quaternaire comme les CIGS (pour $\text{Cu}(\text{Ga}, \text{In})\text{Se}_2$) possède également des performances extrêmement intéressantes.

Les réductions de coût attendues à moyen terme pour cette technologie sont donc très prometteuses [62].

Le problème de ce type de cellules est le rendement faible par rapport à la première génération et la toxicité de certains éléments (cadmium) pour leur fabrication. Le verrou majeur commun à toutes les différentes filières en couches minces réside dans le passage au stade industriel des cellules de laboratoire où il est possible d'obtenir des rendements de cellule voisins de 12-14% sur petite surface vers la fabrication de modules 30cm par 30cm possédant des rendements au minimum de 10%.

Cette deuxième génération de cellule a donc aussi ses défauts, que les physiciens corrigent en travaillant à la maîtrise du matériau lui-même. Et par conséquent, cette deuxième génération a ouvert une troisième.

III.8.4-La filière du silicium en couches minces

III.8.4.1-Le silicium amorphe

La première recherche de silicium amorphe déposée par une décharge de silane a été réalisée par Chittik et al. en 1969. Des travaux ultérieurs effectués sur ce matériau ont prouvé qu'il avait une densité de défauts beaucoup plus faible que le silicium amorphe évaporé ou pulvérisé.

La capacité de doper ce matériau à la fois de type n et p a été découverte indépendamment par Carlson et Spear et Lecomber. Carlson et Wronski ont prouvé que le a-Si a des propriétés optoélectroniques intéressantes, suite à leurs premiers résultats sur les piles solaires a-Si qui ont donné un rendement de conversion de 2% en 1976 et celui-ci a été porté à 5% peu de temps après. Ces résultats ont suscité un intérêt mondial non seulement dans les piles solaires a-Si mais également dans d'autres applications.

Il est vite devenu évident que l'hydrogène joue un rôle important dans la détermination des propriétés optoélectroniques de ces matériaux, et que la décharge déposée d'a-Si est en fait un alliage de silicium et d'hydrogène ou silicium amorphe hydrogéné (a-Si : H).

Plus tard, beaucoup de laboratoires de recherche commencent à étudier les propriétés optoélectroniques et photovoltaïques intrinsèques d'alliages a-Si:H. En 1977, Staebler et Wronski ont observé de grands changements de la conductivité, de photoconductivité et d'obscurité d'a-Si : H quand le matériau était exposé à la lumière du soleil [66].

Par conséquent, leur rendement est faible. Les cellules au silicium amorphe se composent généralement :

- d'une couche de verre par où pénètre la lumière.
- d'un film conducteur transparent (ou TCO, pour transparent conducting oxides) qui

recupère les charges négatives, par exemple de l'oxyde d'indium-étain (ITO), d'oxyde de zinc (ZnO) ou du stannate de cadmium (Cd_2SnO_4).

- de trois couches de silicium amorphe, respectivement n, i puis p .
- d'une couche conductrice réfléchive qui récupère les trous (souvent en aluminium).
- d'un substrat en verre (solide), en métal (souple) ou en plastique (souple)[65].

III.8.4.2- Les cellules solaires à couches minces à base de silicium polycristallin

La technologie en couches minces de silicium polycristallin déposé sur un support, dont la croissance sera largement déterminée par le coût du silicium, consiste à déposer une couche mince de silicium polycristallin de $10\mu m$ à $40\mu m$ d'épaisseur sur divers substrats de silicium métallurgique peu purifié, quartz, céramique ou métal. Depuis quelques années, les films minces de silicium polycristallin suscitent un intérêt majeur en Europe et aux USA où Astrophore aurait abouti en 1998 à une fabrication pilote de cellules en couches minces sur une céramique de composition confidentielle avec une procédure de dépôt utilisant un alliage de silicium en phase liquide. Ce succès, a entraîné de nombreux laboratoires sur des projets de fabrication de films de Si en phase vapeur sur supports de silicium, de céramique ou même de verre.

Le tableau (III.1) illustre la gamme des grains selon la taille du type de silicium. Dans ce tableau, le poly-silicium est défini comme ayant une granulométrie comprise entre $1\mu m$ et $1mm$ [67]. Ce type de matériau a des grains beaucoup plus petits que les grains des matériaux standards utilisés pour les cellules solaires, à savoir le silicium multi-cristallin, ce qui prête à confusion. Il est souvent considéré comme «polycristallin».

Tableau III.1 : Classes de grandeur en cristal selon le silicium [67].

Type de silicium	abréviation	Gamme de taille du cristal
Silicium à simple cristal	Sc-Si	>10cm
Silicium multicristallin	mc-Si	1mm – 10cm
Silicium polycristallin	Poly-Si	$1\mu m$ – 1mm
Silicium microcristalline	μc -Si	10nm – $1\mu m$
Silicium nanocristallin	nc-Si	1-10nm

Le silicium polycristallin est composé de grains de silicium cristallin de nombreuses orientations cristallographiques variées. Actuellement, le poly-silicium a un potentiel de dispositifs photovoltaïques

à grande échelle. Les cellules solaires à couche minces de polysilicium ont des couches actives qui sont généralement plus minces que $5\mu\text{m}$, souvent de l'ordre de $2\mu\text{m}$. Par conséquent, l'utilisation du silicium polycristallin dans la fabrication de cellules solaires nécessite moins de matériau d'où une réduction du coût. Le silicium polycristallin n'a pas besoin d'être déposé sur un wafer de silicium pour former une cellule solaire, mais plutôt sur d'autres matériaux moins chers, réduisant ainsi le coût.

III.8.4.3- Les cellules solaires en couches minces (GaAs)

Les cellules en arséniure de gallium (GaAs) à très haut rendement est un cas à part : très coûteux du fait de la complexité de son élaboration et de la toxicité des éléments utilisés, il n'est employé que pour des panneaux solaires de satellites ou sur des systèmes à concentration. Dans ces applications, le rendement et le poids sont les critères de sélection et non le prix [79]

III.8.4.4- Les cellules solaires en couches minces CdTe

Les cellules au tellure de cadmium (CdTe) affichent des rendements intéressants étant donné leurs caractéristiques. Cependant les éléments qu'elles renferment sont des rares et toxiques pour l'homme et l'environnement. Néanmoins, elles présentent les avantages suivants : elles sont légères et robustes.

Concrètement, une cellule au CdTe se compose :

- d'une vitre protectrice.
- d'une couche conductrice transparente, par exemple faite d'oxyde d'indium-étain (ITO) ou d'oxyde de zinc (ZnO). Elle recueille les charges négatives sur une épaisseur de $0,2$ à $0,5\mu\text{m}$.
- de sulfure de cadmium CdS dopé n (épaisseur de $0,06$ à $0,2\mu\text{m}$).
- de tellure de cadmium dopé p (épaisseurs de 2 à $8\mu\text{m}$).
- de la couche conductrice inférieure métallique. Elle est parfois fabriquée à partir d'une pâte de carbone enrichie en cuivre.
- du substrat, dont la nature peut varier selon les propriétés désirées (souple ou rigide)[78].

III.8.4.5- Les cellules solaires en couches minces (CIGS)

Les cellules CIGS renferment un absorbant composé de cuivre, de gallium, d'indium et de sélénium. Le meilleur rendement atteint par une cellule CIGS rigide est de $20,4\%$. Elles se composent souvent.

- d'un verre de protection.

- d'une couche conductrice transparente en oxyde de zinc (ZnO) intrinsèque de 450 nm d'épaisseur (elle est souvent précédée d'une couche de ZnO dopée à l'aluminium).
- d'une couche d'environ 50 nm de sulfure de cadmium (CdS).
- de la couche de CIGS (épaisseur : environ 2 μm).
- du collecteur de charges inférieur, constitué de molybdène.
- du substrat [77].

III.8.4.6-Les cellules solaires en couches minces (CZTS)

S'il n'y a ni terre rare ni élément toxique, qu'y a-t-il à la place ? Les cellules CZTS renferment en réalité un absorbant fait de cuivre, de zinc, d'étain, de soufre et de sélénium, de formule $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}, \text{Se})_4$. Cette cellule solaire CZTS ne contient pas de terre rare ni d'élément toxique en quantité. Elle pourrait remplacer les structures au CIGS et au CdTe, si son rendement augmente dans les années à venir. La structure et la fabrication des cellules CZTS et CIGS sont similaires. Seules les conditions optimales d'assemblage varient d'une filière à l'autre. Les substrats peuvent eux aussi être rigides ou souples. Du haut en bas, une cellule CZTS se compose (figure III.16) :

- d'un verre de protection.
- d'une couche conductrice transparente d'oxyde de zinc intrinsèque (elle est parfois précédée d'une couche de ZnO dopée à l'aluminium, de 400 nm d'épaisseur) .
- d'une couche de sulfure de cadmium (CdS) d'une épaisseur de 70 nm, ils sont naturellement dopés n.
- de la couche de CZTS (épaisseur d'environ 1,5 μm).
- du conducteur inférieur, généralement du molybdène (épaisseur de 300 nm).
- du substrat [76]

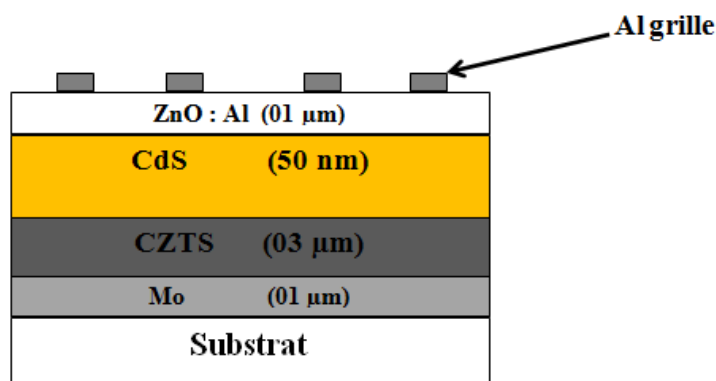


Figure III.16 : Schéma de l'anatomie d'une cellule en CZTS.

III.9-Structure de cellules solaires en couches minces

Les cellules solaires sur couches minces ont besoin de support pour leur tenue mécanique. La structure de la cellule photovoltaïque varie selon la technologie d'élaboration de la couche mince et le matériau de support. La figure (III.17) représente les architectures principales de cellules photovoltaïques en couches minces [73].

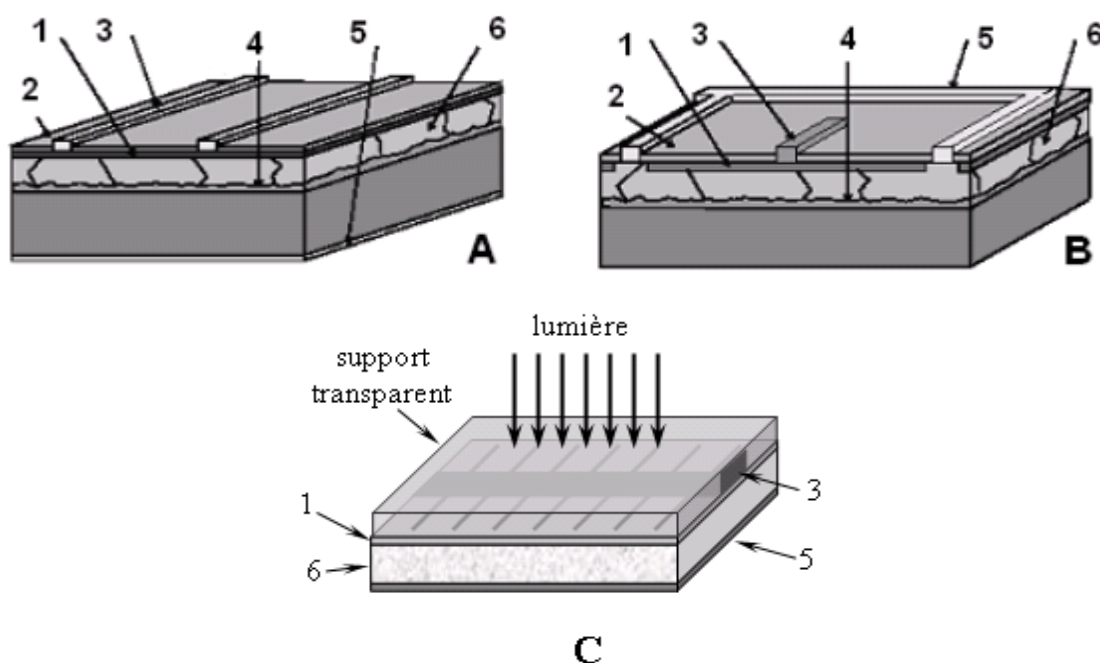


Figure III.17 : Structures utilisées pour les cellules PV sur couches minces (A,B,C) [73].

A : support conducteur (pas de report de couche)

B : support isolant (pas de report de couche)

C : cellule biface (report de couche)

1 : émetteur, **2 :** couche antireflet, **3 :** contact à l'émetteur, **4 :** couche intermédiaire.

5 : contact au substrat, **6 :** substrat en silicium.

La composition des cellules A et B est utilisée pour les couches minces obtenues sans report. La structure (A) est utilisée si le support est un conducteur. Dans ce cas le support sert de contact arrière. La couche intermédiaire peut servir pour améliorer le contact entre le support et le substrat, la réduction de la recombinaison sur la face arrière et comme réflecteur arrière. Si le support est isolant, tous les contacts doivent être placés sur la même face de la cellule PV (structure B). Pour cela les contacts ohmiques et l'émetteur ont la forme de peignes interdigités. La réalisation de ce type de

contacts nécessite l'utilisation de sérigraphie alignée ou de lithographie.

La cellule de type (C) peut être élaborée par transfert de couche épitaxiée. Dans ce cas, la cellule est réalisée partiellement sur la couche épitaxiée. Un rendement de 15.4% a été démontré pour une cellule de type (C) par Brendel et al. et pour une cellule sur une couche épitaxiée de 22 μm d'épaisseur (ψ process) [74].

III.10- Avantages et inconvénients des cellules solaires en couches minces

III.10.1-Avantages

Les technologies photovoltaïques en couches minces offrent plusieurs avantages :

- Elles utilisent souvent des matériaux semi-conducteurs qui ont une bande interdite directe, et donc ont des coefficients d'absorption très élevés. Par conséquent, seule une faible épaisseur, généralement de quelques micromètres, est suffisante pour absorber la totalité de la lumière incidente sur la couche absorbante. Celle-ci prédit d'importantes économies dans le coût des matériaux.
- Elles peuvent utiliser les matériaux rares et coûteux, en raison de la faible dimension du matériau actif de la cellule solaire.
- Elles utilisent une variété de techniques relativement peu coûteuses de dépôt sous vide pour le traitement des cellules solaires à couches minces. Ce qui réduit les coûts de traitement.
- Des films minces peuvent être déposés sur des substrats flexibles, substrats légers, ce qui rend les cellules viables pour une plus grande variété d'applications.
- elles captent mieux le rayonnement diffus et sont donc mieux adaptées à certains sites.
- en phase industrielle, leur coût est en principe moins élevé.
- elles permettent de fabriquer des modules d'une surface plus importante (4 voire 6 m^2), qui peuvent même être ensuite découpés
- elles ne craignent pas l'échauffement qui peut faire chuter le rendement des modules cristallins autour de 60°C, ce qui les rend plus aptes à l'intégration [64] [75].

III.10.2- Inconvénients

- Le problème des interfaces défectueuses, résultant de l'inadéquation entre les mailles des matériaux.
- La difficulté d'obtenir des films différents qui adhèrent les uns aux autres.
- La difficulté de parvenir à l'uniformité de l'épaisseur, la composition et la qualité à travers un substrat grand.
- La difficulté de parvenir à la stabilité des films pendant de nombreuses années.
- La toxicité de certains composants utilisés (par exemple, Cd dans le cas de CdTe/CdS, et, dans une moindre mesure, CuInSe₂/CdS).
 - industrialisation moins avancée
 - toxicité des matériaux
 - recyclage plus complexe [64] [75]

III.11-Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu des notions théoriques sur les cellules solaires. On a commencé par une description succincte du principe de fonctionnement d'une cellule solaire et ses différentes caractéristiques puis on a donné un historique sur les différentes technologies, classes et types des cellules solaires (1^{ère}, 2^{ème} et 3^{ème} génération). Le développement technologique est en réalité un long processus qui s'élabore à partir d'une chaîne de savoir faire, ou chaque génération ajoute sa contribution aux acquis développés par ses prédécesseurs.

On a concentré dans ce chapitre sur la 2^{ème} génération qui est les cellules solaires en couches minces, sa développement, sa technique, composition, structures... et les différentes types de ces cellules et nous avons vu aussi quelques avantages et inconvénients de la technologie des couches minces dans les cellules solaires, mais il faut prendre en compte que cette technologie soit encore à ses débuts, les technologies CdTe, ainsi que CuInSe₂ semblent particulièrement prometteuses. Le rendement en laboratoire a dépassé 20% pour Cu(In,Ga)Se₂, et 16% pour CdTe, alors que dans le commerce, des modules à couches minces ont montré une efficacité de conversion au voisinage de 10 à 12% [64].

Chapitre IV

Etude et modélisation des cellules solaires en couches minces

IV.1- Introduction

Les techniques permettant de réaliser des matériaux en couches minces sont très nombreuses. L'histoire des machines et de la technologie de dépôt de matériaux en couches minces a beaucoup évolué depuis les années soixante. Cela peut s'expliquer par la croissance de la demande industrielle de matériaux en couches minces. Parallèlement à la variété des méthodes de dépôt, les types de matériaux produits en couches minces ne font qu'augmenter isolants, semi-conducteurs, polymères, supraconducteurs, etc..., leurs applications s'étendant sur plusieurs disciplines microélectronique, optique, mécanique, chimie biomédicale, etc..

En plus, le développement d'un grand nombre de techniques d'analyse des surfaces, le contrôle de plus en plus précis des paramètres intervenant lors du dépôt et une meilleure compréhension des processus de croissance des matériaux en couches minces ont favorisé le développement industriel de ces matériaux.

IV.2-Etude des cellules solaires en couches minces à base de CuInSe_2 et $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$

Le début de la production à plusieurs endroits fournit un nouveau défi pour la recherche sur ce matériau. Cependant, ces accomplissements récents sont basés sur une longue histoire de recherche et de développement technologique. CuInSe_2 a été synthétisé pour la première fois par Hahn en 1953. En 1974, ce matériau a été proposé comme matériau photovoltaïque avec une efficacité de conversion de puissance de 12% pour une pile solaire monocristalline.

Dans les années 1983-84, Boeing Corp a obtenu des rendements au-dessus de 10% des films polycristallins minces obtenus à partir d'un processus de Co-évaporation de trois sources. En 1987 Arco Solaire a réalisé un rendement de 14.1%, record de longue durée (10 ans) pour une cellule en couche mince. Avant Arco Solaire, les industries solaires de Siemens (maintenant Shell solaire), avaient entamé l'étape de production industrielle. Les premiers modules publicitaires solaires de $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$ étaient disponibles en 1998 [66].

La technologie CIGS présente actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies à couches minces inorganiques avec

des cellules pouvant dépasser les 20% en laboratoire [61] et des modules commerciaux de 12%. Cependant, il reste un grand nombre de points à améliorer afin de réduire le prix de ces cellules. Le principal challenge de la technologie CIGS couche mince est la réduction du prix des matériaux [70].

Le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) est un matériau composé de type I-III-VI, de structure chalcopyrite de plus en plus prometteur pour la production de modules en films minces. La structure de base de la cellule $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{Se}_2)$ [**diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium : CIGS**] est représentée dans figure (IV.1).

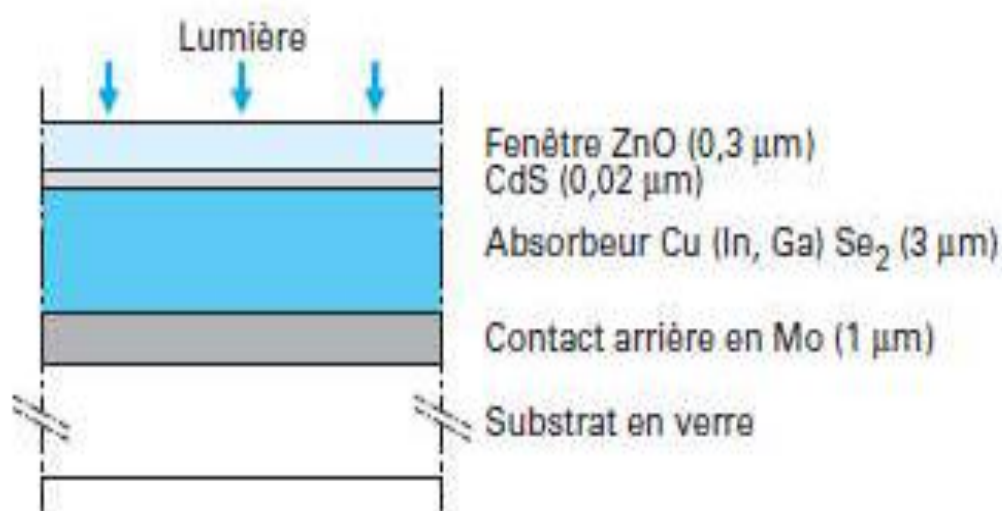


Figure IV.1: Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS [69].

Des progrès considérables ont été accomplis dans le développement de cellules solaires chalcopyrites au cours des dernières années. Une cellule à base de composés chalcopyritesternaires du type $\text{Cu}(\text{Ga,In})\text{Se}_2$ a atteint un rendement de 19.9 % au NREL [71]. Les principales améliorations sont venues de l'élargissement de la bande interdite du CuInSe_2 par l'utilisation d'alliages du type CuGaSe_2 (diséléniure de cuivre et de gallium : CGS) et CuInSe_2 . Il est, en outre, tout à fait envisageable de faire des cellules tandem de type CIS/CGS dont les gaps respectifs sont de 1eV et de 1,6eV.

La caractérisation plus précise des défauts impliqués peut être effectuée par des méthodes spectroscopiques (luminescence, admittance électrique) ou par l'analyse des caractéristiques des dispositifs (I-V en fonction de la température, réponses spectrales).

On établit ainsi les distributions de défauts dans la bande interdite ou à l'interface pour

chaque dispositif particulier [69].

L'analyse de l'interface entre le CIS et la couche tampon/ZnO est complétée par spectroscopie de photoémission directe et inverse et des mesures de composition par XPS ou SIMS. L'objectif est de comprendre les mécanismes de dopage, la nature des limitations observées pour les absorbeurs à plus grande bande interdite, et de prévoir des stratégies d'amélioration, la figure (IV.2) présente une vue en coupe transverse au microscope électronique à balayage d'une cellule à base de CuInSe_2 [72].

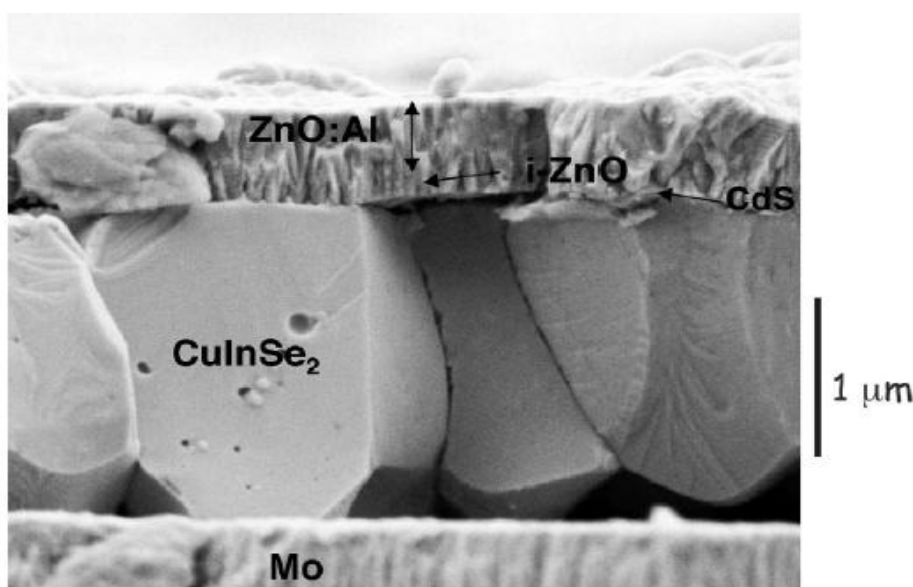


Figure IV.2: Vue en coupe transverse au microscope électronique à balayage d'une cellule à base de CuInSe_2 [72].

IV.2.1-Méthodes de dépôt

Parmi les très nombreuses méthodes de dépôt du CIS essayées, on notera : la Co-évaporation des trois éléments ; la sélénisation de films d'In et de Cu ; la pulvérisation cathodique de cibles pré-déposées ; l'irradiation laser d'un empilement de films des trois éléments ; l'électrochimie ; la technique de pulvérisation par spray; la sérigraphie.

La première méthode est celle qui a permis d'atteindre les plus hauts rendements. La technique de pulvérisation par spray est certainement très simple à mettre en œuvre, mais son rendement est assez faible. La technique de sérigraphie (apparue en 2003) est probablement l'une des plus attrayantes [69].

Dans cette partie nous allons présenter les techniques les plus intéressantes et qui donnent les rendements les plus élevés.

IV.2.2-La Co-évaporation

Le matériau absorbeur donnant les rendements photovoltaïques les plus élevés est le $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$ avec un rapport $\text{Ga}/(\text{Ga}+\text{In})$ de 20% à 30%, préparé par la Co-évaporation à partir des sources élémentaires, la figure (IV.3) montre une installation d'une Co-évaporation comme celle utilisée pour la préparation des cellules solaires et du mini modules à l'échelle du laboratoire.

Le processus exige un maximum de température de substrat autour de 550°C pour un certain temps durant la croissance du film, de préférence vers la fin de la croissance. Cette technique est basée sur l'évaporation thermique simultanée des trois constituants (Cu, In, Se) sur des substrats en verre sous un vide secondaire de l'ordre de 4×10^{-6} torr [81], le dispositif expérimental est constitué de cinq sources d'évaporation dont deux pour le cuivre et l'indium respectivement en tantale et en tungstène et une troisième source pour le gallium. Pour le sélénium, on dispose de deux sources constituées d'un creuset en céramique entouré d'un filament en tungstène.

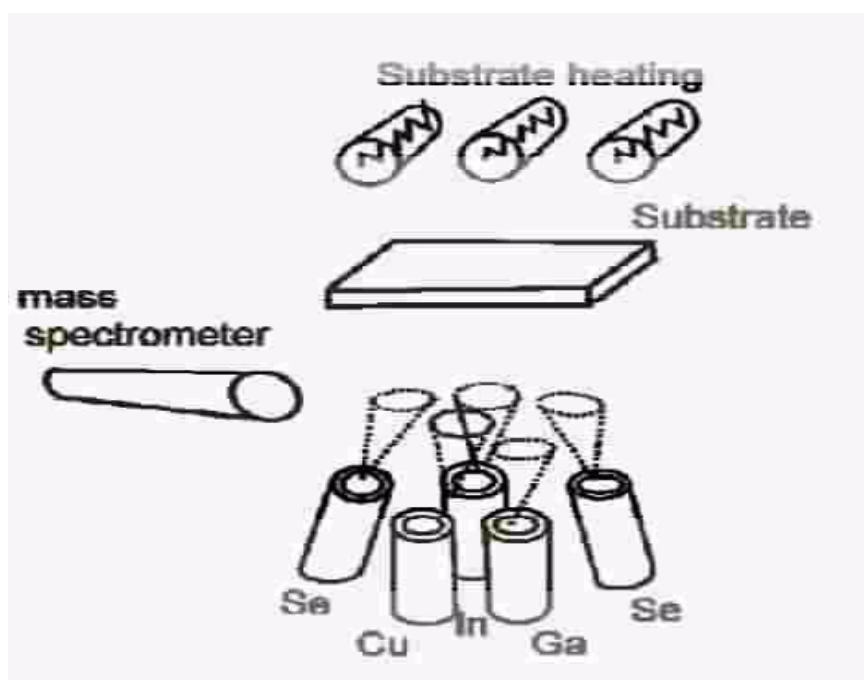


Figure IV.3 : Arrangement pour le dépôt des films de $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$ à l'échelle de laboratoire par la Co-évaporation. Les taux des sources sont commandés par spectrométrie de masse [66].

Un système basé sur un spectromètre de masse quadripôle ou un spectromètre d'absorption atomique contrôle les taux de chaque source. La composition du matériau par rapport aux métaux correspondant à son taux d'évaporation, tandis que le Se toujours évaporer en excès.

Le processus de Co-évaporation le plus utilisé est celui à trois étapes, ce processus démarre avec une composition de l'In, Ga et Se à des températures relativement basses, et à la fin on dépose seulement In, Ga et Se pour assurer la composition riche en In du film. le processus de trois étapes mène actuellement à des cellules solaires de type $\text{Cu}(\text{In},\text{Ga})\text{Se}_2$ avec les rendements les plus élevés [66].

IV.2.3-La Sélénisation

La deuxième classe des techniques de préparation des absorbeurs est basée sur la séparation du dépôt et la formation du composé en deux étapes de processus différentes. des rendements élevés sont obtenus à partir de la préparation de l'absorbeur par la sélénisation des précurseurs métalliques dans le H_2Se et par le traitement thermique rapide des couches élémentaires empilées dans une atmosphère de Sélénium Se, ces processus séquentiels ont le même avantage de dépôt des matériaux sur de larges surfaces que la pulvérisation. Les tous premiers modules de grande surface ont été préparés par cette technique de sélénisation depuis plus de 10 ans.

Actuellement une modification de ce processus rapporte les premières cellules solaires à l'échelle commerciale à base de $\text{Cu}(\text{In},\text{Ga})\text{Se}_2$ sont fabriquées par la société «Shell Solar Industries». Ce processus est illustré dans la figure (IV.4) [66].

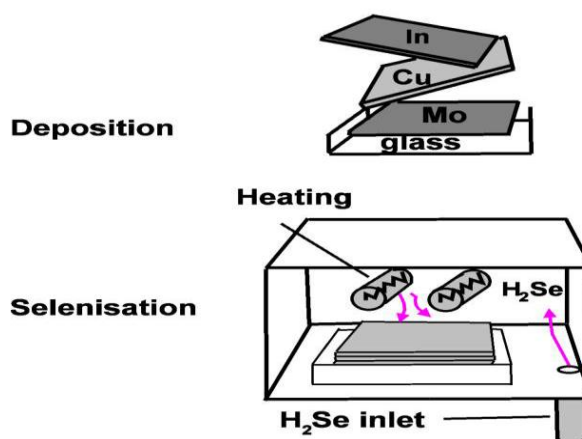


Figure IV.4 : Illustration du processus séquentiel.

IV .2.4-L'Epitaxie par Jets Moléculaires (EJM)

Un processus dans lequel les couches sont déposées de façon épitaxiale sur un substrat dans une chambre ultravide. Le principe de la méthode est simple : un substrat tel que le Ga ou Al est évaporé et la vapeur est déposée sur un substrat tel que le GaAs.

Le système ultra vide (ultra- High- vacuum) avec des pressions dans l'intervalle de 10^{-8} Pa sont utilisées pour éviter la contamination et pour assurer des conditions bien définies aussi bien dans le jet moléculaire qu'à la surface de substrat. On peut estimer qu'à une pression de « 10^{-8} Pa » quelques heures sont nécessaires pour qu'une surface nouvellement préparée devienne couverte avec des monocouches des absorbeurs.

De telle chambre UHV est fabriquée par l'acier et l'inoxydérme et des pressions extrêmement basses de moins de 10^{-8} Pa (correspond au libre parcours moyen moléculaire de quelque mètre) sont maintenues par des pompes d'ions (ions getter pumps) ou des pompes turbo- moléculaires.

Dans une pompe à ions, les atomes du gaz sont ionisés par des champs électriques élevés et puis sont absorbés sur des films actifs convenablement chargés en métal. le pompage d'une pompe turbo-moléculaire s'effectue entre les molécules de gaz et les lames d'une turbine en rotation rapide. La chambre UHV qui comporte la partie principale de la machine MBE (figure IV.5) est équipée avec un cryoshield refroidi par l'azote-liquide. Ceci sert à emprisonner les atomes parasites et les molécules, ce qui réduit la pression.

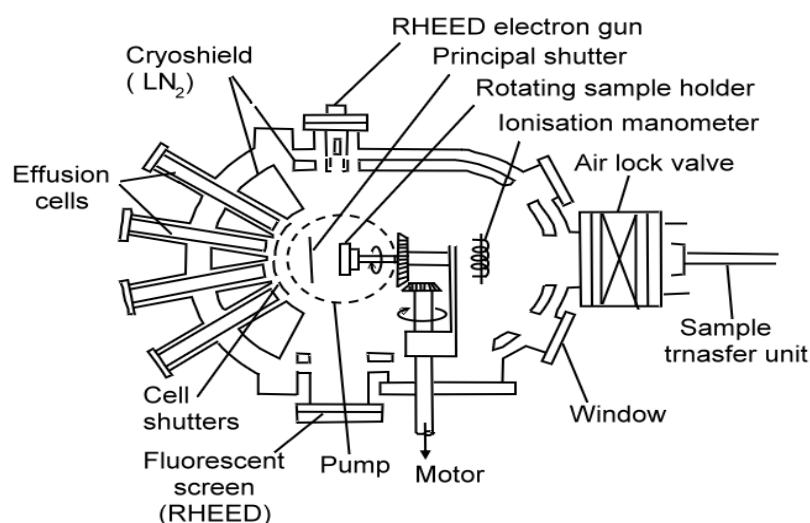


Figure IV.5 : L'illustration schématique d'une chambre d'UHV pour l'épitaxie par jets moléculaires (EJM) [83].

Les atomes ou les molécules incorporés dans le cristal en croissance sont originaires d'une source appelée « diffusion » dans laquelle le matériau de démarrage c'est-à-dire Ga ou As solide pour l'épitaxie de GaAs sont vaporisés par un chauffage électrique.

Les robinets sont contrôlés mécaniquement à partir de l'extérieur, et peuvent ouvrir ou fermer les cellules d'effusions individuelles des jets moléculaires. Le taux de croissance d'une couche

épitaxiale est déterminé par le flux des particules par le flux des jets moléculaires qui est contrôlé par variation de température [83].

IV.2.5-La déposition en phase Vapeur du Métal organique

Une deuxième méthode épitaxiale importante, la déposition en phase vapeur du métal organique ou MOCVD en Anglais « Metal Organic Chemical Vapor Deposition ».c'est une technique pour déposer les couches minces des atomes sur un substrat de semi-conducteurs. Dans cette méthode, la croissance s'effectue dans un réacteur où le volume de gaz doit être échangé en commutant d'une source à une autre.

Nous allons décrire cette technique à travers l'épitaxie du semi-conducteur binaire III-V qui est le GaAs pris comme exemple illustratif. Ce qui est valable aussi pour la structure chalcopyrite. En effet, pour l'épitaxie de GaAs le processus de MOCVD repose sur la déposition du GaAs solide à partir des matériaux de phase gazeuse contenant Ga et As en utilisant la molécule AsH_3 et le gaz du métal organique triméthylgallium [$\text{TMG}=\text{Ga}(\text{CH}_3)_3$].

La molécule AsH_3 est introduite directement dans une bouteille de gaz par l'intermédiaire d'une vanne de régulation de gaz dans le réacteur de quartz. Le réacteur fonctionne à une basse pression à l'aide d'un système de pompage, le composant organique TMG en métal est dans une ampoule, et sa pression de vapeur est contrôlée par un bain de température. L'hydrogène H_2 traverse cette ampoule et transporte le TGM au réacteur.

Après une réaction qui se produit dans le réacteur et après la cassure des liaisons de molécules par l'effet de la chaleur existante dans le réacteur, il en résulte le GaAs solide qui est déposée sur un substrat lui-même monté sur support en mouvement (le substrat sur lesquelles films doivent être déposés est appelé : suscepteur de graphite et tenue à une température entre 600°C et 800°C pendant la croissance). A l'aide d'une vanne, le composé passe de la très haute température à une basse température pour refroidir [83]

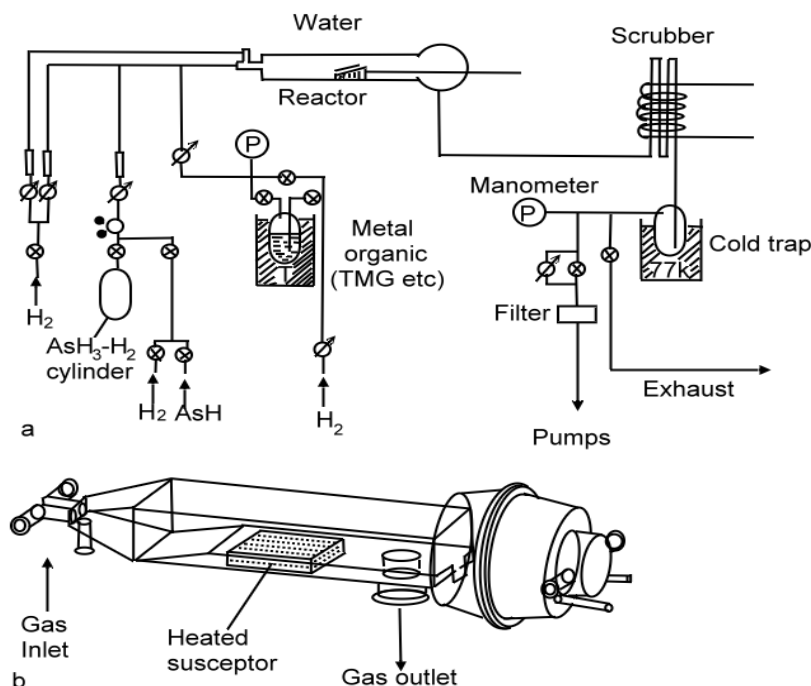


Figure IV.6 : L'illustration schématique d'un appareil pour la déposition en phase vapeur organique en métal (MOCVD) des semi-conducteurs III-V. a) La vue d'ensemble générale ; b) Réacteur en verre de quartz (longueur typique 50 cm) [83].

IV.2.6-Les recherches sur l'optimisation des performances des dispositifs

Une part importante des recherches vise à améliorer le rendement record actuel de 19,5 % et à franchir maintenant la « barre » des 20 %. Les perspectives d'amélioration sont nombreuses, concernant la couche fenêtre, la couche tampon et l'absorbeur CIGS lui-même.

Par exemple, l'amélioration de la transparence de la couche tampon dans l'ultraviolet permettrait de gagner $1,5 \text{ mA/cm}^2$ sur le photocourant et, à condition de maintenir les autres grandeurs constantes (tension de circuit ouvert, facteur de forme), permettrait de franchir à elle seule la barre des 20%. On assiste donc progressivement au remplacement des couches de CdS par des couches à base d'oxysulfure de zinc, dont la bande interdite est beaucoup plus grande (jusqu'à 3,6 eV au lieu de 2,4 eV), et qui permet aussi de se passer de l'utilisation de cadmium toxique dans la filière CIS. De la même façon, des couches de $(Zn,Mg)O$ à plus grande bande interdite sont étudiées à la place de ZnO. Les chercheurs se sont également rendu compte que l'orientation cristallographique de la surface de CIS jouait un rôle [72].

IV.3-Présentation des matériaux CIS et CIGS

La majorité des dispositifs électroniques sont fabriqués à base du silicium Si, et dans ces derniers temps, nous nous intéressons à étudier les propriétés des matériaux semi-conducteurs nouveaux qui sont considérés comme des bons alternatives au silicium. Parmi ces matériaux, les semi-conducteurs qui se cristallisent dans la structure chalcopyrite car ils présentent un intérêt considérable dans les applications photovoltaïques.

IV.3.1-Généralités sur les éléments de bases

C'est en 1876 que le premier composant photovoltaïque à base de semi-conducteur a été réalisé en élaborant mécaniquement une couche de sélénium entre deux électrodes, mais l'introduction de cuivre et de l'indium n'a été effectuée qu'un siècle plus tard, en 1973, par Wagner et ses collaborateurs qui ont obtenus des rendements de 12% à partir d'un monocristallin de CuInSe_2 . Les premières cellules en couches minces à base de CuInSe_2 ont été réalisées par Boin.

Dans le tableau III-1, nous présentons quelques valeurs des paramètres physiques et chimiques des éléments Cu, In, Ga et Se utilisés dans la synthèse des matériaux CuInSe_2 et Cu(In,Ga)Se_2 [82].

Tableau IV.1 : Quelques propriétés physiques et chimiques des éléments Cu, In, Ga, et S [82].

Paramètres	Cu	In	Ga	Se
Masse atomique (g/mol)	63.546	114.818	69.72	78.96
Densité à 300 K (g/cm^3)	8.96	7.31	5.907	4.79
Température de fusion ($^{\circ}\text{C}$)	1083.4	156.61	29.78	217
Température d'ébullition ($^{\circ}\text{C}$)	2595	2080	2403	685
Conductivité électronique ($10^6/\text{cm } \Omega$)	0.596	0.116	0.0678	10^{-12}
Conductivité thermiques (W/cm K)	4.01	0.816	0.406	0.0204
Potentiel d'ionisation (1^{er}) (eV)	7.726	7.786	5.999	9.752
Electronégativité	1.9	1.78	1.81	2.4
Rayon atomique (pm)	127.8	155-162.6	122.1	116

Les semi-conducteurs chalcopyrites comportent deux familles principales et les semi-conducteurs que nous utilisons dans notre étude (CIS et CIGS) appartiennent à la première famille qui est composée d'un élément de la première colonne, d'un élément de la troisième colonne et d'un élément de la sixième colonne de la classification périodique des éléments c'est-à-dire I-III-VI₂ (figure IV.7) [83].

Tableau périodique des éléments chimiques. Les éléments appartenant à la famille I-III-VI₂ sont mis en évidence en orange. Les groupes sont étiquetés en haut : IIIA, IVA, VA, VIA, VIIA, VIIIA. Les numéros atomiques et les masses atomiques sont indiqués pour chaque élément.

		IIIA	IVA	VA	VIA	VIIA	VIIIA
		B	C	N	O	F	He
		10,811	12,011	14,007	15,999	18,998	4,003
	IIA	Al	Si	P	S	Cl	Ar
		13	14	15	16	17	18
		26,982	28,086	30,974	32,064	35,453	39,948
I	II	Ga	Ge	As	Se	Br	Kr
		29	30	31	32	33	34
		63,54	65,37	69,72	72,59	74,922	78,96
		In	Sn	Sb	Te	I	Xe
		47	48	49	50	51	52
		107,870	112,40	114,82	118,69	121,75	127,60
		Au	Hg	Tl	Pb	Bi	Po
		79	80	81	82	83	84
		196,967	200,59	204,37	207,19	208,980	210
						At	Rn
						85	86
						210	(222)

Figure IV.7 : La classification périodique des éléments constituant la famille I-III-VI₂.

IV.3.2-La structure cristalline

La famille CuInSe₂ des couches minces appartient à la classe I-III-VI₂ des semi-conducteurs à couche mince, et a montré la grande promesse pour des applications photovoltaïques. CuInSe₂ est un composé ternaire trois éléments, I-III-VI₂). La figure (IV.8) montre la prétendue structure chalcopyrite de ce composé, qui essentiellement, est comme une maille de diamant composé des cellules d'unité tétragonale à face centrée [84].

Par exemple l'alliage ternaire CuInSe₂ appartenant à la famille I-III-VI₂ qui se cristallise dans la structure tétragonale de chalcopyrite est obtenu à partir de la structure cubique de ZincBlende des matériaux II-VI comme le ZnS, ceci est réalisé en occupant les positions de Zn alternativement avec du Cu et du In, alternativement chaque atome Se a deux liaisons au Cu et deux liaisons à In [66].

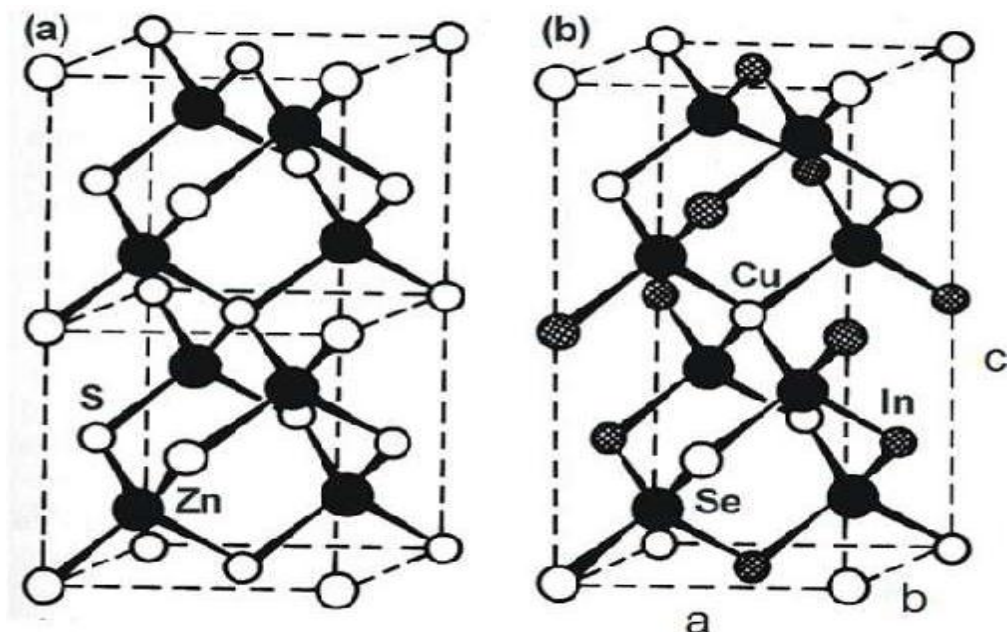


Figure IV.8a : Structure de la maille élémentaire du zinc-blende (ZnS).
Figure IV.8b : structure de la maille élémentaire du chalcopyrite du CuInSe

IV.3.3-Structure de dispositif des piles solaires de CIGS

Le choix des semi-conducteurs pour la conversion photovoltaïque est basé sur un certain nombre de conditions pour un matériau de pile solaire :

- Une bande interdite directe avec des valeurs presque optimales pour des dispositifs d'homojonction ou d'hétérojonction.
- Un coefficient d'absorption optique élevé, qui réduit au minimum la condition pour des longueurs élevées de porteur minoritaires.
- La possibilité de produire un matériau de type n et p, de sorte que la formation de l'homojonction aussi bien que des dispositifs d'hétérojonction soit faisable.

Ces conditions sont satisfaites par un certain nombre de composés II-IV et une large gamme de semi-conducteurs principalement les composés ternaires à base de cuivre de la structure chalcopyrite.

L'ordre complet de couche d'une pile solaire de l'hétérojonction de ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂ est montré sur la figure (IV-9). Le dispositif se compose typiquement d'une couche épaisse de 1 μm de Mo déposée sur un substrat de verre à chaux sodée comme contact arrière pour la pile solaire. Le Cu(In,Ga)Se₂ est déposé sur l'électrode arrière de Mo comme matériau photovoltaïque absorbant. Cette couche d'absorbant a une épaisseur de 1-2 μm.

L'hétérojonction est alors accomplie par le dépôt de bain chimique (chemical bath deposition: CBD) de CdS (en général 50nm profondément) et par le dépôt de pulvérisation d'une couche (intrinsèque) nominale non dopée intrinsèque de ZnO (habituellement d'épaisseur 50-70nanomètres), puis une couche fortement dopée de ZnO. Car ZnO qui a une énergie de gap de 3.2 eV est transparent pour la partie principale du spectre solaire qui est donc noté comme couche de fenêtre de pile solaire [66].

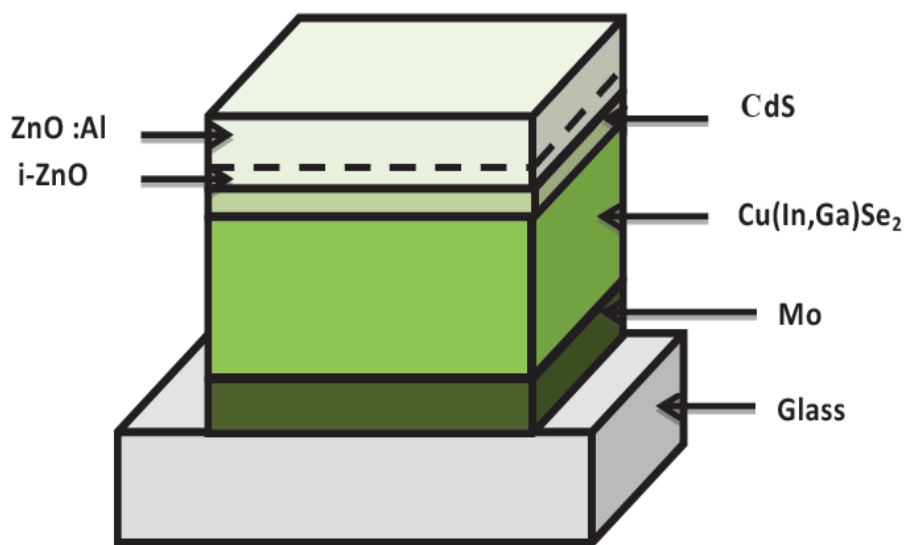


Figure IV-9 : Ordre de couche d'une pile solaire en couche mince standard de ZnO/CdS/Cu (In, Ga) Se₂ [66].

IV.3.3.1- Le substrat

Le substrat le plus largement répandu pour les piles solaires de CIGS est le verre à chaux sodée (en anglais : Soda Lime Glass SLG). Le verre à chaux sodée à prix réduit est un alcali contenant le substrat dont le sodium répand dans la couche CIS pendant la formation des semi-conducteurs et améliore la croissance de grain et la performance de cellules.

Le substrat à chaux sodée agit en tant qu'une source de sodium pour la couche mince CIS et le contact arrière de molybdène, l'effet électronique le plus important de l'incorporation de Na dans des films de CIGS est une diminution de la résistivité jusqu'à deux ordres de grandeur. Bien que le verre soit le substrat le plus généralement utilisé, récemment un certain effort a été fait pour développer les piles solaires flexibles sur le polyamide, les feuilles métalliques et les substrats d'acier inoxydable. Les rendements les plus élevés de 12.8% et de 17.6% ont été obtenus pour des cellules de CIGS sur le polyamide et les feuilles métalliques, respectivement [84].

IV.3.3.2- Contact arrière

Le matériau de contact arrière est un métal sur le fond de l'absorbeur, dont le rôle est de collecter les porteurs de l'absorbeur et les livrer à la charge externe. Dans les cellules standard, les exigences du matériau de contact arrière sont d'avoir une faible résistivité, de ne pas entraver le flux de porteurs majoritaires, les trous, et dans les cellules CIGS, pour permettre la diffusion de Na à partir du substrat semi-conducteur.

Jusqu'ici, les meilleures cellules ont été produites avec du molybdène comme contact arrière. Le matériau de contact arrière devient plus important et plus intéressant lorsque les cellules deviennent plus minces, parce que le profil de production de porteurs se déplace plus près de lui.

Les conditions de base pour un matériau de contact arrière autre qu'être conducteur sont :

- Qu'il devrait former un contact ohmique avec la couche CIGS.
- Qu'ils ont un bas taux de recombinaison pour des porteurs minoritaires.
- Qu'ils montrent de l'inertie aux étapes de transformation suivantes.
- Qu'ils ont de préférence une réflectivité légèrement élevée.

Le molybdène Mo est jusqu'ici le meilleur matériau de contact arrière pour les piles solaires de CIGS parce qu'il satisfait la plupart des conditions mentionnées ci-dessus. La recombinaison au contact arrière peut devenir une issue critique dans la performance de cellules. La recombinaison de contact arrière devient dominante dès que la longueur de diffusion deviendra égale ou plus grande que l'épaisseur de l'absorbeur.

L'épaisseur du contact arrière Mo est habituellement $1\mu\text{m}$ et généralement déposée par la pulvérisation. Les propriétés du film comme la résistivité et l'adhérence électrique au substrat se sont avérées dépendantes des paramètres de dépôt. Les films déposés à une pression plus élevée présente une résistivité plus élevée mais ont la bonne adhérence au substrat. Les films déposés à de basses pressions ont la basse résistivité mais l'adhérence faible au substrat, par conséquent, une bicouche de Mo est employée pour avoir la basse résistivité et la bonne adhérence.

De nos jours, la croissance du contact arrière de Mo par la pulvérisation ou l'évaporation est la plus généralement utilisée pour les piles solaires de CIGS [84].

IV.3.3.3-Couche absorbeur CIGS

Les propriétés des matériaux $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ (CIGS) ont été déjà discutées dans le chapitre précédent. Nous indiquons ici certains détails de traitement et des propriétés de film de différents

groupes de recherche. Il est probable que des améliorations du courant de court-circuit (I_{CC}) et du facteur de forme (FF) puissent être réalisées par conception améliorée des dispositifs. En revanche, les améliorations de V_{CO} peuvent exiger des modifications des matériaux des cellules photovoltaïques.

Il y a différents paramètres dans le traitement qui peut affecter la nature des films qui sont développés. Il a été constaté que le rapport de flux du métal Se affecte la croissance des grains de films minces CIGS. Il y a différents paramètres dans le traitement qui peut affecter la nature des films qui sont développés. Il a été constaté que le rapport de flux du métal Se affecte la croissance de grains de films minces CIGS.

D'un point de vue électrique, les grains de joints sont préjudiciables à la performance des cellules solaires de deux façons:

- ils agissent comme des pièges pour la recombinaison de photoélectrons générés avec des trous. Ce qui a été identifié comme un mécanisme de perte importante de dispositifs photovoltaïques polycristallins en général et en particulier le dispositif photovoltaïque à base de CIGS.

- ils contribuent à la formation d'une charge de surface positive, située aux limites des grains. Il en résulte une charge positive dans une région de déplétion et une barrière de potentiel pour les électrons dans le voisinage des joints de grains. Ainsi, le dopage effectif de type p de la couche CIGS est diminué.

D'un autre côté, une réduction de l'utilisation des matériaux est particulièrement importante pour l'indium et le gallium. Ceci devrait permettre une baisse significative des coûts de production. Effectivement, à travers une diminution très importante de la quantité d'indium, peu abondant et donc relativement coûteux, ainsi qu'à travers la réduction du temps de réalisation de la cellule, le coût de réalisation est diminué. Le temps de dépôt de la couche de CIGS pourrait également être réduit pour des couches CIGS plus minces, qui seront directement produites avec des coûts inférieurs [84].

L'épaisseur standard des couches Cu (In, Ga) Se_2 (CIGS) dans les cellules solaires à couche mince CIGS est actuellement de $1,5\mu m$ à $2\mu m$. Si cette épaisseur pourrait être réduite, sans, ou seulement avec une perte de performance minimale, les coûts de production pourraient être diminués. Cependant, la réduction de l'épaisseur de la couche absorbante est associée à un certain nombre de problèmes.

Plusieurs études ont été effectuées pour voir l'influence de la réduction de l'épaisseur de CIGS sur les performances de la cellule solaire. Dans une étude menée par Lundburg et al [85], lorsque l'épaisseur de la couche d'absorbeur a été réduite, les appareils électriques sont devenus court-circuités. Shafarman et al [86] ont rapporté une augmentation de la conductance shunt quand l'épaisseur a été réduite. un autre problème potentiel lorsque l'épaisseur de la CIGS est réduite, c'est que les porteurs seront générés plus près du contact arrière et ont une probabilité plus élevée de recombinaisons.

En outre, les films plus minces CIGS ont des grains plus petits et donc relativement plus grande surface de joints de grains qui pourrait également être la raison de pertes de recombinaison. Lundburg et al. ont également observé une augmentation de recombinaison près de l'interface des couches minces de CIGS et ont attribué ce phénomène à la recombinaison tunnel améliorée. Dans le même contexte, une corrélation entre le rendement quantique et le coefficient d'absorption pour des épaisseurs variables du film CIGS a été analysée. Pour les couches CIGS minces (0,8 μm), l'absorption a été légèrement inférieure qu'une couche épaisse (1,8 μm), mais le rendement quantique a diminué de façon significative pour les longueurs d'onde élevées. Cela indique que la formation des porteurs est élevée dans la couche de CIGS quand celle-ci est épaisse. Cependant, en raison d'une recombinaison plus importante des électrons générés au voisinage du contact arrière pour les longueurs d'onde élevées, le rendement quantique diminue quand les couches CIGS sont minces. L'absorption calculée pour les films CIGS de 0,36 μm est beaucoup plus faible que l'absorption dans les couches CIGS plus épaisses [84].

La densité du courant de court-circuit a diminué d'environ 4mA/cm² lorsque l'épaisseur de CIGS a été réduite de 1,8 à 0,9 μm . Pour les couches d'absorbeur de moins de 0,8 μm , une diminution plus prononcée a été observée. Il a été observé que si l'épaisseur de CIGS est réduite de plus de dix fois pour la couche la plus mince de CIGS, le courant de court-circuit diminue de moitié de sa valeur initiale [84].

D'après ces différentes études, nous concluons que l'épaisseur de l'absorbeur CIGS ne doit pas être très réduite. L'épaisseur idéale est d'environ 1.5 μm à 3 μm .

IV.3.3.4-Couche tampon de Sulfure de Cadmium CdS

Des composés de semi-conducteurs avec conductivité de type-n et énergie de gap entre 2.0eV et 3.6eV ont été utilisés comme couche tampon pour les piles solaires de CIGS. cependant, le sulfure de cadmium CdS reste la couche tampon la plus largement utilisée, car il a donné des cellules à haute efficacité.

Dans des dispositifs de rendement élevé, le dépôt chimique de bain (CBD) a été employé pour fabriquer des couches de CdS. Le dépôt CBD de CdS fournit une surface polycristalline approximative d'absorbeur avec une épaisseur de film de 10 nm. La couche CdS est une protection contre les dommages et les réactions chimiques résultant du procédé suivant de dépôt de ZnO.

Le bain chimique élimine l'oxyde normal de la surface de film et rétablit, ainsi, les états extérieurs chargés positivement. Cependant, le processus de CBD pour le dépôt CdS a un bas rendement et pose également la difficulté en termes de génération et de disposition des déchets dangereux, comme alternative aux CdS, divers matériaux ont montré des résultats prometteurs : Ils'agit des couches de CBD-ZnS, de MOCVD-ZnSe, d'ALD ZnSe, de CBD-ZnSe, de PVDZnIn₂Se₄, de ZnMgO Co-pulvérisé et d'ALD-In₂Se₃.

IV.3.3.5-Contact avant d'Oxyde de Zinc ZnO

Le contact avant d'une pile solaire doit être transparent et conducteur. Différents oxydes conducteurs transparents (TCO) ont été expérimentés et l'oxyde de zinc (ZnO) dopé d'aluminium (ZnO:Al) est le plus généralement utilisé. L'oxyde de zinc a une large bande de gap de 3.3 eV et a de bonnes propriétés électriques et optiques (une transmission de 90% dans la gamme de 400-1000 nm et une résistivité de $9 \cdot 10^{-4} \Omega \cdot \text{cm}$).

Les piles solaires de CIGS utilisent plus fréquemment, ZnO dopé d'Al. Une combinaison d'une qualité intrinsèque (i-ZnO) et d'une couche de ZnO dopée est généralement employée, car cette double couche rapporte des rendements uniformément plus élevés. Il a été constaté que des paramètres de cellules, en particulier, le facteur de forme (FF) varie avec l'épaisseur des couches intrinsèques de ZnO. Le rendement le plus élevé a été réalisé avec une couche d'i-ZnO d'épaisseur environ 70 nm.

D'autre part, quand la couche d'i-ZnO est très épaisse, la performance de cellules s'est dégradé en raison de l'augmentation de la résistance en série. Par conséquent une épaisseur optimale de la couche d'i-ZnO est nécessaire pour une meilleure performance de la pile solaire.

Plusieurs techniques de dépôt telles que la pyrolyse de jet, la CVD, et la pulvérisation ont été utilisées avec succès pour fabriquer des films de ZnO. La pulvérisation a été la technique la plus utilisée pour sa production. Le dopage de la couche de conduction de ZnO est réalisé par des éléments du groupe III, en particulier l'aluminium. Toutefois les investigations montrent que le bore est une bonne solution, car il rapporte une mobilité élevée des porteurs de charge et une

transmission plus élevée dans la région spectrale de longue longueur d'onde, provoquant des courants plus élevés.

En outre, pour les cellules à haute efficacité, la température de dépôt de TCO devrait être inférieure à 150°C afin d'éviter l'inter-diffusion nuisible à travers l'interface de CdS/CIGS.

IV.3.4-présentation de la cellule étudiée en 2D

Notre travail consiste à modéliser une cellule solaire à base de CIGS et à simuler ces paramètres électriques, afin de concevoir une cellule ayant le rendement électrique optimal.

Dans notre étude, nous utilisons une cellule solaire composée des hétérojonctions suivantes : grille/ZnO /CdS /CIGS/ Mo/verre. Le schéma simplifié de l'hétérostructure est représenté sur la figure IV-10.

Les couches semi-conductrices CIGS (absorbeur), CdS (tampon) et ZnO (fenêtre), ont fait l'objet de notre étude dans les modèles numériques pour voir l'influence de celles-ci sur les performances électriques de la cellule solaire [88].

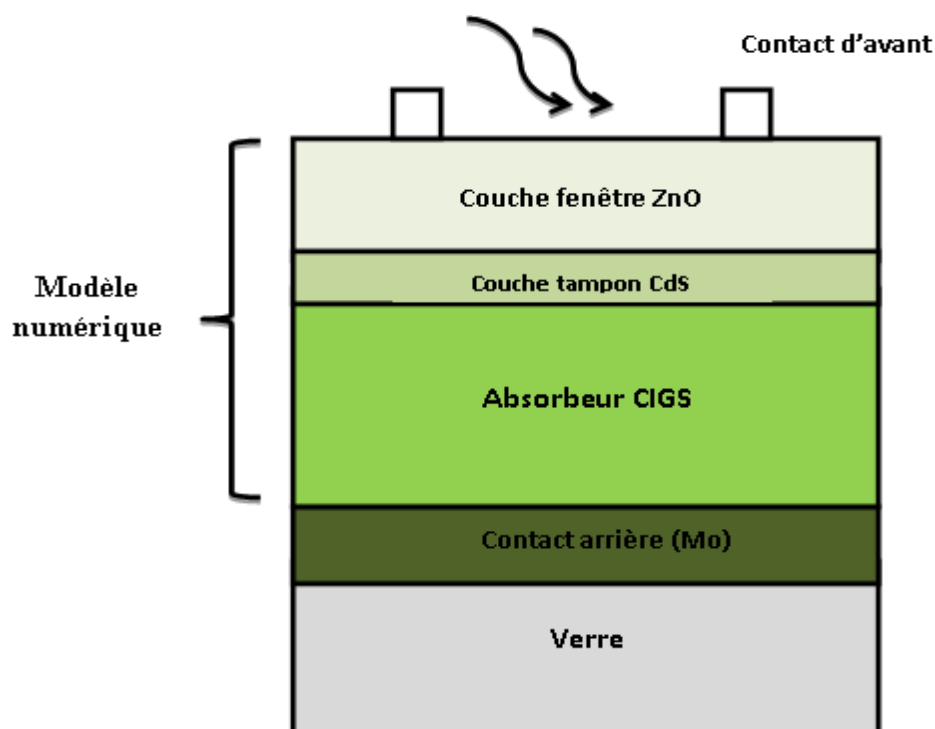


Figure IV-10 : Schéma simplifié d'une cellule solaire en couches minces de type CIGS.

IV.3.5-Caractéristique courant tension

La principale caractéristique d'une cellule solaire est celle de la variation de la densité de courant débité par la cellule en fonction de la tension à ses bornes, communément appelée caractéristique J-V. A partir de cette caractéristique l'utilisateur peut déduire aisément la densité de courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, ainsi que la puissance maximale que peut débiter la cellule [80].

a) La densité de courant de saturation inverse I_s

Pour la cellule solaire à hétérojonction à base CuInGaSe_2 de structure N - P, la densité de courant de saturation inverse I_s est donnée par :

$$I_s = q \left(\frac{n_{i1}^2 \cdot D_p}{N_d \cdot L_p} + \frac{n_{i2}^2 \cdot D_n}{N_a \cdot L_n} \right) \quad (\text{IV.1})$$

Où n_{i1} est la concentration intrinsèque de la couche N (CdS) et n_{i2} est celle de la couche P. $n_{i1} \ll n_{i2}$. Utilisant cette inégalité I_s peut être juste écrite comme :

$$I_s = q \left(\frac{n_{i2}^2 \cdot D_n}{N_a \cdot L_n} \right) \quad (\text{IV.2})$$

$$n_{i2}^2 = N_c^2 \cdot N_v^2 \cdot e^{-E_g^2 / kt} \quad (\text{IV.3})$$

b) Caractéristique J-V idéale

La caractéristique J-V idéale est donnée par

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V}{q \cdot Ut} \right) - 1 \right) \quad (\text{IV.4})$$

Si la cellule est en court-circuit c'est à dire ($V=0$ et $I = I_s$) on obtient le courant de court-circuit donné par :

$$I_{ph} = I_s \quad (\text{IV.5})$$

Entre le point $(I, V) = (I_{sc}, 0)$ et le point $(I, V) = (0, V_{co})$ on représente la caractéristique, I-V.

Parallèlement de cette représentation, on calcule la puissance maximale donnée par :

$$P_m = (IV)_{\max} \quad (\text{IV.6})$$

Et par conséquent, on peut facilement déduire le facteur de forme et le de conversion, qui sont données respectivement par :

$$FF = \frac{P_m}{I_{sc} \cdot V_{co}} \quad (\text{IV.7})$$

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} \quad (IV.8)$$

c) Caractéristique réelle

Dans les cellules solaires, le schéma équivalent doit être modifié pour inclure la résistance série, R_s (résistance de perte ohmique dans la surface frontale) et la résistance shunt, R_{sh} , (résistance de courant de fuite), d'où l'équation caractéristique suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{q \cdot U_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (IV.9)$$

Si $V=0$ alors $I=I_{sc}$, donc l'équation (IV.9) devient :

$$I_{sc} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{R_s I_{sc}}{q \cdot U_t} \right) - 1 \right) - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (IV.10)$$

Cette équation est une équation non linéaire qu'on peut résoudre numériquement.

Aussi si $I=0$ alors $V=V_{co}$, donc l'équation (IV.10) devient :

$$I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{co}}{q \cdot U_t} \right) - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_{sh}} = 0 \quad (IV.11)$$

Comme cette équation est non linéaire, alors elle admet une solution numérique qui est la tension de circuit ouvert V_{co} [80]. de la même manière que le cas précédente on peut calculer la puissance maximale P_m , le facteur de forme, FF et le rendement de conversion η . R_s est la résistance série, due à la résistance du contact ohmique métal semi-conducteur, R_{sh} est la résistance shunt qui correspond à la présence d'un courant de fuite dans la diode, I_{od} et I_{or} sont respectivement le courant de diffusion et le courant de recombinaison [17][18].

Les cellules solaires peuvent être représentées, également, par le modèle à deux diodes, ou par celui d'une seule diode

$$I_{od} = I_{ph} - I_d - I_p = I_s \cdot \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{\eta \cdot V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (IV.12)$$

I_{ph} , I_d , I_p et I_s sont respectivement le photocourant, le courant diode, le courant shunt et le courant de saturation [52][53].

IV.3.6- Simulation

Durant ces dernières années, et à cause des coûts élevés de l'expérimentation (méthodes d'élaboration et techniques de fabrication), les chercheurs se sont orientés vers la simulation. Il existe principalement quatre types de simulateurs, nous citons à titre d'exemple, les simulateurs fonctionnels ou logiques, les simulateurs électriques ou analogiques.

La simulation des cellules solaires à l'aide de ces différents simulateurs consiste à comprendre le comportement de ces dispositifs en fonction des paramètres tels que les épaisseurs, le gap et le dopage des régions sur les caractéristiques de la cellule solaire (I_{cc} , V_{co} , FF, η).

Dans notre cas, nous avons utilisé le langage " Matlab version R2010a " dans matlab simulink pour la simulation. Avec les caractéristiques de la cellule solaire CIGS suivante :

- La densité de courant de circuit ouvert, $I_{cc} = 34$ mA.
- La tension de circuit ouvert, $V_{co} = 600$ mV (0.6V).
- Facteur de format, $FF = 0.77$.
- Le rendement, $\eta = 15.7$ %.

Avant la présentation de simulation il faut d'abord présenter Toutes les étapes précédentes sous forme d'organigrammes. l'organigramme et présenter dans la Figure (IV-11).

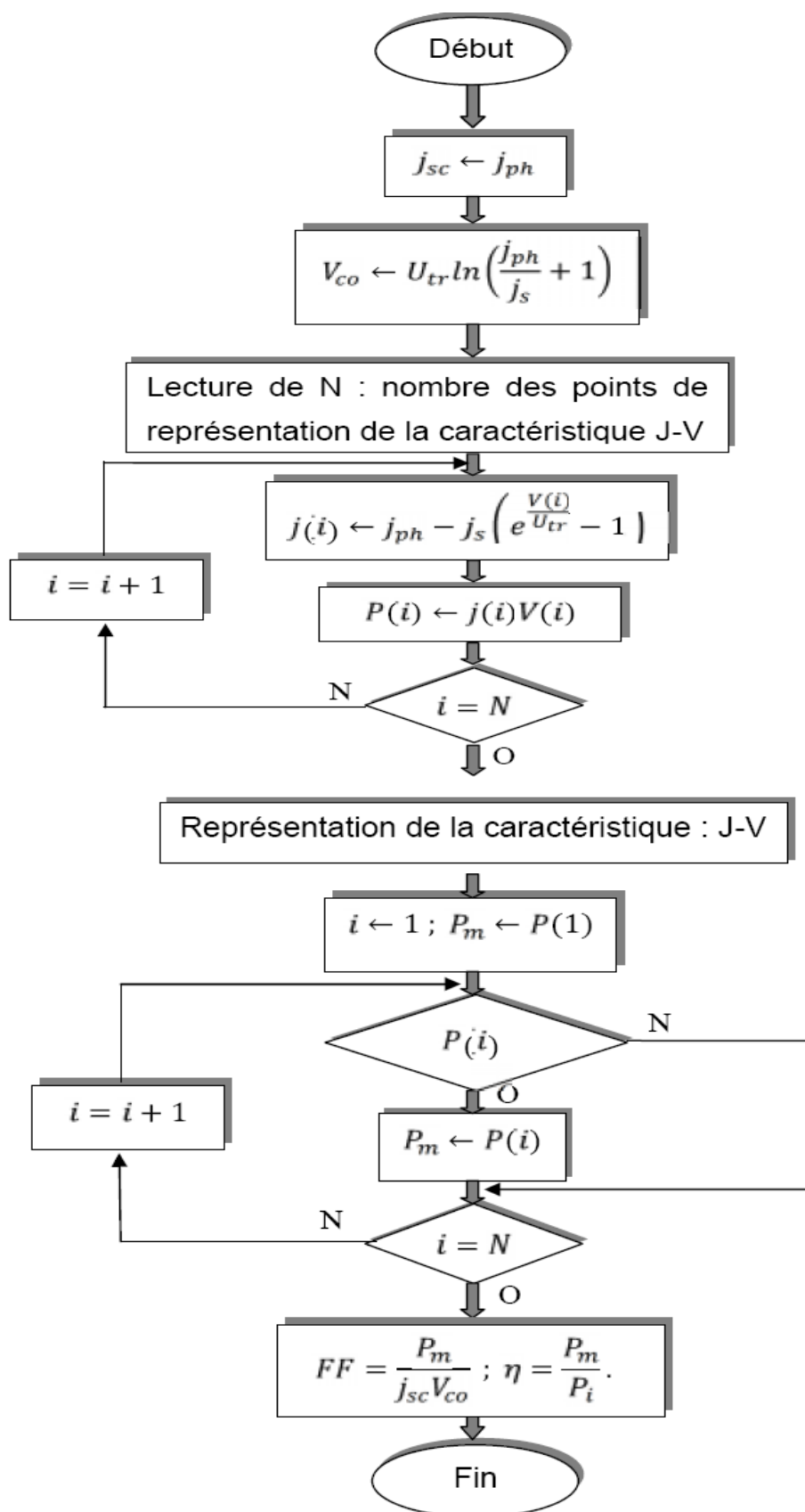


Figure IV-11 : Organigramme de représentation de la caractéristique I-V et calcul de I_{sc} , V_{co} , P_m , FF , et η

IV.3.7 Résultat de Simulation

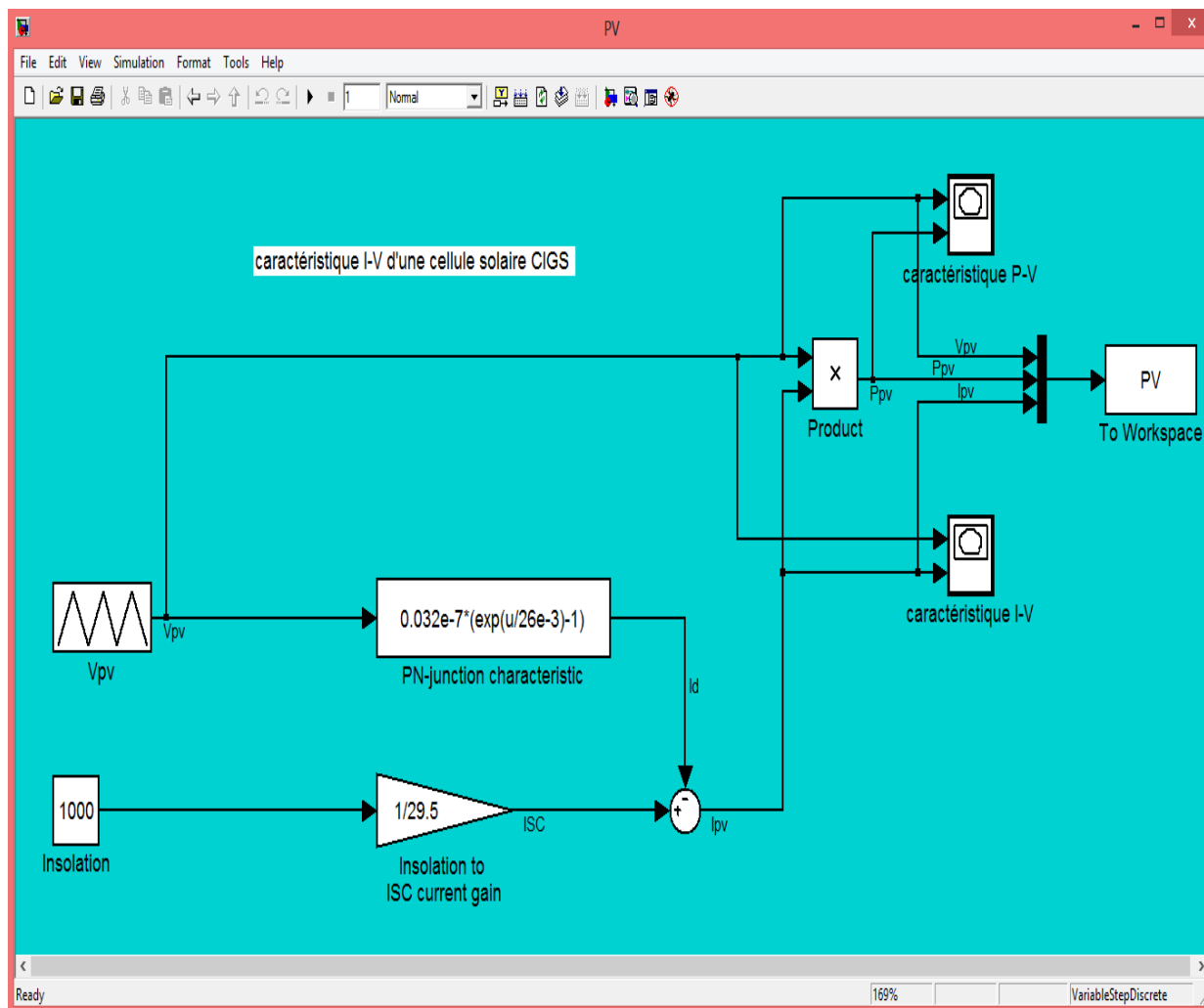


Figure IV-12 : Schéma bloqué des caractéristiques (I-V) et (P-V) pour une cellule CIGS

Après l'exécution de ce système on obtient de graphes :

- Graphe de la Caractéristique courant-tension (I-V), figure (IV.13).
- Graphe de la caractéristiques puissance-tension (P-V), figure (IV.14).

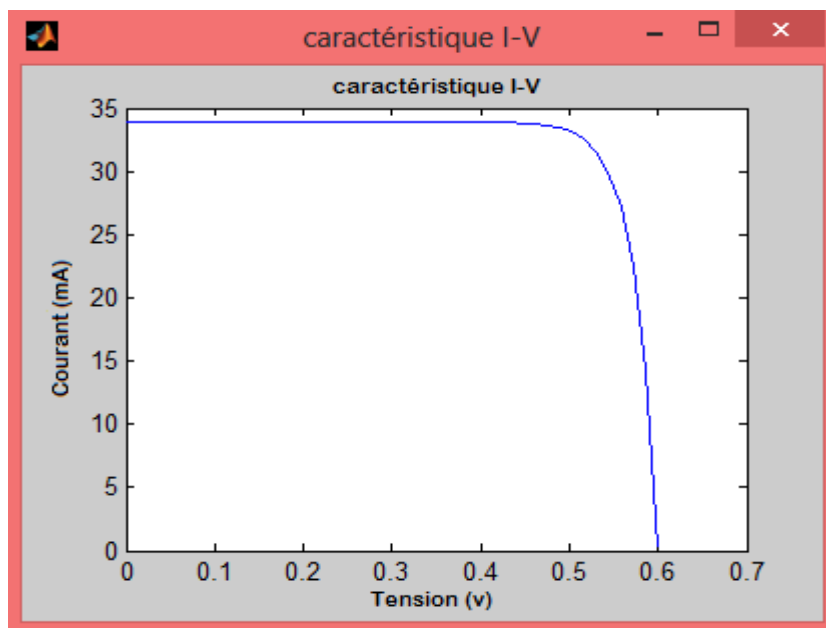


Figure IV-13 : Caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule CIGS

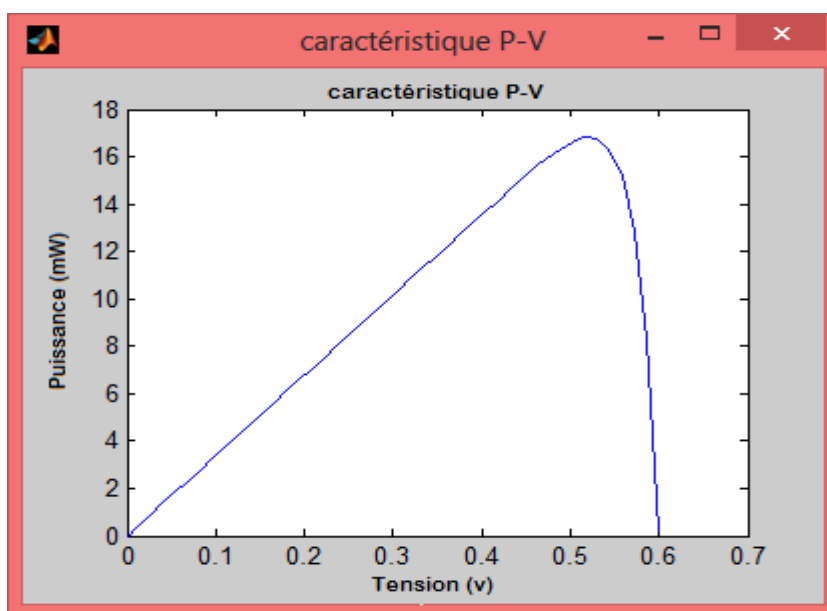


Figure IV-14 : Caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule CIGS

On peut trouver en Figure (IV-13) les caractéristiques $I(V)$ simulée d'une cellule CIGS réalisée en laboratoire avec un rendement de 15,7% pour les conditions STC. Ces résultats, tout à fait remarquables, positionnent le CIGS comme le CdTe au-dessus des cellules silicium en termes de compromis coût rendement.

Bien que moins développées jusqu'à présent que les filières silicium, celles-ci montent néanmoins en puissance avec un fort potentiel de développement en termes de coût de production.

IV.4-Effet des couches CdS, CIGS et ZnO

IV.4.1-Effet de la couche tampon CdS

➤ *Influence du dopage de la couche tampon CdS*

Tableau IV.2 : Influence du dopage de la couche tampon CdS [87]

Densité de dopage $N_{D/CdS}$	Rendement η (%)	Facteur de forme FF(%)	Courant à court-circuit I_{CC} (mA/cm ²)	Tension en circuit ouvert V_{CO} (V)
10^{16}	5.52	24.12	35.605	0.26
5.10^{16}	10.62	64.66	36.525	0.45
10^{17}	15.52	74.45	37.236	0.56
5.10^{17}	16.67	88.97	37.485	0.58
10^{18}	16.83	76.04	37.528	0.59
5.10^{18}	17.14	76.00	37.601	0.6
10^{19}	17.29	76.67	37.601	0.6
5.10^{19}	17.72	77.05	37.724	0.61
10^{20}	18.05	77.10	37.765	0.62
5.10^{20}	18.74	77.37	37.859	0.64

D'après ce tableau on remarque lorsque on augment la densité de dopage de al couche tampon CdS , le rendement va se augment aussi, la densité de dopage 5.10^{20} donne un rendement de 18,74 % [87].

➤ *Influence de l'épaisseur de la couche tampon CdS*

Tableau IV.3 : Influence de l'épaisseurde la couche tampon CdS [87]

Epaisseur de la couche CdS $X_{D/CdS}$ (nm)	Rendement η (%)	Facteur de forme FF(%)	Courant à court-circuit I_{CC}	Tension en circuit ouvert V_{CO}
50	16.83	76.04	37.528	0.59
45	17.40	76.48	37.919	0.6
40	17.93	78.10	38.280	0.6
35	18.48	78.38	38.665	0.61
30	19.10	78.87	39.063	0.62
25	19.76	79.41	39.496	0.63
20	20.40	79.75	39.981	0.64
15	21.16	80.20	40.590	0.65
10	21.45	80.32	41.097	0.65
5	22.28	82.01	41.809	0.65

La variation de l'épaisseur de la couche tampon avec le rendement montre qu'il y a une diminution du rendement avec l'augmentation de l'épaisseur de la couche CdS. Nous obtenons un rendement de 22.28% avec une épaisseur de 5nm [87].

IV.4.2- Effet de la couche d'absorbeur CIGS

➤ *Influence du dopage de la couche d'absorbeur CIGS*

Tableau IV.4 : Influence du dopage de la couche d'absorbeur CIGS [87]

Densité de dopage $N_{D/CIGS}$ (cm^{-3})	Rendement η (%)	Facteur de forme FF(%)	Courant à court-circuit I_{CC} (mA/cm^2)	Tension en circuit ouvert V_{CO} (V)
10^{12}	13.63	73.74	34.241	0.54
5.10^{12}	13.68	73.94	34.275	0.54
10^{13}	13.74	74.17	34.316	0.54
5.10^{13}	14.22	74.73	34.602	0.55
10^{14}	14.56	75.93	34.869	0.55
5.10^{14}	15.39	76.76	35.181	0.57
10^{15}	15.68	77.08	38.088	0.58
5.10^{15}	15.93	73.69	36.038	0.6
10^{16}	16.81	76.12	36.812	0.6
5.10^{16}	13.86	71.70	37.899	0.51
10^{17}	2.99	12.30	37.457	0.65

Nous remarquons aussi que le rendement subit une augmentation pour un dopage entre 10^{12} et $10^{16}cm^{-3}$ mais, commence à diminuer quand on augmente la concentration du dopage au-delà de $10^{16}cm^{-3}$. Le rendement le plus élevé est obtenu à la concentration de $10^{16}cm^{-3}$.

Remarque :

Nous avons obtenu les données des tableaux d'une thèse de doctorat, 2010 à l'Université Mentouri – Constantine,

➤ *Influence de l'épaisseur de la couche d'absorbeur CIGS***Tableau IV.5 : Influence de l'épaisseur de la couche d'absorbeur CIGS [87]**

Epaisseur de la couche CIGS X_{CIGS} (nm)	Rendement η (%)	Facteur de forme FF(%)	Courant à court-circuit I_{CC} (mA/cm ²)	Tension en circuit ouvert V_{CO} (V)
0.4	10.78	70.12	27.451	0.56
0.8	13.26	74.85	31.079	0.57
1.2	14.14	75.69	33.107	0.58
1.6	15.16	75.77	34.503	0.58
2	15.67	76.41	35.576	0.58
2.4	16.25	75.54	36.453	0.59
2.8	16.65	75.97	37.165	0.59
3.2	17.00	75.82	38.401	0.59
3.6	17.17	76.17	37.838	0.59
4	17.57	76.56	38.899	0.59

Le tableau IV.5 montre qu'il y a une augmentation du rendement avec l'augmentation de l'épaisseur de la couche CIGS. Nous avons pu obtenir un rendement maximal de 17.57% avec une épaisseur de 4 μm [87].

IV.4.3-Effet de la couche fenêtre ZnO➤ *Influence du dopage de la couche fenêtre ZnO***Tableau IV.6 : Influence du dopage de la couche fenêtre ZnO**

Densité de dopage ZnO	Rendement η (%)	Facteur de forme FF(%)	Courant à court-circuit I_{CC} (mA/cm ²)	Tension en circuit ouvert V_{CO} (V)
10^{16}	16.83	76.03	37.522	0.59
5.10^{16}	16.83	76.03	37.522	0.59
10^{17}	16.83	75.39	37.523	0.59
5.10^{17}	16.83	75.40	37.526	0.59
10^{18}	16.83	75.41	37.528	0.59
5.10^{18}	16.84	75.42	37.548	0.59
10^{19}	16.86	74.42	37.581	0.59
5.10^{19}	16.90	72.79	37.713	0.59
10^{20}	16.93	75.48	37.720	0.59
5.10^{20}	16.96	75.65	37.725	0.59

D'après ce tableau nous remarquons ainsi que le rendement électrique reste stable de 16.83% entre $N_D/\text{ZnO}=10^{16}\text{cm}^{-3}$ et $N_D/\text{ZnO}=5.10^{18}\text{cm}^{-3}$ puis il subit une légère augmentation de 0.13% en atteignant les 16.96% pour un dopage de 5.10^{20}cm^{-3} .

➤ Influence de l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO

Tableau IV.7 : Influence de l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO [87]

Epaisseur de la couche ZnO (nm)	Rendement η (%)	Facteur de forme FF(%)	Courant à court-circuit I_{CC} (mA/cm^2)	Tension en circuit ouvert V_{CO}
200	16.83	76.14	37.528	0.59
180	16.85	75.39	37.563	0.59
160	16.87	75.40	37.617	0.59
140	16.88	75.39	37.654	0.59
120	16.92	75.41	37.723	0.59
100	16.93	75.39	37.762	0.59
80	16.94	75.32	37.801	0.59
60	17.04	75.37	38.013	0.59
40	17.28	75.31	38.004	0.59
20	18.61	75.88	38.325	0.64
0	4.26	73.07	40.936	0.53

La variation du rendement de conversion en fonction de l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO passe par deux étapes. Une très légère augmentation avec la diminution de l'épaisseur entre 16.83% (200nm) et 16.94% (80nm), une augmentation rapide jusqu'à l'épaisseur de 20nm et puis une diminution très rapide pour une annulation de cette couche.

Le rendement électrique varie avec l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO. Le rendement le plus élevé a été réalisé pour une épaisseur de la couche ZnO d'environ 20 nm.

Cette étude nous a permis dans une première étape, de trouver les paramètres optimaux de chacune des différentes couches constituant la structure solaire (ZnO, CdS et CIGS) qui donnent les meilleurs rendements. Ceci nous a permis dans une deuxième étape de concevoir la structure optimale de notre cellule solaire, en combinant les paramètres optimaux de chaque couche. Ceci nous a permis d'obtenir la structure optimale, qui nous a donné un rendement de conversion de 24.36%.

Les rendements optimaux obtenus par la simulation sont récapitulés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.8 : Les rendements optimaux obtenus en fonction du dopage et l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO, la couche tampon CdS et la couche d'absorbeur CIGS.

	ZnO		CdS		CIGS		Rendement électrique (%)
	$N_{D/ZnO}$ (cm^{-3})	X_{ZnO} (nm)	$N_{D/CdS}$ (cm^{-3})	X_{CdS} (nm)	$N_{A/CIGS}$ (cm^{-3})	X_{CIGS} (nm)	
Cellule de référence	10^{18}	200	10^{18}	50	2×10^{16}	3000	$\eta = 16.83$
Cellule n°1	5×10^{20}	200	10^{18}	50	2×10^{16}	3000	$\eta = 16.96$
Cellule n°2	10^{18}	20	10^{18}	50	2×10^{16}	3000	$\eta = 18.61$
Cellule n°3	5×10^{20}	20	10^{18}	50	2×10^{16}	3000	$\eta = 18.80$
Cellule n°4	10^{18}	200	5×10^{20}	50	2×10^{16}	3000	$\eta = 18.74$
Cellule n°5	10^{18}	200	10^{18}	5	2×10^{16}	3000	$\eta = 22.28$
Cellule n°6	10^{18}	200	5×10^{20}	5	2×10^{16}	3000	$\eta = 23.71$
Cellule n°7	10^{18}	200	10^{18}	50	10^{14}	3000	$\eta = 16.81$
Cellule n°8	10^{18}	200	10^{18}	50	2×10^{16}	4000	$\eta = 17.57$
Cellule n°9	10^{18}	200	10^{18}	50	10^{16}	4000	$\eta = 17.57$
Cellule n°10	5×10^{20}	20	5×10^{20}	5	10^{16}	4000	$\eta = 24.36$

Le rendement électrique de conversion de la cellule solaire augmente de 16.83% jusqu'à 24.36%. Cette amélioration varie d'une couche à une autre. Les variations au niveau de la couche tampon CdS présentent le rendement le plus élevé (23.71%).[87]

Nous présentons les paramètres optimaux de la structure optimale obtenus par notre simulation dans le tableau (IV.9) suivant :

Tableau IV.9 : Paramètres optimum ayant donné $\eta = 24.36\%$ [87].

ZnO		CdS		CIGS		η (%)	FF (%)	I_{cc} (mA/cm^2)	V_{co} (V)
$N_{D/ZnO}$ (cm^{-3})	X_{ZnO} (nm)	$N_{D/CdS}$ (cm^{-3})	X_{CdS} (nm)	$N_{A/CIGS}$ (cm^{-3})	X_{CIGS} (nm)				
5×10^{20}	20	5×10^{20}	5	1×10^{16}	4000	24.36	82.96	44.5	0.66

IV.5-Conclusion

Nous avons étudié dans ce chapitre l'intégration des couches minces chalcopyrite $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ dans la technologie photovoltaïque et leur influences sur le rendement électrique tout en identifiant certains verrous qui limitent cette technologie. Ceci dans le but d'optimiser le temps et le coût de fabrication de ces cellules photovoltaïques à couches minces (CIGS) et d'étendre ainsi la technologie à la fabrication en série.

La modélisation et la simulation ont été faites par le logiciel MATLAB (2010), pour étudier les performances des cellules solaires à base de $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ (CIGS), le courant de court circuit I_{CC} , la tension en circuit ouvert V_{CO} , la puissance maximale P_M , le facteur de forme FF et le rendement électrique η pour une structure typique de $\text{ZnO}/\text{CdS}/\text{CIGS}$.

Dans la modélisation et la simulation nous avons utilisé les données d'une structure de référence développée par Gloeckler. Le rendement de la cellule solaire de référence a été évalué à partir de la caractéristique $I(V)$ simulée. Le rendement électrique optimal obtenu est de 15.7 % avec un facteur de forme de 77 %.

Par la suite nous avons étudié l'effet des trois couches ZnO , CdS et CIGS sur le rendement électrique. Nous, nous sommes alors intéressés au dopage et à l'épaisseur des trois couches pour voir l'influence de ces deux paramètres sur le rendement électrique de la structure. nous avons alors, fait varier les paramètres (épaisseur et dopage) de l'une tout en gardant constants ceux des deux autres couches pour voir l'influence de ces deux paramètres sur le rendement électrique de la structure.

Conclusion générale

L'objectif de notre travail était d'étudier l'intégration des couches minces Cu(In,Ga)Se₂ dans la technologie photovoltaïque et leur influence sur le rendement électrique tout en identifiant certains verrous qui limitent cette technologie. Ceci dans le but d'optimiser le temps et le coût de fabrication de ces cellules photovoltaïques à couches minces (CIGS) et d'étendre ainsi la technologie à la fabrication en série.

Dans ce travail nous avons utilisé la simulation numérique pour l'étude des caractéristiques de ces dispositifs. Nous avons aussi optimisé les paramètres physiques et électriques d'une structure spécifique de cellule solaire à base de CIGS pour obtenir un rendement de conversion électrique maximal.

La modélisation et la simulation ont été faites par le logiciel MATLAB(2010), pour étudier les caractéristiques électrique et performances des cellules solaires à base de Cu(In,Ga)Se₂ (CIGS).

Nous avons évalué, dans un premier temps, le courant de court-circuit I_{cc} , la tension en circuit ouvert V_{co} , la puissance maximale P_M , le facteur de forme FF et le rendement électrique η pour une structure typique de ZnO/CdS/CIGS.

Le rendement de la cellule solaire de référence a été évalué à partir de la caractéristique $I(V)$ simulée. Le rendement électrique optimal obtenu est de 15,7% avec un facteur de forme de 77 %.

Par la suite nous avons étudié l'effet des trois couches ZnO, CdS et CIGS sur le rendement électrique. Nous, nous sommes alors intéressés au dopage et à l'épaisseur des trois couches pour voir l'influence de ces deux paramètres sur le rendement électrique de la structure, nous avons alors, fait varier les paramètres (épaisseur et dopage) de l'une tout en gardant constants ceux des deux autres couches pour voir l'influence de ces deux paramètres sur le rendement électrique de la structure.

En faisant varier le dopage et l'épaisseur de la couche d'absorbeur CIGS, un rendement optimal de 17.75% a été obtenu pour un dopage de 10^{16}cm^{-3} et une épaisseur de 4 μm . En faisant varier le dopage et l'épaisseur de la couche fenêtre ZnO, un rendement optimal de 18.80% a été obtenus pour un dopage de $5 \times 10^{20} \text{cm}^{-3}$ et une épaisseur de 20 nm.

Et en faisant varier le dopage et l'épaisseur de la couche tampon CdS, un rendement optimal de 23.71% pour un dopage de $5 \times 10^{20} \text{cm}^{-3}$ et une épaisseur de 5nm.

Cette étude nous a permis d'optimiser le rendement électrique de la structure ZnO/CdS/CIGS et de montrer l'impact de chaque couche sur les performances du dispositif en fonction du rôle de chacune d'elle.

En conclusion, nous pouvons dire que les caractéristiques des cellules dépendent étroitement de celles des couches individuelles et de leurs interfaces.

Bibliographie

- [1] http://www.cnrs.fr/cw/dossiers/dosclim/contenu/alternative/alter_etape1_1.html#
- [2] <http://i.ytimg.com/vi/823R5eRiFS0/maxresdefault.jpg>
- [3] Géométrie solaire sur site Internet.http://www.outilssolaires.com/Glossaire/spin_geometrie.htm (consulté le 22/05/2009).
- [4] P. Bessemoulin, J. Oliviéri. Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette. La météorologie 8e série n° 31 septembre (2000), 42-59
- [5] Zekai ,Sen. Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques, Springer 2008
- [6] Bent Sørensen. Renewable energy its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects. (3rd ed), Elsevier 2004
- [7] <http://fr.wikipedia.org/wiki/Soleil>
- [8] http://fr.wikipedia.org/wiki/Rayon_solaire
- [9] <http://www.naturemania.com/naturo/conseilsante/soleil.html>
- [10] <http://physiquelumiere.canalblog.com/archives/p5-5.html>
- [11] <http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/468/3/chapitreII.pdf>
- [12] <http://www.meteolafleche.com/rayonnement.html>
- [13] E.Buchet, Etude du dimensionnement et développement d'un logiciel d'aide a la conception de système de production d'énergie utilisant la conversion photovoltaïque del'énergie solaire. Thèse de Doctorat, faculté des sciences et techniques de Saint-Jérôme,Marseille, France (1988).
- [14] Cours de Mr. BOUNNAH Younes
- [15] Yassine Sahnoune. Modélisation du rayonnement solaire sur quelques sites algériens. Mémoire de magister (2007), université de Sétif
- [16] Site Internet.http://docinsa.insa-Lyon.fr/these/2004/chain/05_chapitre_1 (Consulté le21/06/2009).

- [17] A. Kaminski, J.J. Marchand and A. Laugier, '*I-V Methods to Extract Junction Parameters with Special Emphasis on Low Series Resistance*', Solid-State Electronics, Vol. 43, N°4, pp. 741 – 745, 1999.
- [18] E.E. van Dyk and E.L. Meyer, '*Analysis of the effect of Parasitic Resistance on the Performance of Photovoltaic Modules*', Renewable Energy, Vol. 29, N°3, pp. 333 - 334., 2004.
- [19] [www.photovoltaique.info/Les composantes de la lumiere ,239.html](http://www.photovoltaique.info/Les_composantes_de_la_lumiere_239.html)
- [20] Helali Kamelia, «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative».Mémoire de magister en électrotechnique, Université de Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2012.
- [21] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [22] José Miguel Navarro « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible ».Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [23] L. de Schoulepnikoff et Gymnase Auguste Piccard « Quelle source d'énergie pour les vingt prochaines années? ». Travail de maturité Alexandra Catana, 3M7, 2009.
- [24] Réalisation de Parc Solaire, Le « Photovoltaïque», M3P Solar : 2009.
- [25] Luc Chancelier et Eric Laurent « l'électricité solaires » livre GRET. Ministère de la coopération.
- [26] A. Hoque, K.A. Wahid. *New mathematical model of a photovoltaic generator (pvg)*. Journal of Electrical Engineering Vol. EE 28, No. 1, June 2000.
- [27] P. Wolfs, S. Senini, D. Butler. *A Low Cost High Efficiency Inverter for Photovoltaic Applications*.AUPEC2000 Innovation for Secure Power, 24-27 September 2000Brisbane, Australia, QueenslandUniversity of Technology, pp 150-156.
- [28] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, Bocar Dada Sy. *Le Pompage photovoltaïque, IEPF*, Université d'Ottawa, EIER, CREPA., TJ912.pp.65, 1998.
- [29] http://webgarnier.ac-noumea.ncphyappsolairedocours_photo.pdf
- [30] Michel Courillon. « le pompage photovoltaïque et l'approvisionnement en eau » Paris :AFME ;1988.
- [31] Eric Schiller « le pompage photovoltaïque » manuel de cours a l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF / université d'Ottawa, EIER / CERR

- [32] Stéphane Petibon, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques», Thèse de doctorat de l'Université de Toulouse III, Paul Sabatier, Toulouse, France ; 2009
- [33] Serie Ponencias, Fundamentos, CIEMAT —Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Madrid 2005.
- [34] Luc Chancelier et Eric Laurent « l'électricité solaires » livre GRET. Ministère de la coopération.
- [35] N. Achaibou, A Malek , N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV » ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- [36] I. Tsuda, K . Kurokawa ,K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35,pp 503 – 508,1994.
- [37] D.Thévenard, and M.Ross « validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada,2003
- [38] Jones,, C.P Underwood.2002 « A modeling method for building-integrated PV systems. Solar Energy 70 (4):349-359.
- [39] D.Turcotte,M.Ross and F.Sheriff. « Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools» PV Horizon, Canada, 2001.ARTICLE PDF.
- [40] R.P. Mukund, « Wind and solar Power Systems »,Ph.D,P.e U.S merchant Marine Academy,Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- [41] A. buyers « les système photovoltaïques » guide, Canada 2002 .ARTICLE PDF.
- [42] www.solarlectripower.org.
- [43] Dirk Uwe Sauer, «Electrochemical Storage for Photovoltaics», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004
- [44] C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire PierreAuger ».2006
- [45] Helali Kamelia, «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative». Mémoire de magister en électrotechnique, Université de Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2012.
- [46] Christian Ngô ; L'Énergie, ressources, technologies et environnement, Dunod CEA, 2002

- [47] Bernard SPINNER, Edouard FABRE, Jean Claude MULLER, Une Politique De Recherche Et Développement Pour Des Energies Durables, « Les Composants photovoltaïques pour la production d'énergie » p104, 2003.
- [48] Abdallah Benyoucef, « Développement de Surfaces à Base de Dioxyde De Titane par PVD Pour Une Application Aux Cellules Solaires», Thèse de doctorat, 2008.
- [49] Loïc Bailly, « Cellules Photovoltaïques Organiques Souples A Grande Surface ». Thèse de doctorat à l'université Bordeaux I. 2010.
- [50] Vighetti Stéphane « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion ». Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [51] José Miguel Navarro « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible ».Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [52] Z. Ouennoughi and M. Chegaar, '*Simpler Method for Extracting Solar Cell Parameters using the Conductance Method*', Solid-State Electronics, Vol. 43, N°11, pp. 1985 – 1988, 1999.
- [53] A. Ortiz-Conde, F.J. García Sánchez and J. Muci, '*New Method to Extract the Model Parameters of Solar Cells from the Explicit Analytic Solutions of their Illuminated I-V Characteristics*', Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 90,N°11, pp. 352 – 361, 2006.
- [54] Alonso Corinne «Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie». Mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.
- [55] Nichiporuk Oleksiy « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités ». Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.
- [56] Helali Kamelia, «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative».Mémoire de magister en électrotechnique, Université de Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2012.
- [57] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [58] Dang Minh Trung « Elaboration de cellules solaires photovoltaïques à base de polymères conjugués, études des systèmes reticulables ». Thèse de doctorat, Université Bordeaux1, 2009.
- [59] J.C. Bernède. Organic photovoltaic cells: history, principle and techniques. J. Chil. Chem. Soc., 53, n°3, 2008.

- [60] Ott N, Nerding M, Müller G. et al. Structural changes in porous silicon during annealing. *Phys. Stat. Sol. (a)*, 2003, vol. 197, pp. 93-97.
- [61] Philip Jackson, Dimitrios Hariskos, Erwin Lotter, Stefan Paetel, Roland Wuerz, Richard Menner, Wiltraud Wischmann, Michael Powalla, «New world record efficiency for Cu(In,Ga)Se₂ thin-film solar cells beyond 20%», *Progress in photovoltaic*, 2011.
- [62] R. Hull, R.M. Osgood, jr, J. Parisi H. Warlimont, *WIDE GAP CHALCOPYRITES (1 Cu-Chalcopyrite – Unique Materials For Thin-Films Solar Cells 1, 2)*. Edition Springer 2006.
- [63] Sana HARIECH, « Elaboration et caractérisation des couches minces de Sulfure de Cadmium (CdS) préparées par bain chimique (CBD) ». Mémoire de Magistère de l'université Mentouri – Constantine, 2009.
- [64] Pushkaraj Panse « Copper Gallium Diselenide Solar Cells: Processing, Characterization and Simulation Studies ». Thèse de doctorat à l'université de South Florida, 2003.
- [65] Sie-Chin Tjong, *Nanocrystalline Materials*, Elsevier, 2006
- [66] Tom Markvart et Luis Castaner, « *SOLAR CELLS Material, Manufacture and Opération* (partie IIa, chapitre 1 : principes of solar cell operation 6-15), First Edition 2005.
- [67] Ozge TUZEN, « *Polycrystalline Silicon Films by Aluminum Induced Crystallization and Epitaxy: Synthesis, Characterizations and Solar Cells* » Thèse de doctorat à l'Université de Strasbourg, 2009.
- [68] Abdallah Benyoucef, « *Développement de Surfaces à Base de Dioxyde de Titane par PVD Pour Une Application Aux Cellules Solaires* », Thèse de doctorat, 2008.
- [69] Alain Ricaud, « *Module Photovoltaïques, Filières Technologiques* », Techniques de l'ingénieur D 3940, 2005.
- [70] Stéphane Petibon, « *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques* » Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [71] I. Repins, M. Contreras, M. Romero, Y. Yan, W. Metzger, J. Li, S. Johnston, B. Egaas, C. DeHart, and J. Scharf, B.E. McCandless, R. Noufi. « *Characterization of 19.9%-Efficient CIGS Absorbers* » Conference Paper NREL/CP-520-42539, May 2008.

- [72] Daniel Lincot, Jean-François Guillemoles, « Cellules solaires encouches minces à base de CuInSe₂ », Revue scientifique « Reflet de laPhysique », n°5, 2010.
- [73] S. Reber, W.Wettling. High-temperature processing of crystalline silicon thin-film solar cells. Appl. Phys. A, 1999, Vol. 69, pp. 215-220.
- [74] Rolf Brendel. Thin-film crystalline silicon mini-modules using porous Si for layer transfer. Solar Energy, 2004, Vol. 77, pp. 969-982.
- [75] <http://www.photovoltaique.info/Les-types-de-modules.html>
- [76] S. R. Kodigala, “*Thin Film Solar Cells from Earth Abundant Materials. Growth and Characterization of Cu₂(Zn: Sn)(SSe)₄ Thin Films and Their Solar Cells*”, Elsevier, 2013
- [77] S. R. Kodigala, “Cu(In 1-x Ga x)Se₂ Based Thin Film Solar Cells (Thin Films and Nanostructures)”, Volume 35, Academic Press, 2010
- [78] J. Poortmans, V. Arkhipov , “*Thin Film Solar Cells: Fabrication, Characterization and Applications*”, Wiley, 2006
- [79] A. Labouret *et al.*, *Cellules Solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque*, Editions techniques et scientifiques françaises, 5^e édition (2010)
- [80] S. M. Sze, Physics of semiconductor Devices, second edition, Copyright. C.1981 by John, Wiley and Son, Inc.
- [81] L.Béchiri, M.Benabdslem, N.Benslim, L.Mahdjoubi, et G.Nouet, « Morphologie et Propriétés Physiques des Couches Minces (300°A) Co-évaporées de CuInSe₂ ». Revue : Energie Renouvelable, Valorisation (1999) 33-36.
- [82] Mohammed Ouled Ali, « propriétés optoélectroniques du semiconducteur Cu(In,Ga)Se₂ appliquée aux cellules photovoltaïques ». Mémoire de magister à l'Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran, 2010.
- [83] Selma Mostefa Kara, « Les Matériaux Chalcopyrites : Elaboration, Application Photovoltaïques et Classification », Mémoire de fin d'étude (DES) à l'Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, 2009.
- [84] Vinodh Chandrasekaran, «Effect of heat treatments and reduced absorber layer thickness on Cu(In,Ga)Se₂ thin film solar cells», Thèse de doctorat, Université de south florida, 2005.
- [85] Olle Lundberg, MarikaBodegard, Jonas Malmstrom and Lars Stolt., “Influence of the Cu(In,Ga)Se₂ Thickness and Ga Grading on Solar Cell Performance” Prog. Photovolt: Res. Appl. 2003; 11:77–88.

- [86]** WN. Shafarman « Effect of reduced deposition temperature, time and thickness on Cu(In,Ga)Se₂ films and devices». Proceedings of the 26th IEEE PVSEC, Anaheim, 1997.
- [87]** Hassiba Moualkia, « Elaboration et Caractérisation de Couches Minces de Sulfure de Cadmium (CdS) », Thèse de doctorat, Université Mentouri - Constantine, 2010.
- [88]** Markus Gloeckler, DEVICE PHYSICS OF Cu(In,Ga)Se₂ THIN-FILM SOLAR CELLS, Thèse de doctorat à l'université Colorado, 2005.