



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCEN

THÈSE LMD

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT

Spécialité : *Energies Renouvelables*

Par:

Mr BOUZAKI Mohammed Moustafa

Sur le thème

Etudes comparées et modélisation des performances des différentes technologies de cellules photovoltaïques en vue du dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques

Soutenue publiquement le 11/01/2017 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr CHABANE SARI Nasr-Eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr BENYOUCEF Boumediene	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
Mr AILLERIE Michel	Professeur	Université de Lorraine	Co-Directeur de thèse
Mr BENOUAZ Tayeb	Professeur	Université de Tlemcen	Examineur
Mr MALEK Ali	Directeur de Recherche	CDER – Alger	Examineur
Mr BEKKOUCHE S.M. El Amine	Directeur de Recherche	URAER-Ghardaïa	Examineur
Mme GHELLAI Nasséra	Professeur	Université de Tlemcen	Invitée

Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER)
BP 119, 13000 Tlemcen - Algérie

Remerciements

Ce travail de thèse a été effectué au sein de l'Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER) de l'Université de Tlemcen, en collaboration avec le Laboratoire Matériaux Optiques, Photonique et Systèmes (LMOPS) de l'Université de Lorraine.

Je tiens à témoigner ma profonde reconnaissance à Monsieur Boumediene Benyoucef, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour ses conseils, son soutien et son aide ainsi que pour la grande confiance et la gentillesse qu'il m'a témoignée tout au long de ce travail.

Je tiens également à remercier vivement Monsieur Michel Aillerie, Professeur à l'université de Lorraine & CentralSupélec, pour nous avoir accueillis chaleureusement dans son équipe du laboratoire LMOPS et pour son aide efficace et aussi d'avoir suivi attentivement et activement la progression de mon travail de thèse ainsi que la rédaction de ce manuscrit.

J'exprime toute ma gratitude à Monsieur Nacer-Eddine Chabane Sari, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour l'honneur qu'il m'a fait de présider le jury.

Je tiens à remercier vivement Monsieur Tayeb Benouaz, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour l'honneur qu'il m'a fait d'avoir accepté de faire partie du jury de ma thèse et des discussions constructives et instructives que nous avons eu avec lui.

Je tiens également à remercier Monsieur Ali Malek, Directeur de Recherche à CDER-Alger, qui a bien voulu participer au jury en tant qu'examineur.

Je suis reconnaissant au Monsieur Sidi Mohammed El Amine Bekkouche, Directeur de Recherche à URAER-Ghardaïa, qui a accepté d'examiner ma thèse.

Je remercie également Madame Nasséra Ghellai, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour sa acceptation m'invitation et sa participation au jury en tant que un membre invitée.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à : Mr Pierre Petit, Mr Sidi Ould Saad Hamady, Mr Jean-Pierre Charles et Mr Nicolas Fressengeas pour leurs accueils, conseils et aides pendant mon séjour à Metz.

Je remercie cordialement tous mes collègues à l'URMER et LMOPS pour leurs encouragements et aides apportées dans la réalisation de cette thèse.

À mes parents

Table des matières

Liste des figures	I
Liste des tableaux	VI
Introduction générale.....	1
<hr/>	
1 ^{ERE} PARTIE: ETUDES COMPAREES ET MODELISATION DES PERFORMANCES DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES	6
<hr/>	
Chapitre I : Connaissances préliminaires sur les cellules photovoltaïques	7
I. Introduction.....	8
II. Principe de fonctionnement.....	8
III. Les conditions standards d'illumination des cellules photovoltaïques	9
IV. Paramètres fonctionnels d'une cellule photovoltaïque.....	11
V.1 Le courant de court-circuit I_{CC}	11
V.2 La tension de circuit ouvert V_{CO}	11
V.3 Le facteur de forme FF	12
V.4 Le rendement η	12
V.5 Modélisation de la cellule photovoltaïque.....	12
Modèle à 1 diode.....	14
Modèle à 4 paramètres	15
V. Les principaux matériaux semi-conducteurs photovoltaïques	17
V.1 Silicium.....	19
Silicium monocristallin.....	20
Le silicium poly-cristallin	21
Silicium amorphe	21
V.2 CdTe (Le tellure de cadmium)	22
V.3 CIGS (Le diséléniure de cuivre, indium et gallium).....	22

V.4	GaAs (L'arséniure de gallium).....	22
V.5	Autres matériaux.....	22
VI.	Filières photovoltaïques	23
VI.1	Filière silicium en plaquettes (Silicium cristallin).....	23
VI.2	Filières des couches minces :.....	24
VI.2.1	Silicium en couches minces	24
VI.2.2	Cellules à base de CdTe	27
VI.2.3	Cellules à base de CIGS	28
VI.3	Autres filières photovoltaïques	29
VI.3.1	Cellules à très haut rendement GaAs	29
VI.3.2	Cellules à colorants	30
VI.3.3	Cellules organiques	31
VII.	Conclusion.....	32
Chapitre II : Modélisation des performances des cellules photovoltaïques		33
I.	Introduction.....	34
II.	Modélisation analytique et numérique de la jonction p-n	34
II.1	Concentration en porteurs.....	34
II.2	Recombinaison des porteurs	36
	Taux de recombinaison.....	37
II.3	Mobilité et conductivité.....	41
II.4	Modélisation analytique de la jonction N-P	42
III.	Modélisation numérique d'une cellule PV à base de CdTe	48
III.1	Structures et paramètres	48
III.2	Résultats et discussion	50
IV.	Modélisation numérique d'une cellule PV à base de CIGS	54
IV.1	Structures et paramètres.....	56

IV.2	Résultats et discussion	59
V.	Modélisations numériques de la cellule photovoltaïque a-Si(n)/a-Si(i)/c-Si(p)/a-Si(p+) ..	70
V.1	Structures et paramètres.....	70
V.2	Résultats et discussion	73
VI.	Modélisation numérique de la cellule solaire a-Si (p) / c-Si (n) / a-Si (n)	79
VI.1	Structures et paramètres.....	79
VI.2	Résultats et discussion	81
VII.	Conclusion.....	92
<hr/>		
2 ^{EME} PARTIE : DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES ET INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES		94
<hr/>		
Chapitre III : Composants d'un système photovoltaïque		95
I.	Introduction.....	96
II.	Systèmes PV autonomes	97
II.1	Composants du système photovoltaïque autonome.....	97
II.1.1	Champ photovoltaïque	97
II.1.2	Batterie	102
II.1.3	Onduleurs autonomes	105
II.1.4	Régulateur de charge	106
III.	Système PV connecté au réseau	107
III.1	Onduleurs.....	107
III.1.1	Spécification des onduleurs connectés au réseau	108
III.1.2	Principaux types d'onduleurs connectés au réseau	108
III.1.3	Point de puissance maximale (MPPT)	109
III.1.4	Rendement de l'ondeur :	111
IV.	Conclusion.....	113
Chapitre IV : Dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques		114

I.	Introduction.....	115
II.	Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.....	115
II.1	Technique de dimensionnement	115
II.1.1	Consommation journalière	115
II.1.2	Ensoleillement du site	116
II.1.3	Capacité de stockage requise :	116
II.1.4	Puissance du champ PV	117
II.2	Dimensionnement d'un système PV autonome pour un habitat.....	117
II.2.1	Besoins journalière	117
II.2.2	Position géographique	117
II.2.3	Nombre des batteries :.....	118
II.2.4	Nombre des panneaux photovoltaïques :	119
II.2.5	Remplacement des lampes par des lampes économiques	120
II.3	Simulation de l'efficacité énergétique d'un kit solaire autonome basé sur des données météorologiques pour un site Europa Central	120
II.3.1	Éléments du kit solaire	122
II.3.2	Données météorologiques	126
II.3.3	Analyse de l'énergie produite par le kit solaire	127
II.4	Influence de l'irradiation horizontale globale et la température ambiante sur les performances de système PV autonomes	129
II.4.1	Mesures de I et V pour un Kit solaire :	129
II.4.2	Performances d'une mini centrale de puissance de 2kW installé au sein de l'URAER – Ghardaïa – Algérie.....	131
III.	Dimensionnement des systèmes et installations PV connectés au réseau.....	133
III.1	Analyse de la production de l'énergie PV	134
III.1.1	Position géographique et données climatiques.....	134
	Caractéristiques des composants du central dimensionné	135

III.1.2 Résultats	138
IV. Conclusion.....	140
Conclusion générale	141
Références bibliographiques	146
Publications Internationales	155
Communications Internationales.....	156

Liste des figures

Introduction générale

Figure 1 Évolution projetée de la température en surface pour la fin du XXI ^e siècle (2090-2099) par rapport à la période 1980-1999 [1].....	1
Figure 2 Évolution des émissions de CO ₂	1
Figure 3 Pénétration des EnR dans la production nationale en TWh [4].....	2
Figure 4 Structure du parc de la production nationale en MW [4].	3
Figure 5 Irradiation directe journalière reçue au mois de juillet [3].	3

Chapitre I

Figure I. 1 Structure d'une cellule photovoltaïque.	8
Figure I. 2 Conditions de mesures de quelques rayonnements AMx.....	10
Figure I. 3 Variation spectrale de la puissance émise par le soleil.	10
Figure I. 4 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque.....	11
Figure I. 5 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles (2M7P).....	13
Figure I. 6 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle (L5P).	15
Figure I. 7 Schéma équivalent du modèle à 4 paramètres.	16
Figure I. 8 Emplacement des matériaux photovoltaïques dans le tableau périodique.	17
Figure I. 9 Rendement théorique maximal des matériaux photovoltaïques [26].....	18
Figure I. 10 Absorption optique des matériaux photovoltaïques [26-28].....	19
Figure I. 11 Prépondérance des matériaux à base de Si dans la production des cellules photovoltaïques [29].....	19
Figure I. 12 Structure cristallographique du silicium monocristallin [5].....	20
Figure I. 13 Structure de bandes du silicium monocristallin [31].....	20
Figure I. 14 Coefficient de réflexion R et d'absorption α du silicium monocristallin en fonction de la longueur d'onde [30].	21
Figure I. 15 Développement du rendement des cellules photovoltaïques (pour différents filières) [27].	23
Figure I. 16 Structure de la cellule de laboratoire la plus performante [29].	24
Figure I. 17 Constitution technologique d'une cellule au silicium amorphe p-i-n [34].	25

Figure I. 18 Schéma d'une cellule solaire à hétérojonction de silicium amorphe/cristallin (SHJ) [49].	26
Figure I. 19 Rendement des cellules solaires HJ par différents groupes de recherche(a) et des entreprises industrielles (b).	27
Figure I. 20 Schéma d'une cellule solaire à base de CdTe.	28
Figure I. 21 Structure d'une cellule photovoltaïque à base de CIGS [29].	29
Figure I. 22 Structure d'une cellule à base de GaAs.	29
Figure I. 23 Cellule photovoltaïque à colorant.	30
Figure I. 24 Cellule souple à base de matériaux organiques [29].	31

Chapitre II

Figure II. 1 Positions du niveau de Fermi dans le gap du silicium cristallin pour un matériau intrinsèque, dopé p et dopé n ($N_{\text{dopage}} = 10^{15} \text{cm}^{-3}$). Les niveaux des donneurs (E_D) et accepteurs (E_A) sont aussi indiqués [61].	36
Figure II. 2 Mécanisme de recombinaison radiative.	37
Figure II. 3 Mécanisme de recombinaison Auger.	39
Figure II. 4 Les interactions possibles entre un défaut placé à E_t et un porteur de charge. (1) capture d'un électron ; (2) émission d'un électron ; (3) capture d'un trou et (4) émission d'un trou.	40
Figure II. 5 Structure de la jonction n-p.	42
Figure II. 6 Diagramme des bandes dans la jonction n-p.	43
Figure II. 7 Diagramme des bandes de la jonction n-p polarisée.	44
Figure II. 8 Circuit électrique équivalente.	47
Figure II. 9 Structure de la cellule PV modélisé – CdTe.	49
Figure II. 10 Caractéristique J-V de la cellule modélisé - CdTe.	50
Figure II. 11 Effet de l'épaisseur des couches CdTe et CdS sur les performances de la cellule.	51
Figure II. 12 Effet de la concentration de dopage des couches CdTe et CdS sur les performances de la cellule.	52
Figure II. 13 Effet de la densité du défaut neutre et accepteur sur les performances de la cellule – CdTe.	53
Figure II. 14 Schematics structures of the simulated solar cells - CIGS	56

Figure II. 15 Bandes diagramme pour les trois structures : (a) C-CIGS, (b) I-CIGS et (c) Z-CIGS.	58
Figure II. 16 Caractéristiques J-V – CIGS.....	59
Figure II. 17 Caractéristiques J-V – grad-CIGS	60
Figure II. 18 structures des cellules solaires simulées avec couche BSF- CIGS.....	62
Figure II. 19 Caractéristiques J-V – BSF-CIGS.	62
Figure II. 20 Influence de la concentration de dopage de la couche grad-CIGS sur les performances des différentes structures.	63
Figure II. 21 Influence de la concentration de dopage de la couche tampon sur la performance de différentes structures de CIGS.....	65
Figure II. 22 Effet de E_g de la couche CIGS (p^+) sur les performances des différentes structures de CIGS.	66
Figure II. 23 Effet de l'épaisseur de la couche TCO sur les performances des différentes structures de CIGS.	68
Figure II. 24 Structure modélisé – HIT.....	71
Figure II. 25 Présentation du défaut ponctuel au milieu de gap de c-Si.	71
Figure II. 26 Distribution de la densité des défauts dans le gap pour différentes types de a-Si:H.	72
Figure II. 27 Diagramme des bandes de la cellule simulé en face avant a-Si :H/c-Si(p).	73
Figure II. 28 Diagramme des bandes de la cellule simulé en face arrière c-Si(p)/ a-Si :H(p)...	73
Figure II. 29 Caractéristiques J-V et P-V – HIT.....	74
Figure II. 30 Influence de la température sur la caractéristique J-V, le facteur de forme et le rendement de la cellule – HIT.....	74
Figure II. 31 Variation des performances de la cellule en fonction de la densité de défaut dans le gap de c-Si – HIT.	75
Figure II. 32 Effet de la concentration de dopage de différentes couches sur les performances de la cellule – HIT.....	76
Figure II. 33 l'effet de l'épaisseur de c-Si(p) et a-Si :H(n) sur les performances de la cellule – HIT.	77
Figure II. 34 Effet de l'épaisseur de a-Si :H(p) et a-Si :H(i) sur les performances de la cellule – HIT.	79
Figure II. 35 Structures de cellules solaires simulées – HJ.....	80

Figure II. 36 Structure (a). Diagrammes de bande d'a-Si (p)/c-Si (n): a- de la cellule et b- zoom à la jonction.	81
Figure II. 37 diagramme de bande de la cellule solaire a-Si (p) / c-Si (n) / a-Si (n). a- de la cellule, b- le zoom à la première intersection (a-Si / c-Si) et c- le zoom à la seconde jonction (c-Si / a-Si).	82
Figure II. 38 Caractéristiques J-V de a-Si (p)/c-Si (n).	83
Figure II. 39 Performances des cellules solaires HJ pour diverses épaisseurs de couche d'émetteur en fonction de l'épaisseur de la couche absorbante.	84
Figure II. 40 Effets de la concentration en dopage de couche absorbante sur la performance de la cellule solaire HJ.	85
Figure II. 41 Caractéristique J-V de silicium amorphe (p)/silicium cristallin (n)/silicium amorphe (n).	87
Figure II. 42 Effet de la concentration en dopant de la couche de BSF sur la performance de la cellule solaire – HJ.	88
Figure II. 43 Effet de l'épaisseur de l'absorbeur sur les performances de la cellule solaire – HJ.	89
Figure II. 44 Caractéristiques J-V avec et sans texturisation – HJ.	90
<i>Chapitre III</i>	
Figure III. 1 Caractéristiques courant-tension des cellules solaires connectées en série [155,158]	98
Figure III. 2 Changement indésirable dans le flux de courant dû à l'ombrage d'une cellule [155,159]	99
Figure III. 3 La diode de dérivation empêche l'apparition de points chauds lorsque l'une des cellules est ombrée [155, 158, 159].....	99
Figure III. 4 Caractéristiques courant-tension des cellules solaires montées en parallèle [155-159].....	100
Figure III. 5 Caractéristiques courant-tension des cellules solaires connectées en série-parallèle.	100
Figure III. 6 Assemblage en série des modules photovoltaïques	101
Figure III. 7 Assemblage en parallèle des modules photovoltaïques.....	102
Figure III. 8 Assemblage en série-parallèle des modules photovoltaïques.....	102
Figure III. 9 Batterie à usage solaire	103
Figure III. 10 Onduleur autonome	105
Figure III. 11 Régulateur de charge	106

Chapitre IV

Figure IV. 1 Position de Tlemcen dans la carte.	118
Figure IV. 2 Influence de l'irradiation sur la puissance fournie par le panneau.	119
Figure IV. 3 Kit solaire autonome pris en compte dans l'étude.	121
Figure IV. 4 Orientation et l'inclinaison du panneau PV.	123
Figure IV. 5 Circuit équivalent pour le panneau PV.	123
Figure IV. 6 Effet de l'irradiation sur la performance du panneau photovoltaïque.	124
Figure IV. 7 Effet de la température sur la performance du panneau photovoltaïque.	124
Figure IV. 8 Charge et décharge de la batterie.	126
Figure IV. 9 Energie solaire mensuelle disponible sur le site géographique considéré.	128
Figure IV. 10 Schéma mensuel des énergies utilisées et non utilisées.	128
Figure IV. 11 Kit à base de deux modules solaires de type AEG PQ10/40/01	130
Figure IV. 12 Variation du courant et de la tension en fonction du temps pour le kit solaire de type AEG PQ10/40/01.	130
Figure IV. 13 Les deux mini centrales 1) à base de module I-100/24 ; 2) à base de module I-50.	131
Figure IV. 14 Variation de GHI et T pendant les deux journées	132
Figure IV. 15 Variation du courant et de la tension en fonction du temps pour les deux champs PV pendant les deux journées.	133
Figure IV. 16 Schéma équivalent.	134
Figure IV. 17 Irradiation globale horizontale	135
Figure IV. 18 Influence de l'irradiation incidente sur les caractéristiques I-V et P-V.	136
Figure IV. 19 Influence de la température de la cellule sur les caractéristique I-V et P-V	137
Figure IV. 20 a) Energie effective sortie du champ, b) Energie injectée dans le réseau.	139

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I. 1 Gap de différents matériaux photovoltaïques.	18
--	----

Chapitre II

Tableau II. 1 Paramètres de différentes couches de la structure modélisé	49
Tableau II. 2 Défauts dans différentes couches	49
Tableau II. 3 Paramètres adoptées pour différentes couches.	56
Tableau II. 4 Performances des cellules solaires CIGS.	60
Tableau II. 5 Performances des cellules solaires CIGS avec un profil gradient pour $E_{g, \text{absorbeur}}$	61
Tableau II. 6 Performances des cellules solaires CIGS.	62
Tableau II. 7 Performances des cellules solaires CIGS avec une concentration de dopage de l'absorbeur égal à 8.10^{16}cm^{-3}	64
Tableau II. 8 Performances des cellules solaires CIGS avec une concentration de dopage de l'émetteur égal à $7,10^{18} \text{cm}^{-3}$	66
Tableau II. 9 Performances des cellules PV à base de CIGS avec CGS comme une couche BSF.	67
Tableau II. 10 Performances des cellules PV à base de CIGS avec une épaisseur de la couche ZnO égal à 50nm.	68
Tableau II. 11 Performances des différentes structures de la cellule PV à base de CIGS.	69
Tableau II. 12 Les différents paramètres pour les quatre couches de la cellule modélisée.	72
Tableau II. 13 Différents paramètres retenus pour la cellule solaire HET dans la simulation. .	80
Tableau II. 14 Performances des quatre structures de cellules solaires simulées.	91

Chapitre IV

Tableau IV. 1 Besoins journalière.....	117
Tableau IV. 2 Besoins journalière.....	120
Tableau IV. 3 Caractéristiques du panneau BP SOLAR.	122
Tableau IV. 4 Caractéristiques de la batterie.	125
Tableau IV. 5 Irradiation et de la température dans le l'Europa centrale (Long 6.10° ; Lat $49,21^{\circ}$, Alt 160 m).....	127

Tableau IV. 6 Valeur des différents paramètres pertinents du kit solaire obtenue par simulation.	127
Tableau IV. 7 Spécifications du module solaire AEG PQ10/40/01.....	130
Tableau IV. 8 Caractéristiques des modules I-50 et I-100/24.....	131
Tableau IV. 9 Irradiation et de la température dans le site de Tlemcen	134
Tableau IV. 10 Caractéristiques de deux sous champ photovoltaïque	135
Tableau IV. 11 Caractéristique de l'onduleur.	138

Introduction générale

Le changement climatique s'entend d'une variation de l'état du climat que l'on peut déceler par des modifications de la moyenne et/ou de la variabilité de ses propriétés et qui persiste pendant une longue période, généralement pendant des décennies ou plus.

La poursuite des émissions de GES au rythme actuel ou à un rythme plus élevé devrait accentuer le réchauffement et modifier profondément le système climatique au XXI^e siècle. Il est très probable que ces changements seront plus importants que ceux observés pendant le XX^e siècle avec un risque non négligeable d'irréversibilité des phénomènes induits [1].

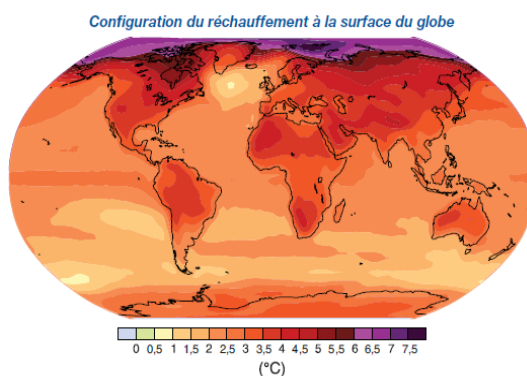


Figure 1 Évolution projetée de la température en surface pour la fin du XXI^e siècle (2090-2099) par rapport à la période 1980-1999 [1].

Les émissions de CO₂ dues aux combustibles fossiles ont atteint la valeur de 31,6 gigatonnes (Gt) en 2011, selon les estimations préliminaires de l'AIE. Ceci représente une augmentation de 1,0 Gt par rapport à 2010 (+3,2%) [2]. Elles ont continué à augmenter depuis et vont presque doubler d'ici 2050, Le charbon a été à l'origine de 45% des émissions totales en 2011, suivi par le pétrole (35%) et par le gaz naturel (20%).

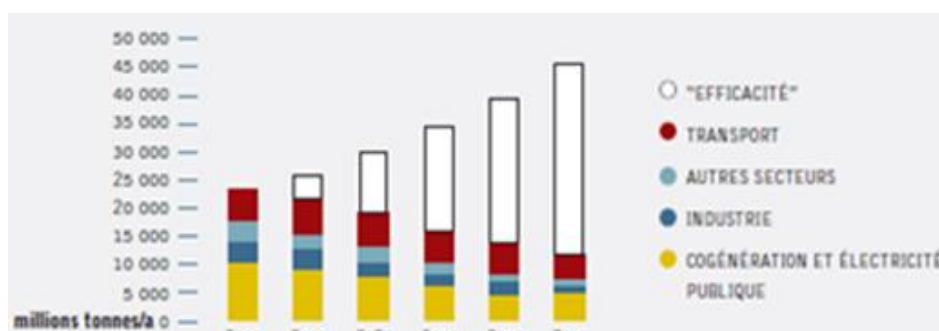


Figure 2 Évolution des émissions de CO₂.

Pour préserver l'environnement qui est un des critères importants permettant de garantir la stabilité politique et la prospérité économique sur l'ensemble de la planète terre, le moment est venu de nous engager en faveur d'un avenir énergétique véritablement sûr et durable : un avenir fondé sur les technologies propres, le développement économique permettant la création de millions d'emplois. Mon travail s'inscrit dans cet objectif.

Avant de présenter mon travail et l'organisation de ce document, je souhaite introduire le contexte de cette étude que j'ai réalisé pour l'obtention du grade de Docteur à l'université de Tlemcen. Ce travail a été réalisé à l'URMER de l'Université de Tlemcen en Algérie et au LMOPS de l'Université de Lorraine et de CentraleSupélec à Metz en France.

En Algérie, le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes prioritaire de la politique énergétique et environnementale du pays [3].

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire dont dispose le pays. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité [4].

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

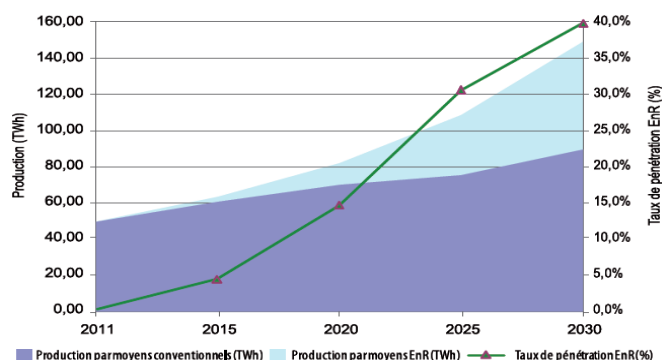


Figure 3 Pénétration des EnR dans la production nationale en TWh [4].

Le programme des énergies renouvelables (EnR) est défini par le ministère de l'énergie et des mines (Avril 2011) pour les différentes phases [4] :

- ✓ D'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW.
- ✓ D'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

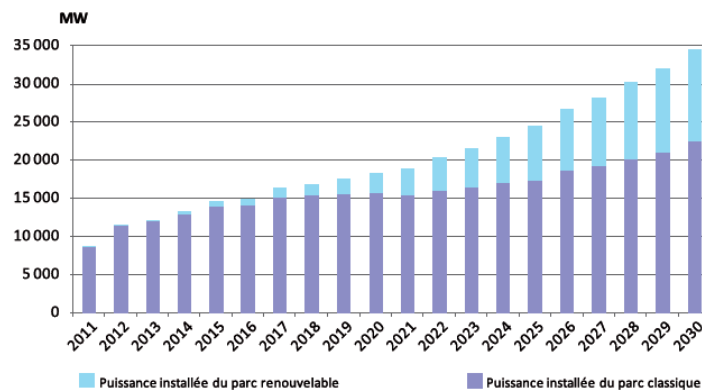


Figure 4 Structure du parc de la production nationale en MW [4].

Par ailleurs, l'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante, modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture.

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

Voici quelques données énergétiques liées au solaire en Algérie. Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an) :

Région côtière : 2 650

Hauts plateaux : 3 000

Sahara : 3 500

Energie moyenne reçue (KWh/m²/an) :

Région côtière : 1 700

Hauts plateaux : 1 900

Sahara : 2 650

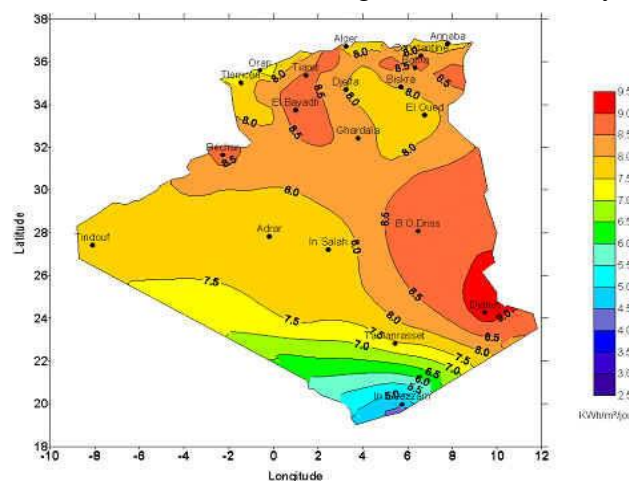


Figure 5 Irradiation directe journalière reçue au mois de juillet [3].

Par sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen et le Sahara représente 86% du territoire algérien. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [3] et des capteurs solaires sur un vingtième de la surface du Sahara fourniraient assez d'électricité pour approvisionner le monde entier.

C'est dans cette perspective que nous proposons ce sujet de recherche visant à différentes technologies photovoltaïques dans un système de production énergétique renouvelable.

L'objectif principal de ce travail de thèse vise à la modélisation et comparaison des performances des différentes cellules photovoltaïques et le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques.

Pour parvenir à concrétiser notre objectif et présenter le travail s'y référant, le manuscrit est partagé en deux parties. La première partie du manuscrit est dédiée à la modélisation des différentes cellules photovoltaïques que nous avons la partagé en deux chapitres. Le premier chapitre est consacré à une présentation de l'énergie photovoltaïque. On y trouvera le principe utilisé pour la conversion d'énergie solaire en énergie électrique, c'est-dire l'effet photovoltaïque, le spectre solaire, les différents matériaux et technologies photovoltaïques (C-Si, a-Si, a-Si :H/c-Si, CdTe, CIGS, AsGa, la filière organique...), ainsi que les grandeurs caractéristiques et les paramètres physiques et fonctionnels d'une cellule solaire.

Le deuxième chapitre sera réservé à une modélisation détaillée des différentes cellules photovoltaïques. Dans la première partie de ce chapitre, la méthode de dérivation de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire à jonction n-p, et aussi des modélisations numériques pour des cellules photovoltaïques à base de CdTe et CIGS seront évoqués. La deuxième partie de ce chapitre sera consacré à la modélisation des cellules photovoltaïques à base d'hétérojonction de silicium, où nous traiterons les deux structures photovoltaïques a-Si(n)/a-Si(i)/c-Si(p)/a-Si(p) et a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n).

Basé sur les études présentées dans les premiers chapitres, la deuxième partie du manuscrit vise à donner une vision sur le dimensionnement des systèmes et des installations photovoltaïques autonomes et celles connectées au réseau. Cette partie sera aussi divisée en deux chapitres. Le premier chapitre de cette partie (qui sera donc le troisième chapitre du manuscrit) sera dédié aux

composants du système photovoltaïque autonome ou connecté au réseau. Le deuxième chapitre de cette partie (quatrième chapitre du manuscrit) sera consacré au dimensionnement des installations et des systèmes photovoltaïques autonomes et/ou connectés au réseau. Pour maîtriser les paramètres fluctuants et influençant les performances d'un système photovoltaïque autonome ou connecté au réseau, nous développerons un dernier chapitre où nous donnerons une vue sur le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques autonomes ou connectés au réseau.

1^{ERE} PARTIE

**ETUDES COMPAREES ET MODELISATION
DES PERFORMANCES DES DIFFERENTES
TECHNOLOGIES DE CELLULES
PHOTOVOLTAÏQUES**

Chapitre I

Connaissances préliminaires sur les cellules photovoltaïques

I. Introduction

Dans ce chapitre, on va faire une présentation de l'énergie photovoltaïque. On y trouvera donc le principe de fonctionnement, le spectre solaire, les grandeurs caractéristiques et les paramètres d'une cellule solaire ainsi les différents matériaux et filières photovoltaïques (c-Si, a-Si, a-Si:H/c-Si, CdTe, CIGS, AsGa, la filière organique, la filière inorganique...).

II. Principe de fonctionnement

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs. Le matériau de base est dans la plupart des cas le silicium. D'autres matériaux sont utilisables tel que : Arséniure de Gallium (AsGa), Tellure de Cadmium (CdTe)....

Une manière importante de convertir le rayonnement solaire en électricité se produit par l'effet photovoltaïque qui a été observé la première fois par Becquerel [5]. Une cellule photovoltaïque convertit une énergie radiative en énergie électrique.

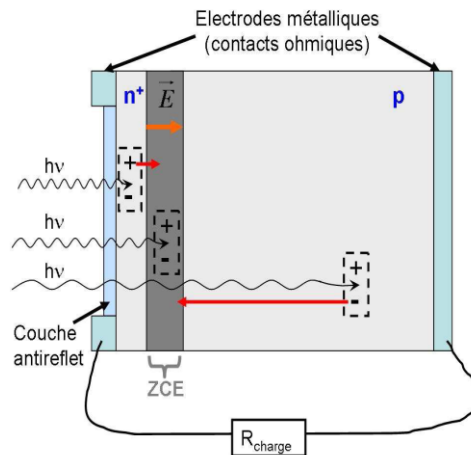


Figure I. 1 Structure d'une cellule photovoltaïque.

La Fig. I.1 représente schématiquement le principe de fonctionnement d'une cellule. Ce fonctionnement est basé sur celui d'une diode semi-conductrice réalisée entre deux semi-conducteurs dopés n et dopé p créant ainsi une zone de charge d'espace et dont la jonction sera traversée par les porteurs de charge photo excités. Les différents processus régissant ce fonctionnement peuvent être résumés ainsi :

-
- Absorption de photons par le semi-conducteur de la face avant de la diode (appelée cellule).
 - Séparation des électrons et des trous dans les semi-conducteurs par agitation thermique.
 - Conduction à travers la zone de charge d'espace avec l'apparition d'un champ électrique à l'interface.

III. Les conditions standards d'illumination des cellules photovoltaïques

Le soleil est une étoile avec une température moyenne de 5777K de sa photosphère, qui peut être considérée comme la « surface » du soleil. Cette température génère un rayonnement électromagnétique laissant la photosphère solaire avec une densité de flux de $M_{soleil}=63.2 \cdot 10^6 \text{W/m}^2$.

Sur le chemin du soleil à la terre, voyageant une distance moyenne de $d_{S-T}=1.496 \cdot 10^{11} \text{m}$ [6-8], la densité de flux est diluée par un facteur proportionnel à cette distance. La superficie de la photosphère du soleil est indiquée par :

$$A_S = \pi r_S^2 = 1.521 \cdot 10^{18} \text{m}^2 \quad (\text{I.1})$$

Avec le rayon de soleil $r_S = 6.96 \cdot 10^8 \text{m}$. La densité de flux atteignant l'orbite terrestre est alors indiquée par :

$$E_S = M_S \frac{A_S}{A_E} = M_S \frac{A_S}{\pi d_{S-T}^2} = 1367 \text{W/m}^2 \quad (\text{I.2})$$

Avec E_S est la constante solaire. Le rayonnement extraterrestre avec le flux doit traverser l'atmosphère et sera ainsi sur son chemin modifié et atténué. Cette atténuation est provoquée par l'absorption, la diffusion Rayleigh et la diffusion de Mie. Elle dépend donc de beaucoup de paramètres atmosphériques car non seulement l'intensité est globalement atténuée mais également le spectre est modifié selon ces conditions atmosphériques. L'influence de la nature des gaz rencontrés, en particulier des aérosols et de tout autres contenus rend la dispersion atmosphérique de l'énergie très complexe à modéliser et/ou mesurer [9]. En effet, outre sa variabilité au cours du temps, l'éclairement solaire est polychromatique et subit l'influence de la couche atmosphérique traversée, tant pour son intensité que pour sa composition spectrale. Le spectre lumineux s'étend du proche ultraviolet au proche infrarouge.

L'énergie reçue par la terre et sa variation spectrale sont référencées par la notation AMx : AM0 définit les conditions d'éclairement hors de l'atmosphère terrestre à la verticale du lieu ; en moyenne au sol et dans toute la zone tempérée de l'hémisphère nord et donc en France-Europe et en Algérie-Maghreb, on utilise AM1.5, ce qui correspond à 1000W/m^2 . Il est clair que le rayonnement visible de longueur d'onde comprise entre $0,5$ et $0,7\mu\text{m}$ contient la plus grande partie de l'énergie rayonnée par le soleil. Mais il faut tenir compte du fait qu'un photon absorbé crée une seule paire électron-trou quelle que soit son énergie $h\nu$, et que l'excédent d'énergie $h\nu - E_g$, par rapport à la largeur de bande interdite (E_g) est perdu. À énergie incidente égale, il y a deux fois plus de photons à $1\mu\text{m}$ qu'à $0,5\mu\text{m}$ [10].

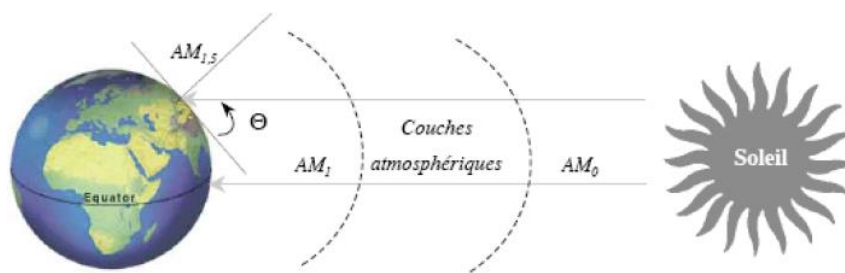


Figure I. 2 Conditions de mesures de quelques rayonnements AMx.

La Fig. I.3 présente les spectres des rayonnements AM1.5 et AM1.5G (Global) ainsi que celui du rayonnement AM0.

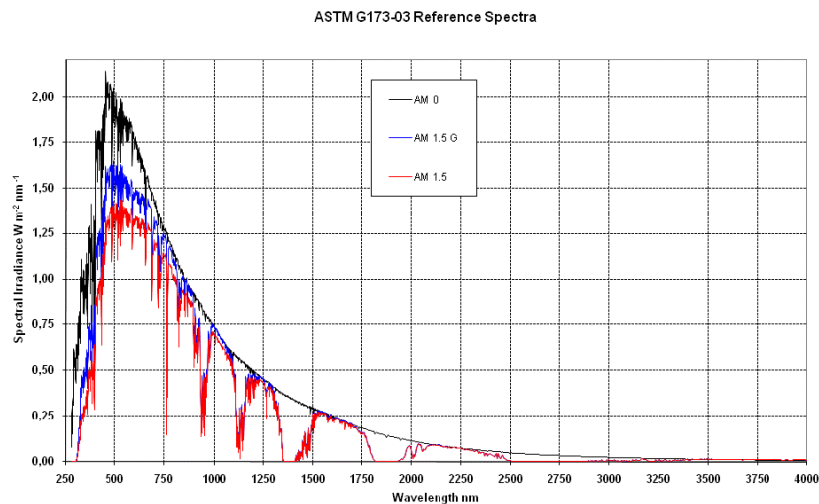


Figure I. 3 Variation spectrale de la puissance émise par le soleil.

IV. Paramètres fonctionnels d'une cellule photovoltaïque

La Fig. I.4. Présente la caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule photovoltaïque. Parmi les grandeurs caractéristiques remarquables de la cellule photovoltaïque telles que représentées dans la Fig. I.4, on peut citer : le courant de court-circuit I_{CC} , la tension de circuit ouvert V_{CO} , le facteur de forme FF et le rendement η .

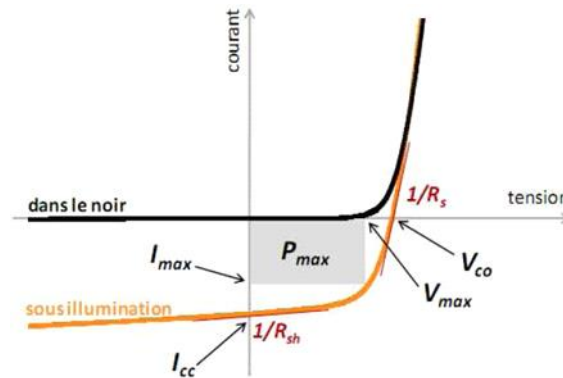


Figure I. 4 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque.

V.1 Le courant de court-circuit I_{CC}

Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul. C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la surface active de la cellule, de la mobilité des porteurs, il est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue.

Comme il définit la quantité des paires électron-trou créés G et qui traverse la jonction sans recombinaison entre les longueurs de diffusion des électrons et trous (L_n et L_p) respectivement :

$$I_{CC} = qG(L_n + L_p) \quad (I.3)$$

V.2 La tension de circuit ouvert V_{CO}

La tension en circuit ouvert d'une cellule photovoltaïque est la tension pour laquelle la diode à l'obscurité ($I=0$) fournit un courant égal au courant de court-circuit I_{CC} .

Dans le cas idéal, elle est déterminée à partir de l'équation de la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque par l'expression :

$$V_{CO} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{CC}}{I_0} + 1 \right) \quad (I.4)$$

I_0 est le courant de saturation de la diode qui détermine le nombre des porteurs collectés à l'obscurité seulement par un effet de température.

Dans le cas réel, la tension en circuit ouvert est calculée numériquement à partir de l'équation du modèle à deux diodes de la caractéristique courant-tension en posant $I=0$, ce qui permet de prendre en considération les facteurs de qualité des diodes et le courant de saturation pour chaque région de la cellule.

V.3 Le facteur de forme FF

Le facteur de forme met en évidence non seulement l'efficacité d'une cellule photovoltaïque mais également son vieillissement lorsqu'il est considéré en fonction du temps. Il peut aussi donner des informations sur la qualité des interfaces matériau-électrode.

Il est défini par le rapport de la puissance maximale ($P_M=V_M.I_M$) et de la valeur du produit $I_{cc}.V_{co}$:

$$FF = \frac{P_M}{I_{cc}V_{co}} = \frac{I_M V_M}{I_{cc} V_{co}} \quad (I.5)$$

Le facteur de forme théorique est compris entre 0.25 et 1.

V.4 Le rendement η

Il est défini par le rapport entre l'énergie maximale délivrée par la cellule, P_M , et l'énergie lumineuse incidente, P_0 :

$$\eta = \frac{P_M}{P_0} = \frac{FF * I_{cc} * V_{co}}{P_0} \quad (I.6)$$

V.5 Modélisation de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est représentée par un circuit électrique (Fig. I.5) qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt R_{sh} , une résistance série R_s , et deux diodes pour la polarisation de la cellule et le phénomène de la recombinaison des porteurs minoritaires [11-14].

La résistance série R_s est due à la résistivité des différentes couches de la cellule : émetteur, base et contacts métalliques (en particulier leur interface avec le semi-conducteur). Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur, et en diminuant la résistivité du

matériau utilisé. Cependant, un dopage trop élevé entraîne une augmentation de la recombinaison des porteurs [15].

La résistance shunt (parallèle) ou de court-circuit R_P est relative quant à elle à la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur, causé par un défaut. Ceci est le cas lorsque la diffusion des contacts métalliques à haute température endommage l'émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible.

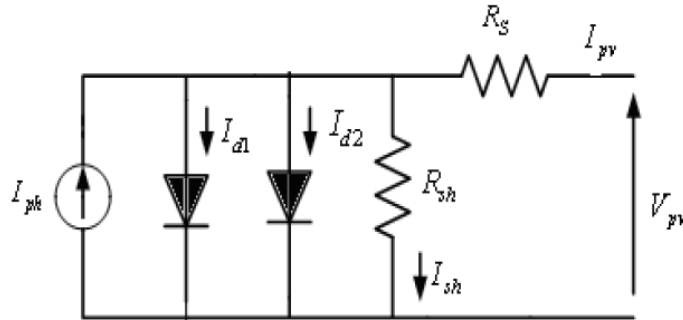


Figure I. 5 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles (2M7P).

L'équation caractérisant la courbe de variation courant-tension $I-V$ est donnée par [16,17] :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp^{\frac{V+IR_s}{V_t \cdot n_1}} - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp^{\frac{V+IR_s}{V_t \cdot n_2}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (I.7)$$

I_{ph} : courant de photo-génération ;

I_{s1} : courant de saturation de la diode 1.

I_{s2} : courant de saturation de la diode 2.

n_1 : le facteur de qualité de la diode 1.

n_2 : le facteur de qualité de la diode 2.

R_s = la résistance série.

R_{sh} = la résistance shunt.

Le courant photonique est lié à la température, l'éclairement et au courant photonique mesuré aux conditions de référence [15] :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{phref} - \mu_{cc}(T_c - T_{cref}) \right) \quad (I.8)$$

Avec I_{phref} est le courant photonique sous condition de référence, μ_{cc} est le coefficient de sensibilité de l'intensité à la température et T_c, T_{cref} sont la température de la cellule réelle et à la condition de référence.

Les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations [15,16] :

$$I_{s1} = C_{s1} \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g \cdot q}{n_1 \cdot T \cdot K}\right) \quad (I.9)$$

$$I_{s2} = C_{s2} \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g \cdot q}{n_2 \cdot T \cdot K}\right) \quad (I.10)$$

C_{s1} : Constant, pour une cellule de 100 cm² sa valeur compris entre 150 et 180 A.K⁻³.

C_{s2} : Constant, pour une cellule de 100 cm² sa valeur compris entre 1,3 et 1,7 A.K⁻³.

Le facteur d'idéalité n dépend de la nature et la position du niveau des pièges.

$$\left\{ \begin{array}{l} n = 1 \text{ Cas idéal (la zone de chargée d'espace est dépeuplée)} \\ 1 < n < 2 \text{ le niveau des piège est peu profond dans ZCE} \\ n = 2 \text{ les centres de recombinaisons ont distribués} \\ \text{uniformément dans ZCE et au milieu de BI} \\ 2 < n < n \text{ les centres de recombination sont distribués} \\ \text{de façon non uniforme avec une densité réduite} \\ \text{au centre de ZCE par rapport à la surface.} \end{array} \right.$$

Si la résistance shunt est considérée infinie, le nombre de paramètres à déterminer devient 6 et le nom du modèle dans ce cas est 2M6P. Comme on trouve aussi le modèle à 5 paramètres 2M5P où la résistance série est aussi non considéré.

Modèle à 1 diode

Une description plus simple est obtenue à partir du modèle à une exponentielle. Ce modèle comporte une diode de moins par rapport au modèle à deux exponentielles, ce qui implique que ce modèle comporte dans l'équation de la caractéristique I - V une exponentielle de moins (Fig. I.6) [18,19].

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp^{\frac{V+IR_s}{V_t \cdot n}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (I.11)$$

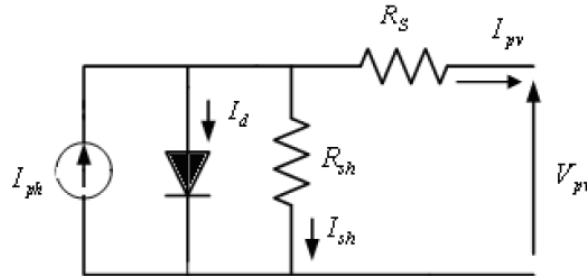


Figure I. 6 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle (L5P).

Le fait de négliger la résistance parallèle en la considérant comme infini donne le modèle à 4 paramètres L4P [20], et la non-considération de la résistance série donne le modèle à 3 paramètres L3P.

Modèle à 4 paramètres

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

Si on ne dispose que des données fournies par le fabricant, on ne peut en général déterminer que quatre paramètres. Dans ce cas, le plus simple est de prendre un modèle à 4 paramètres (sans résistance parallèle) et d'utiliser les informations disponibles pour déterminer [21] :

- Le courant photonique.
- Le courant de fuite de la jonction.
- Le coefficient d'imperfection de la diode.
- La résistance série de la cellule.

Le modèle à quatre paramètres est un modèle largement utilisé, il a été étudié par Townsend [22]. Ce modèle traite la cellule PV comme une source de courant, dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance série R_s [22], l'effet de la résistance parallèle (R_{sh}) est très petit dans un module simple, ainsi le modèle ne l'inclut pas (Fig. I.7).

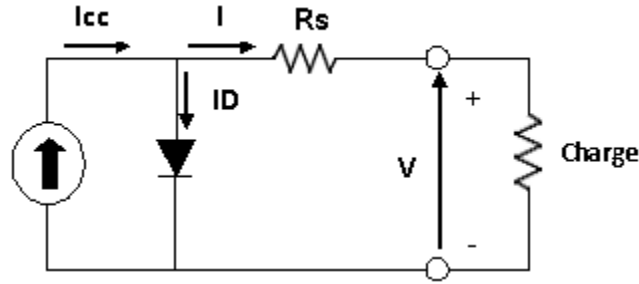


Figure I. 7 Schéma équivalent du modèle à 4 paramètres.

Les quatre paramètres apparaissant dans l'équation de la caractéristique (I - V) sont : le courant photonique I_{ph} , la résistance série R_s , et deux caractéristiques de la diode I_0 et n , ces paramètres ne sont pas des quantités mesurables et ne sont pas généralement inclus dans les données des fabricants [22]. Par conséquent, ils doivent être déterminés à partir des systèmes des équations (I - V) pour différents points de fonctionnement (donnés par les fabricants).

D'après la Fig. I.7, le courant de sortie déduit de schéma équivalent est le suivant :

$$I = I_{ph} - I_D \quad (I.12)$$

Le courant photonique est lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence par [23] :

$$I_{ph} = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \left(I_{ph,ref} \mu_{Isc} (T_c - T_{c,ref}) \right) \quad (I.13)$$

Avec

$I_{ph,ref}$: Le courant photonique sous condition de référence (A).

G, G_{ref} : L'éclairement réel et à la condition de référence (W/m^2).

$T_c, T_{c,ref}$: Température de cellules, réelle et à la condition de référence (K).

μ_{Isc} : Coefficient de la température du courant de court-circuit (A/K).

Pour simplifier le calcul de I_{ph} , on fait souvent l'approximation que le courant $I_{ph, ref}$ est égal au courant de court-circuit $I_{CC, ref}$ du module.

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

$$I_D = I_0 \exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT_c} - 1 \right) \quad (I.14)$$

Le courant inverse de saturation de la diode s'exprime en fonction des caractéristiques du matériau et de la température comme suit [22] :

$$I_0 = I_{0_T_1} \left(\frac{T_f}{T_1}\right)^{\frac{3}{n}} \exp\left(\frac{-qE_g}{nk\left(\frac{1}{T_f} - \frac{1}{T_1}\right)}\right) \quad (I.15)$$

$I_{0_T_1}$: Le Courant de saturation

E_g : L'énergie de gap.

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

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{nkT_c} - 1\right) \right) \quad (I.16)$$

La résistance série (R_s) du module PV à un grand impact sur la pente de la courbe I - V , par conséquent la valeur de R_s est calculée en évaluant la pente dI/dV de la courbe I - V au point V_{oc} . L'équation de R_s est obtenue par l'équation différentielle I.14 et ensuite la reconstruire en fonction de R_s .

$$R_s = -\frac{dV}{dI} - \frac{nkT/q}{I_0 \exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{nkT}\right)} \quad (I.17)$$

V. Les principaux matériaux semi-conducteurs photovoltaïques

Les matériaux photovoltaïques sont trouvés dans la quatrième colonne de la classification périodique (4 électrons sur la dernière couche) où le silicium est le plus utilisé et dans les colonnes 2, 3, 5 sous formes de composés dits III-V et II-VI qui permettent des liaisons assurant une dernière couche électronique à 8 électrons.

								VIIIA
								2 He 4.003
			IIIA	IVA	VA	VIA	VIIA	
			5 B 10.811	6 C 12.011	7 N 14.007	8 O 15.999	9 F 18.998	10 Ne 20.183
			13 Al 26.982	14 Si 28.086	15 P 30.974	16 S 32.064	17 Cl 35.453	18 Ar 39.948
	IB	IIB						
	29 Cu 63.54	30 Zn 65.37	31 Ga 69.72	32 Ge 72.59	33 As 74.922	34 Se 78.96	35 Br 79.909	36 Kr 83.80
	47 Ag 107.870	48 Cd 112.40	49 In 114.82	50 Sn 118.69	51 Sb 121.75	52 Te 127.60	53 I 126.904	54 Xe 131.30
	79 Au 196.967	80 Hg 200.59	81 Tl 204.37	82 Pb 207.19	83 Bi 208.980	84 Po (210)	85 At (210)	86 Rn (222)

Figure I. 8 Emplacement des matériaux photovoltaïques dans le tableau périodique.

D'après Santo Martinuzzi [25], le choix des matériaux dépend surtout de la largeur de la bande interdite E_g , à cause de la condition quantique $h\nu > E_g$. Plus E_g est faible, plus le nombre de photons utilisables sera grand. Le tableau I.1 montre le gap de différents matériaux photovoltaïques.

Tableau I. 1 Gap de différents matériaux photovoltaïques.

Matériau	InSb	InAs	Ge	CIS	c-Si	GaAs	CdTe	a-Si	AIAs	GaP	CdS
Gap (eV)	0.2	0.4	0.6	1.06	1.12	1.43	1.44	1.72	2.2	2.35	2.42

Les calculs montrent que les meilleurs rendements de conversion à terre (η), définis comme le rapport de la puissance électrique fournie à un circuit extérieur à la puissance reçue du soleil par la cellule, seront obtenus si E_g est compris entre 1 et 1,7eV, comme le montre la Fig. I.9.

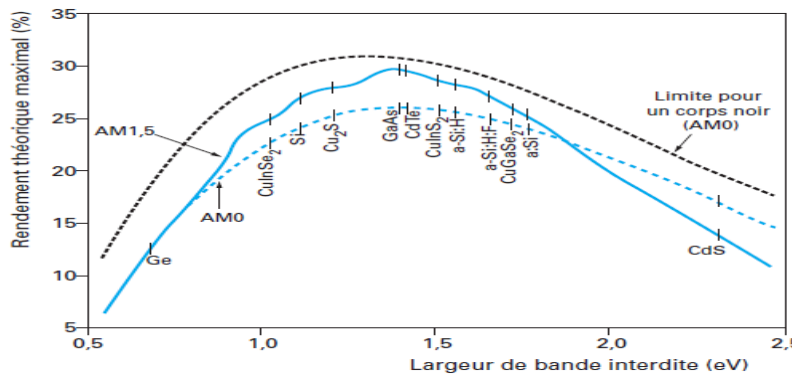


Figure I. 9 Rendement théorique maximal des matériaux photovoltaïques [26].

D'autre part, le coefficient d'absorption optique, noté α d'un matériau semi-conducteur varie beaucoup avec l'énergie des photons incidents : il est proche de 0 si $h\nu < E_g$ et peut atteindre brutalement ou progressivement plus de 10^5cm^{-1} si $h\nu > E_g$. De ce fait, les photons de grande énergie seront toujours absorbés près de la surface éclairée, alors que ceux d'énergie plus faible, mais toujours supérieure à E_g , seront absorbés en volume, plus ou moins profondément suivant la variation de α avec $h\nu$.

La Fig. I.10 montre que, pour le silicium, la croissance de α avec $h\nu$ est douce, alors qu'elle est brutale pour l'arséniure de gallium.

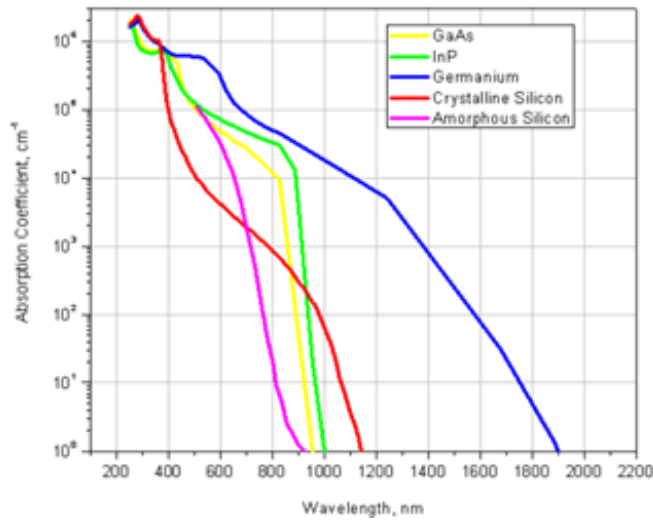


Figure I. 10 Absorption optique des matériaux photovoltaïques [26-28].

Dans ce qui suit, nous présentons les principaux matériaux photovoltaïques.

V.1 Silicium

Le silicium appartient à la colonne IV, troisième ligne du tableau périodique des éléments, situé respectivement entre le carbone et le germanium, et l'aluminium et le phosphore. D'après la Fig. I.9, il n'est pas le mieux placé, mais d'autres considérations entrent en jeu et lui confèrent un intérêt primordial. En effet, Il s'agit d'un des matériaux les plus abondants sur terre, la moitié de la croûte terrestre est en effet composée de silice, et de plus c'est un matériau stable et non toxique. Sa place dans la fabrication des cellules photovoltaïques est représentée en Fig. I.11. Il possède également des propriétés électriques (longueurs de diffusion et durées de vie des porteurs minoritaires) relativement bonnes permettant d'obtenir des cellules performantes avec un rendement, $\eta > 20\%$ [25].

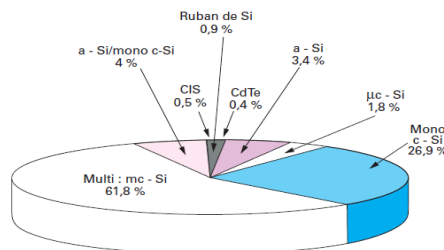


Figure I. 11 Prépondérance des matériaux à base de Si dans la production des cellules photovoltaïques [29].

D'après la Fig. I.11, le silicium représente 99% de la production mondiale des matériaux pour le photovoltaïque. Il existe sous deux formes : massive (monocristalline et poly-cristalline) et

couches minces (amorphe et hétérojonction). Ces deux formes se distinguent par l'épaisseur de la couche mais aussi par la taille des grains [26,30]. Je présente dans la suite c'est différentes technologies.

Silicium monocristallin

Le silicium monocristallin (c-Si) est le matériau qui présente les meilleures propriétés électroniques grâce à sa grande pureté et à sa structure composée d'un réseau régulier sur l'ensemble du cristal. La structure cristalline est donc uniforme et permet ainsi d'optimiser les propriétés du transport. Les liaisons entre les atomes sont de type covalente avec une distance interatomique de 2.35Å et un paramètre de maille $a = 5.43\text{Å}$ (Fig. I.12).

Le c-Si a un gap égal à 1.12eV à température ambiante [30]. Il correspond à un gap indirect puisque le minimum de la bande de conduction est repéré en un point autre que le maximum de la bande de valence dans la zone de Brillouin. La Fig. I.13 représente la répartition des niveaux d'énergie du silicium monocristallin et illustre le gap indirect.

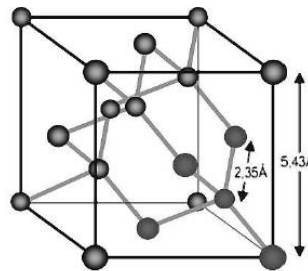


Figure I. 12 Structure cristallographique du silicium monocristallin [5].

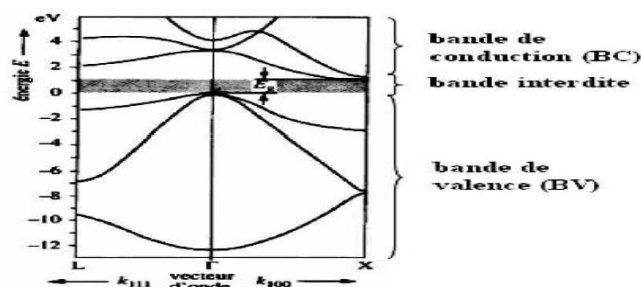


Figure I. 13 Structure de bandes du silicium monocristallin [31].

La Fig. I.14 montre la variation des propriétés optiques du silicium monocristallin, à savoir le coefficient de réflexion R et le coefficient d'absorption α en fonction de la longueur d'onde, mesurés à température ambiante [30].

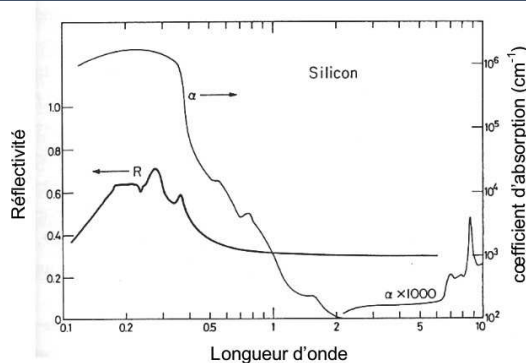


Figure I. 14 Coefficient de réflexion R et d'absorption α du silicium monocristallin en fonction de la longueur d'onde [30].

Le spectre du coefficient de réflexion révèle 2 pics localisés autour de $\lambda=275\text{nm}$ et $\lambda=365\text{nm}$, caractéristiques du silicium monocristallin. Ces pics sont associés respectivement à l'ordre à longue distance et à courte distance dans la structure cristalline. Le coefficient d'absorption est faible dans l'infrarouge à cause des faibles énergies d'excitation. La longueur d'absorption pour laquelle 63% du faisceau lumineux est absorbé dans le matériau est de $100\mu\text{m}$ pour des photons de longueur d'onde $\lambda=2\mu\text{m}$. Elle prend cependant des valeurs très faibles aux faibles longueurs d'onde, jusqu'à 10nm dans l'ultraviolet.

Le silicium poly-cristallin

Le deuxième matériau à base de silicium photovoltaïque est le silicium poly-cristallin (pc-Si). Sa structure se situe entre celle du silicium monocristallin et celle du silicium amorphe (a-Si). Elle est constituée de grains dont la taille varie de quelques centaines de nanomètres à quelques millimètres suivant les conditions d'élaboration. Ces grains sont séparés entre eux par des joints de grains. Les joints de grains délimitant des grains d'orientations différentes constituent des zones désordonnées, souvent assimilées à de a-Si [30].

Silicium amorphe

Une autre forme de silicium est utilisée dans le domaine photovoltaïque : silicium amorphe (a-Si). Des recherches intensives ont été entreprises pour utiliser ce matériau bien qu'il présente de nombreux défauts structuraux. Les propriétés de transport du matériau sont dégradées par la présence de nombreuses liaisons pendantes qui sont autant des sites de recombinaison efficace des paires électrons-trous dont les liaisons pendantes sont saturées par hydrogénation (cette technique rend le silicium amorphe acceptable pour des applications photovoltaïques). Ce matériau présente deux avantages majeurs [26, 29, 34] :

- Un fort coefficient d'absorption (il est quarante fois plus grand que celui du silicium monocristallin) ;
- Une faible consommation énergétique durant le cycle de fabrication.

V.2 CdTe (Le tellure de cadmium)

Un autre matériau qui a pris sa place dans les cellules photovoltaïques industrielles est le tellure de cadmium (CdTe). Il a une bande gap égale à 1,45eV et il peut être dopé n ou de type p. Ayant une forte absorption optique (direct) au-dessus du gap ($> 10^4\text{cm}^{-1}$), il a été reconnu très tôt comme une bonne couche d'absorption de la cellule solaire [35].

V.3 CIGS (Le diséléniure de cuivre, indium et gallium)

Parmi les matériaux photovoltaïques en cours de développement on peut citer le diséléniure de cuivre, indium et gallium ($\text{CuIn}_x\text{Ga}_{1-x}\text{Se}_2$). Il possède une bande d'énergie intéressante car il permet de réaliser une structure à gradient de gap avec une énergie de gap variant de 1 à 1.7eV, en fonction de la concentration de gallium (Ga_{1-x} , ou $0 < x < 1$) [36]. D'autre part, l'ajout de gallium permet d'augmenter la valeur du gap et donc de le rapprocher des énergies correspondant à la lumière visible. Cela contribue à l'amélioration des performances d'ensemble de la cellule construite avec ce matériau. Enfin, un avantage supplémentaire est que ces matériaux présentent un très fort coefficient d'absorption.

V.4 GaAs (L'arséniure de gallium)

L'arséniure de gallium présente un gap direct de 1,43eV. Son coefficient d'absorption est très élevé et la mobilité des porteurs de charge est importante. Le coût élevé du GaAs et la possibilité de travailler sur le ratio Ga/As et sur le dopage fait que les cellules à base de GaAs sont développées principalement dans la filière à base de multi-jonctions pour réaliser des cellules de petites surfaces et donc pour réaliser des cellules solaires à concentration.

V.5 Autres matériaux

D'autre part il y a d'autres matériaux qui sont utilisables et en développement dans le domaine photovoltaïque tel que le Ge, GaN, Polymères et autres matériaux inorganiques (Colorants).

Concernant les matériaux colorants et polymères, on va citer leurs caractéristiques dans la section suivante (Filière PV).

VI. Filières photovoltaïques

Dans ce qui suit, on va présenter les principales filières photovoltaïques. La Fig. I.15 résume l'évolution des différentes filières photovoltaïques en terme de rendement. Il est important dans une première approche analytique, de noter que dans cette figure, non seulement le rendement absolu est une donnée intéressante mais également l'évolution de ce rendement. C'est comme cela que l'on peut voir que le rendement de la filière silicium n'évolue plus alors que, par exemple, celui de la filière céramique, plus faible en absolu évolue très fortement. Je présente ces différentes filières dans les paragraphes suivants.

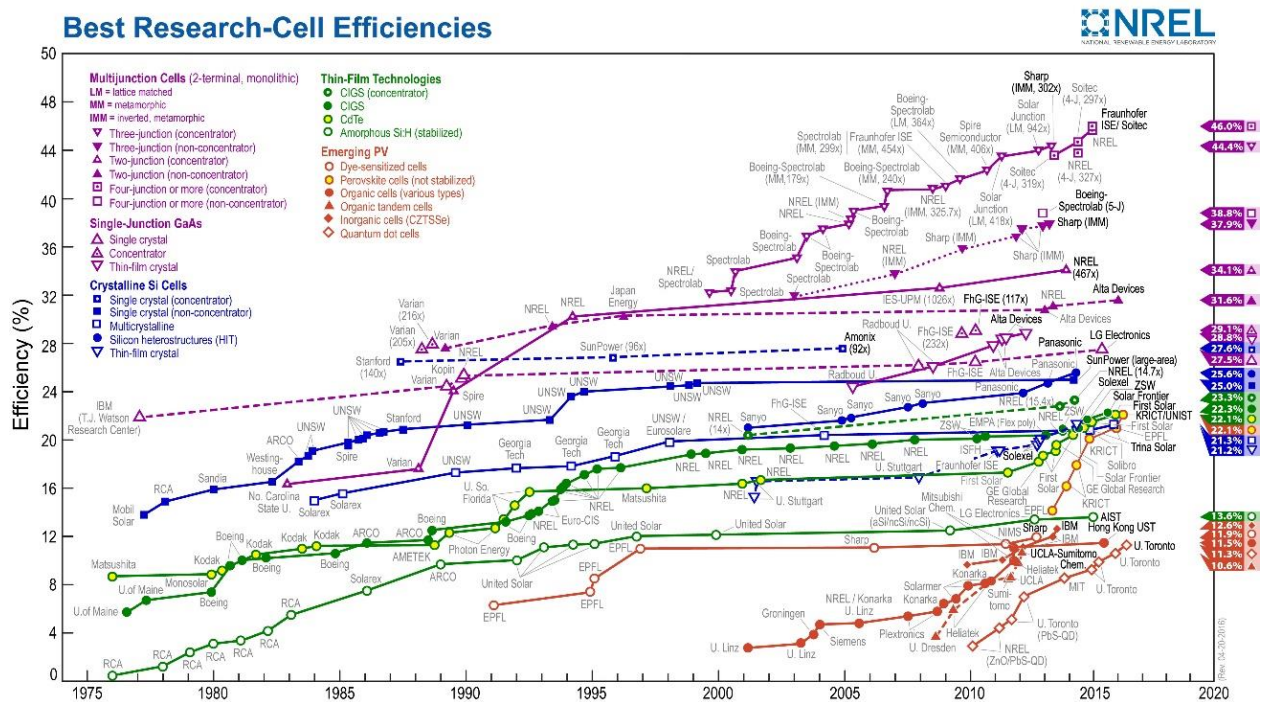


Figure I. 15 Développement du rendement des cellules photovoltaïques (pour différents filières) [27].

On peut noter qu'il y a quatre grandes filières photovoltaïques. Je présente dans la suite en détail les deux filières principales et indique les progrès attendus de deux autres filières plus émergentes.

VI.1 Filière silicium en plaquettes (Silicium cristallin)

Cette filière est basée sur le silicium cristallin. La cellule solaire basée sur le silicium cristallin (c-Si) a été la plus réussie dans la production industrielle [32]. Les probables évolutions de cette filière sont une proportion croissante de silicium poly-cristallin et silicium monocristallin employé pour les cellules solaires à haute efficacité [31].

La technologie de cellule solaire a bénéficié considérablement du niveau élevé de la technologie de silicium développé à l'origine pour des transistors et plus tard pour des circuits intégrés. Ceci s'est appliqué également à la qualité et à la disponibilité du silicium monocristallin [33]. Ce matériel joue toujours un rôle important [5].

L'intérêt du silicium poly-cristallin est au niveau de coûts de production plus faibles, du fait de l'utilisation de procédés de coulage des lingots en blocs, beaucoup plus rapides et moins coûteux en énergie que dans le cas de la synthèse de monocristaux.

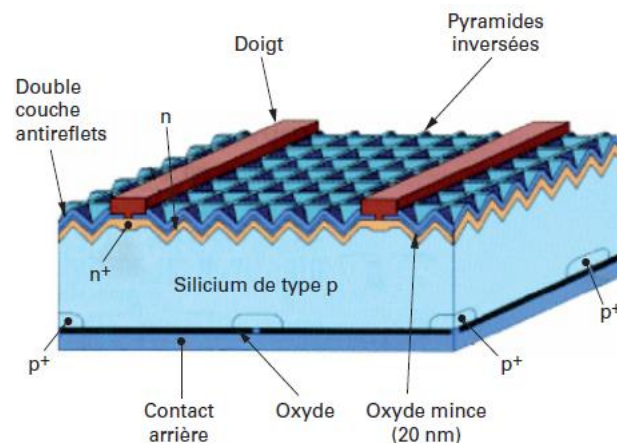


Figure I. 16 Structure de la cellule de laboratoire la plus performante [29].

VI.2 Filières des couches minces :

La deuxième génération des cellules photovoltaïques sont les cellules en couche mince. On ne dépose que la quantité de matériau photosensible « efficace » pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire, quelques micromètres d'épaisseur suffisent, et elles peuvent utiliser des substrats flexibles : leur fabrication est donc moins coûteuse et permet de plus, une mise en série directe des cellules sur le substrat [34].

Les principales cellules photovoltaïques pour cette filière sont :

VI.2.1 Silicium en couches minces

Silicium amorphe

Les cellules à base de silicium amorphe sont basées sur l'empilement de base constitué par une couche de type p, une couche non dopée dite intrinsèque et notée i, et une couche de type n (Fig. I.17).

La présence de la couche intrinsèque vise à pallier des caractéristiques photovoltaïques médiocres des couches dopées, en permettant de générer les paires électron-trou dans la zone i où elles sont soumises à un champ électrique élevé, dû aux zones n et p, ce qui permet de les séparer.

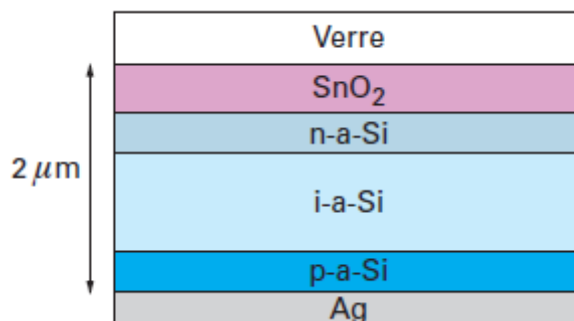


Figure I. 17 Constitution technologique d'une cellule au silicium amorphe p-i-n [34].

Les rendements relativement faibles de cette filière (13.6% en 2016, Fig. I.15) sont compensés par des coûts de fabrication plus faibles et l'utilisation des technologies grandes surfaces avec beaucoup moins d'étapes que dans le cas des technologies silicium classique. Par contre, les deux points faibles de cette filière sont le rendement de conversion et la dégradation sous lumière, instabilité dite de Staebler-Wronski.

Des recherches très actives sont menées pour améliorer les performances de la filière [29]. L'avenir des cellules photovoltaïques à base de silicium amorphe passera probablement, par une combinaison avec le silicium cristallin.

Combinaison entre silicium amorphe et silicium cristallin

Les cellules photovoltaïques à hétérojonctions (HJ) sont obtenues par la mise en contact de deux matériaux d'énergie de gap, E_g , différentes. La première HJ a été étudiée en 1974 par Fuhs et al [37], et en 1983 la première cellule solaire à hétérojonction été fabriquée [38,39].

L'hétérojonction a-Si:H/c-Si est formée en déposant du silicium amorphe hydrogéné sur le substrat de silicium cristallin. L'arrangement de passivation de basse température ayant pour résultat des vitesses de recombinaison extérieures exceptionnelles est réalisé par le silicium amorphe hydrogéné [40-42], dans la température est entre 200-250°C. Le silicium amorphe peut passer tous les types de dopage et des niveaux pour le silicium, et peut être employé pour former l'émetteur et la couche BSF (Back Surface Field). La bonne passivation extérieure par le silicium amorphe hydrogéné peut principalement être attribuée à l'excellente qualité électrique de l'interface entre c-Si et a-Si:H [43,44].

Le silicium amorphe hydrogéné, a-Si:H, possède non seulement un excellent niveau de passivation extérieure sur les cellules solaires de silicium cristallines avec un émetteur diffus [45], mais est également d'importance primordiale pour les cellules solaires d'hétérojonction d'a-Si:H/c-Si [46]. Il devient évident que le choix de la meilleure couche de passivation est fortement influencé par la structure du dispositif et par l'ordre de processus de fabrication. Les cellules résultantes peuvent atteindre des rendements de conversion élevés, tout en utilisant des procédés de silicium en couches minces pour réduire le coût en comparaison avec les cellules solaires c-Si [47].

La compagnie SANYO a développé une cellule de structure HIT avec une couche très mince de silicium amorphe hydrogéné intrinsèque, a-Si:H(i), qui est inséré entre deux couches a-Si:H(p) et c-Si(n). Cependant, la plupart des chercheurs se concentrent sur l'exploitation des cellules solaires HIT avec un substrat c-Si de type p [48-50].

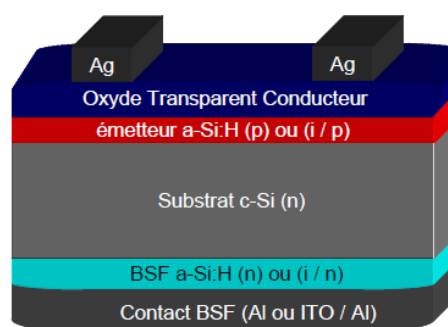


Figure I. 18 Schéma d'une cellule solaire à hétérojonction de silicium amorphe/cristallin (SHJ) [49].

Développement de la filière HJ

Aujourd'hui, SANYO est le leader du marché dans la production de masse de modules HJ. A l'échelle du laboratoire, depuis 2011, ils détiennent l'efficacité record du monde de 23.7% sur 100.4cm² (substrat de 98μm d'épaisseur) avec une tension en circuit ouvert de 745mV, une densité du courant de court-circuit de 39.4mA/cm et un FF égal à 80.9% [51,52]. Par ailleurs, SANYO a également obtenu de très hauts rendements de conversion photovoltaïque en production : 25.6% (Fig. I.15) d'efficacité pour la cellule permettant un rendement de 18.3% pour le module [53,54].

La Fig. I.19 résume les principaux résultats rapportés sur le rendement des cellules HJ.

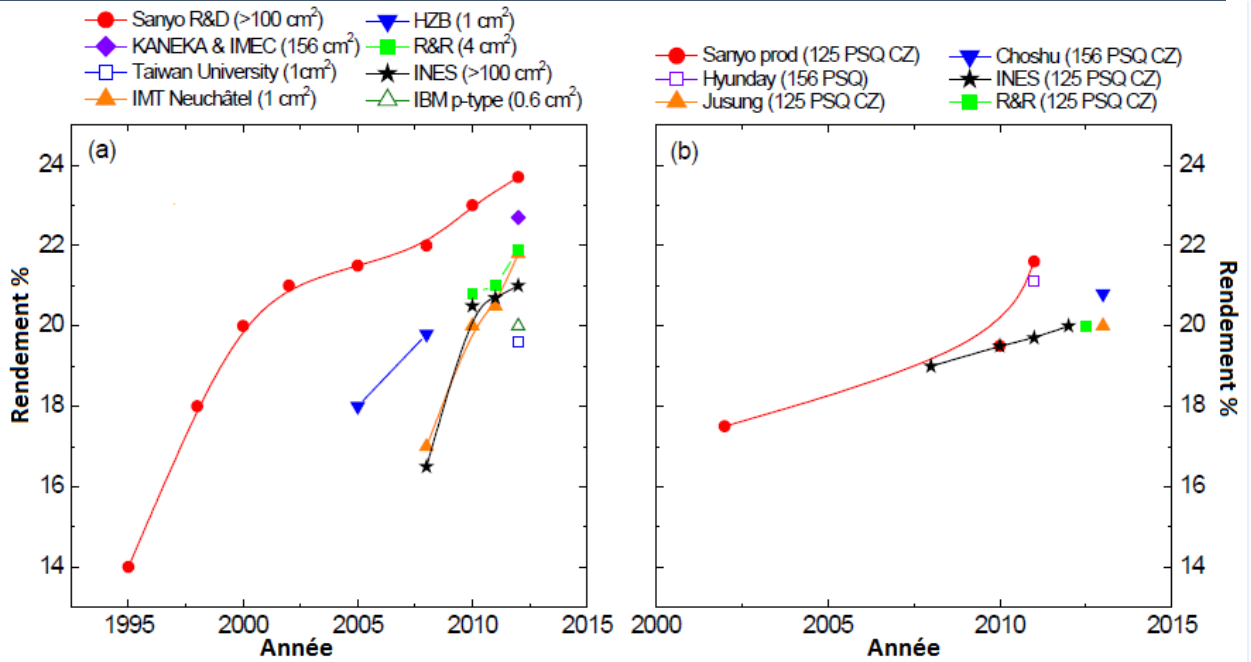


Figure I. 19 Rendement des cellules solaires HJ par différents groupes de recherche(a) et des entreprises industrielles (b).

VI.2.2 Cellules à base de CdTe

Une autre alternative au silicium est la famille des semi-conducteurs II-VI. Le tellure de cadmium (CdTe) appartient à cette filière.

Le haut niveau actuel de la recherche et du développement de la cellule solaire à base de polycristallin CdS/CdTe permet d'envisager la possibilité de produire des modules photovoltaïques à faible coût [55,56]. D'après la Fig. I.15, le record rendement obtenu, pour cette filière, en 2016 est égal à 22.1%.

Le semi-conducteur tellure de cadmium (CdTe) est la zone absorbante de l'hétérojonction CdS/CdTe où est générée la majorité des porteurs minoritaires excédentaires.

Toutefois, les dispositifs à homo-jonction sont peu pratiques car la plupart de l'absorption du spectre solaire se produit à l'intérieur des 1-2µm de profondeur à la surface de CdTe et de ce fait, la perte de recombinaison de surface à un niveau inacceptable. Pour éviter cela, la configuration p-CdTe/n-CdS/SnO représentée sur la Fig. I.20 a été développée [57].

Le sulfure de cadmium dopé n, CdS-n avec $E_g = 2.4\text{eV}$, forme un côté de la jonction électrique et agit comme une couche de fenêtre.

La couche de fenêtre n-CdS est une composante essentielle de la cellule p-CdTe/TCO et un rendement $\eta > 10\%$ a été mis en évidence dans la Ref. [58] mais ce rendement est très faible par rapport la limite théorique de cette filière. Afin de permettre la transmission élevé (50-100nm) et pour éviter des effets de court-circuit, les exigences des cellules sont que la couche de CdS doit être conductrice ($n \sim 10^{16}\text{cm}^{-3}$), mince et uniforme. D'autre part, l'épaisseur de la couche CdTe doit être entre 1 et $2\mu\text{m}$ pour assurer l'absorption de la totalité des photons incidents [56].

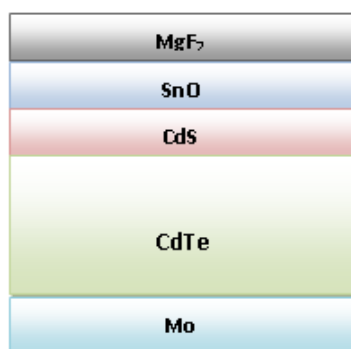


Figure I. 20 Schéma d'une cellule solaire à base de CdTe.

VI.2.3 Cellules à base de CIGS

C'est sous sa forme dopée p que le CIGS est utilisé avec une très fine couche (50nm ou moins) de CdS dopé n est utilisée pour réaliser une hétérojonction. Il faut noter que malgré la très faible quantité de cadmium utilisé dans ces cellules, de nombreux travaux cherchent à trouver un matériau de substitution.

La possibilité de préparer des cellules à faible coût mais présentant néanmoins une grande efficacité (jusqu'à 22.3%, Fig. I.15) rendent ces matériaux très attractifs. Le dépôt uniforme de couches de moins de $1\mu\text{m}$ d'épaisseur sur de grandes surfaces reste très délicat et il existe une forte activité de recherche fondamentale sur ce matériau afin d'augmenter les performances des dispositifs à base de CIGS.

L'avantage majeur de ces matériaux réside dans leur capacité à être déposés sur des substrats flexibles et légers, ce qui permet d'envisager des applications photovoltaïques mobiles grand public ou industrielles. Ces matériaux représentent le candidat le plus prometteur comme matériau alternatif au silicium pour les applications photovoltaïques et ce, bien que la disponibilité des matières fossiles primaires tend à diminuer. Le cuivre est connu depuis la préhistoire, il est un des éléments les plus abondants dans les cellules photovoltaïques. L'indium est conducteur et transparent.

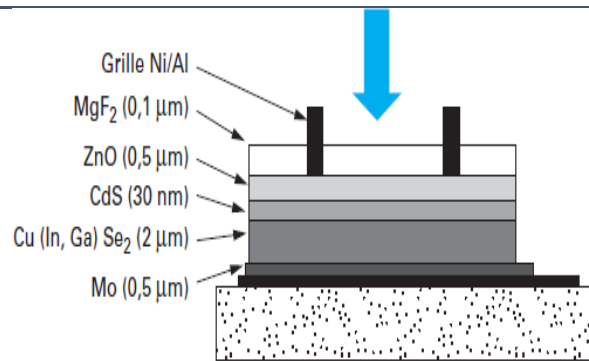


Figure I. 21 Structure d'une cellule photovoltaïque à base de CIGS [29].

VI.3 Autres filières photovoltaïques

VI.3.1 Cellules à très haut rendement GaAs

La plus part des cellules à très haut rendement utilisent actuellement des alliages dérivés de l'arséniure de gallium GaAs (Fig. I.22) associé ou non à la technologie des cellules solaires à concentration :

- Une première jonction à grande bande interdite permet de convertir efficacement les photons UV en minimisant les pertes par thermalisation ;
- Une seconde jonction située immédiatement derrière possède un gap plus petit et convertit alors de façon optimale les photons visibles qui traversent la première jonction ;
- Une troisième jonction à petit gap convertit les photons infrarouges.

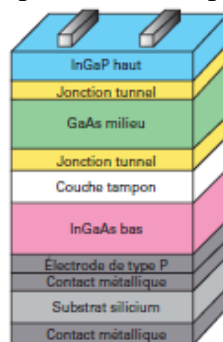


Figure I. 22 Structure d'une cellule à base de GaAs.

Les cellules utilisant ce matériau associé à la concentration de la lumière permettent d'atteindre 40% de rendement, Fig. I.15. Dans l'avenir des rendements allant vers 50% sont envisagés. Leurs applications se situent dans des niches à forte valeur ajoutée telles que les applications spatiales. Mais ces applications imposent également à l'ensemble du module photovoltaïque d'être résistant à des conditions extrêmes en termes de radiation (plus de 1MeV), de température (de -170 à

+96°C) et de vide. Le défi actuel avec ces matériaux n'est pas d'augmenter la qualité cristalline de ces couches minces, mais plutôt de la conserver sur des substrats à faible coût, tels que des plastiques ou des plaques métalliques [29].

VI.3.2 Cellules à colorants

Pour les cellules à colorants, il s'agit d'une matrice poreuse inorganique, fonctionnalisée par le greffage de colorants photo-actifs à l'échelle de la monocouche moléculaire et imprégnée par un électrolyte liquide contenant un couple oxydo-réducteur permettant de communiquer «électriquement» avec la molécule de colorant. C'est le photovoltaïque moléculaire, plus proche de la photosynthèse que de la jonction p-n classique. Le système de référence est constitué d'une couche d'oxyde de titane (TiO_2) frittée dont les particules sont de taille nanométrique, une molécule de colorant à base de ruthénium et un électrolyte non aqueux (acétonitrile) contenant le couple redox iode-iodure. Grâce à la multiplication de la surface développée dans la matrice poreuse (jusqu'à un facteur 1 000), il est possible de multiplier les phénomènes d'absorption et de convertir efficacement le rayonnement incident. Ces systèmes permettent d'atteindre aujourd'hui, Fig. I.15, près de 11.9% de rendement [29].

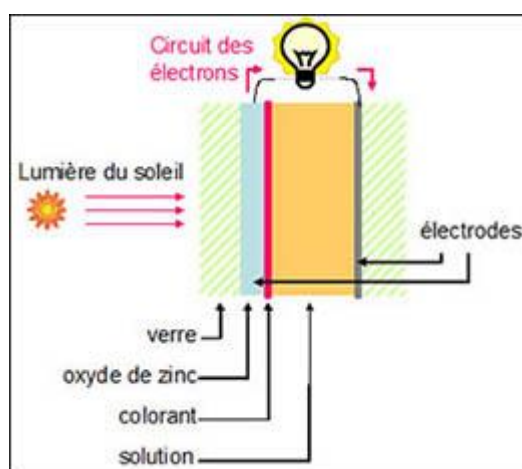


Figure I. 23 Cellule photovoltaïque à colorant.

Les recherches portent principalement sur le remplacement du colorant par un colorant tout organique, celui de l'électrolyte liquide par une phase solide. Il est fortement question du remplacement de la couche de TiO_2 par une couche nanoporeuse de ZnO obtenue directement par électrolyse à basse température, en vue d'utilisation de substrats plastiques [29].

VI.3.3 Cellules organiques

Une des filières émergentes est celle des cellules tout organique. Dans ce cas, on se sert de la propriété semi-conductrice de certains polymères, permettant ainsi de créer des jonctions analogues aux jonctions $p-n$, et donc d'en faire des cellules solaires. Le saut a été franchi avec l'idée de mélanger intimement deux matériaux organiques permettant ainsi aux excitons (paires électron-trou créées lors de l'excitation lumineuse) d'être plus facilement séparés aux nombreuses interfaces. Le concept de cellules organiques à jonction interpénétrée était né (*Bulk Heterojunction*). Dans ces conditions les phases n et p, appelées donneur et accepteur dans le cas des polymères, forment deux réseaux séparés percolant, ou tout exciton généré peut être dissocié à leur interface en n'ayant à parcourir que quelques nanomètres. Les rendements progressent, et sont aujourd'hui, Fig. I.15, de près de 11.5%. Les dispositifs souffrent d'un manque de stabilité dans le temps (sensibilité à l'oxygène, à l'eau, aux UV trop énergétiques), mais les recherches très importantes menées dans ce domaine progressent et permettent d'envisager comme pour les OLED une montée progressive des applications.

L'utilisation de petites molécules et non plus de polymères est fortement poursuivie actuellement à cause d'une meilleure absorption du spectre solaire et d'une facilité de mise en œuvre permettant la réalisation de cellules tandem, et donc d'approcher des 15% de rendement permettant d'envisager une industrialisation rentable [29].

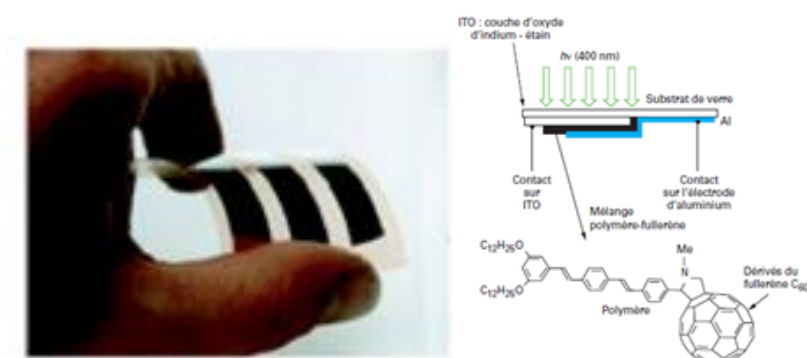


Figure I. 24 Cellule souple à base de matériaux organiques [29].

VII. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre des connaissances préliminaires concernant l'effet et les cellules photovoltaïques. En particulier, nous avons cité le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, le spectre solaire, les grandeurs caractéristiques et les paramètres d'une cellule photovoltaïque ainsi les différents matériaux et filières photovoltaïques.

Parmi les filières photovoltaïques nous pouvons citer la filière des couches minces ayant une grande place dans le marché photovoltaïque actuel. L'intérêt pour cette technologie est lié d'une part à son faible coût du fait de l'utilisation des couches minces donc une diminution de la quantité de matériau utilisé pour la fabrication des cellules photovoltaïques, d'autre part due au fait de la disponibilité de la plus part des matériaux de base concernant cette filière et finalement due au fait que les rendements, liés aux recherches intensives, sont en constante progression contrairement à ceux des filières traditionnelles à base de silicium. C'est dans ce contexte que se situe mon travail de recherche de doctorat.

Chapitre II

Modélisation des performances des cellules photovoltaïques

I. Introduction

Chaque matériau a ses propres caractéristiques et propriétés qui le rendent meilleur à un autre pour une application donnée. Dans cette partie, on va comparer le comportement de différentes cellules photovoltaïques à base de la technologie des couches minces en utilisant des différents modèles de cellules photovoltaïques utilisées dans la littérature et par les industriels.

Dans la première partie de ce chapitre, nous présenterons la méthode de détermination de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire à jonction n-p, puis nous poursuivrons par la modélisation numérique pour des cellules photovoltaïques à base de CdTe et CIGS. Cette modélisation a été faite en utilisant des programmes que nous avons développés dans l'environnement logiciel SCAPS.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous présenterons la modélisation numérique, faite dans l'environnement logiciel AFORS-HET, de deux structures à base de a-Si:H(n)/a-Si:H(i)/c-Si(p)/a-Si:H(p) et a-Si:H(p)/c-Si(n)/a-Si:H(n) où nous avons étudié l'influence de différents paramètres sur les performances de ces deux structures.

II. Modélisation analytique et numérique de la jonction p-n

II.1 Concentration en porteurs

Les porteurs de charge dans les semi-conducteurs sont les électrons et les trous ayant les concentrations n et p , respectivement.

Dans un semi-conducteur intrinsèque à 0K, tous les états dans la bande de valence sont complétés, et il n'y a aucun électron dans la bande de conduction. Un matériau mono-cristallin semi-conducteur intrinsèquement pur ne contient aucune impureté ou défaut de maille. Aux températures différentes de zéro, des électrons de la bande de valence sont thermiquement excités vers la bande de conduction laissant des trous, et ainsi, la concentration des électrons et des trous reste toujours égale à :

$$n = p = n_i \quad (\text{II.1})$$

Où « i » représente la qualité intrinsèque du matériau.

Le processus de conduction a lieu par l'intermédiaire de l'excitation thermique, l'absorption du rayonnement thermique, des porteurs de charge. Lorsque la partie de l'énergie thermique transférée est supérieure à l'espace de bande, le band gap, E_g du semi-conducteur, alors le processus de conduction existe.

Afin de favoriser, voire de contrôler la conduction, les semi-conducteurs sont dopés avec des dopants de type N, augmentant ainsi le nombre d'électrons, ou des dopants de type P, augmentant le manque d'électrons. Pour tenir compte dans le processus de conduction de la concentration des porteurs dans le cas des matériaux dopés, il est introduit une valeur de l'énergie appelée énergie de Fermi, E_F . Les électrons sont des fermions et suivent les statistiques de Fermi-Dirac avec la fonction de répartition

$$f(E) = \frac{1}{1+e^{(E-E_F)/kT}} \quad (\text{II.2})$$

Où le k est la constante de Boltzmann et le T est la température absolue.

Cette équation donne la probabilité qu'un état avec de l'énergie E est occupé. Dans l'équation nous voyons qu'un état d'énergie ayant une énergie égale à l'énergie de Fermi a une probabilité 1/2 d'occupation. Dans un matériau intrinsèquement pur, l'énergie de Fermi est au milieu de l'espace de bande interdite, E_i . Dans un matériau dopé n l'énergie de Fermi est proche du bord de la bande de conduction, alors que dans un matériau dopé p elle est proche du bord de la bande de valence. Les expressions utiles combinant les concentrations en équilibre des électrons et des trous dans un matériau dopé et dans un matériau intrinsèque sont [59] :

$$n_0 = n_i e^{\frac{E_F - E_i}{kT}} \quad (\text{II.3})$$

$$p_0 = n_i e^{\frac{E_i - E_F}{kT}} \quad (\text{II.4})$$

Donc

$$n_0 p_0 = n_i^2 \quad (\text{II.5})$$

La distribution de Fermi-Dirac est seulement valide à l'équilibre thermique. Dans le cas qui nous intéresse ici des cellules photovoltaïques, en cas d'illumination, des porteurs de charge excessifs sont créés optiquement et le semi-conducteur ne sera plus à l'équilibre thermique. Les porteurs de charges dans les bandes de conduction et de valence rétablissent alors des équilibres thermiques locaux de forme avec différents potentiels chimiques, μ . Ces niveaux sont appelés des quasi-

niveaux de Fermi ou niveaux quasi-Fermi. La concentration des électrons et des trous dans ce cas peut alors être exprimée comme :

$$n = n_i e^{\frac{F_n - E_i}{kT}} \quad (\text{II.6})$$

$$p = n_i e^{\frac{E_i - F_p}{kT}} \quad (\text{II.7})$$

Où F_n et F_p sont les niveaux quasi-Fermi pour des électrons et des trous, respectivement. La différence est égale à la différence des potentiels chimiques [60].

$$\Delta\mu = F_n - F_p \quad (\text{II.8})$$

Donc

$$np = n_i^2 e^{\frac{\Delta\mu}{kT}} \quad (\text{II.9})$$

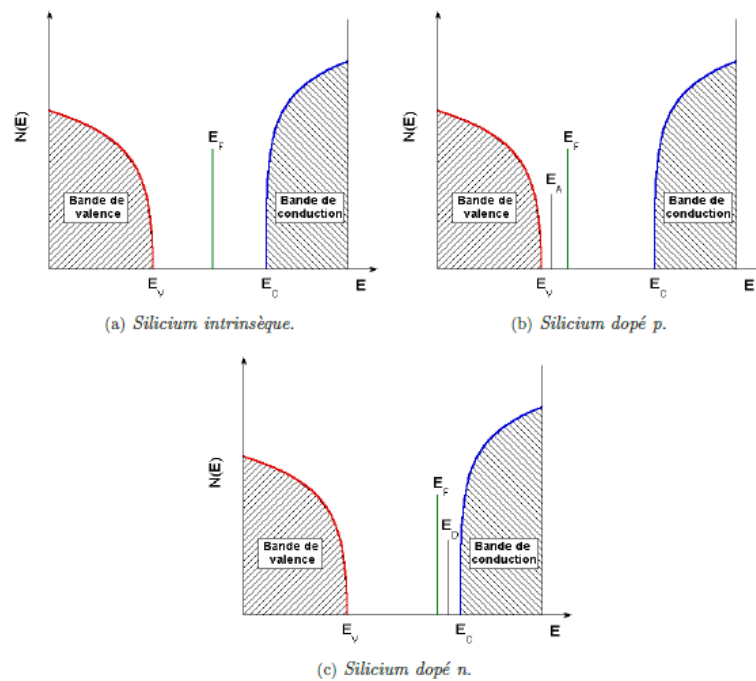


Figure II. 1 Positions du niveau de Fermi dans le gap du silicium cristallin pour un matériau intrinsèque, dopé p et dopé n ($N_{\text{dopage}} = 10^{15} \text{cm}^{-3}$). Les niveaux des donneurs (E_D) et accepteurs (E_A) sont aussi indiqués [61].

II.2 Recombinaison des porteurs

Parmi les paramètres importants qui influencent le fonctionnement et peuvent limiter les performances d'une cellule photovoltaïque, la recombinaison des porteurs joue un rôle important. Nous décrivons alors le processus de recombinaison dans les cellules. Cette partie est principalement basée sur des informations provenant des références [61-63].

Taux de recombinaison

Le taux de recombinaison, est défini par la relation :

$$U = \frac{\Delta n}{\tau} \quad (\text{II.10})$$

Avec : Δn la quantité des porteurs minoritaires en excès et τ la durée de vie.

Le semi-conducteur utilisé dans la cellule doit minimiser le taux de recombinaison des porteurs minoritaires pour assurer leur collecte à la surface du composant. Cette recombinaison dans un semi-conducteur peut se produire par de multiples moyens à la fois dans le volume, aux interfaces et aux surfaces.

❖ *Recombinaison dans le volume*

Dans un semi-conducteur, comme le silicium, la recombinaison provenant du volume comprend les effets intrinsèques et extrinsèques résultant de contaminants et les défauts qui agissent comme des centres de recombinaison.

Les deux effets intrinsèques importants sont les recombinaisons radiatives et Auger, et la recombinaison extrinsèque impliquant des états de défauts dans la bande interdite, ce qui est généralement décrit par le formalisme de Shockley-Read-Hall [64,65].

La durée de vie de recombinaison des porteurs dans le volume peut être exprimée comme :

$$\frac{1}{\tau_{Vol}} = \frac{1}{\tau_{Rad}} + \frac{1}{\tau_{Aug}} + \frac{1}{\tau_{SRH}} \quad (\text{II.11})$$

• *Recombinaison radiative*

La recombinaison radiative est le processus inverse de la photo-génération. Elle existe lorsqu'un électron de la bande de conduction retourne dans son état fondamental dans la bande de valence en émettant un photon pour libérer son énergie en excès (Fig. II.2).

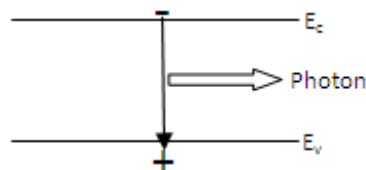


Figure II. 2 Mécanisme de recombinaison radiative.

Si l'on néglige la partie non radiative de l'énergie, par exemple l'énergie perdue lors de chocs électroniques lors de la désexcitation et dans le cas d'un semi-conducteur à gap direct, cette énergie est donc proportionnelle aux concentrations de porteurs dans leurs bandes respectives [66,67] :

$$U_{rad} = Bnp \quad (\text{II.12})$$

Où B est une constante qui dépend du matériau. Pour le silicium, $B = 10^{-15} \text{cm}^{-3}/\text{s}$ à la température ambiante [68,69].

Dans des conditions d'équilibre, le taux de recombinaison radiative est annulé par la génération thermique. Ainsi, la recombinaison radiative effective est :

$$U_{rad,eff} = B(np - n_i^2) \quad (\text{II.13})$$

Sous l'illumination, les concentrations d'électrons et les trous peuvent être écrites comme $n = n_0 + \Delta n$ et $p = p_0 + \Delta p$, où p_0 et n_0 sont les concentrations des trous et des électrons à l'équilibre, et où Δn et Δp sont les excès de la minorité de concentration des porteurs photo-générés.

$$U_{rad,eff} = B(n_0 + p_0)\Delta n + B\Delta n^2 \quad (\text{II.14})$$

D'après l'équation (II.10), On a :

$$\tau_i = \frac{\Delta n}{U_i} \quad (\text{II.15})$$

Nous obtenons la durée de vie radiative

$$\tau_{rad} = \frac{1}{B(n_0 + p_0) + B\Delta n} \quad (\text{II.16})$$

En fonction des conditions d'injection des porteurs dans le matériau, l'un des deux termes de la somme dans le dénominateur de l'équation II.16 domine. Dans les conditions du fonctionnement des cellules solaires (dopage et la concentration de porteurs excès $< 10^{17} \text{cm}^{-3}$), $\tau_{rad} > 10^{-3} \text{s}$ est toujours vrai. Ainsi, d'autres mécanismes de recombinaison sont habituellement plus importants comme nous le verrons dans la suite de cette présentation.

- *Recombinaison Auger*

La recombinaison Auger intervient lorsqu'une paire électron-trou se recombine en transférant son énergie cinétique à une autre charge libre (électron ou trou). La Fig. II.3 illustre le processus de recombinaison Auger.

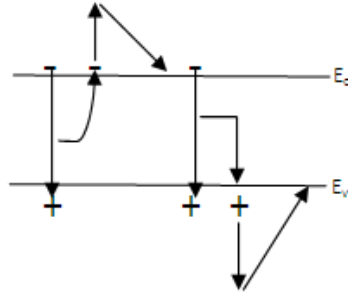


Figure II. 3 Mécanisme de recombinaison Auger.

Le taux de recombinaison Auger est proportionnel à la probabilité d'interaction d'un ensemble électron-trou-électron (eeh) ou un trou-électron-trou (ehh), et donc dépend de la concentration des porteurs concernés (c'est à dire la densité de porteurs en excès et la concentration de dopage) [70,71]. Le taux de recombinaison correspondant est alors donné par :

$$U_{Aug,eff} = U_{Aug,eeh} + U_{Aug,ehh} = C_n(n^2p - n_0^2p_0) + C_p(n^2p - n_0p_0^2) \quad (II.17)$$

Où C_n et C_p désignent les coefficients Auger pour les électrons et les trous.

En pratique, on considère un paramétrage empirique du taux de recombinaison Auger. Une équation numérique des plus répandues a été proposée par Kerr et Cuevas [72] :

$$\tau_{Aug} = \frac{1}{(n_0 + p_0 + \Delta n)(1.8 \times 10^{-24} n_0^{0.65} + 6 \times 10^{-25} p_0^{0.65} + 3 \times 10^{-27} \Delta n^{0.8})} \quad (II.18)$$

- *Recombinaison Shockley-Read-Hall*

Les défauts présents dans le volume (ions dopants, impuretés métalliques, etc.) peuvent jouer le rôle de centres recombinants pour les charges libres comme le montre la Fig. II.4. Selon le niveau énergétique introduit par le défaut et les paramètres de section efficace de capture, un type de porteur peut être plus facilement capturé qu'un autre. Le taux de recombinaison via des défauts dans le gap plus connu sous le nom Shockley-Read-Hall (ou SRH) décrit ces phénomènes [64,65]. Le taux de recombinaison effective donné par :

$$U_{SRH,eff} = \frac{(np - n_i^2)}{\tau_{h0}(n + n_{1,SRH}) + \tau_{e0}(p + p_{1,SRH})} \quad (II.19)$$

Où $\tau_{h0} = (\sigma_p v_{th} N_t)^{-1}$ et $\tau_{e0} = (\sigma_n v_{th} N_t)^{-1}$ sont les constantes de temps de capture des trous et des électrons dans l'état de défaut, qui dépendent de la densité des centres de recombinaison N_t et les sections efficaces de capture pour les trous (σ_p) et des électrons (σ_n). $v_{th} = 10^7 \text{ cm} \cdot \text{s}^{-1}$ est la vitesse thermique des porteurs de charge, et $n_{1,SRH}$ et $p_{1,SRH}$ sont les densités d'électrons et des trous lorsque le niveau de fermi coïncide avec le centre énergétique de recombinaison E_t :

$$n_{1,SRH} = N_c e^{\left(\frac{E_t - E_c}{kBT}\right)} \text{ et } p_{1,SRH} = N_v e^{\left(\frac{E_v - E_t}{kBT}\right)} \quad (II.20)$$

Avec N_c et N_v les densités efficaces des états à la bande de conduction et de la bande de valence, respectivement.

Il est important de noter que, pour les mêmes valeurs de sections efficaces de capture, le taux de recombinaison est le plus élevé si le centre de recombinaison se trouve au milieu de la bande interdite. Pour la durée de vie de SRH on obtient l'équation :

$$\tau_{SRH} = \frac{\tau_{p0}(n + n_{1,SRH}) + \tau_{n0}(p + p_{1,SRH})}{p_0 + n_0 + \Delta n} \quad (II.21)$$

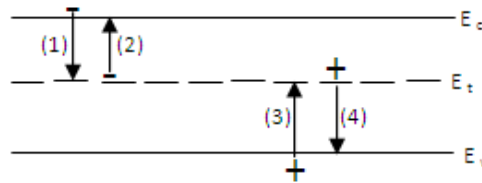


Figure II. 4 Les interactions possibles entre un défaut placé à E_t et un porteur de charge. (1) capture d'un électron ; (2) émission d'un électron ; (3) capture d'un trou et (4) émission d'un trou.

❖ La recombinaison de surface

La discontinuité dans le réseau de liaison covalente présente à la surface des semi-conducteurs est une source principale d'états défectueux. La recombinaison par des défauts d'interface est calculée similaire au formalisme SRH pour les défauts en volume, mais ramené à un taux par unité de surface. Comme les pièges sont habituellement distribués dans un certain domaine d'énergie dans la bande interdite, une intégration est effectuée. Le taux de recombinaison d'interface est donné par [73] :

$$U_S = v_{th} (n_s p_s - n_i^2) \int_{E_V}^{E_C} \frac{D_{it}(E) dE}{\frac{n_s + n_{1,SRH}(E)}{\sigma_p} + \frac{p_s + p_{1,SRH}(E)}{\sigma_n}} \quad (II.22)$$

Avec n_s et p_s sont les concentrations d'électrons et de trous de surface. Au lieu d'une durée de vie, une vitesse de recombinaison de surface S est calculée à partir du taux de recombinaison net :

$$S = \frac{U_S}{\Delta n} \quad (II.23)$$

La vitesse de recombinaison de surface pour les électrons et les trous égales à :

$$S_n = (\sigma_n v_n N_s)^{-1} \text{ et } S_p = (\sigma_p v_p N_s)^{-1} \quad (II.24)$$

II.3 Mobilité et conductivité

La mobilité des porteurs libres dans le silicium a été mesurée principalement par effet Hall [74] et par la technique du temps de vol [75]. Des formulations empiriques [76-79] et analytiques [80,81] ont été proposées en fonction de la densité des atomes dopants (ceux-ci étant le plus souvent des atomes d'Arsenic, Phosphore ou Bore) et de la température. La formulation la plus utilisée pour la dépendance avec le dopage est celle de Masetti et al. [79], valide d'après les auteurs dans les gammes de dopage $10^{13} \Leftrightarrow 5 \times 10^{21} \text{cm}^{-3}$ et $10^{14} \Leftrightarrow 1.2 \times 10^{21} \text{cm}^{-3}$ respectivement pour le phosphore et le bore. D'autre part, les auteurs indiquent la présence de dopants inactifs sous forme de précipités mais qui n'ont pas d'effet sur la mobilité. La mobilité des porteurs majoritaires dans le semi-conducteur dopé s'écrit :

$$\mu_i = \mu_{i,min1} e^{-\frac{p_{c,i}}{N_{dop}}} + \frac{\mu_{i,max} - \mu_{i,min2}}{1 + \left(\frac{N_{dop}}{N_{i,ref1}}\right)^{x_{i,1}}} - \frac{\mu_{i,1}}{1 + \left(\frac{N_{i,ref2}}{N_{dop}}\right)^{x_{i,2}}} \quad (II.25)$$

Où N_{dop} est la densité de dopants. Pour le silicium cristallin, les autres grandeurs sont des constantes indiquées dans le tableau suivant :

Paramètres	$\mu_{i,max}$	$\mu_{i,min1}$	$\mu_{i,min2}$	$\mu_{i,1}$	$p_{c,i}$	$N_{i,ref1}$	$N_{i,ref2}$	$x_{i,1}$	$x_{i,2}$
Electrons	1414	68.50	68.50	56.10	0	$9.20 \cdot 10^{16}$	$3.41 \cdot 10^{20}$	0.711	1.98
Trous	470.5	44.9	0	29	$9.23 \cdot 10^{16}$	$2.23 \cdot 10^{17}$	$6.10 \cdot 10^{20}$	0.719	2

II.4 Modélisation analytique de la jonction N-P

Cette partie, basée sur les travaux référencés [60] et [82], nous permet de présenter la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire à base d'une jonction semi-conductrice. La jonction entre un semi-conducteur de type n et de type p est appelée une jonction de N-P et est montrée sur la Fig. II.5, la jonction étant représentée en blanc dans cette représentation très schématique et simplifiée.

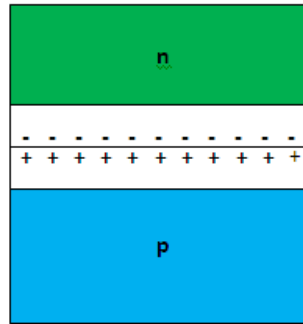


Figure II. 5 Structure de la jonction n-p.

Le courant de diffusion est provoqué par la variation de la concentration des électrons et des trous à travers la jonction. Les expressions de cette densité de courant de diffusion pour les électrons et les trous s'écrivent :

$$J_p(diff) = -qD_p \frac{dp(x)}{dx} \quad (II.26)$$

$$J_n(diff) = qD_n \frac{dn(x)}{dx} \quad (II.27)$$

Avec q est la charge d'électron, D_n et D_p sont les coefficients de diffusions des électrons et des trous.

Sur le plan énergétique, la jonction correspond à une région où les électrons libres de la zone N se recombinent avec les trous de la zone P créant ainsi une absence de porteurs de charge libres. Cette zone dans laquelle produit les recombinaisons est appelée la zone de charge d'espaces (ZCE), possédant une largeur W . On la retrouve dans le diagramme des énergies représenté dans la Fig. II.6.

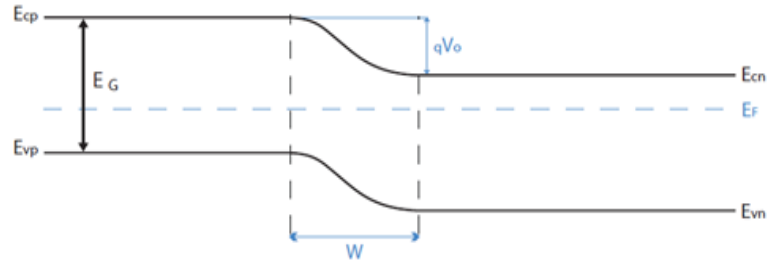


Figure II. 6 Diagramme des bandes dans la jonction n-p.

Les charges forment un champ électrique E induisant un courant de dérive « drift current » dans la direction opposée du courant de diffusion. Les expressions pour la densité de courant de dérive dans la direction x pour les électrons et les trous sont données comme :

$$J_n(\text{drift}) = q\mu_n n(x)\xi(x) \quad (\text{II.28})$$

$$J_p(\text{drift}) = q\mu_p p(x)\xi(x) \quad (\text{II.29})$$

A l'équilibre thermique, le courant possède une valeur nulle à travers la jonction, c'est-à-dire :

$$J_p(\text{drift}) + J_p(\text{diff}) = 0 \quad \text{et} \quad J_n(\text{drift}) + J_n(\text{diff}) = 0 \quad (\text{II.30})$$

La différence de potentiel V_0 donnée par l'équation :

$$V_0 = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{N_a N_d}{n_i^2}\right) \quad (\text{II.31})$$

Avec
$$\frac{D}{\mu} = \frac{kT}{q} \quad (\text{II.32})$$

$$\xi(x) = -\frac{dV(x)}{dx} = \frac{1}{q} \frac{dE_i}{dx} \quad (\text{II.33})$$

Toujours dans le cas de l'équilibre, le niveau de Fermi est constant donc nous pouvons écrire :

$$\frac{dE_F}{dx} = 0 \quad (\text{II.34})$$

Lorsque la jonction est illuminée, les conditions d'équilibre n'existent plus et il y a photogénération d'un courant, dit courant photovoltaïque, dépendant de l'intensité et du spectre lumineux de la lumière incidente et des propriétés physiques et électroniques de la jonction N-P.

Nous allons maintenant donner une expression décrivant la caractéristique courant-tension de la cellule solaire à l'équilibre, c'est à dire une expression indépendante du temps, correspondant au cas où la cellule reçoit une illumination constante.

Nous utilisons pour cela l'approximation linéaire de recombinaison c'est-à-dire que la recombinaison varie linéairement avec les densités de porteurs de charge minoritaires, et seulement la recombinaison linéaire des densités de porteur de charge sera considérée. Afin de justifier cette approximation, considérons les tensions et courants à l'équilibre et hors équilibre.

A l'équilibre, la différence de potentiel à travers la région ZCE est définie par la grandeur V_0 . En présence d'une tension de polarisation V à travers la jonction, le potentiel résultant changera en $(V_0 - V)$. Cette diminution du champ électrique en dehors de la région ZCE fait apparaître le courant de diffusion. En dehors de la ZCE, les porteurs de charge majoritaires varient peu par rapport à leurs concentrations d'équilibre. Ceci signifie que seulement le courant de diffusion des porteurs de minorité déterminera le courant.

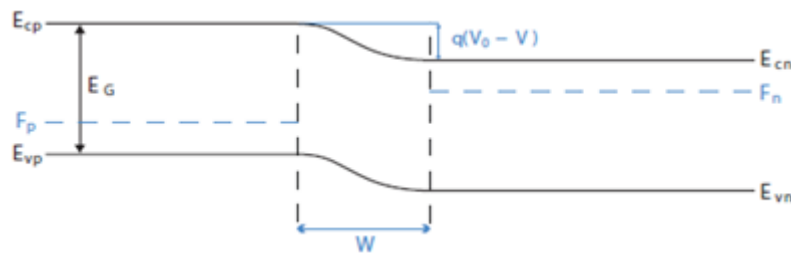


Figure II. 7 Diagramme des bandes de la jonction n-p polarisée.

Afin d'établir les paramètres de conduction, nous considérons que la largeur de la région ZCE dans la couche n est w_n et la largeur de la région ZCE dans la couche p est w_p . Nous considérons également que la jonction est illuminée par un flux de photon $F(E)$ générant une tension au-dessus de la jonction V , et que la densité de courant des porteurs de charge minoritaires prend les valeurs $J_p(x)$ et $J_n(x)$, avec x la profondeur dans les couches p et n.

Pour calculer le courant de diffusion de l'équation (II.26) et (II.27), il est nécessaire de connaître la concentration en porteurs de charge minoritaires dans la couche n et p. Ces concentrations peuvent être trouvées avec les deux équations de continuité, respectivement pour les trous et pour les électrons, à savoir :

$$\frac{\partial \Delta p}{\partial t} = -\frac{1}{q} \frac{\partial j_p}{\partial x} + (G_p - U_p) \quad (\text{Pour } x < -w_n) \quad (\text{II.35})$$

$$\frac{\partial \Delta n}{\partial t} = -\frac{1}{q} \frac{\partial j_n}{\partial x} + (G_n - U_n) \quad (\text{Pour } x > w_p) \quad (\text{II.36})$$

Avec G, le taux de génération et R, le taux de recombinaison.

Dans l'état d'équilibre seulement le courant de diffusion et la recombinaison linéaire sont considérés, l'équation (II.35) et (II.36) peuvent être écrites respectivement dans les couches n et p, par :

$$0 = \frac{d^2 \Delta p}{dx^2} - \frac{\Delta p}{L_p^2} + \frac{\int g(E,x)dE}{D_p} \quad (\text{Pour } x < -w_n) \quad (\text{II.37})$$

$$0 = \frac{d^2 \Delta n}{dx^2} - \frac{\Delta n}{L_n^2} + \frac{\int g(E,x)dE}{D_n} \quad (\text{Pour } x > w_p) \quad (\text{II.38})$$

Avec $L_p^2 = D_p \tau_p$ et $L_n^2 = D_n \tau_n$ les longueurs de diffusion et avec τ_p et τ_n les durées de vies des trous et des électrons.

Les concentrations d'équilibre p_0 et n_0 sont assumées constantes avec x . Aux frontières de la région ZCE les concentrations de trou et d'électron s'expriment alors par :

$$\Delta p = \frac{n_i^2}{N_d} (e^{qV/kT} - 1) \quad (\text{Pour } x < -w_n) \quad (\text{II.39})$$

$$\Delta n = \frac{n_i^2}{N_a} (e^{qV/kT} - 1) \quad (\text{Pour } x > w_p) \quad (\text{II.40})$$

Dans ces équations, nous considérons que le potentiel au-dessus de la région ZCE est donné par $V_0 - V$ et que les concentrations en porteurs de charge majoritaires sont approximativement constantes.

Sur les surfaces, nous pouvons déduire à partir des équations (II.24), (II.28) et (II.29), les vitesses de recombinaison S_p et S_n donnant les conditions aux limites, soit respectivement pour les deux zones :

$$D_p \frac{d\Delta p}{dx} = S_p \Delta p \quad (\text{Pour } x < -w_n) \quad (\text{II.41})$$

$$-D_n \frac{d\Delta n}{dx} = S_n \Delta n \quad (\text{Pour } x > w_p) \quad (\text{II.42})$$

Les concentrations de porteurs de charge minoritaires seront obtenues à partir de les équations de continuité ainsi que les conditions aux limites données dans les équations (II.39 à II.42). Par conséquent, ils conduisent à des densités de courant de diffusion pour les électrons et les trous à la frontière de la région ZCE :

$$J_p(-w_n) = - \int \left(\frac{q(1-R)F\alpha L_p}{\alpha^2 L_p^2 - 1} \right) \times \left(\frac{(K_p + \alpha L_p)e^{-\alpha l_n} - \left(K_p \cosh\left(\frac{l_n}{L_p}\right) + \sinh\left(\frac{l_n}{L_p}\right) \right)}{K_p \sinh\left(\frac{l_n}{L_p}\right) + \cosh\left(\frac{l_n}{L_p}\right)} - \alpha L_p e^{-\alpha l_n} \right) dE + \frac{q D_p p_0 (e^{qV/kT} - 1)}{L_p} \left(\frac{K_p \cosh\left(\frac{l_n}{L_p}\right) + \sinh\left(\frac{l_n}{L_p}\right)}{K_p \sinh\left(\frac{l_n}{L_p}\right) + \cosh\left(\frac{l_n}{L_p}\right)} \right) \quad (\text{II.43})$$

$$J_n(w_p) = - \int \left(\frac{q(1-R)F\alpha L_n}{\alpha^2 L_n^2 - 1} e^{-\alpha(x_n + w_p)} \right) \times \left(\frac{(K_n + \alpha L_n)e^{-\alpha l_p} - \left(K_n \cosh\left(\frac{l_p}{L_n}\right) + \sinh\left(\frac{l_p}{L_n}\right) \right)}{K_n \sinh\left(\frac{l_p}{L_n}\right) + \cosh\left(\frac{l_p}{L_n}\right)} - \alpha L_n \right) dE + \frac{q D_n p_0 (e^{qV/kT} - 1)}{L_n} \left(\frac{K_n \cosh\left(\frac{l_p}{L_n}\right) + \sinh\left(\frac{l_p}{L_n}\right)}{K_n \sinh\left(\frac{l_p}{L_n}\right) + \cosh\left(\frac{l_p}{L_n}\right)} \right) \quad (\text{II.44})$$

Avec $K_n = \frac{S_n L_n}{D_n}$, $K_p = \frac{S_p L_p}{D_p}$, $l_p = x_p - w_p$ et $l_n = x_n - w_n$, A le coefficient d'absorption, R : représente le coefficient de réflexion et F le flux des photons.

La densité totale de courant dans la cellule solaire est donnée comme la somme des densités de courant de trou et d'électron en un point spécifique de la cellule, ce que l'on peut exprimer par :

$$J = -J_p(-w_n) - J_n(-w_n) = -J_p(-w_n) - J_n(w_p) - J_{ZCE} \quad (\text{II.45})$$

Dans cette équation, le signe est positif quand le courant traverse la jonction de n vers p, signifiant alors un photo-courant positif. J_{ZCE} est la densité de courant nette résultant de la génération et de la recombinaison dans la région ZCE.

En effet, la densité totale de courant est la somme signée du photo-courant J_{ph} qui est fonction de la densité de puissance de la lumière incidente et du courant d'obscurité J_{obs} (V) qu'est en fonction de la tension appliquée, ce qui s'exprime par :

$$J = J_{ph} - J_{obs}(V) \quad (\text{II.46})$$

Le procédé de domination de recombinaison est considéré par les états non-radiatifs de piège de cuvette de recombinaison donnés par l'expression de Shockley Read Hall. Les concentrations

d'électron et de trou varient dans la région ZCE. En supposant que la force intrinsèque de Fermi E_i varie linéairement à travers la région ZCE et que la différence entre les niveaux de quasi-Fermi F_n et F_p est constante et égale au qV , la densité de courant de recombinaison dans la région ZCE est prise comme maximum

$$J_{SRH,dep} = \frac{qn_i(w_n+w_p)}{\sqrt{\tau_{p,SRH}\tau_{n,SRH}}} \frac{\pi \sinh\left(\frac{qV}{2kT}\right)}{\frac{q(V_0-V)}{kT}} \quad (II.50)$$

La densité de courant de génération dans la région ZCE est trouvée en intégrant le taux de génération au-dessus de cette région avec le résultat

$$J_{gen,dep} = \int q(1-R)F e^{-\alpha l_n} (1 - e^{-\alpha(w_n+w_p)}) dE \quad (II.51)$$

$$J_{dep} = J_{dep,0} \frac{\pi \sinh\left(\frac{qV}{2kT}\right)}{\frac{q(V_0-V)}{kT}} - \int q(1-R)F e^{-\alpha l_n} (1 - e^{-\alpha(w_n+w_p)}) dE \quad (II.52)$$

La densité de courant de recombinaison dans la région ZCE est approximée :

$$J_{SRH,dep} \approx J_{dep,0} \left(e^{\frac{qV}{2kT}} - 1 \right) \quad (II.53)$$

Avec
$$J_{dep,0} = \frac{qn_i(w_n+w_p)}{\sqrt{\tau_{n,SRH}\tau_{p,SRH}}} \quad (II.54)$$

Donc
$$J = J_{ph} - J_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) - J_{dep,0} \left(e^{\frac{qV}{2kT}} - 1 \right) \quad (II.55)$$

De l'équation (II.55) la cellule solaire peut être modélisée comme un circuit se composant d'une source courante idéale avec une densité de courant J_{ph} et de deux diodes parallèlement aux facteurs d'idéalité égaux à 1 et à 2. Ce modèle à deux diodes est représenté sur la Fig. II.8 [83].

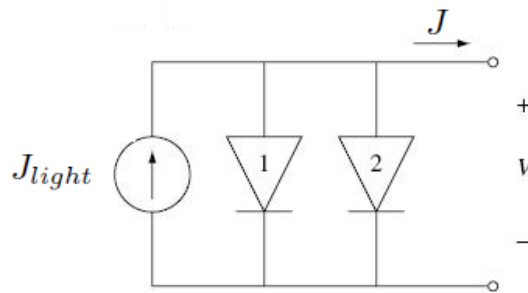


Figure II. 8 Circuit électrique équivalente.

L'équation (II.55) peut être réécrite en présentant le facteur A_0 d'idéalité de diode

$$J = J_{ph} - J_{obs} \left(e^{\frac{qV}{A_0 kT}} - 1 \right) \quad (II.57)$$

A_0 a une valeur entre 1 et 2 et varie avec la qualité de tension et de matériel. Quand la recombinaison non-radiative dans la région ZCE domine, A_0 a une valeur approximativement égale à 2, alors que quand la recombinaison dans la région ZCE n'est pas aussi importante que la recombinaison dans les couches p et n, A_0 a une valeur de 1.

Souvent seulement la diode sur la Fig. II.8 avec le facteur d'idéalité égal à 1 est considérée, signifiant que la recombinaison dans la région ZCE n'est pas incluse. Ce modèle, appelé modèle à un centre donne le comportement courant-tension. Là quatre aspects importants sont identifiés, la densité de courant de court-circuit J_{sc} , la tension de circuit ouvert V_{co} et la densité de courant J_m et la tension V_m qui donne la densité de puissance maximum $P_m = J_m \times V_m$. La densité de courant de court-circuit peut être trouvée en plaçant V égale à 0 dans l'équation (II.57) et est égale à la densité photo-courant J_{ph} . La tension de circuit ouvert peut être trouvée en plaçant J égal à 0 dans l'équation (II.57) et est égale à

$$V_{co} = \frac{A_0 kT}{q} \ln \left(\frac{J_{ph}}{J_{obs}} + 1 \right) \quad (II.58)$$

III. Modélisation numérique d'une cellule PV à base de CdTe

Les cellules solaires en couches minces à base de CdTe ont un potentiel important grâce à un haut rendement créant une source énergétique à faible coût [84]. Afin d'optimiser les performances des cellules PV de cette filière, nous allons étudier l'influence de différents paramètres sur leurs performances. Le choix des paramètres utilisés a été effectué à partir des propriétés des couches que nous avons étudiées dans l'environnement logiciel SCAPS et également à partir des résultats de la littérature [85-91].

III.1 Structures et paramètres

Les trois couches qui seront étudiées dans cette simulation sont : SnO, CdS et CdTe. En intégrant les différents paramètres des matériaux dans le logiciel de simulation SCAPS, les changements dans les valeurs de V_{oc} , J_{sc} , FF et η en fonction de différents paramètres tel que la concentration de dopage, l'épaisseur de chaque couche ainsi que l'effet de la température seront étudiées.

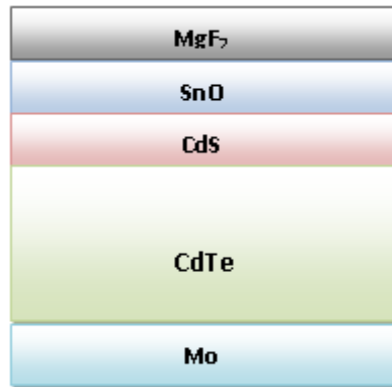


Figure II. 9 Structure de la cellule PV modélisé – CdTe.

Le tableau II.1 montre les paramètres de différentes couches de la cellule PV modélisée.

Tableau II. 1 Paramètres de différentes couches de la structure modélisé –CdTe.

Paramètre	SnO	CdS	CdTe
Épaisseur (pm)	0.05	0.01	2
Energie de gap (eV)	3.6	2.4	1.5
Affinité électronique	4.5	4.5	4.3
Permittivité diélectrique	9	10	9.4
Densité efficace des états CB (cm ⁻³)	2.2 10 ¹⁸	2.2 10 ¹⁸	8 10 ¹⁷
Densité efficace des états VB (cm ⁻³)	1.8 10 ¹⁹	1.8 10 ¹⁹	1.8 10 ¹⁹
Vitesse Electronique (cm/s)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Vitesse des trous (cm/s)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Mobilité électronique (cm ² /Vs)	100	100	320
La mobilité des trous (cm ² /Vs)	25	25	40
Densité-donateurs N _D (cm ⁻³)	10 ¹⁹	10 ¹⁹	0
Densité-accepteur N _A (cm ⁻³)	0	0	2 10 ¹⁵

Pour les défauts, ils sont présentés dans le tableau II.2

Tableau II. 2 Défauts dans différentes couches - CdTe

Paramètre	SnO	CdS	CdTe
Défaut 1			
Type de défaut	Neutre	Neutre	Neutre
Distribution énergétique	simple	simple	Simple
Concentration de défauts	10^{14}	10^{16}	10^{13}
Energie de pièges (eV)	0.6	1,2	0.65
Sigma n (cm ²)	10^{-15}	10^{-15}	10^{-15}
Sigma p (cm ²)	10^{-15}	10^{-15}	10^{-15}
Défaut 2			
Type de défaut			Accepteur
Distribution énergétique			Gaussienne
Concentration de défauts			10^{16}
Energie de pièges (eV)			0.5
Sigma n (cm ²)			10^{-16}
Sigma p (cm ²)			10^{-15}
Défaut 3			
Type de défaut			Donneur
Distribution énergétique			Gaussienne
Concentration de défauts			10^{17}
Energie de pièges (eV)			1
Sigma n (cm ²)			10^{-15}
Sigma p (cm ²)			10^{-17}

III.2 Résultats et discussion

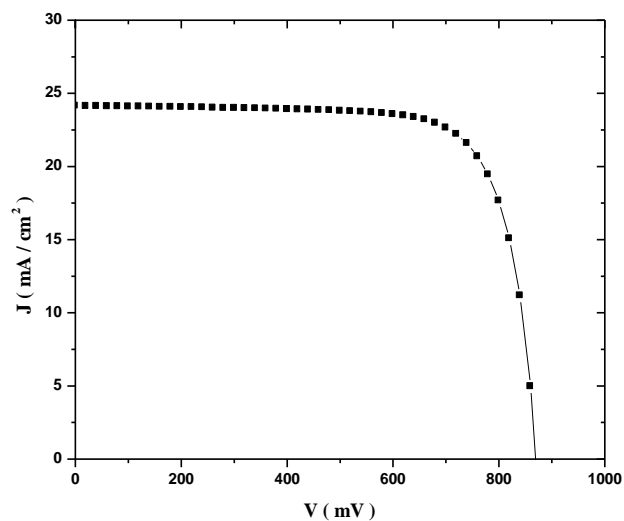


Figure II. 10 Caractéristique J-V de la cellule modélisé - CdTe.

La caractéristique J - V , sous illumination, de notre cellule est représentée dans la figure II.10. Les performances obtenues sont : $V_{OC} = 870.37\text{mV}$, $J_{SC} = 24.13\text{mA/cm}^2$, $FF = 76.12\%$ et $\eta = 15.99\%$.

Optimisation de l'épaisseur de l'absorbeur CdTe et de l'émetteur CdS

Dans cette section nous allons étudier l'influence de l'épaisseur de l'absorbeur (CdTe) et aussi de l'émetteur (CdS) constituant la cellule PV simulée.

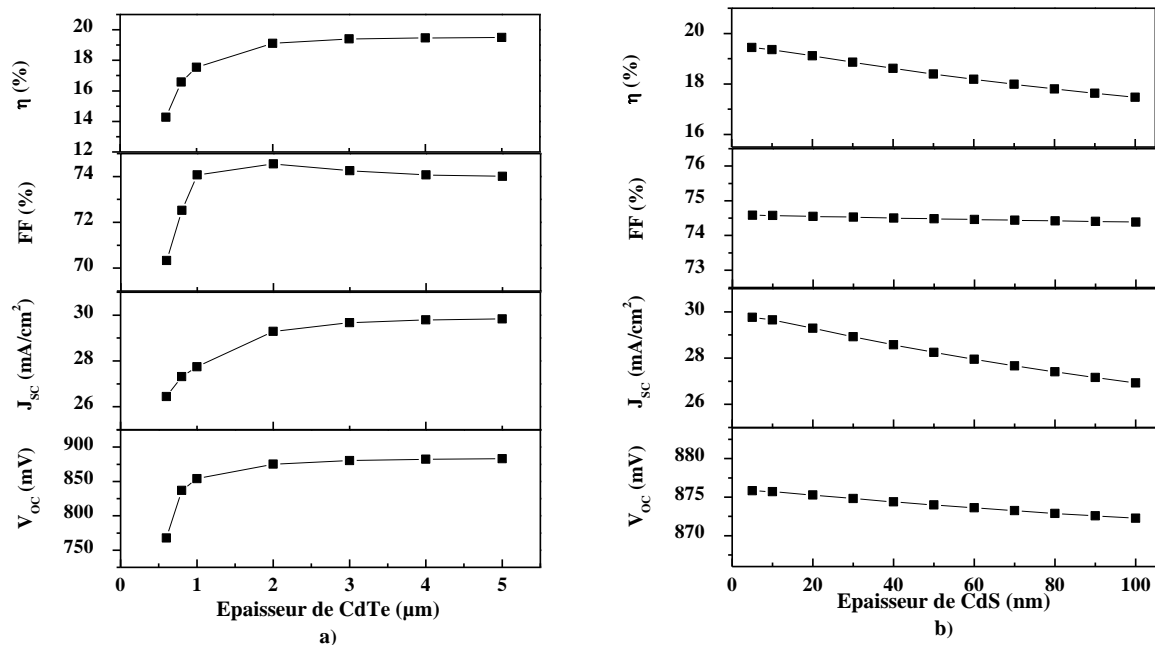


Figure II. 11 Effet de l'épaisseur des couches CdTe et CdS sur les performances de la cellule.

D'après la Fig. II.11.a), quand l'épaisseur de la couche CdTe augmente de $0.5\mu\text{m}$ à $2\mu\text{m}$, les quatre paramètres (V_{CO} , J_{SC} , FF et η) de la cellule PV augmentent. Au-delà de cette valeur seuil de $2\mu\text{m}$, les quatre paramètres restent quasi-constants. L'épaisseur optimale est donc autour de $2\mu\text{m}$ conduisant à un rendement de 19%.

L'effet de la variation de l'épaisseur de la couche de CdS sur les performances de la cellule simulée est représenté dans la Fig. II.11.b). Dans cette simulation, nous avons fait varier l'épaisseur de la couche tampon CdS de 5nm à 100nm . Une épaisseur de la couche tampon de 10nm a été utilisée comme paramètre de base dans cette étude, car cette épaisseur peut être considérée comme

une épaisseur optimale à partir des résultats de simulation. En effet, une couche tampon épaisse se traduit par une plus grande perte de photons. Lorsque l'épaisseur de la couche tampon augmente, plus de photons qui transportent l'énergie seront absorbés par cette couche. Par conséquent, elle conduit à une diminution des photons qui ont atteint la couche absorbante.

Optimisation de la concentration de dopage de l'absorbeur CdTe et de l'émetteur CdS

Un autre paramètre important influençant le rendement global est la concentration des différentes couches. Comme montré dans la Fig. II.12 et décrit dans les équations suivantes, l'augmentation de la concentration de dopage pour l'absorbeur conduit à la diminution de la densité de courant entraînant e conséquence l'augmentation de la tension de circuit ouvert :

$$J_{obs} = A \left(\frac{qD_n n_i^2}{L_n N_a} + \frac{qD_p n_i^2}{L_p N_d} \right) \quad (II.59)$$

Et

$$V_{co} = \frac{A_0 kT}{q} \ln \left(\frac{J_{ph}}{J_{obs}} + 1 \right) \quad (II.60)$$

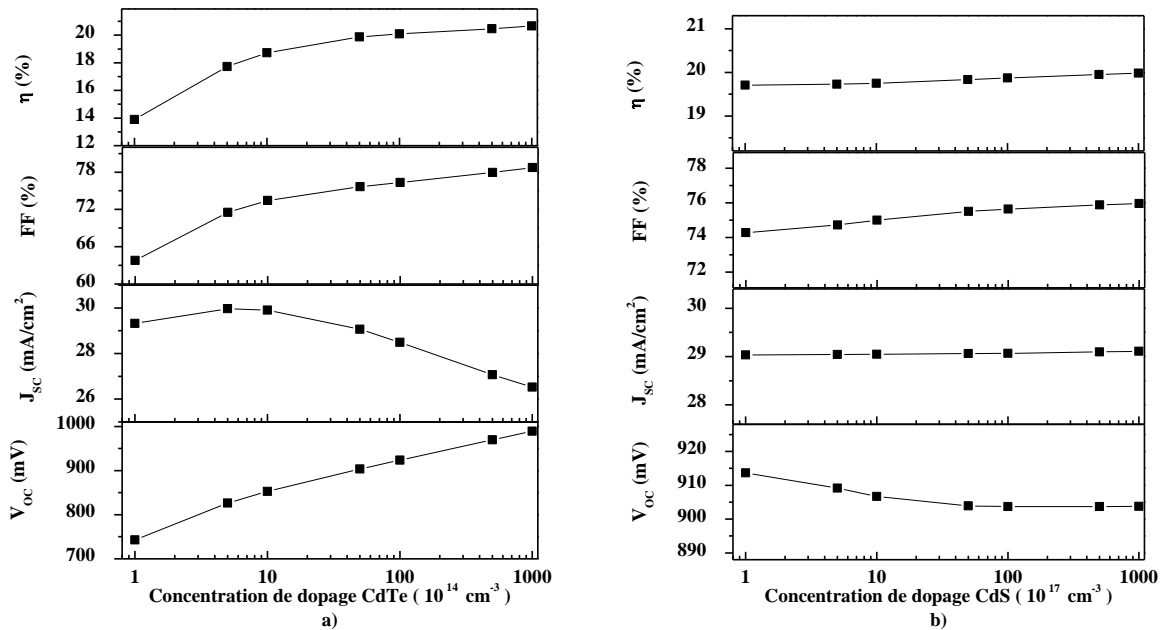


Figure II. 12 Effet de la concentration de dopage des couches CdTe et CdS sur les performances de la cellule.

D'après la Fig. II.12.a) on remarque que les meilleures performances sont obtenues dans les cellules ayant un haut dopage de la couche absorbante avec une concentration de dopage égale à 10^{16}cm^{-3} correspondant à la concentration optimale.

L'effet de la concentration du dopage de CdS sur les performances de la cellule simulée est représenté dans la Fig. II.12.b). D'après cette figure, on remarque que J_{SC} et η restent presque constants mais le FF augmente très légèrement avec l'augmentation de la concentration du dopage de la couche CdS. Pour V_{OC} , il y a une faible diminution dans le départ, puis il sera constant. Une valeur optimale égale à 10^{18}cm^{-3} sera choisie dans la suite de notre étude.

L'effet de la concentration de défaut

Les caractéristiques des matériaux semi-conducteurs sont fortement influencées par les impuretés ou les défauts. Souvent ces défauts dans le réseau agissent comme facteurs de perte, par conséquent une concentration élevée de défauts diminue la possibilité de transport des porteurs, réduisant ainsi le rendement de conversion.

Pour le premier défaut dans la bande interdite de la couche CdTe, il est considéré neutre, au milieu du gap. Les performances de la cellule restent constantes jusqu'à une concentration de défaut de 10^{12}cm^{-3} , au-delà de cette valeur, ils commencent à diminuer due à l'augmentation de la recombinaison dominée par la recombinaison SRH.

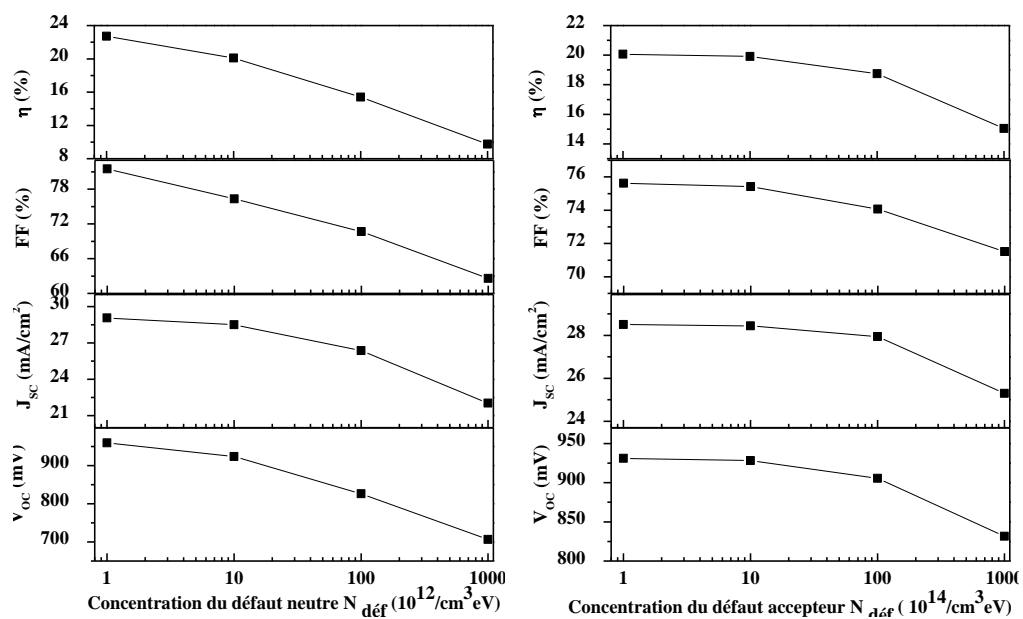


Figure II. 13 Effet de la densité du défaut neutre et accepteur sur les performances de la cellule – CdTe.

Pour le défaut accepteur, l'augmentation de la concentration de défaut conduit à la diminution dans les performances de la cellule. Concernant la densité de courant, cela est lié à la longueur de diffusion qui diminue avec l'augmentation du J_{obs} . Par contre, pour le défaut donneur avec queue de bandes, la variation de la concentration de défaut n'a aucune influence.

IV. Modélisation numérique d'une cellule PV à base de CIGS

Le semi-conducteur $Cu(In_{1-x}Ga_x)Se_2$, noté CIGS, est l'un des matériaux les plus prometteurs pour les cellules solaires à couches minces due à son coefficient d'absorption élevé, gap direct, et ses performances stables à long terme [92-94]. En fonction de l'énergie de gap de la couche CIGS, le rendement maximal théorique de cette technologie est d'environ 33% [95], mais le meilleur rendement des cellules solaires à base de CIGS, actuellement (2016), est égal à 22,3% obtenue par Solar Frontier selon le rapport du National Renewable Energy Laboratory (NREL) [96].

La largeur de bande interdite $E_{g,CIGS}$, dans la couche $Cu(In_{1-x}Ga_x)Se_2$ varie de 1,02eV à 1,67eV, avec x . Le paramètre x , variant ainsi de 0 à 1, représente le taux de galium dans la couche et est défini par $x=Ga/(In+Ga)$. Il y a des structures dans lesquelles la couche de CIGS est créé avec x constant et d'autres où $E_{g,CIGS}$ est un gradient suivant x [97].

En dehors de la bande interdite de la couche absorbante, l'épaisseur de cette couche est un deuxième paramètre important qui agit sur la performance de la cellule, ainsi que sur le coût. Cette épaisseur est généralement comprise entre 0,5 μ m et 5 μ m résultant un rendement variant entre 17% et 22% comme mentionné dans la littérature [98,99].

Dans cellule photovoltaïque à base de CIGS, la couche transparente d'oxyde conductrice (Oxyde Transparent Conducteur, ou TCO), est déposée sous forme d'électrode dans surface supérieure. Le matériau le plus prometteur utilisé comme couche TCO dans les cellules solaires à base de CIGS est l'oxyde de zinc (ZnO). ZnO est un semi-conducteur avec un gap égal à 3,37eV [100]. Ses principales propriétés avantageuses sont la mobilité électronique élevée et ses excellentes propriétés optiques, principalement une transparence élevée dans une grande gamme de longueurs d'onde [101-103].

Par ailleurs, une couche tampon est généralement inséré entre les couches CIGS et ZnO pour fournir la stabilité structurelle du dispositif et de fixer les conditions électrostatiques à l'intérieur de la couche d'absorption [104]. La plupart des cellules solaires à base de CIGS utilisent CdS

comme une couche tampon ayant un gap relativement important, $E_{g, CdS}=2,4eV$, permettant de diminuer les pertes d'absorption concernant les longueurs d'onde du spectre solaire efficaces dans la couche d'absorption. Néanmoins, cette couche CdS provoque généralement des pertes qui sont estimées par J. Sites [105], qui a signalé que jusqu'à 20% du courant de court-circuit (J_{SC}) perdu peut se produire dans des cellules construites avec couche tampon CdS épaisses. Santos et al. dans Réf. [106] soulignent que le remplacement de CdS par une couche tampon avec un gap plus grand peut conduire à réduire les pertes de courant. Cependant, afin d'éviter l'utilisation des couches classiques toxiques de CdS, sulfure de zinc, ZnS ($E_{g, ZnS}=3,7eV$) ou Indium Sulfure, InS ($E_{g, InS}=2,8eV$) sont actuellement utilisés comme couche tampon en cellules solaires à base de CIGS.

Par ailleurs, de nombreuses structures CIGS avec un profil du gap gradient pour la couche d'absorbeur utilisent la couche tampon à base de CdS [94,97,107,108]. Mais pour trouver une alternative aux CdS toxiques, il est important d'envisager d'autres composés pour la couche tampon et d'analyser l'influence du profil de gap gradient de la couche absorbante sur les performances globales de cellules solaires CIGS. Dans ce but, InS et ZnS ont été suggérés [109-111].

Dans cette section, nous analysons par simulation avec le programme SCAPS, l'impact des structures des cellules PV à base de CIGS sur ses performances intégrant les trois types des couches tampons (CdS, InS et ZnS) avec un rapport constant $Ga/(In+Ga)$. Il n'y a donc pas de gradient de concentration de Ga. Ces structures, sont considérées élaborées dans des conditions similaires et elles seront utilisées comme des structures de référence.

La deuxième partie de cette étude, sera consacrée à l'étude des performances de la cellule avec l'introduction d'un profil de gap gradient pour la couche absorbante.

Dans la troisième partie, nous étudions l'influence de l'insertion d'une couche mince de CIGS fortement dopée (p^+) agissant en tant que « Back surface Field » (BSF) et l'effet de la concentration de dopage de la couche absorbante et aussi la couche tampon, le gap de la couche BSF et l'épaisseur de la couche de TCO sur les performances de la cellule PV à base de CIGS.

Pour toutes les structures, la résistance série « R_S » et la résistance shunt « R_P » ont été considérées égales à $0,32 \Omega.cm^2$ et $1760 \Omega.cm^2$, respectivement [92]. Cette étude a été effectuée pour un spectre solaire AM.1.5 et à une température fixée à 300K.

IV.1 Structures et paramètres

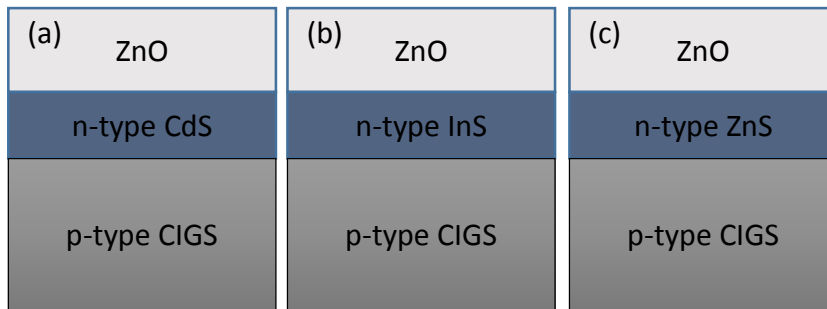


Figure II. 14 Schematics structures of the simulated solar cells - CIGS

Tableau II. 3 Paramètres adoptées pour différentes couches – CIGS.

Paramètre	ZnO	CdS	InS	ZnS	CIGS
Épaisseur (µm)	0.5	0.05	0.05	0.05	1
Energie de gap (eV)	3.3	2.4	2.8	3.7	1.16
Affinité électronique	4.45	4.3	4.7	4.45	4.5
Permittivité diélectrique	9	10	13.5	9	13.6
Densité efficace des états CB (cm ⁻³)	3.10 ¹⁸	2.10 ¹⁸	1.8 10 ¹⁹	3.10 ¹⁸	7.10 ¹⁷
Densité efficace des états VB (cm ⁻³)	1.7.10 ¹⁹	9.1.10 ¹⁹	4.10 ¹³	1.7.10 ¹⁹	1.5.10 ¹⁹
Vitesse électronique (cm/s)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Vitesse des trous (cm/s)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Mobilité électronique (cm ² /Vs)	100	72	400	100	100
Mobilité des trous (cm ² /Vs)	25	20	210	25	12.5
Densité des donateurs ND (cm ⁻³)	10 ¹⁷	10 ¹⁷	10 ¹⁷	10 ¹⁷	/
Densité des accepteurs NA (cm ⁻³)	/	/		/	10 ¹⁶

Les cellules solaires à base CIGS sont constituées par une couche absorbante « CIGS » de type p, sur laquelle une couche tampon de type n est déposée entre la couche TCO et la couche absorbante. Les trois structures des cellules solaires CIGS dans cette partie, sont présentées dans la Fig. II.14, avec la même couche de TCO constitué par ZnO, ils sont similaires à l'exception du matériau de la couche tampon choisie comme CdS, InS et ZnS dans ces trois structures, elles seront mentionnées dans la suite par C-CIGS, I-CIGS, et Z-CIGS, respectivement.

Le gap (E_g) de CIGS peut varier entre 1,02eV et 1,67eV. Dans ce qui suit, nous considérons $E_{g,CIGS} = 1,16\text{eV}$ [105] en tant que valeur standard qui sera utilisée dans cette première partie. Les paramètres pour toutes les couches considérées, le tableau.II.3, sont tirées à partir des références dans la littérature [106-122].

T. Minemoto et al, dans la référence [123], ont montré que l'un des facteurs les plus importants de la couche CdS conduisant à haute performance dans des cellules solaires CIGS est l'appropriation du décalage de la bande de conduction à l'interface CdS/CIGS.

Dans ce but, les diagrammes de bande correspondants pour les trois cellules sont représentés sur la Fig. II.15. La différence de gap entre les couches donne une discontinuité dans la bande de conduction « E_C » et la bande de valence « E_V ».

Comme on le voit sur la Fig. II.15, pour les trois structures, il est nécessaire que ΔE_V soit négative pour diminuer la recombinaison entraînée par l'injection des trous à partir de la couche absorbante à couches tampons. Dans les trois cellules, ΔE_V est égale à -1,06eV, -1.85eV et -1.85eV pour C-CIGS, I-CIGS, et Z-CIGS, respectivement. Au contraire, ΔE_C est positive pour les structures C-CIGS et Z-CIGS, égale à 0,2eV et 0,6eV, respectivement, mais négatif pour I-CIGS, égal à -0,2eV.

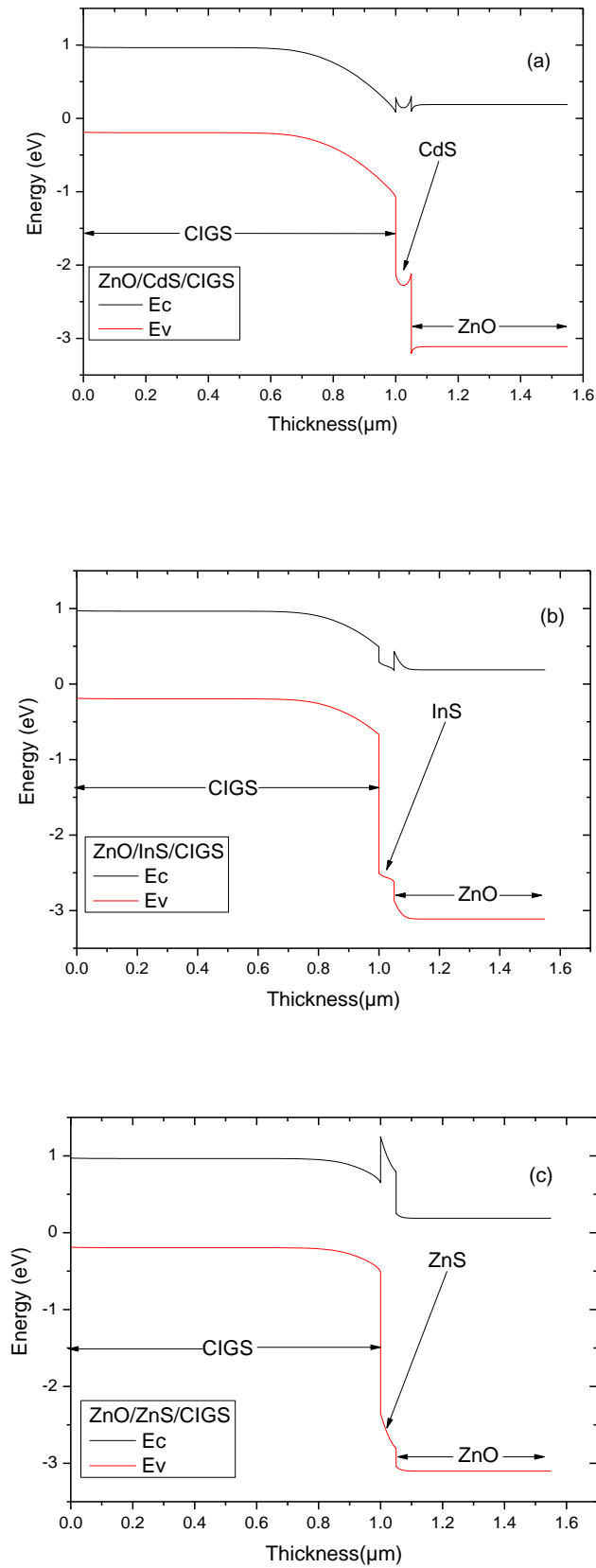


Figure II. 15 Bandes diagramme pour les trois structures : (a) C-CIGS, (b) I-CIGS et (c) Z-CIGS.

Les valeurs positives de ΔE_C créent une "spike" à l'interface entre la couche tampon et la couche absorbante induisant une barrière pour le photo-courant d'électrons générés dans la couche CIGS, alors que dans I-CIGS, avec ΔE_C négative, la barrière contre les électrons photo-générés n'existe pas dans cette structure [123], toutefois, dans ce cas, cette valeur négative entraîne une augmentation de la recombinaison à l'interface InS/CIGS, réduisant ainsi la tension en circuit ouvert [124].

IV.2 Résultats et discussion

Caractéristiques Courant-Tension

Nous rapportons dans la Fig. II.16 les caractéristiques J-V des cellules solaires C-CIGS, I-CIGS et Z-CIGS et nous résumons dans le tableau II.4, les paramètres V_{OC} , J_{SC} , FF et η .

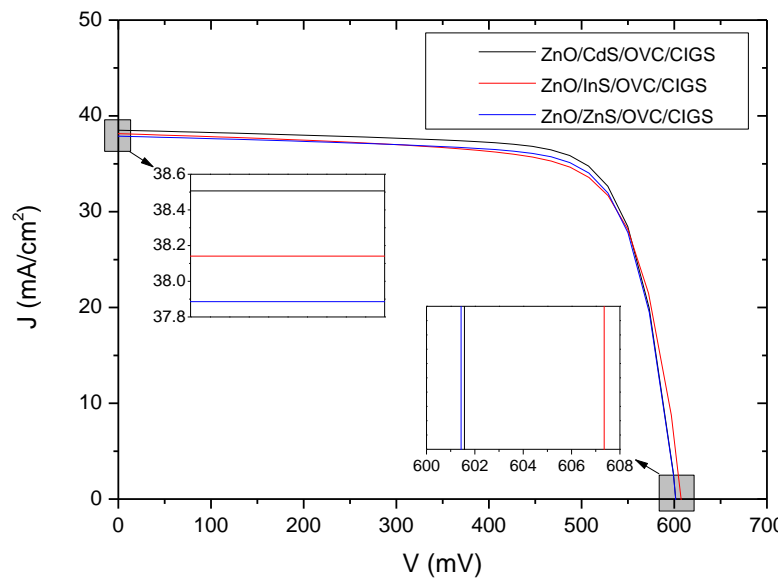


Figure II. 16 Caractéristiques J-V – CIGS.

Les performances de la cellule dépendent du type de la couche tampon due à la variation du coefficient d'absorption pour chaque matériau [125-127]. La cellule C-CIGS réalise le meilleur rendement tandis que les cellules I-CIGS et Z-CIGS possèdent des performances comparables. Néanmoins, nous devons tenir compte du fait que CdS est un matériau toxique et donc les couches tampons InS et ZnS sont des bonnes alternatives pour la réalisation de la couche tampon pour les cellules PV à base de CIGS.

Tableau II. 4 Performances des cellules solaires CIGS.

	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
C-CIGS	602.12	38.51	76.10	17.64
I-CIGS	608.77	38.14	73.43	17.05
Z-CIGS	602.07	37.89	75.76	17.28

Effet de Ga-gradient dans les cellules CIGS standards

Une propriété intéressante de cellules CIGS est la possibilité, dans certains procédés de fabrication, de faire varier le rapport « x », qui égal à $Ga/(In + Ga)$, produisant un profilage du gap de la couche absorbante. Ce profilage de band gap est l'un des propriétés les plus caractérisés de la couche de CIGS.

À notre connaissance, il n'y a aucune publication dans la littérature qui a analysé l'effet du profil gradient de la bande gap de la couche absorbante sur les performances des cellules solaires avec une couche tampon ZnS ou InS. Pour cela, dans cette section, nous analysons les performances des trois cellules solaires CIGS en considérant que le profil de gap de la couche absorbante est gradient et il a une dépendance parabolique positive pour $0 < x < 1$ à partir du bas de la couche absorbante.

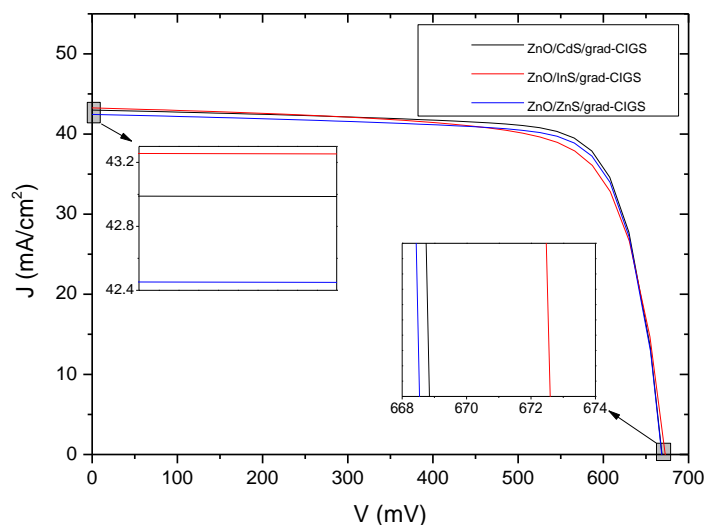


Figure II. 17 Caractéristiques J-V – grad-CIGS

Tableau II. 5 Performances des cellules solaires CIGS avec un profil gradient pour $E_{g, \text{absorbeur}}$

	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
C-CIGS	670.62	42.99	77.53	22.35
I-CIGS	673.95	43.26	73.60	21.46
Z-CIGS	670.31	42.45	77.33	22.01

A partir de ces caractéristiques J-V (Fig. II.17 et dans le tableau II.5), on voit que le profilage de la bande gap de la couche absorbante améliore les performances pour les trois structures. En effet, on constate que même si le profilage de gap de la couche absorbante agit légèrement sur le facteur de forme, il induit une augmentation de J_{SC} d'environ 5mA/cm² et V_{OC} de 66mV et, comme conséquence directe, aussi une augmentation du rendement d'environ 4,4% pour toutes les cellules, atteindre un rendement supérieur à 22% pour C-CIGS et Z-CIGS.

Cette amélioration de la performance de la cellule solaire liée à l'augmentation du gap qui a été expliquée par Lundberg et al [108] par la combinaison de l'effet de la création d'un champ électrique supplémentaire due au gradient de Ga et par la réduction de la probabilité de recombinaison qui est inversement proportionnelle au gap.

Insertion d'une couche BSF dans la structure de CIGS

Une couche BSF (Back Surface Field), fortement dopée (p^+), sera insérée dans la surface arrière de la couche absorbante de la structure CIGS. Nous présentons dans cette section les résultats de la simulation des trois structures de CIGS ayant un profil gradient pour le gap de la couche absorbante, intégrant d'une couche de BSF avec une épaisseur de 500nm et une concentration de dopage de 10^{19}cm^{-3} (Fig. II.18).

Les caractéristiques J-V des trois structures simulées sont présentées sur la Fig. II.19 et les valeurs des principaux paramètres dans le tableau II.6.

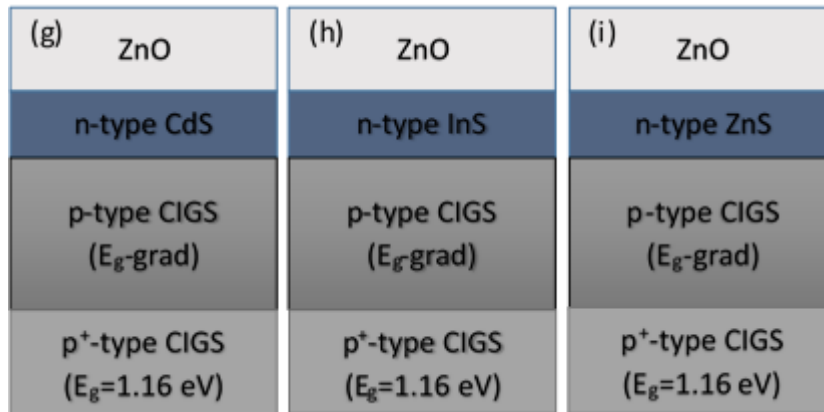


Figure II. 18 structures des cellules solaires simulées avec couche BSF- CIGS.

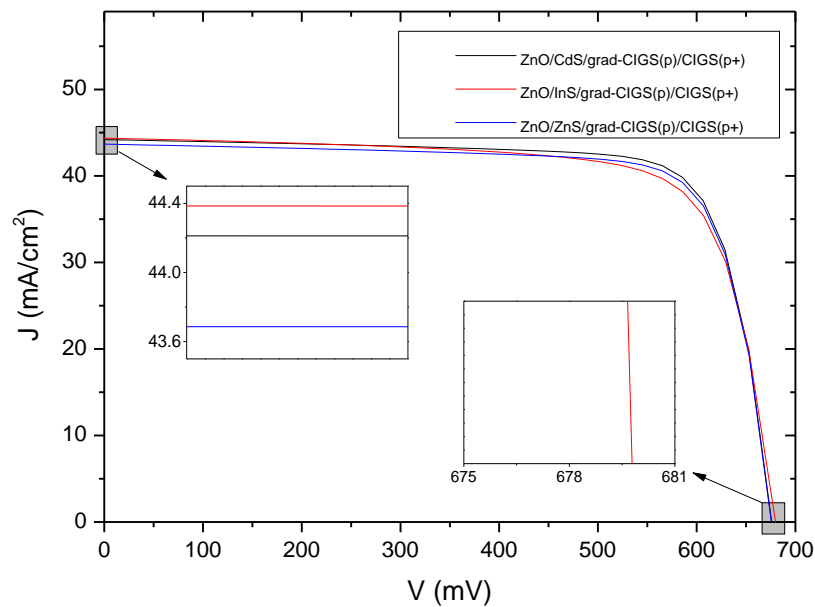


Figure II. 19 Caractéristiques J-V – BSF-CIGS.

Tableau II. 6 Performances des cellules solaires CIGS.

	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
ZnO/CdS/grad-CIGS/CIGS (P⁺)	676.93	44.20	77.98	23.33
ZnO/InS/grad-CIGS/CIGS (P⁺)	679.96	44.37	74.41	22.45
ZnO/ZnS/grad-CIGS/CIGS (P⁺)	676.64	43.67	77.79	22.99

Nous constatons, en comparaison entre les valeurs dans les tableaux II.5 et II.6, que l'insertion de la couche CIGS fortement dopée améliore les performances des cellules simulées. Pour expliquer les résultats observés, nous rappelons que la couche BSF maintient les porteurs minoritaires dans la couche absorbante CIGS loin de la haute recombinaison avec les porteurs du contact arrière. Ainsi, pour les champs de surface arrière, la bande de conduction est à son plus haut niveau, et la bande de valence est à son plus bas niveau possible. Le meilleur rendement de la structure intégrant la couche de BSF est obtenue avec la cellule C-CIGS atteindre 23,33%.

Effet de la concentration de dopage de la couche absorbante

Nous étudions dans cette section l'effet de la concentration de dopage des couches absorbantes grad-CIGS (p), la concentration de dopage pour les couches ZnO, CdS, InS, ZnS et CIGS (p^+) sont maintenues constantes pour toutes les structures.

La variation de V_{oc} , J_{sc} , FF et η en fonction de la concentration de dopage de la couche absorbante pour les trois structures représentée sur la Fig. II.20.

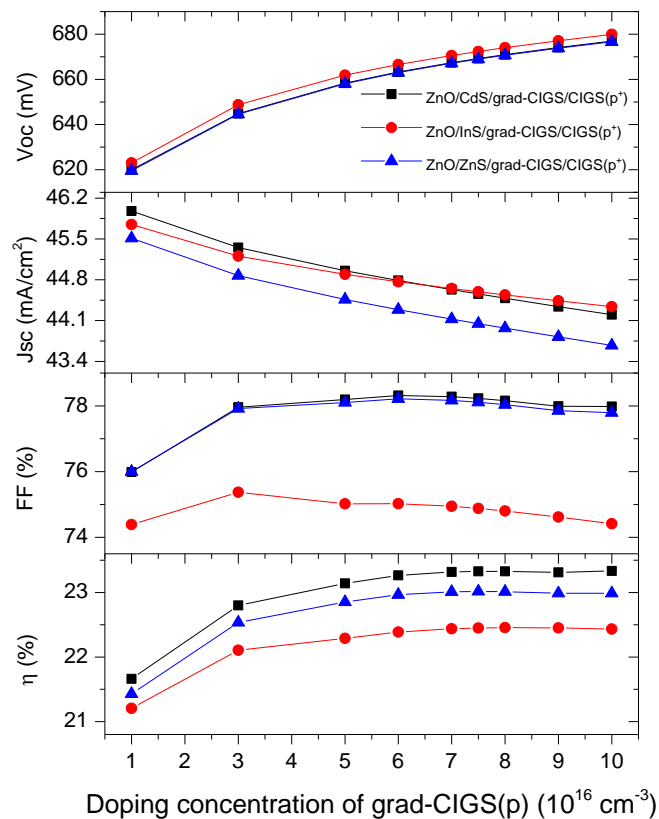


Figure II. 20 Influence de la concentration de dopage de la couche grad-CIGS sur les performances des différentes structures.

La Fig. II.20 montre que V_{OC} augmente de façon continue et J_{SC} diminue quand le dopage de la couche absorbante augmente de $10^{16}cm^{-3}$ à $10^{17}cm^{-3}$. Pour le FF, il augmente légèrement dans la plage de dopage $10^{16}cm^{-3}$ - $4.10^{16}cm^{-3}$ mais il y aura une diminution de ses valeurs au-dessus d'une concentration de dopant de $4.10^{16}cm^{-3}$ dans cette couche absorbante.

D'autre part, la variation de la concentration de dopant de la couche absorbante montre des changements significatifs sur η , ce qui augmente de façon continue jusqu'à une valeur maximum lorsque la concentration de dopage de la couche absorbante égale à $8.10^{16}cm^{-3}$ et reste constante au-dessus. Ce maximum de η est obtenu par la cellule C-CIGS atteindre 23,33%.

La variation de ces performances avec la concentration de dopage de la couche absorbante est expliquée par la diminution de la largeur de la zone de charge d'espace qui réduit la possibilité des collections des transporteurs.

Nous rapportons dans le tableau II.7 les résultats des trois structures CIGS avec une concentration de dopage de la couche absorbante égale à $8.10^{16}cm^{-3}$.

Tableau II. 7 Performances des cellules solaires CIGS avec une concentration de dopage de l'absorbeur égal à $8.10^{16}cm^{-3}$.

	V_{OC} (mV)	J_{SC} (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
ZnO/CdS/grad-CIGS/CIGS (P⁺)	670.96	44.48	78.16	23.33
ZnO/InS/grad-CIGS/CIGS (P⁺)	674.01	44.54	74.80	22.46
ZnO/ZnS/grad-CIGS/CIGS (P⁺)	670.68	43.97	78.04	23.01

Effet de la concentration de dopage de la couche tampon

Dans cette section on va analyser l'effet de la concentration de dopage des couches tampons pour les trois cellules CdS, InS et ZnS, variant de $1 \times 10^{17} \text{cm}^{-3}$ à $9 \times 10^{18} \text{cm}^{-3}$. On considère les concentrations de dopage des couches ZnO et BSF constantes pour toutes les structures. Les résultats de simulation sont représentés sur la Fig. II.21.

D'après la Fig. II.21, les J_{SC} , FF et η augmentent et atteignent la saturation avec une couche tampon fortement dopée (au-dessus de $7 \times 10^{18} \text{cm}^{-3}$), contrairement, V_{OC} réduit en continu dans toute la gamme de concentration envisagée.

Nous expliquons l'amélioration de rendement par le dopage élevé dans la couche tampon a un effet positif sur J_{SC} de la cellule solaire CIGS due à l'augmentation des porteurs minoritaires dans cette couche, augmentant ainsi le taux de génération dans la jonction émetteur/absorbeur.

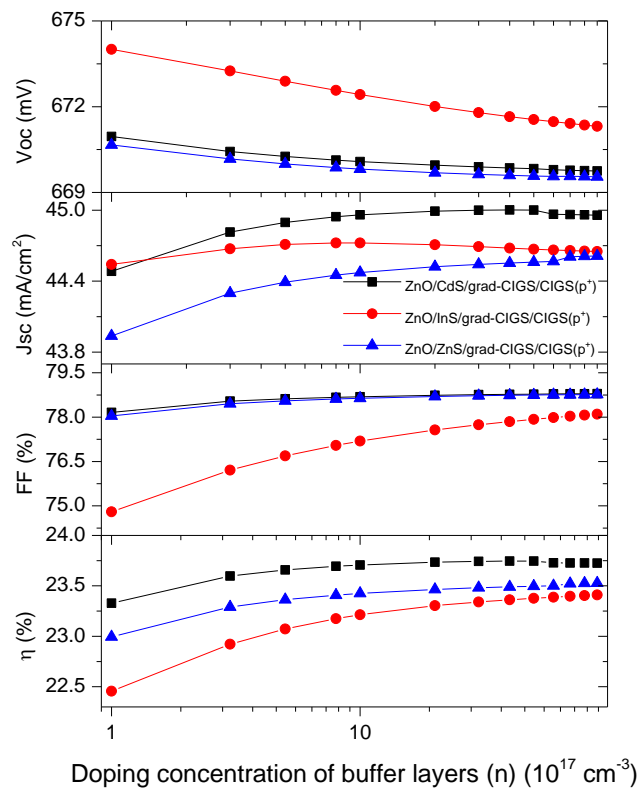


Figure II. 21 Influence de la concentration de dopage de la couche tampon sur la performance de différentes structures de CIGS.

Le tableau II.8 présente les performances de chaque structure après optimisation de la concentration de dopage des couches tampon.

Tableau II. 8 Performances des cellules solaires CIGS avec une concentration de dopage de l'émetteur égal à $7,10^{18}\text{cm}^{-3}$.

	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
ZnO/CdS/grad-CIGS/CIGS(P ⁺)	669.76	44.96	78.79	23.73
ZnO/InS/grad-CIGS/CIGS(P ⁺)	671.41	44.65	78.03	23.40
ZnO/ZnS/grad-CIGS/CIGS(P ⁺)	669.56	44.61	78.76	23.53

Effet du rapport $x = Ga / (In + Ga)$ de la couche de FBS

Comme nous l'avons mentionné dans les paragraphes précédents, nous rappelons que l'énergie de gap de CIGS varie en fonction du rapport de composition « x ». Ceci permet une possibilité supplémentaire d'optimiser le gap de la couche BSF (CIGS (p⁺)).

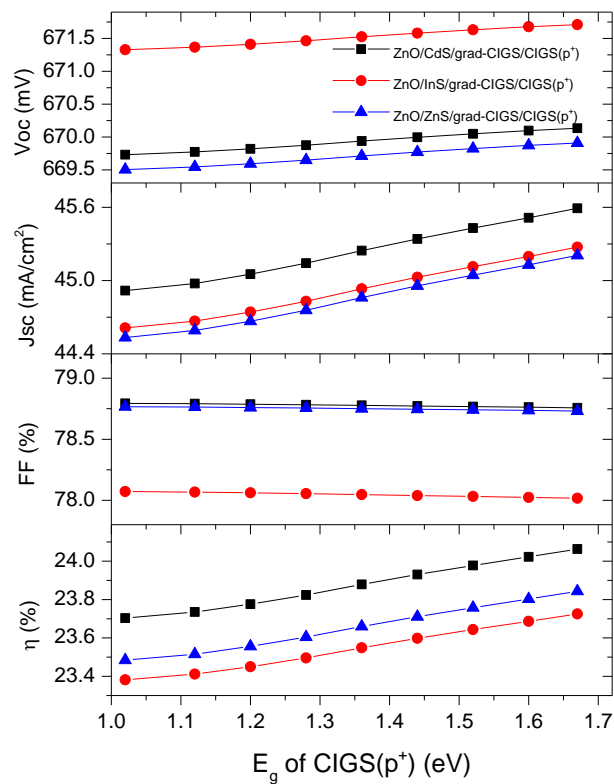


Figure II. 22 Effet de E_g de la couche CIGS (p⁺) sur les performances des différentes structures de CIGS.

Dans la Fig. II.22, on constate que pour les trois structures, la meilleure performance est toujours réalisée avec une grande valeur d'énergie de gap, $x=1$. Cette valeur de gap indique que nous pouvons remplacer la couche CIGS (p^+) par la couche CGS (p^+).

La bande de conduction élevée dans l'interface absorbeur/BSF montre la présence d'une barrière pour les porteurs minoritaires dans la couche absorbante et une diminution du taux de recombinaison.

Dans le tableau 7, nous résumons les performances des trois structures avec une couche BSF à base de CGS.

Tableau II. 9 Performances des cellules PV à base de CIGS avec CGS comme une couche BSF.

	V_{oc} (mV)	J_{sc} (mA/cm²)	FF (%)	η (%)
ZnO/CdS/grad-CIGS/CGS	670.13	45.59	78.76	24.06
ZnO/InS/grad-CIGS/CGS	671.71	45.27	78.02	23.73
ZnO/ZnS/grad-CIGS/CGS	669.91	45.21	78.73	23.84

Effet de l'épaisseur de la couche TCO

Dans cette partie, nous analysons l'influence de l'épaisseur de la couche ZnO dans les performances de la cellule PV à base de CIGS.

La Fig. II.23 montre que lorsqu'on augmente l'épaisseur de la couche TCO (ZnO), V_{oc} , J_{sc} et η diminuent, mais FF restent constantes. Il est dû à l'augmentation de la perte d'absorption dans la couche de TCO. Nous avons trouvé que les meilleures performances sont obtenues quand on utilise 50nm comme une épaisseur de la couche ZnO (tableau II.10).

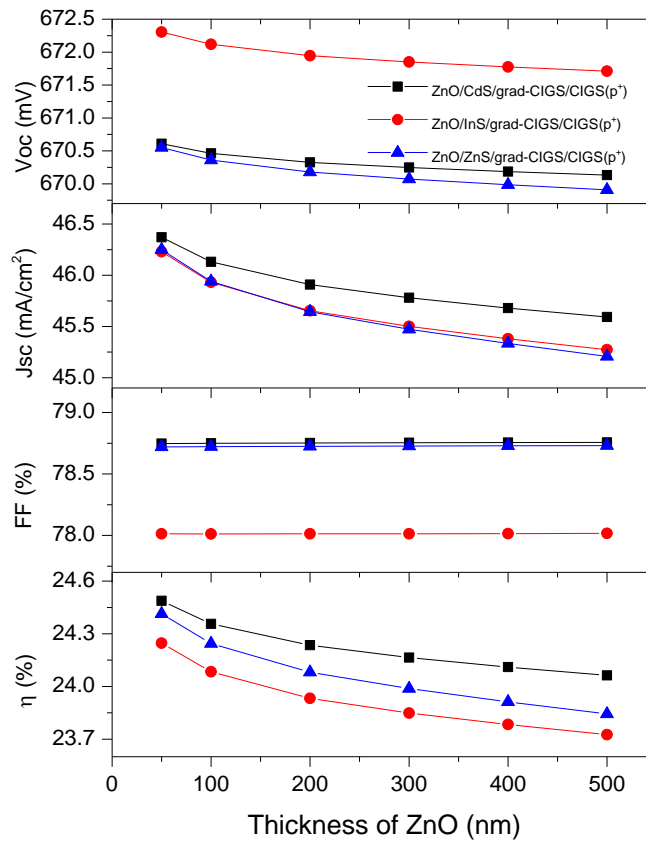


Figure II. 23 Effet de l'épaisseur de la couche TCO sur les performances des différentes structures de CIGS.

Tableau II. 10 Performances des cellules PV à base de CIGS avec une épaisseur de la couche ZnO égal à 50nm.

	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
ZnO/CdS/grad-CIGS/CGS	670.61	46.37	78.75	24.49
ZnO/InS/grad-CIGS/CGS	672.30	46.23	78.01	24.25
ZnO/ZnS/grad-CIGS/CGS	670.55	46.25	78.72	24.41

Influence de la structure sur les performances de la cellule PV à base de CIGS.

Dans cette section, nous explorons l'influence de la structure sur les performances de la cellule PV à base de CIGS. Le tableau II.11 résume les meilleures valeurs de V_{oc} , J_{sc} , FF et η pour les neuf structures simulées dans cette étude. Pour les trois dernières structures, on représente les performances de la cellule solaire après optimisation des différents paramètres tels que la

concentration de dopage de l'émetteur et de l'absorbeur, le gap de la couche BSF et l'épaisseur de la couche TCO avec un profil de gap en gradient pour la couche absorbante.

Tableau II. 11 Performances des différentes structures de la cellule PV à base de CIGS.

	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
ZnO/CdS/CIGS	602.12	38.51	76.10	17.64
ZnO/InS/CIGS	608.77	38.14	73.43	17.05
ZnO/ZnS/CIGS	602.07	37.89	75.76	17.28
ZnO/CdS/grad-CIGS	670.62	42.99	77.53	22.35
ZnO/InS/grad-CIGS	673.94	43.25	73.60	21.45
ZnO/ZnS/grad-CIGS	670.31	42.45	77.33	22.00
ZnO/CdS/grad-CIGS/CGS	670.61	46.37	78.75	24.49
ZnO/InS/grad-CIGS/CGS	672.30	46.23	78.01	24.25
ZnO/ZnS/grad-CIGS/CGS	670.55	46.25	78.72	24.41

V. Modélisations numériques de la cellule photovoltaïque a-Si(n)/a-Si(i)/c-Si(p)/a-Si(p+)

L'hétérojonction a-Si/c-Si (HJ) est formée en déposant du silicium amorphe sur le substrat de silicium cristallin. Les cellules résultantes peuvent atteindre des rendements de conversion élevés, tout en utilisant des procédés de silicium en couches minces pour réduire le coût en comparaison avec les cellules solaires c-Si [128]. HJ avec une couche très mince de silicium amorphe intrinsèque, a-Si (i), qui est insérée entre deux couches a-Si (p) et c-Si (n) a été développé par SANYO, cette structure sera notée par HIT. Cependant, la plupart des chercheurs se concentrent sur l'exploitation des cellules solaires HIT avec un substrat de c-Si de type p. Ceci est motivé par le fait que le coût de la plaquette c-Si (p) est significativement inférieur à c-Si (n) d'une part, et le fait que les industries microélectroniques ont largement utilisé des plaquettes de type (p) pour la fabrication de dispositifs micro-électroniques, d'autre part [129-131].

Dans ce qui suit, une modélisation numérique en utilisant le logiciel de simulation AFORS-HET à but d'étudier l'influence de différents paramètres tel que la température ambiante, la densité des défauts ainsi la concentration de dopage et l'épaisseur de chaque couche sur les performances des cellules photovoltaïques à base de hétérojonction de silicium sera présentée.

V.1 Structures et paramètres

Dans cette section on va présenter la structure de la cellule étudiée. La structure initiale définie dans AFORS-HET est constituée des couches suivantes (Fig. II.24) :

- Une couche de silicium amorphe hydrogéné de type n (a-Si:H (n)) « L'émetteur ».
- Une couche intrinsèque de silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H (i)).
- Une couche de silicium cristallin de type p (c-Si (p)) « L'absorbeur ».
- Une couche de silicium amorphe hydrogéné de type p (a-Si:H (n)) « BSF ».



Figure II. 24 Structure modélisé – HIT.

Le silicium cristallin de type p est choisi avec un dopage de 10^{16}cm^{-3} et une épaisseur de $300\mu\text{m}$ avec un défaut ponctuel au milieu de son gap (Fig. II.25).

Nous avons défini ensuite les paramètres pour les couches minces de silicium amorphe hydrogéné dopées. Le gap de ce matériau peut varier entre 1,55eV et 2,10eV mais la valeur standard à 300K est 1,74eV. La mobilité des électrons a été prise à $20\text{cm}^2.\text{V}^{-1}.\text{s}^{-1}$ et celles des trous à $5\text{cm}^2.\text{V}^{-1}.\text{s}^{-1}$ (ces grandeurs sont assez mal connues et il n'est pas rare de trouver des valeurs un peu différentes). Deux densités d'états de types donneurs (queue de bande de valence et une gaussienne d'états profonds) et deux densités de types accepteurs (queue de bande de conduction et une gaussienne d'états profonds) sont définies (Fig. II.26), et les densités d'états en bord de bande de conduction et de valence sont prises égales à celles de silicium cristallin ($N_c \approx N_v \approx 10^{21}\text{cm}^{-3}$).

Les différents paramètres pour les quatre couches de la cellule sont donnés dans le tableau II.12.

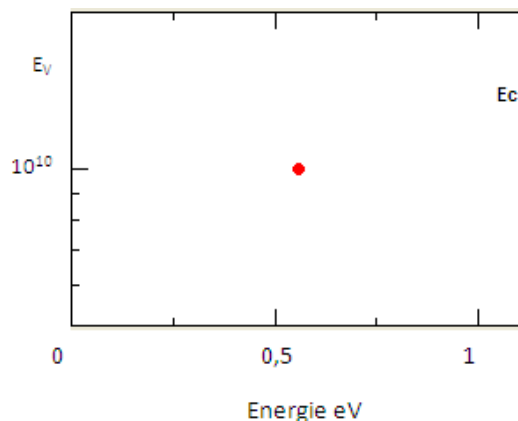


Figure II. 25 Présentation du défaut ponctuel au milieu de gap de c-Si.

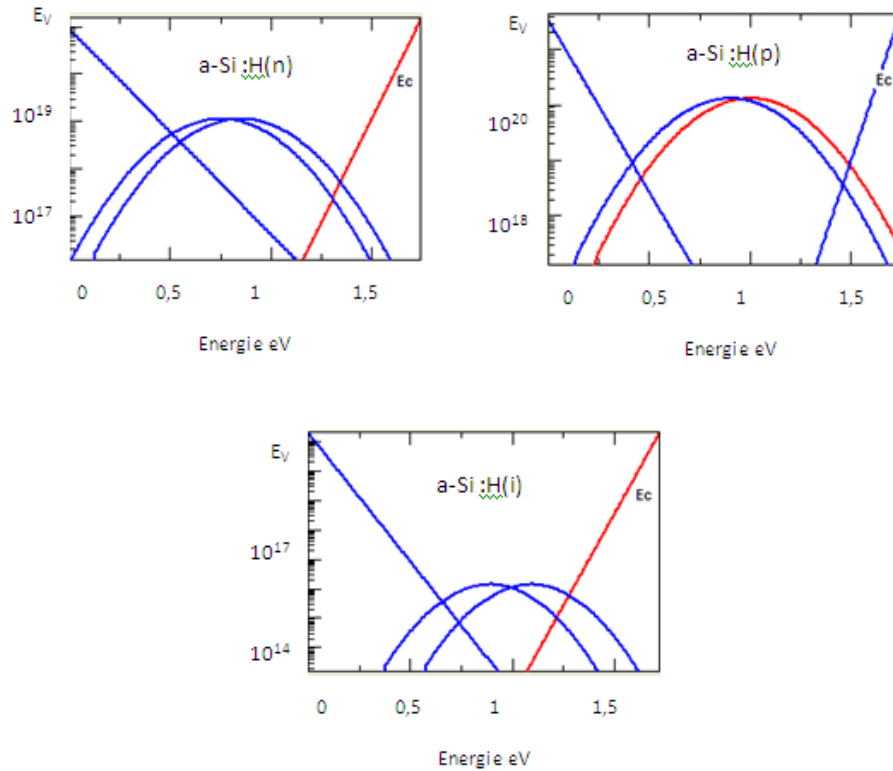


Figure II. 26 Distribution de la densité des défauts dans le gap pour différents types de a-Si:H.

Tableau II. 12 Différents paramètres pour les quatre couches de la cellule modélisée – HIT.

Paramètre	a-Si:H (n)	a-Si:H (i)	c-Si (p)	a-Si:H (p)
Epaisseur (nm)	10	7	300.000	10
Permittivité diélectrique	11.9	11.9	11.9	11.9
Affinité électronique (eV)	3.9	3.9	4.05	3.9
Energie de gap (eV)	1.74	1.72	1.12	1.74
Densité efficace de la bande de conduction (cm ⁻³)	10 ²⁰	10 ²⁰	2.8 10 ¹⁹	10 ²⁰
Densité efficace de la bande de valence (cm ⁻³)	10 ²⁰	10 ²⁰	1.04 10 ¹⁹	10 ²⁰
Mobilité électronique (cm ² V ⁻¹ s ⁻¹)	20	20	1040	20
Mobilité des trous (cm ² V ⁻¹ s ⁻¹)	5	5	412	5
Concentration des accepteurs (cm ⁻³)	0	0	1 10 ¹⁶	1 10 ²⁰
Concentration des donneurs (cm ⁻³)	1 10 ²⁰	0	0	0
Vitesse thermique des électrons (cm s ⁻¹)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Vitesse thermique des trous (cm s ⁻¹)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Densité de la couche (g.cm ⁻³)	2.328	2.328	2.328	2.328
Coefficient de recombinaison Auger pour les électrons (cm ⁶ s ⁻¹)	0	0	2.2 10 ⁻³¹	0
Coefficient de recombinaison Auger pour les trous (cm ⁶ s ⁻¹)	0	0	9.9 10 ⁻³²	0
Coefficient de recombinaison de bande à bande (cm ³ s ⁻¹)	0	0	1.1 10 ⁻¹⁴	0

V.2 Résultats et discussion

Le Diagramme des bandes

La différence d'énergie de gap entre c-Si (E_{g1}) et a-Si:H (E_{g2}) entraîne des discontinuités «Band Offsets» au niveau de la bande de valence (ΔE_V) et de la bande de conduction (ΔE_C). Ces discontinuités ont une influence sur les barrières de potentiel (V_{bn}) et (V_{bp}) de la jonction. Elles permettent donc théoriquement d'augmenter le potentiel de diffusion (V_d) de la jonction a-Si:H/c-Si par rapport à une homo-jonction classique. Cependant, elles imposent également certaines limitations à la collection des porteurs en fonction de la distribution des discontinuités [132].

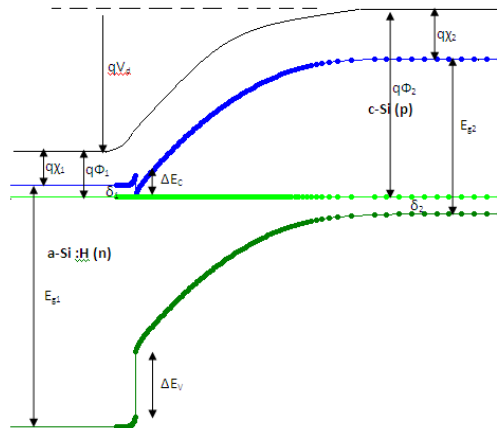


Figure II. 27 Diagramme des bandes de la cellule simulé en face avant a-Si :H/c-Si(p).

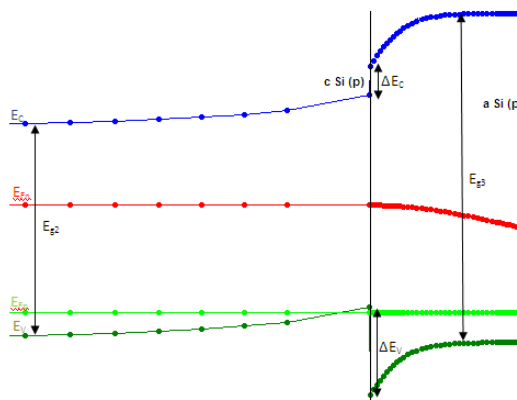


Figure II. 28 Diagramme des bandes de la cellule simulé en face arrière c-Si(p)/ a-Si :H(p).

La caractéristique $J(V)$

La Fig. II.29 montre les résultats obtenus par simulation pour la caractéristique densité de courant-tension sous l'éclairement (AM1.5) à 300K.

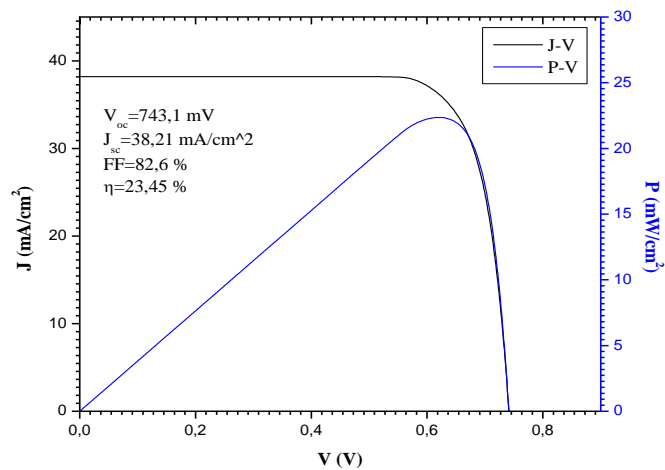


Figure II. 29 Caractéristiques J-V et P-V – HIT.

Notre cellule donne une tension de circuit ouverte d'environ 743mV, une densité de courant de court-circuit 38,2mA/cm², un facteur de forme 82,6% et un rendement de 23,45%.

L'influence de la température

Dans ce paragraphe nous allons montrer l'influence de la température ambiante sur les performances de la cellule modélisée. En effet, il est connu que les effets thermiques, et donc la température extérieure de la jonction elle-même ont une influence importante dans les mobilités des porteurs et donc sur le fonctionnement et le rendement des cellules.

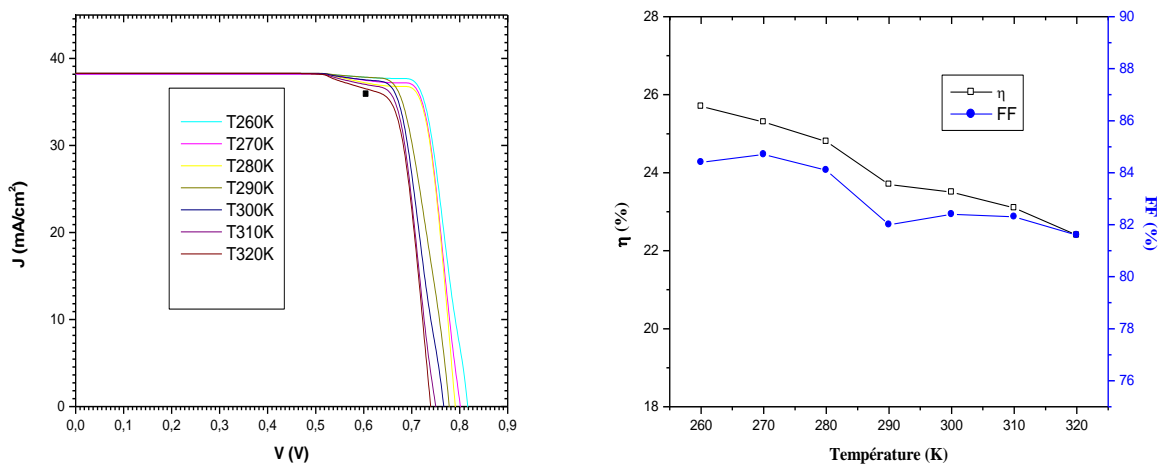


Figure II. 30 Influence de la température sur la caractéristique J-V, le facteur de forme et le rendement de la cellule – HIT.

D'après la Fig. II.30, nous constatons que la densité de courant ne dépend pas de la température (38mA/cm^2). D'autre part, l'augmentation de la température de la cellule conduit à une diminution de la tension de circuit ouvert à cause de l'augmentation de taux de recombinaison qui est due à l'agitation thermique au niveau atomique. Cette variation de la tension a une influence directe sur le facteur de forme et le rendement de la cellule.

Variation des performances en fonction de la densité des défauts

Due à la grande importance et influence de la densité des défauts dans le gap de la couche absorbante, on va traiter ce paragraphe à but de vérifier l'effet de cette densité sur les performances de la cellule à base de hétérojonction de silicium.

La Fig. II.31 montre que les performances de la cellule dépendent fortement de la densité des défauts dans le gap de l'absorbeur. Comme une première remarque, l'augmentation de la densité d'état pour ce défaut conduit à une diminution dans les quatre paramètres (V_{oc} , J_{sc} , FF et η). Donc il est nécessaire de basé sur un silicium cristalline de bon qualité.

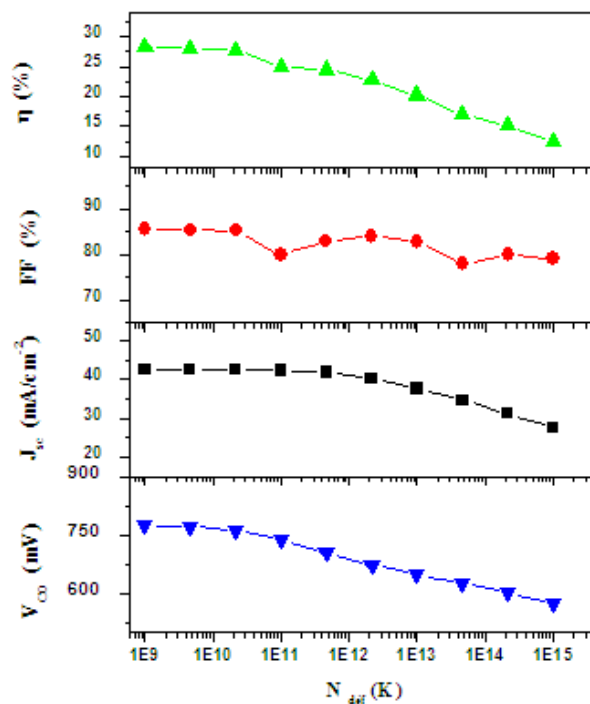


Figure II. 31 Variation des performances de la cellule en fonction de la densité de défaut dans le gap de c-Si – HIT.

L'influence de la concentration de dopage

Ce paragraphe va consacrer à un autre paramètre qui a une influence sur le comportement de la cellule PV : la concentration de dopage de différentes couches de la cellule PV.

L'effet de la concentration de dopage de c-Si (p) (N_A) sur les performances de la cellule solaire est montré dans Fig. II.32. Cette figure indique que la concentration de dopage influence principalement sur V_{CO} , FF et η . De préférence N_A sera au moins égale à $8 \times 10^{16} \text{cm}^{-3}$ pour obtenir une bonne performance. Par conséquent, nous considérons que N_A de $8 \times 10^{16} \text{cm}^{-3}$ une concentration de dopage optimal.

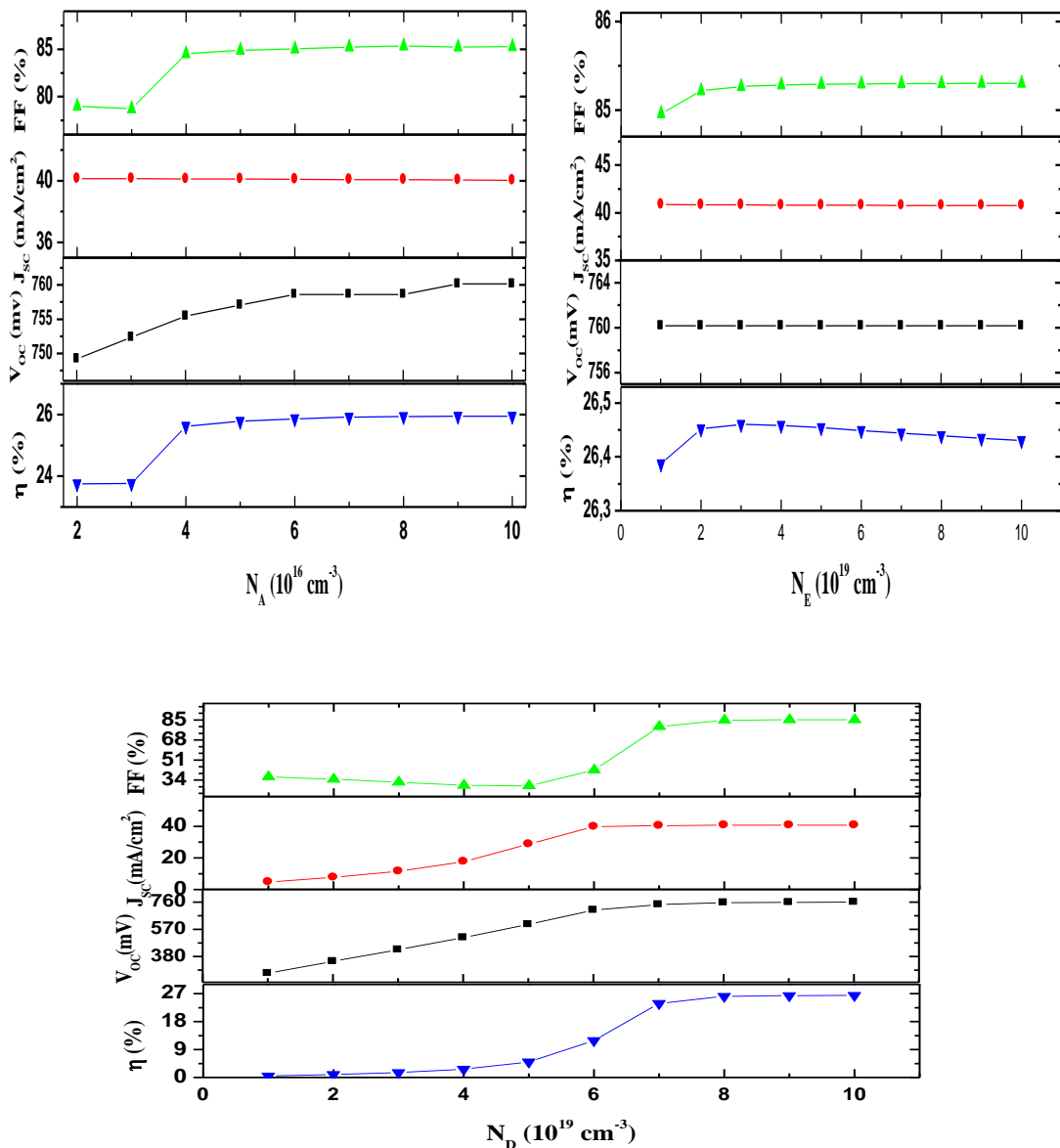


Figure II. 32 Effet de la concentration de dopage de différentes couches sur les performances de la cellule – HIT.

La Fig. II.32 montre aussi l'effet de la concentration de dopage de la couche émetteur a-Si:H (n) (N_E) sur les performances de la cellule étudié. La condition pour une concentration de dopage élevée est due à la petite bande de conduction compensée entre a-Si:H et c-Si, aussi bien que la distribution des états de la surface pour a-Si:H et les états d'interface pour a-Si:H/c-Si. D'après cette Figure nous remarquons que FF et η augmentant avec l'augmentation de N_E , mais au-dessus de $3 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$ ils seront saturés, de sorte qu'une valeur optimale de $3 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$ peut être choisie parce qu'il est difficile d'obtenir une plus grande concentration d'accepteur que ceci en laboratoire.

Concernant la concentration de dopage de la couche BSF (N_D). Nous pouvons voir que quand N_D augmente, les performances augmentant également ($V_{CO} : 260 \Rightarrow 757 \text{mV}$; $J_{SC} : 4.8 \Rightarrow 40,8 \text{mA/cm}^2$; FF : $36.65 \Rightarrow 84.83\%$ et $\eta : 0.4 \Rightarrow 26.46\%$), mais quand la concentration de dopage est plus haute que $8 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$, les paramètres d'optimisation de la cellule modélisée demeurent les mêmes valeurs. Nous pouvons ainsi conclure que la couche BSF est nécessaire pour améliorer les performances de la cellule PV à base de hétérojonction de silicium.

Optimisation l'épaisseur de différentes couches

La variation du V_{CO} , J_{SC} , FF et η en fonction de l'épaisseur de la couche absorbeur c-Si (p) est donnée dans la Fig. II.33.

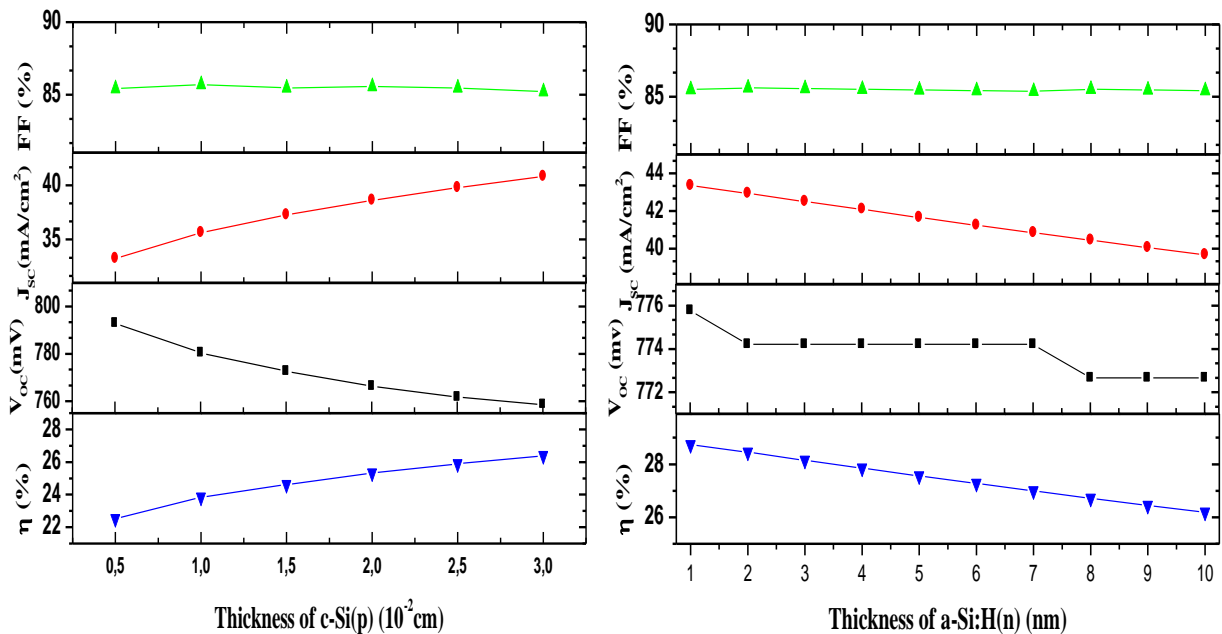


Figure II. 33 l'effet de l'épaisseur de c-Si(p) et a-Si :H(n) sur les performances de la cellule – HIT.

Selon la Fig. II.33, l'augmentation de l'épaisseur de cette couche donne une réduction en V_{OC} (792mV jusqu'à 758mV), mais elle conduit à une augmentation importante pour J_{SC} (33mA/cm² jusqu'à 40mA/cm²), à cause de l'augmentation de nombre des électrons et des trous comme une conséquence de l'augmentation de l'épaisseur de la couche absorbante, et aussi une amélioration concernant le rendement (23% jusqu'à 26%), mais le facteur de forme reste quasi-constant égal à 85%.

Le meilleur résultat que nous avons obtenu a été réalisé avec une épaisseur de c-Si de 300 μ m. Nous pouvons également atteindre des performances importantes, telle que 772,6mV, 37,27mA/cm², 85.46% et 24.61% pour V_{CO} , J_{SC} , FF et η avec une couche d'épaisseur inférieure égale à 150 μ m.

Dans notre processus d'optimisation et afin de réduire le coût de la cellule solaire, on va choisir l'épaisseur de couche d'absorbeur égale à 150 μ m. Pour l'optimisation de l'épaisseur de la couche émetteur a-Si:H (n) nous garderons les épaisseurs standard de a-Si:H (i), c-Si (p) et a-Si:H (p) constantes et égales à 7nm, 150 μ m et 10nm, respectivement.

Nous montrons dans la Fig. II.33, l'évolution de J_{SC} et η de la cellule solaire en fonction de l'épaisseur de l'émetteur a-Si:H(n). La réduction de l'épaisseur conduit à une augmentation de J_{SC} et de η de la cellule solaire attribuée à la minimisation des pertes d'absorption dans l'émetteur du fait de la réduction de l'épaisseur de cette couche. D'autre part, V_{CO} et FF restent presque constants en fonction de l'épaisseur. D'après ces résultats, les meilleures performances sont obtenues avec une épaisseur de 1nm, mais cette épaisseur est difficilement maîtrisable en laboratoire et dans les processus industriels. Une valeur optimale de 5nm sera alors choisie comme épaisseur de la couche BSF a-Si:H (p).

La variation des performances de la cellule en fonction de l'épaisseur de la couche intrinsèque (a-Si:H (i)) est indiquée sur le Fig. II.34. La tension du circuit ouvert et le facteur de forme demeurent constantes mais la densité de courant de court-circuit et le rendement diminuent de 42,40mA/cm² à 41,29mA/cm² et 28.1% à 27.3%, respectivement, avec l'augmentation de l'épaisseur de 3nm à 10nm.

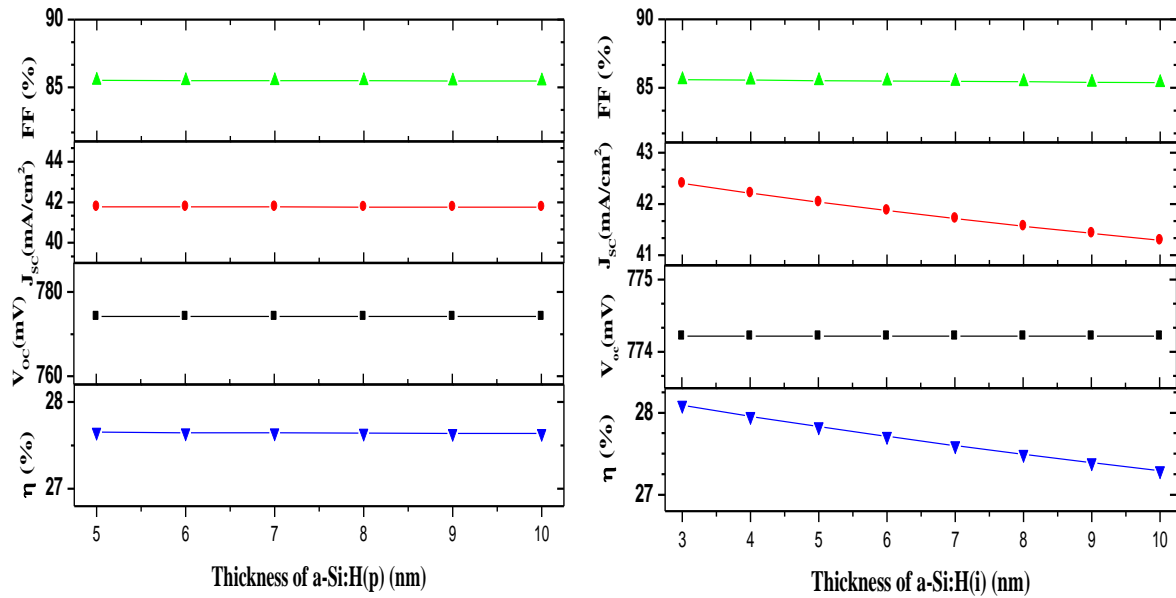


Figure II. 34 Effet de l'épaisseur de a-Si :H(p) et a-Si :H(i) sur les performances de la cellule – HIT.

VI. Modélisation numérique de la cellule solaire a-Si (p) / c-Si (n) / a-Si (n)

Dans cette section, nous proposons d'optimiser les différents paramètres de la cellule PV à base de hétérojonction (HJ) de silicium en utilisant une couche de c-Si (n) comme une couche absorbante.

La cellule HJ à base de c-Si (n) proposée par Sanyo [133] est prise comme référence de base dans cette étude. Avec ce type de cellule solaire, un rendement de 12,3% a été obtenu par Sanyo.

A but d'optimiser les différents paramètres de cette structure, on va utiliser le logiciel de simulation AFORS-HET.

VI.1 Structures et paramètres

Les deux structures de cellules PV à hétérojonction avec et sans couche de BSF, la structure (a) et de la structure (b), respectivement, sont présentés dans cette section.

La structure de base, c'est à dire la structure (a) représentée dans la Fig. II.35.a, est composé de :

- Couche de type p du silicium amorphe en tant que une couche émettrice.

- Couche de silicium cristallin de type n en tant que une couche absorbante.

Le structure : silicium amorphe (p)/silicium cristallin (n) sera noté a-Si (p)/c-Si (n) dans ce qui suit.

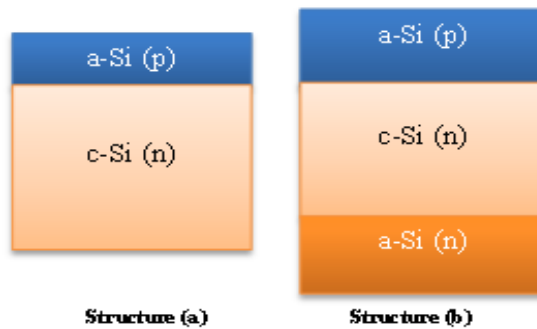


Figure II. 35 Structures de cellules solaires simulées – HJ.

Concernant la structure (b), Fig. II.35.b, nous avons ajouté, à la structure (a), une couche de silicium amorphe de type n comme une couche BSF « Back Surface Field ». Cette structure sera noté a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n).

La couche absorbante (c-Si (n)) a été choisie avec une concentration de dopage égale à $6 \times 10^{16} \text{cm}^{-3}$, une épaisseur de 300 μm et les mobilités des électrons et des trous sont égaux à $1040 \text{cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ et $412 \text{cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$, respectivement. Basé sur les résultats de la littérature, nous considérons un seul défaut avec une densité totale de 10^{10}cm^{-3} situé dans le milieu de la bande interdite (0,56eV) [134,135].

Les paramètres clés de la couche a-Si(p) sont définis comme étant le gap qui peut varier entre 1,55eV et 2,10eV selon le procédé les conditions de fabrication [136] et les mobilités des électrons et des trous que nous avons considérés égales à $20 \text{cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ et $5 \text{cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$, respectivement [137]. Nous avons également considéré deux densités d'états pour les donneurs et deux densités d'états pour accepteur, tel que défini dans la section précédente en référence à la Ref. [138]. Tous les autres paramètres utilisés pour cette simulation sont mentionnées dans le tableau II.13.

Tableau II. 13 Différents paramètres retenus pour la cellule solaire HJ dans la simulation.

Paramètres	a-Si (p)	c-Si (n)
Epaisseur (nm)	20	300.000
Permittivité diélectrique	11,9	11,9
Affinité électronique (eV)	3,9	4,05
Energie de gap (eV)	1,72	1,12
La densité de la bande de conduction efficace (cm ⁻³)	10 ²⁰	2,8 10 ¹⁹
La densité de la bande de valence efficace (cm ⁻³)	10 ²⁰	1,04 10 ¹⁹
La mobilité d'électrons (cm ² V ⁻¹ s ⁻¹)	20	1040
Mobilité des trous (cm ² V ⁻¹ s ⁻¹)	5	412
La concentration des accepteurs (cm ⁻³)	7,25 10 ¹⁹	0
Concentration des donneurs (cm ⁻³)	0	1,5 10 ¹⁶
La vitesse thermique des électrons (cm s ⁻¹)	10 ⁷	10 ⁷
Vitesse thermique des trous (cm s ⁻¹)	10 ⁷	10 ⁷
La densité de la couche (g cm ⁻³)	2,328	2,328
Auger coefficient de recombinaison pour électrons (cm ⁶ s ⁻¹)	0	2,2 10 ⁻³¹
Auger coefficient de recombinaison pour le trou (cm ⁶ s ⁻¹)	0	9,9 10 ⁻³²
Coefficient de bande à bande directe recombinaison (cm ³ s ⁻¹)	0	1,1 10 ⁻¹⁴

VI.2 Résultats et discussion

Dans un premier temps, nous présentons les diagrammes des bandes pour les deux structures simulées, la surface avant de la cellule sera considérée comme référence.

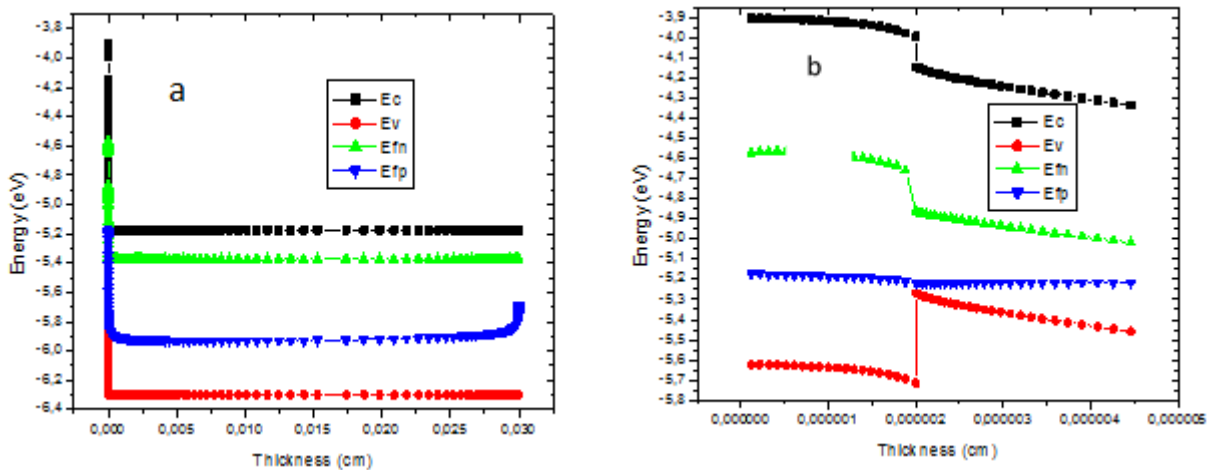


Figure II. 36 Structure (a). Diagrammes de bande d'a-Si (p)/c-Si (n): a- de la cellule et b- zoom à la jonction.

Dans les figures Fig. II.36 et Fig. II.37, nous présentons les diagrammes des bandes pour les deux structures avec E_C et E_V , les niveaux de conduction et de valence. Dans ces figures, E_{fn} et E_{fp} correspondent au niveau pseudo-Fermi représentant les densités des électrons et des trous, respectivement.

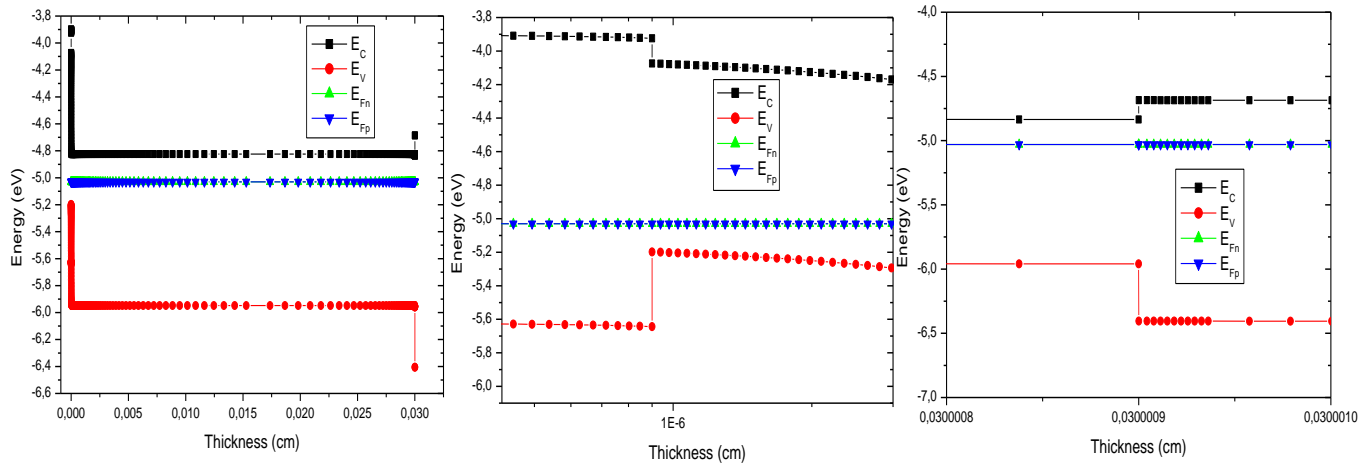


Figure II. 37 diagramme de bande de la cellule solaire a-Si (p) / c-Si (n) / a-Si (n). a- de la cellule, b- le zoom à la première intersection (a-Si / c-Si) et c- le zoom à la seconde jonction (c-Si / a-Si).

D'après les Figs. II.36, on remarque qu'il y a une profondeur de $2 \times 10^{-6} \text{cm}$, une discontinuité dans les diagrammes de bande. Cette discontinuité correspond à la différence entre le gap du silicium cristallin (1,12eV) et celui du silicium amorphe (1,72eV).

Pour la structure a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n), nous observons dans la Fig. II.37, il existe des discontinuités dans le diagramme de bande au niveau des interfaces entre le silicium amorphe et le silicium cristallin. Ces discontinuités affectent le potentiel de barrière des deux côtés de la jonction.

Caractéristique J-V

La caractéristique J-V de a-Si (p)/c-Si (n), la structure (a) (Fig. II.35.a), est calculée dans les conditions standard (300K, AM1.5) et elle représenté dans la Fig. II.38.

D'après cette caractéristiques J-V (Fig. II.38), on retire une tension de circuit ouvert, $V_{OC} = 0,64 \text{V}$, une densité de courant de court-circuit, $J_{SC} = 31,65 \text{mA/cm}^2$, un facteur de forme, $FF = 61,04\%$ et un rendement, $\eta = 12,39\%$.

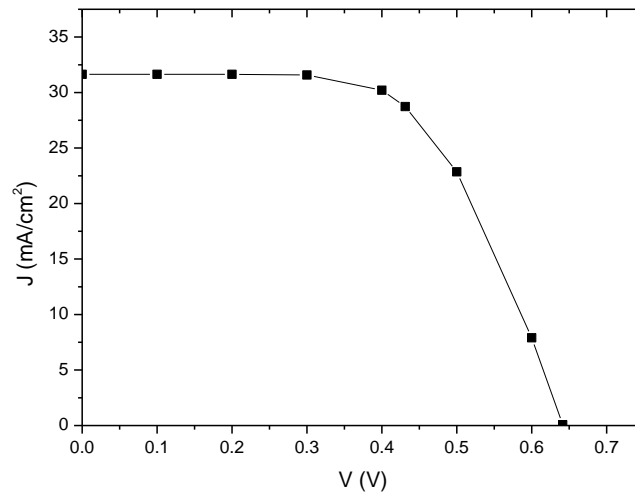


Figure II. 38 Caractéristiques J-V de a-Si (p)/c-Si (n).

On note que ce rendement, que nous obtenons par simulation avec le logiciel AFORS-HET, correspond, à 0,1% près, au rendement de la cellule de référence fournit par Van Sark et al en réf [133].

Néanmoins, il nous a semblé que nous pouvions encore optimiser ces paramètres. Pour cela, dans ce qui suit, nous présentons les résultats de cette optimisation obtenus en changeant l'épaisseur et la concentration de dopant de chaque couche.

Influence de l'épaisseur sur les performances de la cellule

La variation de V_{OC} , J_{SC} , FF et η en fonction des épaisseurs de l'absorbeur et de l'émetteur sont indiquées sur la Fig. II.39.

Dans un premier temps, pour l'optimisation de l'épaisseur de l'émetteur nous avons considéré que l'épaisseur d'absorbeur est égale à $300\mu\text{m}$. D'autre part, une épaisseur de 20nm sera considérée comme une épaisseur de l'émetteur pour optimiser l'épaisseur de l'absorbeur.

Les résultats reportés sur la Fig. II.39 montrent que les meilleures performances de la cellule sont obtenues avec une couche épaisse de l'absorbeur et une couche mince de l'émetteur.

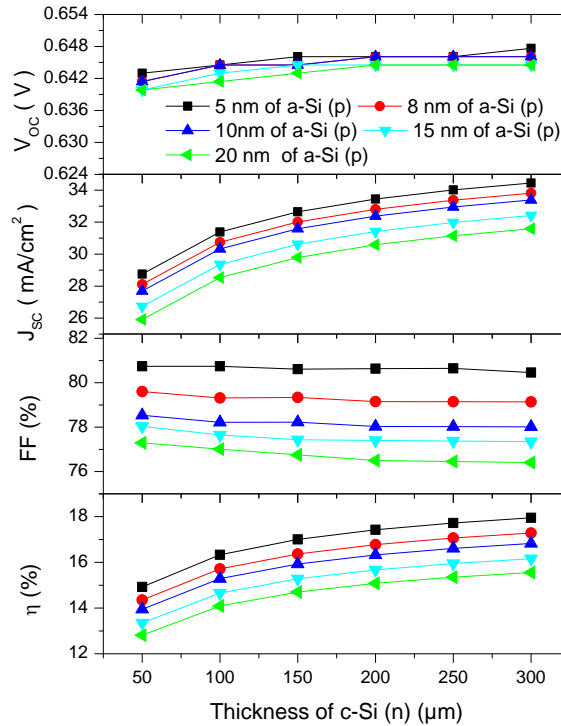


Figure II. 39 Performances des cellules solaires HJ pour diverses épaisseurs de couche d'émetteur en fonction de l'épaisseur de la couche absorbante.

Concernant le comportement de V_{OC} et FF , nous pouvons observer que l'épaisseur de la couche absorbante (entre $50\mu\text{m}$ et $300\mu\text{m}$) à une faible influence sur V_{CO} et que FF reste quasi constante dans la plage considérée. Par contre, la variation de l'épaisseur de la couche d'émetteur induit une faible variation de V_{OC} et un changement consécutif du facteur de forme en passant de $80,45\%$ à $76,41\%$ quand l'épaisseur de cette couche varie entre 5nm et 20nm .

D'après les résultats précédents, nous pouvons noter que les valeurs de V_{OC} et de FF sont assez faibles par rapport aux valeurs obtenues pour la cellule PV à base de l'homo-jonction de silicium. Ceci est attribuée à la forte densité de l'état de défaut à l'interface a-Si/c-Si et, en conséquence, l'augmentation de la possibilité d'une recombinaison.

Dans ce paragraphe, nous discutons les comportements de J_{SC} et η montrés dans la Fig. II.39. L'augmentation de l'épaisseur de la couche absorbante produit une augmentation importante dans les valeurs de J_{SC} et de η passant de $25,91\text{mA}/\text{cm}^2$ à $31,59\text{mA}/\text{cm}^2$ et de $12,81\%$ à $15,55\%$, respectivement. Cette amélioration est attribuée à la génération de paires électron-trou qui contribuent à accroître le rendement.

D'autre part, l'augmentation de l'épaisseur de la couche d'émetteur de 5nm à 20nm induit une diminution du courant de court-circuit passant de 34,45mA/cm² à 31,58mA/cm², et induit également une diminution du rendement de 17,95% à 15,55%. Ceci est attribué à l'augmentation des pertes par absorption dans la couche émettrice.

Dans ce qui suit, afin d'analyser l'influence de la concentration de dopage, nous avons fixé l'épaisseur de l'absorbeur à 250µm et l'épaisseur de l'émetteur à 5nm. En utilisant ces paramètres, nous avons trouvé $V_{OC} = 644,53mV$, $J_{SC} = 30,96mA/cm^2$, $FF = 77,20\%$, et $\eta = 15,40\%$.

Influence de la concentration de dopant sur les performances de la cellule

L'influence des concentrations de dopage pour l'absorbeur et l'émetteur, N_A et N_E sur les performances de la cellule solaire sont présentés sur la Fig. II.40. Dans l'étude actuelle, N_A et N_E ont été choisis à partir des valeurs expérimentales utilisées pratiquement dans les cellules commerciales pour le dopage [133].

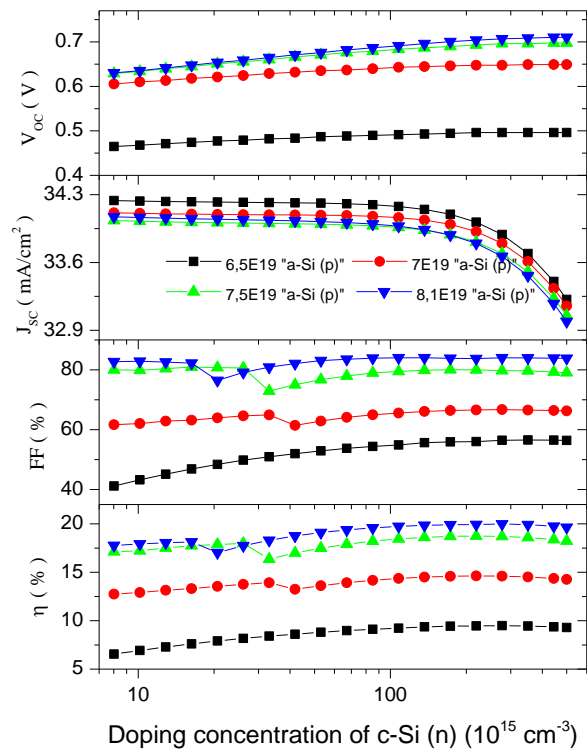


Figure II. 40 Effets de la concentration en dopage de couche absorbante sur la performance de la cellule solaire HJ.

Dans cette simulation, N_A est comprise entre $8 \times 10^{15} \text{cm}^{-3}$ et $4 \times 10^{17} \text{cm}^{-3}$ et N_E varie de $5,5 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$ à $8,1 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$. D'après la Fig. II.40, nous pouvons observer que N_A et N_E ont une grande influence sur toutes les caractéristiques et la performance de la cellule solaire HJ.

Considérons d'abord le comportement des paramètres de la cellule en fonction de N_A , avec N_E constant. Nous observons que V_{OC} , FF et η augmentent légèrement avec l'augmentation de N_A jusqu'à la saturation. Ceci est dû au fait que l'augmentation du dopage conduit à une réduction de la largeur de la zone de charge d'espace, ce qui réduit la possibilité pour la jonction de recueillir des porteurs ce qui est confirmé par le fait que seul J_{SC} soit significativement affectée par N_A avec une énorme diminution à forte concentration.

Considérant maintenant le comportement des paramètres de cellule en fonction de N_E . On observe dans la Fig. II.40 que V_{OC} , FF et η augmentent avec l'augmentation de N_E mais que J_{SC} présente une légère baisse. Ceci est également expliqué par le fait qu'une concentration de dopage élevée de la couche d'émetteur modifie son gap en le rétrécissant (gap narrowing) induisant un très petit décalage au niveau de la bande de conduction à la jonction a-Si/c-Si.

D'après cette analyse, nous obtenons des résultats optimum qui sont que N_E doit être d'environ $7,5 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$ et N_A environ $2 \times 10^{17} \text{cm}^{-3}$ pour obtenir la cellule photovoltaïque avec des performances élevées.

On peut également noter qu'en optimisant l'épaisseur des couches, le rendement de la cellule de référence a augmenté de 12,39% à 15,40% et que maintenant, en optimisant les concentrations de dopant dans les deux couches, la cellule considérée atteint un rendement égal à 20%. Ce rendement a été obtenu avec $N_A = 2,77 \times 10^{17} \text{cm}^{-3}$ et $N_E = 8,1 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$, qui sont des concentrations couramment utilisées dans les laboratoires ou dans la production de cellules par des techniques de croissance de couche utilisant le dépôt chimique en phase vapeur ou « Chemical Vapor Deposition », CVD. Les paramètres optimaux obtenus correspondants sont $V_{OC} = 0,71 \text{V}$, $J_{SC} = 33,66 \text{mA/cm}^2$, et FF = 84,02%.

Insertion et optimisation le dopage de couche BSF

Dans la seconde structure a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n), précédemment présentée comme la structure b, une couche très mince fortement dopée de a-Si (n), ayant une épaisseur de 5nm et une concentration de dopage initiale égale à $6,5 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$ a été déposée sur la face arrière de la couche c-Si (n) en tant que couche de champ de surface arrière (BSF).

Les paramètres de cette couche correspondant à des paramètres standards sont extraits de la littérature et correspondent à ceux utilisés dans la couche de BSF d'une cellule solaire à base d'hétérojonction de type p [133]. La couche de BSF crée un obstacle supplémentaire pour les électrons évitant leurs possibilités de recombinaison, mais elle facilite la collecte de trous.

La Fig. II.41 montre la caractéristique J-V de cette seconde structure.

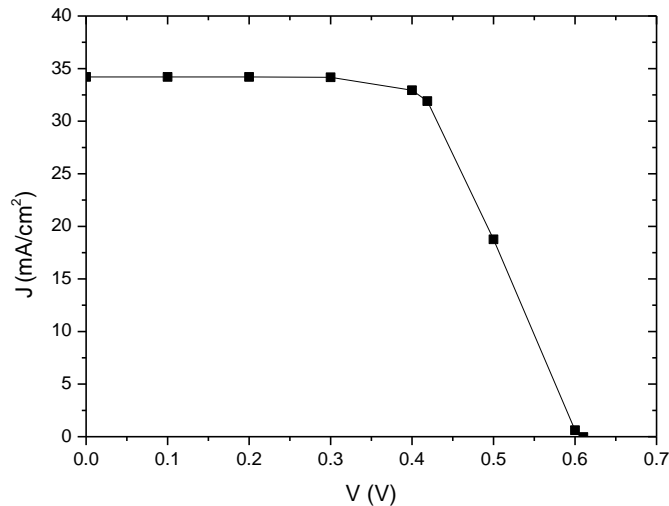


Figure II. 41 Caractéristique J-V de silicium amorphe (p)/silicium cristallin (n)/silicium amorphe (n).

La caractéristique J-V de la cellule solaire à base d'hétérojonction de silicium a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) fournit un $V_{OC} = 0.61V$, $J_{SC} = 34,21mA/cm^2$, $FF = 64.02\%$, et $\eta = 13,36\%$. Nous notons que la couche de BSF contribue à améliorer V_{OC} et J_{SC} comme observé par comparaison des caractéristiques J-V de les deux structures étudiées, avec et sans couche de BSF.

Pour améliorer les caractéristiques de la cellule solaire HJ, on étudie l'influence de la concentration de dopage de la couche de BSF, l'épaisseur du silicium cristallin (n), et la texturation de la cellule.

L'influence de la concentration en dopage de la couche a-Si (n) sur la performance de la cellule illustrée dans la Fig. II.42.

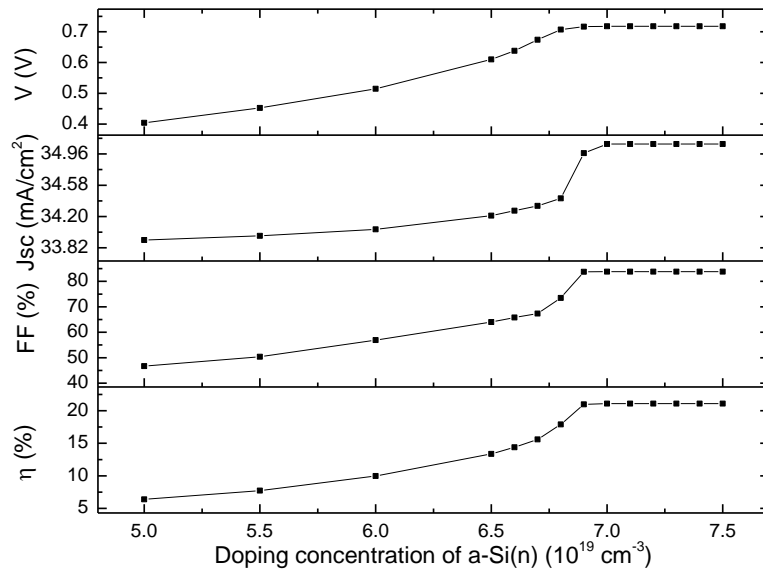


Figure II. 42 Effet de la concentration en dopant de la couche de BSF sur la performance de la cellule solaire – HJ.

Les résultats rapportés dans la Fig. II.42 montrent clairement que l'introduction d'une couche de BSF est une façon d'améliorer les performances de la cellule jusqu'à une valeur de saturation obtenue pour une concentration de dopage égale à $6,7 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$. Au-dessus de cette valeur, ces paramètres restent constants autour de $V_{OC} = 0,72\text{V}$, $J_{SC} = 35,08 \text{ mA/cm}^2$, $FF = 83,79\%$, et $\eta = 21.10\%$.

Le V_{OC} maximum obtenu dans notre étude ($0,72\text{V}$) est inférieure à la valeur théorique maximale ($0,77\text{V}$) indiqué dans la littérature pour la cellule solaire à base silicium. Cette valeur maximale dépend du mécanisme de recombinaison dans la structure. Ceci est expliqué par le fait que, dans une cellule solaire à HJ, la vitesse de recombinaison est relativement élevée dans les interfaces entre les couches par rapport à la vitesse dans une cellule solaire homo-jonction.

Par ailleurs, nous pouvons également noter dans ces résultats reportés dans la Fig. II.42 que J_{SC} n'a pas atteint la valeur maximale possible ($42,5 \text{ mA/cm}^2$) mentionnée dans la littérature. Cette différence est attribuée à la perte de l'absorption se produisant dans les couches d'émetteur et de BSF. Ces deux saturations induisent carrément une limitation dans le FF et les valeurs η .

En dépit de la saturation de ces paramètres fonctionnels, les résultats de simulation montrent que l'introduction dans la structure de la cellule une couche BSF offre la possibilité d'optimiser les

paramètres de la cellule et que le rendement peut être amélioré, passant de 13,36% à 21,1% en fort dopage de cette couche.

Influence de l'épaisseur de la couche c-Si (n)

Dans ce paragraphe, nous analysons l'influence de l'épaisseur de la couche c-Si(n). L'optimisation a été réalisée avec une épaisseur constante, 5nm, pour les deux couches : émetteur et BSF. Il est à noter que l'épaisseur de cette couche va influencer les paramètres fonctionnels, mais aura également un impact important sur le prix final global de la cellule.

Les résultats de simulation sont présentés sur la Fig. II.43. La tension en circuit ouvert est inversement proportionnelle à l'épaisseur de c-Si (n) à cause de la couche BSF qui aide à séparer les paires électron-trou générées et à collecter les électrons par l'introduction d'une barrière de blocage des trous dans l'absorbeur.

Nous observons que le FF est peu influencé par la largeur de la couche absorbante. Par contre, J_{sc} et le rendement augmentent énormément avec l'épaisseur de la couche absorbante avec une saturation pour une épaisseur supérieure à 200nm, donnant une cellule avec un rendement de 21,1%.

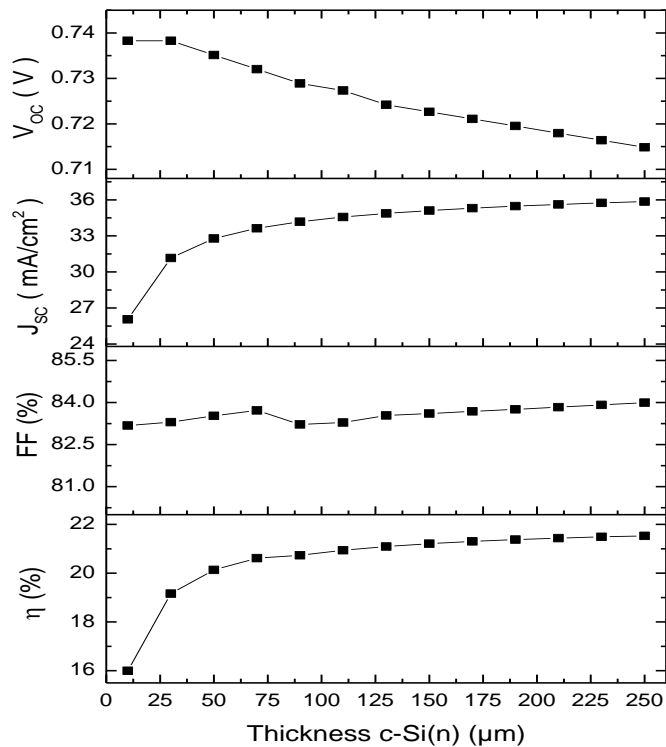


Figure II. 43 Effet de l'épaisseur de l'absorbeur sur les performances de la cellule solaire – HJ.

Comme on peut le remarquer également, cette augmentation de rendement de 1% au-dessus de 20% nécessite d'augmenter l'épaisseur de la couche c-Si(n) de 50 μ m à 250 μ m ce qui n'est pas une solution acceptable pour l'industrie. Néanmoins, de façon très satisfaisante, avec une couche mince de 50 μ m, les paramètres fonctionnels de la cellule sont les suivantes : $\eta = 20,21\%$, $FF = 83,52\%$, $J_{SC} = 32,92\text{mA/cm}^2$ et $V_{OC} = 0.74\text{V}$, qui sont des valeurs pas trop dégradées par rapport aux meilleurs simulés.

Influence de la texturation de la cellule solaire

Le dernier paramètre que nous nous proposons d'optimiser est la texturation de la surface avant de la cellule HJ. Pour cette partie, nous considérons la cellule définie ci-dessus avec une épaisseur de couche absorbante égale à 50 μ m.

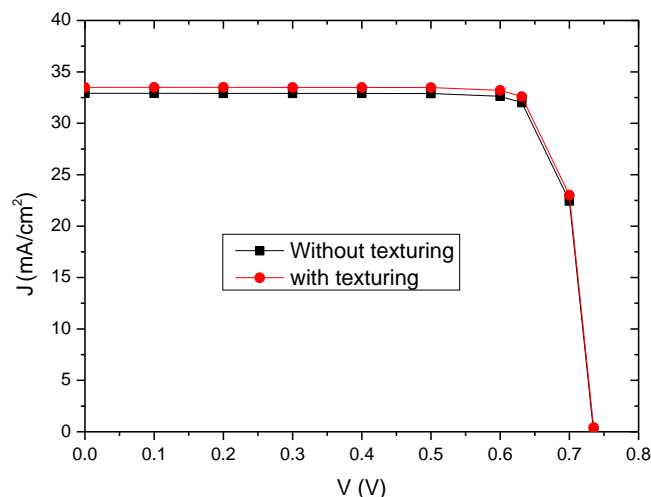


Figure II. 44 Caractéristiques J-V avec et sans texturation – HJ.

Les deux caractéristiques J-V des cellules solaires avec et sans couche de texturation sont représentées sur la Fig. II.44. Elle montre que la texturation de la surface ne change pas V_{OC} mais augmente J_{SC} passant de 32,92mA/cm² à 33.50mA/cm², FF de 83,52% à 83,54% (0,02%) et η de 20,21% à 20,58%, soit une amélioration de 0,37%. Ce résultat, même faible reste très intéressant sachant que la texturation de la surface avant d'une cellule est une technique simple et peu coûteuse permettant, comme nous l'avons montré, d'augmenter facilement le rendement.

Nous résumons dans le tableau II.14 les valeurs de V_{OC} , J_{SC} , FF et η pour les cinq structures de cellules simulées dans cette étude. Ces valeurs sont extraites des caractéristiques J-V des cellules solaires à hétérojonction (Fig. II.38), de l'hétérojonction avec une couche de BSF avant texturation

(Fig. II.41) et de la cellule optimisée considérant la texturation de la surface avant de la cellule (Fig. II.44).

Tableau II. 14 Performances des quatre structures de cellules solaires simulées.

	Epaisseur de c-Si (μm)	V_{oc} (V)	J_{sc} (mA/cm²)	FF (%)	η (%)
HJ-référence	300	0,64	31.65	61.04	12.39
HJ	300	0,60	31,59	76,41	15,55
HJ-BSF sans texturation	250	0,72	35,08	83,79	21,10
HJ-BSF sans texturisation	50	0,74	32,92	83,52	20,21
HJ-BSF avec texturisation	50	0,74	33,50	83,54	20,58

VII. Conclusion

Nous avons simulé, analysé et discuté le comportement des différentes structures de cellules solaires tel que SnO/CdS/CdTe, ZnO/CdS-InS-ZnS/CIGS, a-Si (n)/a-Si (i)/c-Si (p)/a-Si (p+) and a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n+).

Pour la première structure, SnO/CdS/CdTe, nous avons étudié les effets de différents paramètres de différentes couches sur les performances de la cellule modélisée. Nous avons montré que les performances de la cellule PV à base de CdTe sont influencées par la variation de l'épaisseur, de la concentration du dopage et également de la densité des défauts. Un rendement record de 22,3% pourrait être obtenu. L'optimisation de ces différents paramètres conduit à une amélioration des performances de notre cellule et nous avons obtenu $\eta = 22.3\%$, $V_{OC} = 960\text{mV}$, $J_{SC} = 28,7\text{mA/cm}^2$ et FF de 81,5%.

Dans la deuxième partie, la cellule ZnO/ CdS/ CIGS atteint le meilleur rendement dans notre série de cellules photovoltaïques à base de CIGS, tandis que les cellules ZnO/ InS/ CIGS et ZnO/ ZnS/ CIGS possèdent des performances comparables. Néanmoins, il faut tenir compte du fait que le CdS est un matériau toxique, par conséquent les couches tampons InS et ZnS constituent une bonne option de remplacement pour ce matériau toxique. Après l'optimisation des différents paramètres, nous avons obtenu : V_{OC} égal à 670.61mV, 672.30mV et 670.55mV, J_{SC} égale à 46.37mA/cm², 46.23mA/cm² et 46.25mA/cm², FF égale à 78.75%, 78.01% et 78.72% et η égale à 24.49%, 24.25% et 24.41% pour les structures ZnO/CdS/grad-CIGS (p)/CGS (p⁺), ZnO/InS/grad-CIGS (p)/CGS (p⁺) et ZnO/ZnS/grad-CIGS (p)/CGS (p⁺), respectivement.

Dans la troisième partie, les effets de la température ambiante et la densité de défauts dans les cellules photovoltaïques à hétérojonction de silicium avec une couche mince intrinsèque (HIT) ont été étudiés. Il est montré que les performances de la cellule solaire sont influencées par des variations de la température ambiante et également de la densité des défauts. Un rendement record de 25,7% pourrait être obtenu. Les valeurs des paramètres pertinents sont les $V_{OC} = 790\text{mV}$, $J_{SC} = 43\text{mA/cm}^2$ et FF de 85%.

Concernant la quatrième structure, nous avons montré que la couche de BSF est un moyen efficace d'augmenter la performance de HJ cellule solaire permettant d'améliorer la performance globale de la cellule en utilisant une couche absorbante très mince (silicium cristallin (n)). En conséquence, nous obtenons pour la cellule HJ avec une couche absorbante de 50 um d'épaisseur

et une couche de BSF de 5nm des performances : $\eta = 20.21\%$ après, $FF = 83,52\%$, $J_{SC} = 32,92\text{mA/cm}^2$ et $V_{OC} = 0,74\text{V}$. Nous avons également souligné que la texturisation d'une cellule solaire de silicium amorphe (p)/silicium cristallin (n)/silicium amorphe (n) augmente le rendement de l'ordre de 0,4% pour atteindre $\eta = 20,6\%$ pour une cellule comprenant une couche absorbante ayant une épaisseur égale à $50\mu\text{m}$.

Ainsi, nous avons démontré dans cette étude que même en optimisant l'épaisseur et la concentration de dopage, le rendement de l'hétérojonction intégrant une couche absorbant de silicium cristalline de type n ne peut pas atteindre le rendement de l'hétérojonction avec une couche d'absorption de type p . Néanmoins, au sein de ces diverses optimisations présentées ci-dessus et texturisation de la surface avant, les paramètres fonctionnels tels que le facteur de forme (= 83,54) et le rendement (= 20,58%) peuvent être grandement améliorées, même avec une couche absorbante mince à faible coût, par rapport aux performances de la cellule commerciale utilisée comme référence initiale.

Ces travaux ont fait l'objet de plusieurs publications (Publiées : 05 ; En phase de correction : 01) de rang « A » et « B ».

2^{EME} PARTIE

DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES ET INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Chapitre III

Composants d'un système photovoltaïque

I. Introduction

Partant d'un travail conséquent fait sur les matériaux et cellules photovoltaïques ayant permis d'obtenir des rendements importants pour des cellules de nouvelle génération et dont nous avons présenté les résultats remarquables dans la première partie de ce manuscrit, maintenant dans cette deuxième partie et en s'appuyant sur ces résultats et connaissances fondamentales, nous allons regarder le photovoltaïque au niveau du système ; ces deux parties faisant un tout dans la production d'une énergie électrique renouvelable d'origine photovoltaïque.

Ces dernières années, l'augmentation de l'énergie provenant de sources renouvelables est plus forte que celle provenant de sources conventionnelles [139-142]. La filière photovoltaïque (PV) est placée parmi les premières sources renouvelables en raison de l'abondance de l'énergie primaire disponible au cours de la journée. De ce fait, de nombreuses études ont permis des évolutions technologiques importantes récemment des technologies des cellules photovoltaïques et de leurs performances et rendement [143].

L'énergie photovoltaïque a été utilisée dans les installations de grandes puissances telles que les stations photovoltaïques mais aussi pour les installations de petites puissances autonomes ou connectées au réseau [144,145].

Un système photovoltaïque autonome est complètement indépendant des autres sources d'énergies en supposant que la production et le stockage de l'énergie proviennent directement des panneaux photovoltaïques [146-148].

Dans une installation photovoltaïque connectée au réseau, l'élément clé et le plus délicat pour injecter l'énergie produite par le générateur photovoltaïque dans le réseau de distribution est l'onduleur qui représente l'interface permettant d'obtenir du courant alternatif (CA) à partir du courant continu (CC) produit par les panneaux PV.

La principale difficulté dans la production d'électricité par un système photovoltaïque est son caractère intermittent et souvent aléatoire [149,150]. En effet, de nombreux paramètres pour un système donné, tels que les changements climatiques, l'emplacement géographique [151], l'ombrage [152], la perte de câblage, l'orientation et l'inclinaison de panneaux solaires, mais aussi l'alternance du jour et de la nuit, fournissent des résultats très différents [153].

Pour maîtriser les composants du système photovoltaïque (autonome ou connecté au réseau), on va traiter ce chapitre qui va être divisé en deux parties : Le système PV autonome et le système PV connecté au réseau.

II. Systèmes PV autonomes

Les systèmes PV autonomes sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie, ils n'utilisent que l'énergie produite par le système photovoltaïque. Ils servent habituellement à fournir du courant à l'utilisateur d'électricité qui n'est pas raccordé au réseau ce qui est souvent le cas dans le milieu rural ou en habitat isolé.

Un système photovoltaïque autonome se compose :

- Champ photovoltaïque.
- Batterie.
- Onduleur.
- Régulateur de charge.

II.1 Composants du système photovoltaïque autonome

II.1.1 Champ photovoltaïque

La cellule photovoltaïque, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance de 1 à 5W (Voir les études faites dans la première partie de ce manuscrit). C'est pourquoi, il est nécessaire d'interconnecter un grand nombre de cellules dans le module solaire. En fonction de la tension et du courant voulu en sortie du module, les cellules solaires peuvent être connectées en série ou en parallèle ou les deux. L'assemblage de plusieurs modules interconnectés en série et ou parallèle donne une puissance encore plus grande, ceci définit la notion du champ photovoltaïque. [154,155-158].

L'énergie électrique disponible aux bornes du module solaire est en fonction de l'énergie incidente et des pertes :

$$E_{\text{électrique}} = E_{\text{lumineuse}} - E_{\text{thermique}} \quad (\text{III.1})$$

Avec : $E_{\text{électrique}}$ l'énergie disponible aux bornes du module solaire, $E_{\text{lumineuse}}$, l'énergie incidente sur la surface du module solaire et $E_{\text{thermique}}$, les pertes thermiques créés par convection, rayonnement et conduction.

II.1.1.1 Interconnexion des cellules photovoltaïques

Assemblage série des cellules photovoltaïques

La connexion en série est la connexion dans laquelle, les composants sont raccordés le long d'un trajet unique, de sorte que le même courant circule à travers tous les composants. Dans un circuit en série, le courant à travers chacun des composants est le même, et la tension aux bornes des composants est la somme des tensions partielles pour les composants individuels (Fig. III.1) [155-159].

$$V = \sum V_n \quad (\text{III.2})$$

V (Volt) : Tension aux bornes du module (n cellules en série)

V_n (Volt) : Tension aux bornes de chaque cellule solaire.

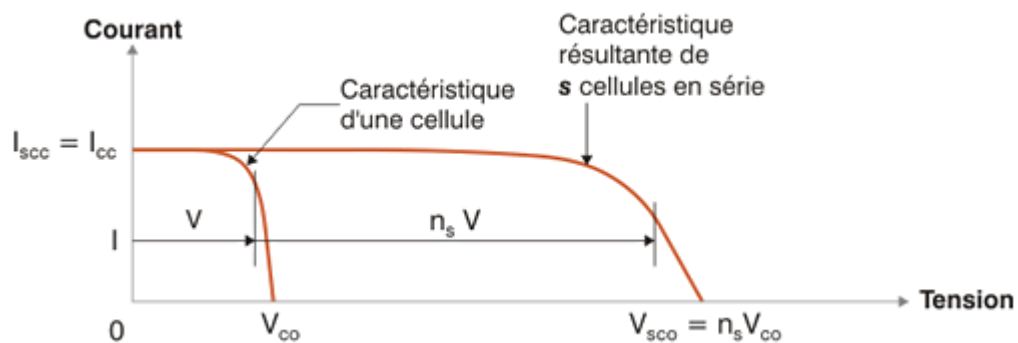


Figure III. 1 Caractéristiques courant-tension des cellules solaires connectées en série [155,158]

A cet égard, la cellule la plus faible détermine la qualité, ce qui signifie que le courant de module PV est égale et dépend de la valeur actuelle de la cellule solaire la plus faible de la chaîne. Si une cellule solaire est ombrée, par exemple par des poteaux électriques, des fils, des arbres, des feuilles, la poussière, les fientes d'oiseaux, la tension aux bornes de la cellule modifie la direction de polarisation et une telle cellule limitera le passage du courant diminuant ainsi le rendement global du module et, en créant un point chaud accélèrera le vieillissement.

Dans la pratique, l'élimination complète de l'ombrage n'est pas possible, et le module solaire est donc protégé contre les dommages à l'aide des diodes de dérivation, appelée diode de by-pass, qui sont polarisées dans le sens inverse et ne causent que peu de pertes de puissance, limitée aux faibles pertes habituelle d'une diode en direct. Dans le cas d'ombrage, les cellules photovoltaïques sont polarisées dans le sens de conduction. L'électricité produite par le reste de la cellule solaire commence à s'écouler à travers les diodes de dérivation, en sautant les cellules ombragées. L'idéal serait de dériver chaque cellule photovoltaïque, mais cette solution n'est utilisée que dans l'ingénierie aérospatiale. Dans la pratique généralement des groupes de 15 à 20 cellules solaires sont dérivés [160,161].

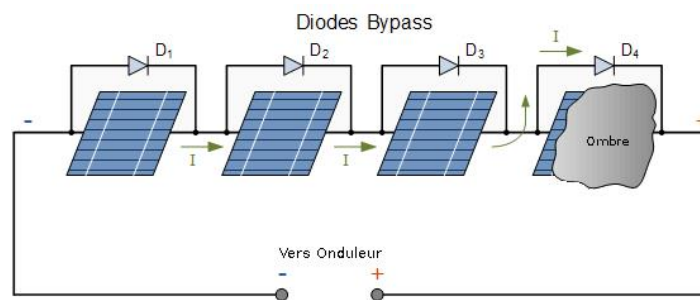


Figure III. 2 Changement indésirable dans le flux de courant dû à l'ombrage d'une cellule [155,159]

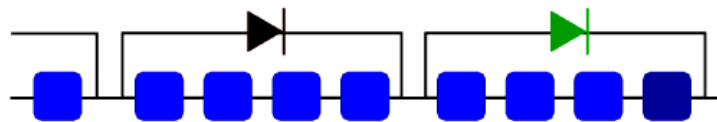


Figure III. 3 La diode de dérivation empêche l'apparition de points chauds lorsque l'une des cellules est ombrée [155, 158, 159]

Assemblage parallèle des cellules photovoltaïques

Afin d'augmenter le courant, les cellules photovoltaïques sont connectées en parallèle. Avec cette combinaison, la valeur du courant est la somme algébrique du courant de toutes les cellules solaires [159,162].

$$I = \sum I_n \quad (\text{III.3})$$

I (Ampère) : Courant circulant dans l'assemblage (n cellules en Parallèle).

I_n (Ampère) : Courant produit par chaque cellule solaire.

Dans une connexion parallèle, dans le cas d'ombrage d'une cellule photovoltaïque, elle influencera le comportement des autres cellules montées en parallèle. Il faut donc placer une diode de by-pass en série pour chaque cellule. Dans le cas de l'ombre de l'une des cellules solaires, la diode en série est bloquée, la branche n'est pas endommagée, mais elle ne produit pas d'énergie [115,162]. Néanmoins, nous imaginons très bien que cette solution est très couteuse et non-optimale.

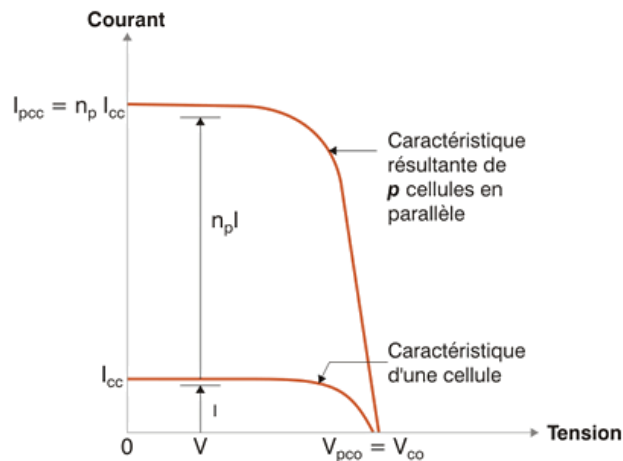


Figure III. 4 Caractéristiques courant-tension des cellules solaires montées en parallèle [155-159].

Assemblage série-parallèle des cellules photovoltaïques

La connexion série-parallèle est une combinaison de cellules montées en série et en parallèle dans le module. A cet égard, à la fois le courant de sortie et la tension de système sont élevés par rapport à des cellules individuelles (Fig. III.5) [155-158].

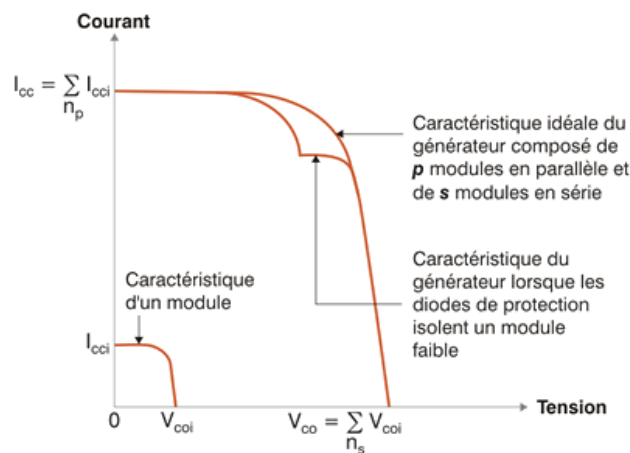


Figure III. 5 Caractéristiques courant-tension des cellules solaires connectées en série-parallèle.

Dans ce cas, une diode de by-pass est utilisée par série (string) de cellules et une cellule ombrée n'influencera qu'une série et non les cellules des autres séries dans le panneau. Afin de protéger le module photovoltaïque contre les dommages, la saleté, l'influence de l'environnement et d'atteindre la rigidité mécanique, les cellules photovoltaïques combinées sont soumis à la stratification. Le procédé de plastification dépend du type de cellule solaire et au procédé de leur technologie de production [158,163].

II.1.1.2 Interconnexion des modules photovoltaïques

Les topologies utilisées pour assembler les cellules dans un module sont également, à l'échelle supérieure, utilisées pour assembler les modules entre eux.

Assemblage série des modules photovoltaïques

La tension aux bornes de l'assemblage est égale à la somme des tensions délivrées par chacun des modules tandis que le courant transitant est le même [164] :

$$V = \sum V_n \quad (\text{III.4})$$

V (Volt) : Tension aux bornes de l'assemblage (n modules en série).

V_n (Volt) : Tension aux bornes de chaque module solaire.

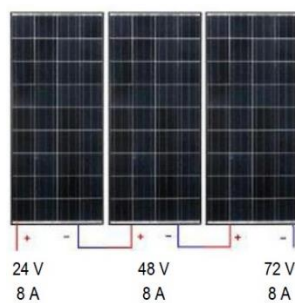


Figure III. 6 Assemblage en série des modules photovoltaïques

Assemblage parallèle des modules photovoltaïques

Dans ce cas de montage en parallèle, le courant de l'ensemble sera égal à la somme des courants produits par chacun des modules, par contre la tension de l'assemblage est égale à la tension délivrée par chaque module.

$$I = \sum I_n \quad (III.5)$$

I (Ampère) : Courant circulant dans l'assemblage (n modules en Parallèle).

I_n (Ampère) : Courant produit par chaque module solaire.

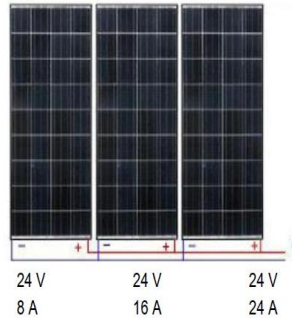


Figure III. 7 Assemblage en parallèle des modules photovoltaïques

Assemblage série-parallèle des modules photovoltaïques

Les modules solaires sont montés en série formant des chaînes pour atteindre la tension du système photovoltaïque désirée. Ensuite ces chaînes de modules sont connectées en parallèle pour augmenter le courant jusqu'à la valeur désirée [164].

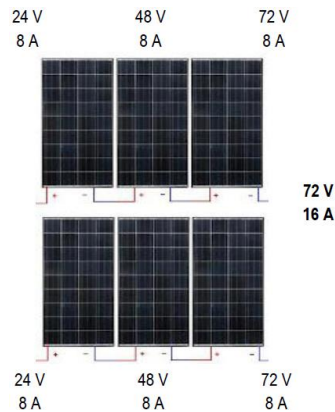


Figure III. 8 Assemblage en série-parallèle des modules photovoltaïques

II.1.2 Batterie

La batterie stocke l'énergie et assure un approvisionnement stable pour la nuit ou en cas de baisse lumière.



Figure III. 9 Batterie à usage solaire

La batterie utilisée dans les systèmes photovoltaïques, appelée batterie photovoltaïque, n'a pas les mêmes caractéristiques qu'une batterie utilisée dans le démarrage de véhicule, dans des systèmes mobiles, ou des sauvegardes et blocs de protection électrique. Dans cette partie, nous allons identifier les principaux critères qui définissent une batterie adaptée aux systèmes photovoltaïques autonomes et les principaux types de batteries [165].

II.1.2.1 Critères techniques

- Les batteries solaires subissent un grand nombre de cycles charge / décharge et leur état de charge évolue au fil de la journée.
- Les batteries solaires doivent supporter un grand nombre de cycles et doivent supporter la décharge profonde :
 - ✓ On installe généralement des batteries pouvant supporter plus de 300 cycles à 80% de décharge.
 - ✓ Une batterie solaire doit résister à une profondeur de décharge pouvant dépasser les 80% et atteindre 100% de décharge.
- Obtenir du courant électrique à partir de panneaux solaires reste cher et une batterie solaire optimale devrait stocker l'énergie électrique avec le moins de perte possible (bon rendement de charge).
- Une batterie déchargée doit accepter toute l'énergie en provenance des panneaux solaires afin de ne pas gaspiller l'énergie produite. L'acceptation de la charge d'une batterie solaire doit être bonne pour que les batteries se rechargent rapidement.
- Une fois stockée sous forme chimique, cette énergie électrique ne doit pas être perdue : l'autodécharge de la batterie doit être la plus faible possible.
- La durée de vie d'une batterie dépend beaucoup des paramètres de charge (tensions...) qui eux-mêmes varient avec la température des batteries, une batterie "idéale" sera peu sensible à de mauvais paramètres de charge (régulateur solaire pas adapté, mal réglé, pas de compensation en température...).

II.1.2.2 Type des batteries

Parmi les différentes technologies de batteries, on peut citer :

- Nickel - cadmium (Ni - Cd) 50Wh/kg
- 1^{re} filière lithium (Ni - MH) 75Wh/kg
- Plomb 2^e génération (2006) 75Wh/kg
- Système zébra : sodium - chlorure de nickel 85Wh/kg
- 1^{re} filière lithium - ion de 1992 (Li - Ion) 90Wh/kg
- Sodium - soufre (Na S) 107 Wh/kg
- Lithium Métal Polymère de 2004 (LMP) 110Wh/kg
- Lithium polymère (Li - Po) 120Wh/kg
- Lithium - ion 2^e génération (2000) 150Wh/kg
- Zinc - argent (2007) 200Wh/kg
- Manganèse - lithium - ion ; également dénommées lithium - manganèse (2007) 300Wh/kg
- Lithium - soufre de 2007 (Li - S) 300Wh/kg
- Lithium - vanadium + de 300 Wh/kg présentée par Subaru en 2007
- Nano poudres hydrogénées (2008) 500 à 600Wh/kg (expérimental pour l'instant).
- Vanadium redox ou VRB (1998) : pas de limite théorique de la capacité de stockage, mais avec une limite technique dans la situation actuelle de 100MWh qui commence à être employé aux États-Unis, au Japon et en Australie. Cette technique canadienne permet de stocker de grandes quantités d'énergie électrique, mais ne répond pas encore au critère de bas prix de revient.
- Poudre de céramique - aluminium - barium - titanate (EEstor aux États Unis) 300Wh/kg. Elles devraient être utilisées dans un premier temps pour les voitures électriques, puis plus tard pour le stockage d'énergie appliquée à l'éolien et au solaire.
- Condensateurs - lithium - ion (FHI) : en essai au Japon.

II.1.2.3 Caractéristiques techniques de La batterie :

- La tension à la fin de décharge.
- La tension maximum de charge.
- Les liaisons entre les éléments de la batterie.
- Le taux d'autodécharge mensuel.
- Température ambiante de fonctionnement.

- Humidité relative du milieu ambiante.

II.1.3 Onduleurs autonomes

On distingue deux types d'onduleurs utilisés dans les applications photovoltaïques : connectés au réseau et autonome.

Les onduleurs utilisés dans les installations solaires autonomes sont caractérisés par leurs technologies et par la forme d'ondes qui génèrent, qui peut faire fonctionner et exploiter tous les récepteurs à basse tension. Sinusoïdale, quasi-sinusoïdale (La mention utilisée sur les onduleurs pour qualifier la qualité du signal en sortie est le Taux de Distorsion Harmonique). Un onduleur sinusoïdal fournira un signal plus propre qu'un onduleur quasi-sinusoïdal. Les onduleurs sinusoïdaux sont conseillés pour l'alimentation d'appareils sensible (électronique...).



Figure III. 10 Onduleur autonome

Les principaux critères de choix d'un onduleur sont [163] :

- Précision de la tension de sortie : l'onduleur doit être stable quel que soit sa charge et sa tension d'entrée.
- Résistance aux surcharges et au courant réactif : Dans certains cas l'onduleur doit être capable de produire une puissance de démarrage qui est plusieurs fois supérieur à sa puissance nominale afin de faire démarrer certains charges .
- Distorsion harmonique : faible injection d'harmoniques dans certaines utilisations sensibles.
- Le rendement doit être suffisant au point de fonctionnement de la charge.
- Consommation en mode d'attente : La consommation en stand-by doit être la plus faible possible.

II.1.3.1 Caractéristiques techniques de l'onduleur :

L'onduleur doit délivrer la tension monophasée 230V ou triphasé 380V alternative de type d'onde sinusoïdale. Ces performances devront respecter les points suivants :

- Tension nominale continue d'entrée.
- Nombre de phases à la sortie de l'onduleur.
- Fréquence nominale de sortie.
- Variation de la tension de sortie.
- Stabilité en fréquence.
- Distorsion harmonique de la forme d'onde.
- Rendement.
- Puissance absorbée à vide.
- Pertes dans le fer en régime sinusoïdal.
- Pertes dans le cuivre en régime sinusoïdal.
- Puissance totale perdue dans l'inductance du filtre.
- Bruit à 1 mètre de distance.
- Température ambiante de fonctionnement.
- Température de fonctionnement des cartes électroniques.
- Température de fonctionnement du transformateur.
- Humidité relative du milieu ambiante.
- Liaison à la prise de terre de l'installation
- Compatibilité électromagnétique et climatique

II.1.4 Régulateur de charge



Figure III. 11 Régulateur de charge

Sa fonction principale est de réguler l'état de la batterie. Il permet la charge complète de celle-ci en éliminant tout risque de surcharge et interrompt l'alimentation des charges si l'état de charge de la batterie devient inférieur au seuil de déclenchement de la sécurité anti décharge profonde,

prolongeant ainsi la durée de vie de la batterie qui est le seul composant fragile du générateur photovoltaïque [163].

III. Système PV connecté au réseau

Dans une installation photovoltaïque connecté au réseau, l'élément clé et le plus délicat pour injecter l'énergie produite par le générateur photovoltaïque dans le réseau de distribution est l'onduleur qui représente l'interface permettant d'obtenir du courant alternatif (CA) à partir du courant continu (CC) produit par les modules PV.

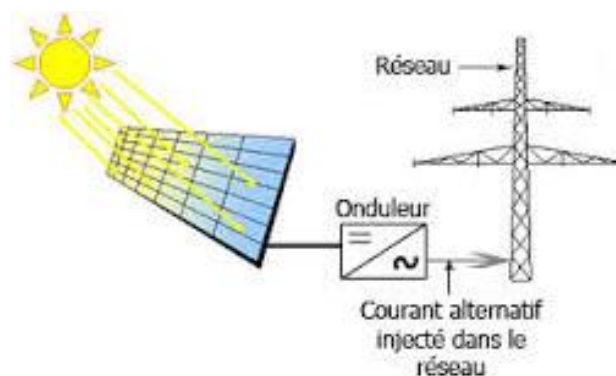


Figure III. 12 Système photovoltaïque connecté au réseau

III.1 Onduleurs

L'onduleur doit assurer la conversion du courant continue généré par le champ photovoltaïque en courant alternatif et l'injection sur le réseau électrique, et aussi la recherche du point de fonctionnement de l'entrée de l'onduleur pour un fonctionnement au point maximale du champ photovoltaïque (V_{mpp}).

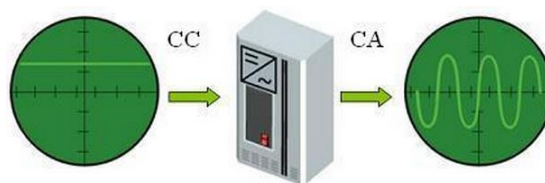


Figure III. 13 Onduleur : conversion CC à CA

Un onduleur d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau doit injecter dans celui-ci une tension alternative ayant les propriétés du réseau.

III.1.1 Spécification des onduleurs connectés au réseau

Vu la sensibilité d'une installation photovoltaïque connectée au réseau (par rapport aux fluctuations), l'onduleur doit répondre à des caractéristiques bien définies :

- L'intervalle de tension d'entrée V_{mpp} ($V_{mpp_{min}}$, $V_{mpp_{max}}$).
- La tension DC maximale admissible ($V_{DC_{max}}$).
- Courant d'entrée max $I_{DC_{max}}$
- Le courant de sortie max $I_{AC_{max}}$
- Le facteur de puissance.
- La puissance nominale d'injection.
- La puissance minimale de fonctionnement en mode d'attente (stand-by).
- La puissance maximale.
- Tension de sortie (monophasé, triphasés).
- Le taux de distorsion harmonique.
- Rendement maximal (rendement européen).
- Encombrement et poids.

III.1.2 Principaux types d'onduleurs connectés au réseau

On distingue en générale deux principaux types d'onduleurs dans les installations photovoltaïques selon les modes de commutation de leurs interrupteurs :

III.1.2.1 Onduleur piloté par le réseau (assisté)

Ce type d'onduleur est à base de composants commandés uniquement à la fermeture et la commutation (enclenchés par un signal de commande et déclenchés lors du passage à zéro de la sinusoïde), le signal de commande des interrupteurs est imposé par le réseau.

Ce type d'onduleur est dit «non autonome » ou encore «assisté » car il ne permet de fixer ni la fréquence ni la valeur efficace des tensions du réseau alternatif dans lequel il débite, il est surtout utilisé pour de très grandes puissances où les thyristors sont souvent les composants les plus répondus.

III.1.2.2 Onduleur à référence interne (auto commuté)

Ce type d'onduleurs est à base de composants commandés à la fois à la fermeture et à l'ouverture de fréquence variable afin d'améliorer la qualité du signal.

III.1.3 Point de puissance maximale (MPPT)

Un groupe photovoltaïque présente un point de puissance maximum, c'est-à-dire un couple courant-tension dont la puissance associée $P = V \times I$ est maximale. Ce couple ($I-V$) définit un point de fonctionnement appelé Point de Puissance Maximum, noté MPP (abréviation anglaise de Maximum Power Point).

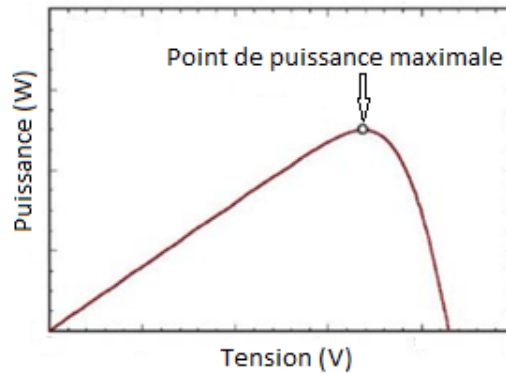


Figure III. 14 Point de puissance maximale

Il est à noter que le point de fonctionnement d'un générateur dépend de la charge à ses bornes.

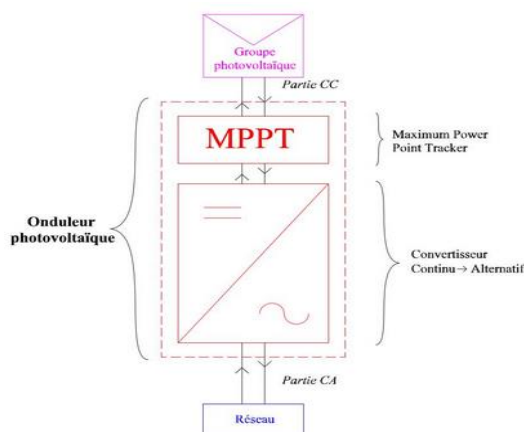


Figure III. 15 Composants d'un onduleur connecté au réseau

Dans une installation photovoltaïque, le point de puissance maximale évolue constamment à cause de la variation de la luminosité extérieure. Le convertisseur ou l'onduleur aura en charge de suivre (tracker) ce point de puissance maximale. Le système et son programme associé suivant ce

point forment le MPPT pour Maximum Power Point Tracker. Ainsi, la capacité d'un tracker à poursuivre le point de puissance maximale tout-au-long de la journée est un point important de la performance d'une installation photovoltaïque.

Des algorithmes de recherche de point de puissance maximale ont été développés et ont permis d'augmenter de manière considérable le rendement des installations photovoltaïques.

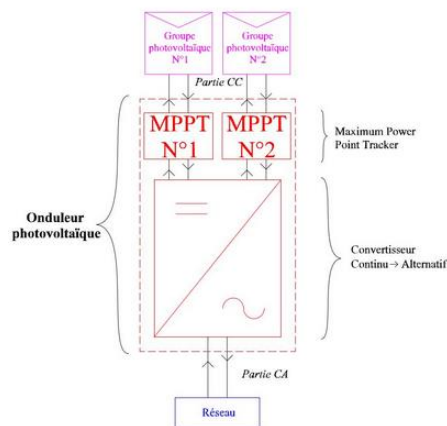


Figure III. 16 Onduleur à deux trackers

Aujourd'hui, tous les fabricants intègrent de série au moins un MPPT sur leurs onduleurs. Certains onduleurs présentent plusieurs MPPT. Il est alors plus intéressant d'un point de vue de performance de l'installation photovoltaïque d'utiliser les deux trackers.

La multiplicité des MPPT se justifie seulement lorsque le champ photovoltaïque est soumis à l'ombrage, et il est parfois pertinent de prévoir un système MPPT par module.

Parmi les algorithmes les plus utilisés pour la recherche du point de fonctionnement maximal, on peut citer : Hill Climbing et P&O (Perturb and Observe).

Ces deux dernières sont basées sur le contrôle de la puissance instantanée délivrée par le champ photovoltaïque en fonction de la variation de la tension continue aux bornes du générateur PV.

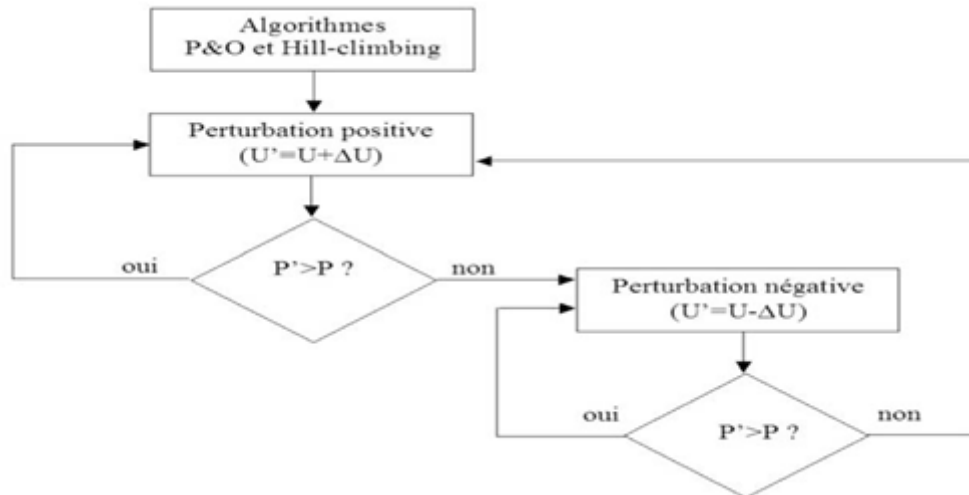


Figure III. 17 Principe d'algorithme de deux méthodes de Hill climbing et P&O

III.1.4 Rendement de l'onduleur :

Le rendement de l'onduleur ne cesse d'augmenter depuis ces dernières années, cette amélioration participe à la diminution des coûts de l'électricité produite par le générateur PV.

Le rendement de l'onduleur s'exprime selon la formule mathématique suivante :

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (III.6)$$

P_{AC} : Puissance de sortie

$$P_{AC} = V_{effAC} \times I_{effAC} \times \cos \Phi \quad (III.7)$$

P_{DC} : Puissance d'entrée

$$P_{DC} = V_{DC} \times I_{DC} \quad (III.8)$$

Etant donné que l'onduleur ne fonctionne pas toujours à sa puissance nominale, compte-tenu que le groupe photovoltaïque auquel il est relié, ne délivre jamais la même puissance (à cause de la variation de l'éclairement incident sur les modules photovoltaïques). Cela implique que le rendement maximal ne peut être atteint à temps plein de fonctionnement.

A cet effet, le rendement européen a été introduit pour pouvoir calculer un rendement global de l'onduleur, sur toute sa plage (puissance de sortie) de fonctionnement.

La méthode de calcul du rendement européen considère que :

- ❖ L'onduleur fonctionne à 5% de sa puissance nominale, pendant 3% du temps.
- ❖ L'onduleur fonctionne à 10% de sa puissance nominale, pendant 6% du temps.
- ❖ L'onduleur fonctionne à 20% de sa puissance nominale, pendant 13% du temps.
- ❖ L'onduleur fonctionne à 30% de sa puissance nominale, pendant 10% du temps.
- ❖ L'onduleur fonctionne à 50% de sa puissance nominale, pendant 48% du temps.
- ❖ L'onduleur fonctionne à 100% de sa puissance nominale, pendant 20% du temps.

On calcule alors le rendement européen de l'onduleur, noté η_{euro} , par la formule suivante :

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \times \eta_{5\%} + 0.06 \times \eta_{10\%} + 0.13 \times \eta_{20\%} + 0.10 \times \eta_{30\%} + 0.48 \times \eta_{50\%} + 0.20 \times \eta_{100\%} \quad (\text{III.9})$$

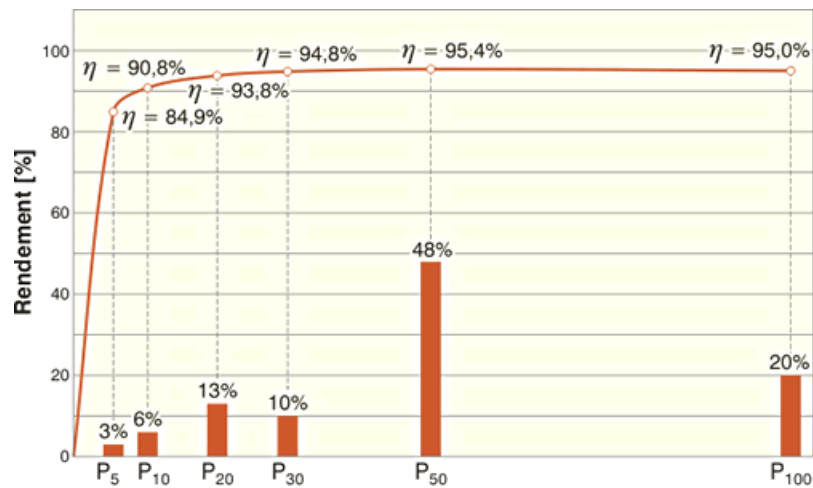


Figure III. 18 Courbe typique du rendement d'un onduleur PV en fonction de sa charge, illustrant les points nécessaires au calcul du rendement européen.

Les valeurs de $\eta_{5\%}$, $\eta_{10\%}$, $\eta_{20\%}$, $\eta_{30\%}$, $\eta_{50\%}$ et $\eta_{100\%}$ se calculent directement sur la courbe de rendement de l'onduleur.

IV. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une vue générale sur les composants des systèmes photovoltaïques (autonomes et connectés au réseau) tel que les panneaux photovoltaïques, les onduleurs, les régulateurs de charges et les batteries avec leurs caractéristiques et leurs rôles dans le système. Nous avons introduit les notions concernant le point de puissance maximum MPPT et le rendement de l'onduleur. Ce chapitre nous a ainsi permis de mieux comprendre le rôle et les caractéristiques de chaque composante du système et des installations photovoltaïques. Cette étude bibliographique nous permet d'aborder le chapitre suivant dans lequel nous présenterons les résultats de nos études sur le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques.

Chapitre IV

Dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques

I. Introduction

Pour maîtriser les paramètres fluctuant sur les performances d'une installation ou un système photovoltaïque, nous traitons ce chapitre où nous donnons une vue sur le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques qui nous avons discuté leurs composants dans le chapitre III. La première partie de ce chapitre aborde le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Par la suite nous allons traiter le dimensionnement du système photovoltaïque connecté au réseau.

Les apports principaux de ce travail sur les systèmes, au-delà des méthodes que nous avons développées et utilisées, est l'étude et le dimensionnement d'une installation photovoltaïque, destinée à être installée dans la wilaya de Tlemcen considérant une habitation familiale habituelle que nous avons dimensionné dans les deux cas, autonome ou connectée au réseau et l'étude des performances d'une mini centrale de puissance de 2kW installé au sein de l'URAER – Ghardaïa – Algérie. En lien avec la dimension internationale de notre étude, le cas d'une situation de l'installation sur un site d'Europe centrale, en Lorraine plus particulièrement, sera aussi considéré. C'est d'ailleurs sur ces trois sites que nous avons obtenu les principaux résultats expérimentaux de cette étude sur les systèmes autonomes. Dans notre étude des systèmes de production connectés au réseau, nous avons dimensionné une centrale PV au site de Tlemcen-Algérie à l'aide d'un code de dimensionnement PVSYST.

II. Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome

II.1 Technique de dimensionnement

Les deux données nécessaires pour dimensionner un système ou une installation photovoltaïque autonome sont : la consommation journalière et l'ensoleillement du site.

II.1.1 Consommation journalière

L'estimation de l'énergie consommée se fait par jour et elle doit tenir compte de toutes les charges existantes dans le réseau alimenté par le système solaire et le nombre d'heures d'usage quotidien.

$$E_j = \sum P_i * t_i \quad (IV.1)$$

$E_j(\text{Wh}/j)$: Besoin journalier en énergie.

$P_i(\text{W})$: Puissance de la charge (réglettes, réfrigérateur, téléviseur, etc).

$t_i(\text{h})$: Nombre d'heures d'utilisation.

II.1.2 Ensoleillement du site

Les données d'ensoleillement ($\text{KWh}/\text{m}^2/\text{j}$) sont essentielles à la conception d'un système photovoltaïque efficace. Elles sont disponibles pour toutes les régions et les pays du monde.

Afin d'assurer une autonomie complète et si la consommation n'a pas de variation saisonnière ou mensuelle, nous prendrons en compte le mois de l'année le moins ensoleillé comme référence (mois de Décembre en Algérie). Cependant, si on veut avoir plus de précision, il est conseillé de mesurer quotidiennement sur site la radiation solaire et la température ambiante.

II.1.3 Capacité de stockage requise :

La valeur importante pour le calcul de la capacité nécessaire des accumulateurs est le nombre de jours (J) d'autonomie souhaité. Ce choix dépend du niveau de sécurité des équipements à alimenter et de la métrologie locale (nombre maximum de jours d'ensoleillement très faibles). Une fois ce paramètre choisi, la capacité de stockage se calcule de la manière suivante :

$$C = (E_j \times J) / (V \times K_o \times K_d) \quad (\text{IV.2})$$

$C(\text{AH})$: Capacité de stockage.

$E_j(\text{Wh}/j)$: Besoin journalier en énergie.

J : Nombre de jours d'autonomie.

V : Tension continue du système (généralement 12V, 24V, 48V, 110V).

K_o : Rendement de l'onduleur (environ 80 à 90%).

K_d : Coefficient de décharge profonde des accumulateurs (70 à 80%).

II.1.4 Puissance du champ PV

Cette étape consiste à dimensionner le champ photovoltaïque, il faut prendre en considération, les pertes énergétiques surtout des batteries, le câblage, les surfaces des modules ... etc.

Une fois que la puissance nécessaire du champ PV est déterminée, cette valeur est divisée par la puissance nominale du type du module à employer pour obtenir le nombre de modules requis.

$$P = E_j / (E_s \times K) \quad (IV.3)$$

P(KW) : Puissance du champ photovoltaïque.

E_j (KWh/j) : Besoin journalier en énergie.

E_s (KWh/m²/j) : Energie solaire incidente sur les surfaces des modules.

K : est en fonction du Rendement des accumulateurs, des modules, câblage...etc.

II.2 Dimensionnement d'un système PV autonome pour un habitat

L'objectif de cette partie est d'alimenter une charge à usage domestique dans un site à Tlemcen –Algérie, avec une énergie issue du système photovoltaïque.

II.2.1 Besoins journalière

Les équipements électriques de la maison sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 1 Besoins journalière.

Equipement	Puissance nominale (W)	nombre	Temps de fonctionnement/jour	Puissance journalière (Wh/J)
Lampe	75	20	5 H	7500
TV	70	2	6 H	840
Démo	25	2	6 H	300
Frigo	-	-	-	600
				9240

II.2.2 Position géographique

Les coordonnées géographiques de Tlemcen, Algérie sont : latitude : 34°52'41" Nord, longitude: 1°18'53" Ouest et altitude par rapport au niveau de la mer : 811m.



Figure IV. 1 Position de Tlemcen dans la carte.

II.2.3 Nombre des batteries :

Pour une autonomie de 4 jours, Il faut que les batteries puissent stocker : Nombre des jours d'autonomie \times Puissance journalière des besoins.

$$P_{\text{batt tot}} = 4,5 \times 9240 \quad (\text{IV.4})$$

$$P_{\text{batt tot}} = 41580 \text{ Wh} \quad (\text{IV.5})$$

Si on prend des batteries de 230Ah / 12V, la puissance d'une seule batterie :

$$P_{\text{batt}} = V \times I \quad (\text{IV.6})$$

$$P_{\text{batt}} = 12 \times 230 \quad (\text{IV.7})$$

$$P_{\text{batt}} = 2760 \text{ Wh} \quad (\text{IV.8})$$

Donc le nombre des batteries égale à :

$$N_{\text{batt}} = \frac{P_{\text{batt tot}}}{P_{\text{batt}}} \quad (\text{IV.9})$$

$$N_{\text{batt}} = \frac{41580}{2760} \quad (\text{IV.10})$$

$$N_{\text{batt}} = 15 \text{ Batterie} \quad (\text{IV.11})$$

Si on fait le branchement en $12V$ on aura 15 batteries, mais si le branchement est en $24V$, le nombre de batteries sera $\frac{15}{2} = 7.5 \approx 8$ Batteries.

II.2.4 Nombre des panneaux photovoltaïques :

Le nombre des panneaux dépend de la production du panneau en fonction de l'irradiation solaire et l'endroit.

Un panneau de 200W produit 200W pour une irradiation de $1000\text{Wh/m}^2/\text{J}$.

Pour un site de $600\text{Wh/m}^2/\text{J}$

$$P = (200 \cdot 600) / 1000$$

$$P = 120\text{W/h}$$

Pour un éclairage de $600\text{Wh/m}^2/\text{J}$, et en supposant que le temps d'éclairage est de 8h, la puissance fournie par un panneau durant la journée sera :

$$P_{\text{pan jour}} = 120 \cdot 8 = 960\text{Wh/J}$$

Donc le nombre des panneaux nécessaires pour assurer la production d'électricité de notre famille test est égale à $9240/960 = 10$ panneaux.

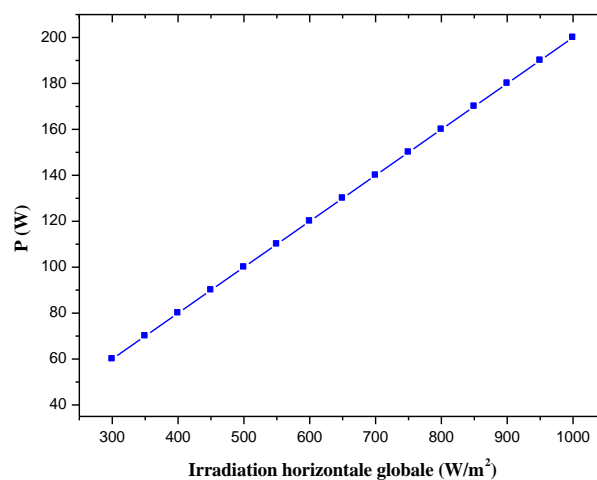


Figure IV. 2 Influence de l'irradiation sur la puissance fournie par le panneau.

II.2.5 Remplacement des lampes par des lampes économiques

Par ailleurs, nous pouvons considérer que les lampes de 75W utilisées dans l'étude précédente sont remplacées par des lampes économiques fluorescentes ou à LED ; la puissance journalière est donnée dans le tableau suivant :

Tableau IV. 2 Besoins journalière.

Equipement	Puissance nominale (W)	Nombre	Temps de fonctionnement/jour	Puissance journalière (Wh/J)
Lampe	15	20	5 H	1500
TV	70	2	6 H	840
Démo	25	2	6 H	300
Frigo	-	-	-	600
				3240

Le nombre des batteries :

$$P_{\text{bat}} = 4,5 * 3240 = 14580 \text{ Wh}$$

Donc le nombre des batteries est égale à : $N_{\text{bat}} = P_{\text{bat tot}} / P_{\text{bat}} = 14580/2760$, $N_{\text{bat}} = 5$ batteries.

Si le branchement est fait en 12V il faudra alors 5 batteries, mais si le branchement est en 24V, le nombre de batteries sera $\frac{5}{2} = 2.5 \approx 3$ Batteries.

Nombre des panneaux PV

Le nombre des panneaux est égale à : $3240W/960W = 4$ panneaux.

II.3 Simulation de l'efficacité énergétique d'un kit solaire autonome basé sur des données météorologiques pour un site Europa Central

Ces kits solaires photovoltaïques permettent aux individus de fournir l'électricité à leur maison de façon autonome. Pour les capacités d'un kit solaire, le critère à prendre en compte est l'énergie fournie par le kit. Par exemple, un kit autonome produisant 250Wh / jour, fournira 10 ampoules basse consommation pendant 2 heures ou un téléviseur (50Watts) pendant 4 heures. Les opérations telles que la recharge de la batterie d'un téléphone mobile ou un ordinateur peuvent également être fournies par ce type de kit. Les batteries solaires stockent l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques pour fournir une alimentation électrique à tout moment. Une batterie utilisée avec

des panneaux solaires est une batterie lente décharge. Ces batteries sont spécialement conçues pour les applications solaires.

Dans cette partie, nous analysons l'efficacité énergétique fournie par un kit photovoltaïque autonome basé sur des données météorologiques pour un site dans le centre d'Europe, aux coordonnées Longitude $6,10^\circ$: Latitude 49.21° et Altitude 160m. Le but de cette étude est donc d'analyser la possibilité d'ajouter et d'introduire un système autonome pour l'électricité fournissant des maisons isolées et mobiles.

Notre kit solaire est composé d'un panneau photovoltaïque BP SOLAR, et d'un système de stockage basé sur une batterie AGM DYN/DAB12-55. Avec l'aide du logiciel de simulation PVSYSY et en tenant compte des données météorologiques disponibles pour le site considéré, nous analysons les caractéristiques et l'influence de divers paramètres : tels que la température et l'irradiation sur les caractéristiques $I-V$ du panneau. Nous analysons également les cycles de charge et de décharge de la batterie. Un troisième composant, un régulateur Isofoton a été utilisé comme régulateur de charge dans le système autonome. Le bloc-diagramme schématique est présenté dans la Fig. IV.3.

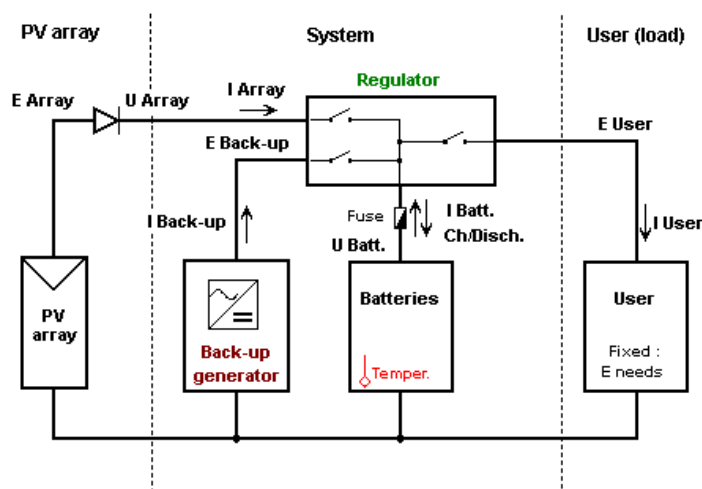


Figure IV. 3 Kit solaire autonome pris en compte dans l'étude.

Pour l'introduction des différentes définitions et pour le dimensionnement des paramètres intéressants pour la simulation, tous les éléments constitutifs du kit solaire seront décrits dans le paragraphe suivant.

II.3.1 Éléments du kit solaire

Notre kit solaire a été utilisé pour illuminer trois lampes qui ont une puissance de 8W / lampe, pendant 2 heures dans la journée, nous considérons 4 jours d'autonomie (pour la batterie). Le kit se compose d'un panneau solaire poly-cristallin BP SOLAR, une batterie AGM DYN/DAB12-55 et un régulateur Isofoton. Le panneau BP SOLAR est composé de 36 cellules de silicium poly-cristallin, qui a une superficie de 0.451m² et une puissance fournie de 50Wp dans un état standard (25°C et 1000W/m²), ses caractéristiques, avec I_{MPP} et V_{MPP} étant le courant et la tension correspondant à la puissance P_{MPP} , sont donnés dans le tableau IV.3.

Tableau IV. 3 Caractéristiques du panneau BP SOLAR.

Marque	BP SOLAR
Type	Poly-cristallin
Nombre des cellules	36
Surface	0.451m ²
P_{MPP}	50Wp
I_{MPP}	2,89A
V_{MPP}	17.30V
I_{cc}	3.17A
V_{co}	21.80V

Il convient de noter que le court-circuit I_{CC} définit la quantité de créer des paires électron-trou, G , qui traverse la jonction sans recombinaison entre les longueurs de diffusion des trous et des électrons (L_n et L_p), respectivement :

$$I_{cc} = qG(L_n + L_p) \quad (IV.12)$$

De la même manière, on notera que le circuit ouvert tension V_{CO} est la tension à laquelle la diode dans l'obscurité ($I = 0$) fournit un courant égal au courant de court-circuit I_{CC} . Idéalement, V_{OC} est déterminée à partir de l'équation de courant-tension qui caractérise la cellule photovoltaïque. On obtient l'expression suivante :

$$V_{co} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1 \right) \quad (IV.13)$$

Où I_0 est le courant de saturation de la diode qui détermine le nombre de porteurs collectés dans l'obscurité, en raison des effets thermiques.

Afin d'assurer une efficacité maximale du générateur photovoltaïque, l'orientation du panneau solaire doit être optimale. Néanmoins, il est toujours possible de choisir la meilleure orientation pour le panneau dans une localisation spécifique en raison de contraintes environnementales et matérielles. Dans notre cas, le panneau est installé sur des structures fixes orientées sud avec une inclinaison de 50°, comme représenté sur la Fig. IV.4.

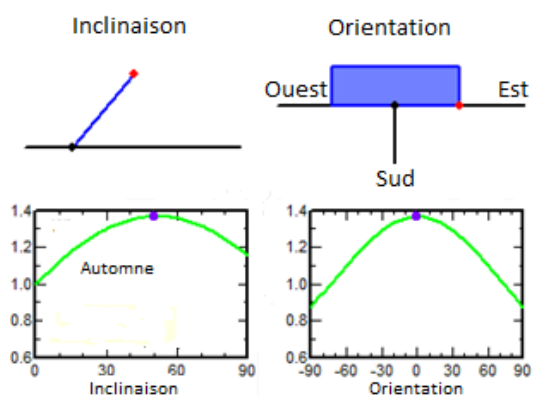


Figure IV. 4 Orientation et l'inclinaison du panneau PV.

Le panneau est modélisé par le modèle d'une diode comme représenté sur la Fig. IV.5.

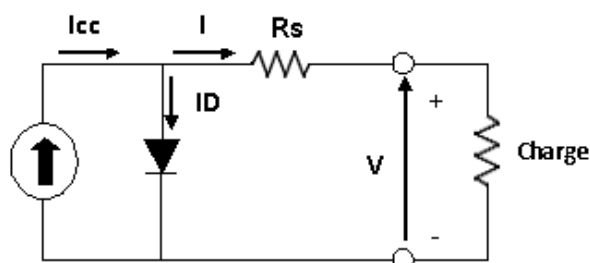


Figure IV. 5 Circuit équivalent pour le panneau PV.

Le courant de sortie déduit du schéma équivalent est :

$$I = I_{ph} - I_D \quad (IV.14)$$

L'expression du $I_{ph}(A)$ se rapportant au rayonnement incident et la température est donnée par :

$$I_{ph} = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \left(I_{ph,ref} - \mu_{Isc}(T_c - T_{c,ref})\right) \quad (IV.15)$$

Où $G(W/m^2)$ est l'irradiation réelle, $T_c(K)$ est la température de la cellule, et $\mu_{Isc}(A/K)$ le coefficient de courant de court-circuit de la température. Les grandeurs physiques indexées « ref »

sont liées aux quantités obtenues dans des conditions normales. Selon l'équation. IV.15, nous avons tracé l'effet de l'irradiation sur les performances du panneau photovoltaïque. Dans la Fig. IV.6 pour le niveau d'irradiation variant de 220W/m^2 à 1000W/m^2 à une température fixe égale à 25°C .

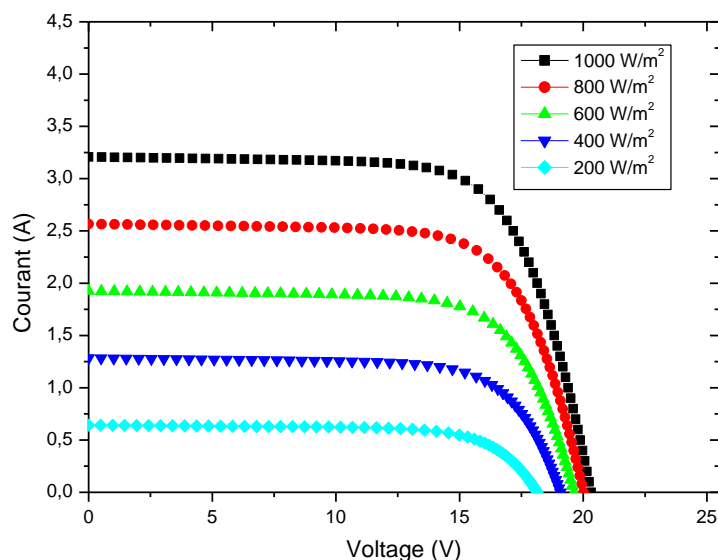


Figure IV. 6 Effet de l'irradiation sur la performance du panneau photovoltaïque.

Lorsque le rayonnement incident est égal à 1000W/m^2 , nos résultats concordent bien avec celles des résultats présentés par le fabricant pour le courant de court-circuit et le circuit ouvert, soit 3,7A et 21,80V, respectivement. Comme prévu, nous constatons que le niveau d'irradiation a une grande influence sur le courant, mais affecte peu la tension.

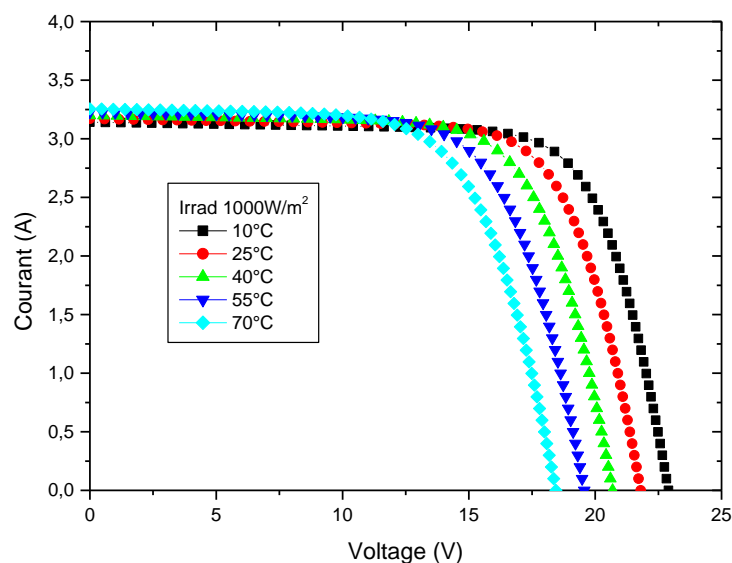


Figure IV. 7 Effet de la température sur la performance du panneau photovoltaïque.

A la même manière, nous avons tracé (Fig. IV.7) l'effet de la température sur la performance du panneau photovoltaïque pour une température qui varie entre 10°C et 70°C, avec un niveau constant d'irradiation égale à 1000W/m².

D'après la Fig. IV.7, nous remarquons que, contrairement à ce qui a été observé avec les changements dans l'irradiation, la température affecte principalement le V_{co} , par la suite il y a une diminution due à l'augmentation de la température. La température influence légèrement sur le courant qui reste quasi constant à 3,3A.

Le deuxième élément de notre kit solaire est une batterie utilisée pour le stockage de l'énergie pour assurer un approvisionnement stable au cours de la nuit ou dans les jours nuageux. Nous avons choisi une batterie AGM DYN/DAB12-55 car elle est construite avec la technologie "Absorbed Glass Mat batteries". Glass Mat". Cette technologie intègre entre les plaques de plomb une feuille de fibre fine de bore-silicate, imbibée d'électrolyte offrant les avantages d'aucune fumée, les taux de charge rapide, aucun entretien et aucun risque de fuites. Les caractéristiques de la batterie, AGM DYN/DAB12-55 sont présentées dans le tableau IV.4.

Tableau IV. 4 Caractéristiques de la batterie.

Marque	AGM DYN/DAB12-55
Nombre d'éléments	6
Tension nominale	12V
Capacité nominale (C10)	55Ah
Résistance interne	60mOhm
Poids	17kg

La variation de la tension de la charge et la décharge de la batterie en fonction du temps sont présentées dans la Fig. IV.8. Les résultats obtenus confirment que le temps de charge de la batterie est inversement proportionnel au courant de charge, tel qu'on a besoin de 58,3 heures pour charger la batterie avec un courant de charge de 1A, mais seulement de 6,1 heures en utilisant un courant de 11A.

Dans la Fig. IV.8, la ligne pointillée en rouge indique la tension de décharge minimale recommandée. Pour éviter une décharge profonde des batteries et la dégradation due à la sulfatation des plaques, la tension ne doit pas être en dessous de la tension d'arrêt.

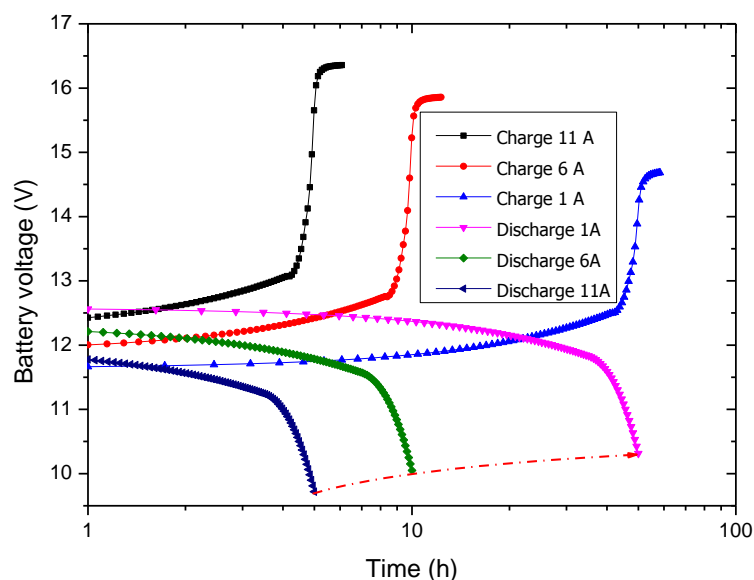


Figure IV. 8 Charge et décharge de la batterie.

La tension aux bornes de la batterie sous des courants de décharge 1A, 6A et 11A est représentée sur la Fig. VI.8. Les résultats obtenus confirment que la batterie solaire est lentement déchargée. La valeur finale de la courbe de tension aux bornes correspondant à un courant de décharge de 1A (10.3V) est plus grande que celle de 6A (10.1V) et 11A (10.7V). En ce qui concerne le temps de décharge de la batterie, il augmente de 5 heures jusqu'à 50 heures quand le courant de décharge diminue à partir de 11A jusqu'à 1A.

II.3.2 Données météorologiques

La température mensuelle moyenne et l'irradiation dans un site en Europe centrale à une longitude 6.10° , une Latitude 49.21° et à une altitude égale à 160m, sont données dans le tableau IV.5 [166,167].

Tableau IV. 5 Irradiation et de la température dans le l'Europa centrale (Long 6.10°; Lat 49,21 °, Alt 160 m).

Mois	Irradiation (KWh/m ² /jour)	Température (°C)
Janvier	0.79	1.7
Février	1.49	2.4
Mars	2.92	5.5
Avril	4.46	9.6
Mai	5.03	13.9
Juin	5.67	17
Juillet	5.47	18.6
Août	4.57	18.2
Septembre	3.42	14.5
Octobre	1.96	10.6
Novembre	0.91	6.1
Décembre	0.60	2.6
Annuel	3.11	10.1

Ces valeurs seront intégrées dans le logiciel de simulation de PVSYST pour voir la performance de notre kit solaire installé dans ce site.

II.3.3 Analyse de l'énergie produite par le kit solaire

Tableau IV. 6 Valeur des différents paramètres pertinents du kit solaire obtenue par simulation.

	Glob Hor kWh / m ²	glob Eff kWh / m ²	E Avail kWh	E Inutilisé kWh	E Utilisateur kWh	E Charge kWh
Janvier	23.7	38.0	1.325	0,011	1.116	1.116
Février	41.7	60.8	2.166	0,192	1.008	1.008
Mars	90.5	112.5	4.038	1.575	1.116	1.116
Avril	133.8	137.8	5.047	2.128	1.080	1.080
Mai	155.9	140,1	5067	2.053	1.116	1.116
Juin	170.1	143.8	5.234	2.141	1.080	1.080
Juillet	169.6	146.0	5.235	2.083	1.116	1.116
Août	141.7	137.1	4.966	2.031	1.116	1.116
Septembre	102.6	117.7	4.254	1.667	1.080	1.080
Octobre	60.8	82.8	2.894	0.965	1.116	1.116
Novembre	27.2	40.7	1.488	0.086	1.080	1.080
Décembre	18.6	31.6	1.129	0.012	1.116	1.116
Annuel	1136.2	1188.8	42.843	14.945	13.140	13.140

À la suite de notre simulation, le tableau IV.6 donne les valeurs de différents paramètres tels que l'irradiation horizontale globale (Glob Hor), global efficace (Glob Eff), l'énergie solaire disponible (E Disp), l'énergie non utilisée (E inutilisée), l'énergie fournie à l'utilisateur (E utilisateur) et l'énergie nécessaire de l'utilisateur (E Charge).

Pour le dimensionnement de la charge maximale qui pourrait être alimenté par ce kit solaire tout au long de l'année, nous avons considéré l'énergie possible et disponible produite même dans les pires conditions c'est-à-dire au mois de Décembre.

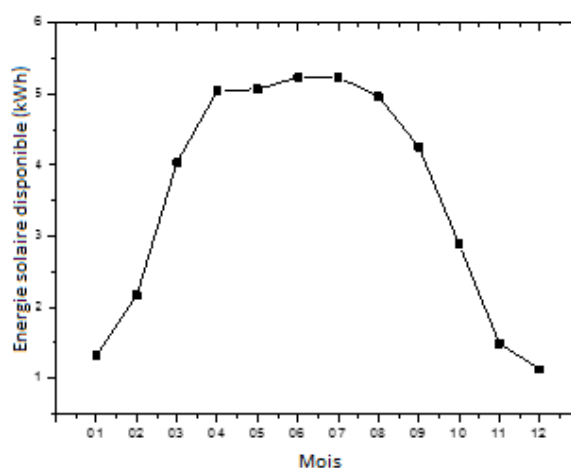


Figure IV. 9 Energie solaire mensuelle disponible sur le site géographique considéré.

D'après la Fig. IV.9, l'énergie solaire disponible varie chaque mois, elle est directement liée au rayonnement solaire, sa valeur maximale est 5.235kWh, ce qui correspond à l'énergie solaire en Juillet. Cette énergie est convertie en énergie électrique à partir du panneau photovoltaïque.

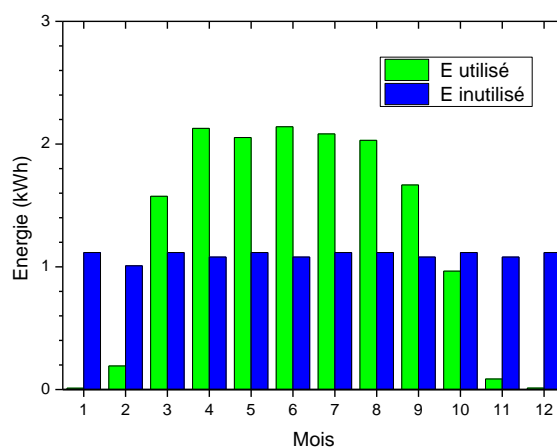


Figure IV. 10 Schéma mensuel des énergies utilisées et non utilisées.

Avec notre kit solaire, cette puissance minimale permettant la satisfaction des besoins est égale à 1.129kWh. Cette énergie doit assurer la consommation instantanée et l'accumulateur d'énergie dans la batterie pour assurer la disponibilité d'énergie constante. Pour les autres mois, pour l'année entière, une partie de l'énergie sera perdue, avec, par exemple dans le pire des cas, une perte de 2.141kWh au cours de Juin (Fig. IV.10).

L'énergie qui vient du panneau solaire sera stockée dans des batteries (pour assurer la charge et la décharge de la batterie), après elle sera transférée pour la consommation. Pendant les mois où nous avons plus de rayonnement, il y aura un excès de l'énergie qui peut être utilisée sous diverses formes. La puissance générée en excès peut envisager d'utiliser pour exécuter le thermoplongeur dans le ballon d'eau chaude ou d'utiliser le sèche-linge. Il y a une autre solution, nous pouvons utiliser le chargeur de batterie. Le chargeur de batterie est très utile dans le cas où le kit solaire ne couvre pas tous les besoins en électricité. Le chargeur de batterie est utilisé pour charger la batterie DC (12V, 24V ou 48V) à partir d'une source d'alimentation. On peut ainsi stocker l'énergie non utilisée dans un chargeur de batterie, pour l'utiliser par exemple, dans le chargement des téléphones ou des ordinateurs portables.

II.4 Influence de l'irradiation horizontale globale et la température ambiante sur les performances de système PV autonomes

L'éclairement et la température de l'environnement influencent sur les performances de la cellule photovoltaïque, et par conséquent sur les performances du champ photovoltaïque. À but de vérifier cette théorie, on a mesuré la variation du courant et la tension fournit par un kit solaire en première étape, et puis par une mini central de 2kW installée au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables -Ghardaïa- pour deux journées (25-26/02/2014).

II.4.1 Mesures de I et V pour un Kit solaire :

Dans cette partie on va mesurer le courant et la tension pour un kit solaire à base de deux modules de type AEG PQ10/40/01, qui est placé en parallèle.



Figure IV. 11 Kit à base de deux modules solaires de type AEG PQ10/40/01

Tableau IV. 7 Spécifications du module solaire AEG PQ10/40/01.

Technologie	Silicium poly-cristallin
Puissance maximale (P_m)	38W
Courant du court-circuit (I_{sc})	2.41A
Tension du circuit ouvert (V_{oc})	22.4V
Courant du point de puissance maximale (I_M)	2.2A
Tension du point de puissance maximale (V_M)	17.45V
Nombre des cellules	40

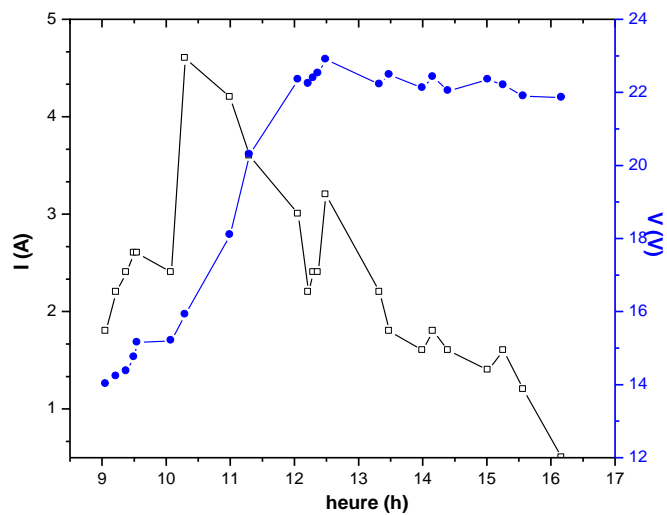


Figure IV. 12 Variation du courant et de la tension en fonction du temps pour le kit solaire de type AEG PQ10/40/01.

D'après la Fig. IV.12, on remarque que le kit solaire fournit des performances importants pendant la période 10:00h - 14:00h, par contre on a des perturbations dans les courbes de I et de V et ceci est dû au changement de l'ensoleillement et de la température ambiante.

II.4.2 Performances d'une mini centrale de puissance de 2kW installé au sein de l'URAER – Ghardaïa – Algérie

Afin de bien maîtriser l'influence de la météo sur les performances d'une mini centrale, on va étudier la variation du courant et voltage pendant deux journées du mois de février. Cette mini centrale est divisée en deux champs, le premier est basé sur des modules solaires de 50W, et le deuxième sur des modules de 100W. Les modules dans les deux champs sont constitués des cellules photovoltaïques à base de silicium monocristallin (Fig. IV.13).



Figure IV. 13 Les deux mini centrales 1) à base de module I-100/24 ; 2) à base de module I-50.

Chaque mini centrale fournit une puissance de 1kW, la première est composée de 20 modules de type I-50 (fabriqué par l'entreprise Isophoton), et la deuxième est composée de 10 modules de type I-100/24 (même fabricant). Leurs caractéristiques sont données dans le tableau IV.8.

Tableau IV. 8 Caractéristiques des modules I-50 et I-100/24.

	Module I-50	Module I-100/24
Puissance maximale (P_M)	$50 \pm 10W_p$	$100 \pm 10W_p$
Courant du court-circuit (I_{SC})	3.27A	3.27A
Tension du circuit ouvert (V_{OC})	21.6V	43.2V
Courant du point de puissance maximale (I_M)	2.87A	2.87A
Tension du point de puissance maximale (V_M)	17.4V	34.8V
Tension Maximum du système	760V	760V
Nombre des cellules	36	72

Variation de l'irradiation horizontale globale et la température :

La Fig. IV.14 montre la variation de l'irradiation horizontale globale et la température ambiante qui sont mesurées à partir de pyranomètre K&Z CMP21 qui est placé au sein de l'URAER - Ghardaïa pour les deux journées 25 et 26 février 2014 (08:00 – 16:30h).

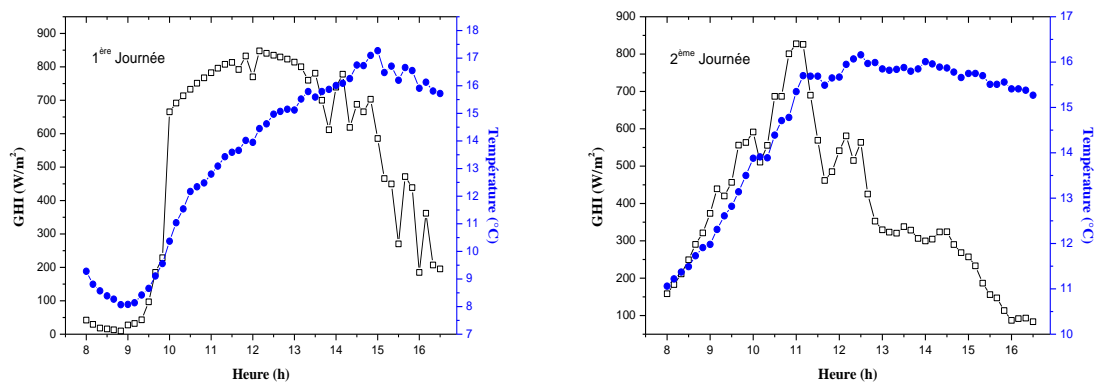


Figure IV. 14 Variation de GHI et T pendant les deux journées

Variation du courant et de la tension en fonction de temps

La variation du courant et de la tension pour les deux champs pendant les deux journées (25-26/02/2014) à partir du 08:16 jusqu'à 16:16 est représentée dans la Fig. IV.15.

D'après la Fig. IV.15, on confirme que le courant et la tension fournis par les deux champs photovoltaïques dépendent du temps c.à.d. ils ont une relation directe avec la température ambiante et l'irradiation globale de l'environnement où on observe des perturbations dans les valeurs de I et V à cause de la présence des nuages épars et d'une pluie fine dans un temps, et l'augmentation de la température dans un autre temps.

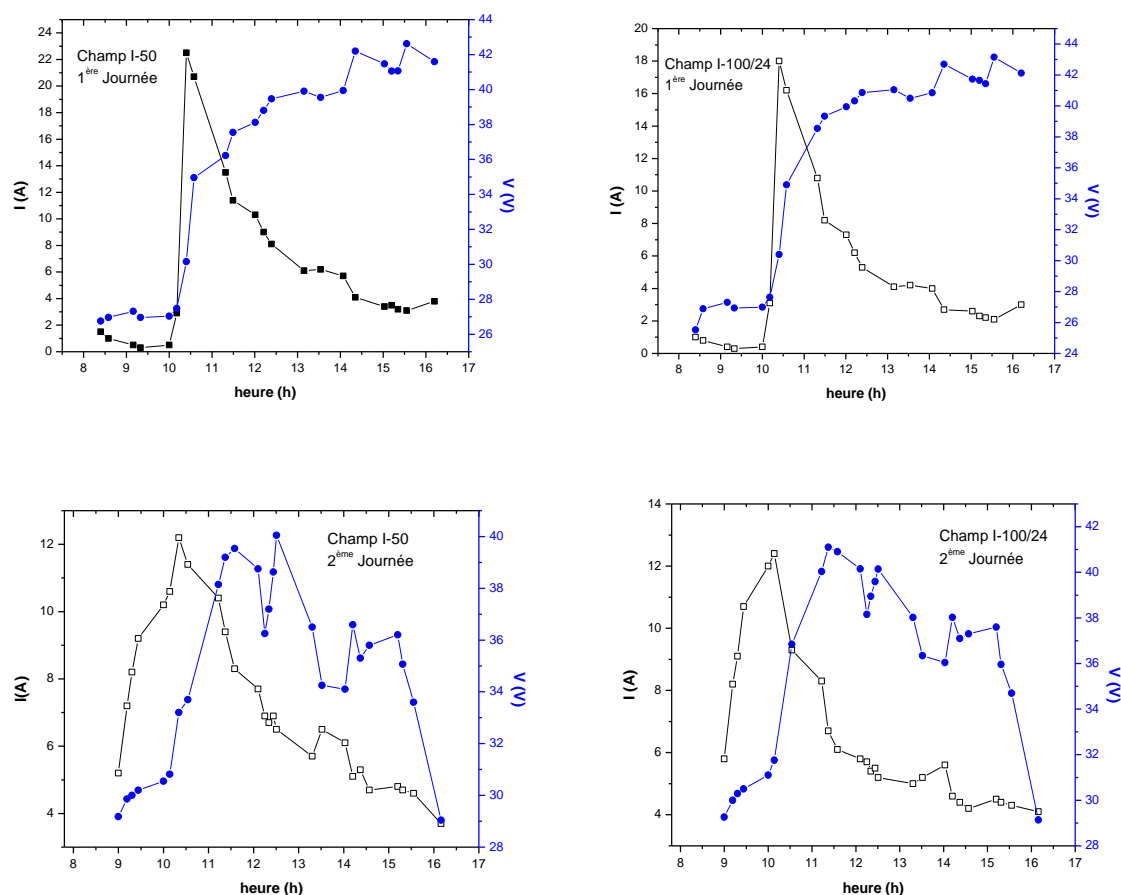


Figure IV. 15 Variation du courant et de la tension en fonction du temps pour les deux champs PV pendant les deux journées.

III. Dimensionnement des systèmes et installations PV connectés au réseau

Dans cette partie, nous allons dimensionner une centrale PV connectée au réseau au site de Tlemcen-Algérie à l'aide d'un code de dimensionnement PVSYSY.

PVSYSY est un logiciel de dimensionnement des installations PV qui permet d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie.

Notre centrale se compose de deux sous-champs PV, la première basée sur la technologie du silicium amorphe et la deuxième basée sur la technologie du silicium poly-cristalline. Ce choix de technologie est dû à leur faible coût et à la disponibilité des panneaux PV à base de ces deux technologies en Algérie. La Fig. IV.16 montre le schéma équivalent.

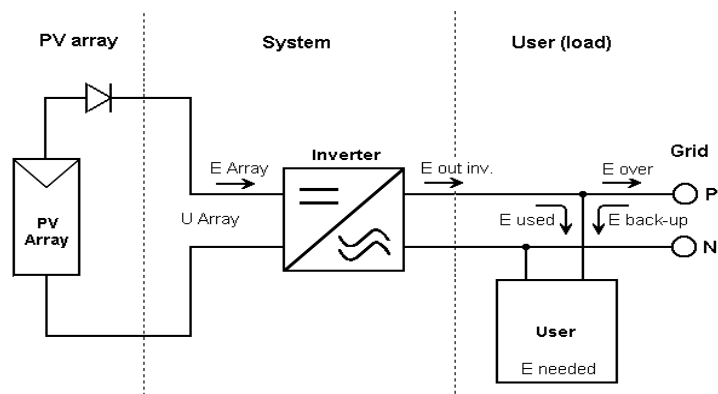


Figure IV. 16 Schéma équivalent d'un système PV connecté au réseau.

III.1 Analyse de la production de l'énergie PV

III.1.1 Position géographique et données climatiques

Les coordonnées géographiques de la ville de Tlemcen sont : Longitude 1.18° ; Latitude 34.52° et l'Altitude 811m. L'irradiation mensuelle et la température moyennes sur le site de Tlemcen sont données par le tableau IV.9 [166,167].

Tableau IV. 9 Irradiation et de la température dans le site de Tlemcen

Mois	Flux global (kWh/m ² /jour)	Température (°C)
Janvier	0.80	1.1
Février	1.38	0.3
Mars	2.61	2.4
Avril	4.38	8.3
Mai	5.05	10.6
Juin	5.48	15.1
Juillet	5.11	19.5
Août	4.30	18.2
Septembre	3.31	14.3
Octobre	1.91	12.5
Novembre	0.96	5.5
Décembre	0.65	5.2
Année	3	9.4

Le Fig. IV.17 montre l'irradiation mensuelle globale horizontale pour le site de Tlemcen. On remarque que le mois de Juin est le mois le plus ensoleillé, tandis que le mois de décembre le moins ensoleillé.

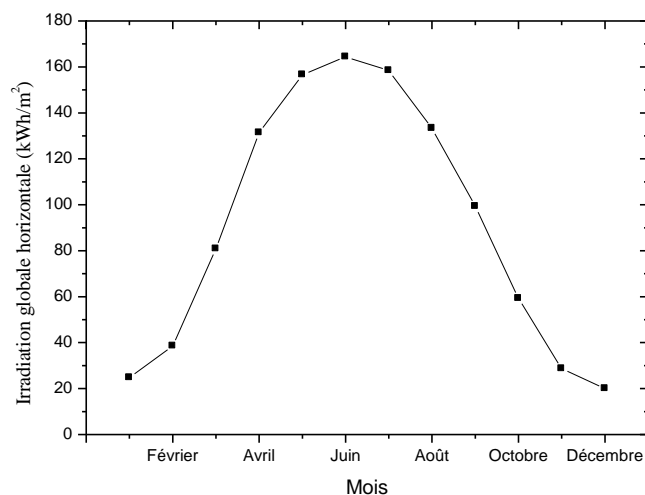


Figure IV. 17 Irradiation globale horizontale

Caractéristiques des composantes du central dimensionné

Les deux composantes les plus importants dans une centrale PV sont le panneau PV et l'onduleur.

Le tableau IV.10 donne les caractéristiques de deux sous-champs PV utilisés dans ce central PV.

Tableau IV. 10 Caractéristiques de deux sous champ photovoltaïque

	Sous champ 1	Sous champ 2
Marque	Next Power	ERTEX SOLAR
Modèle	NH-100AT_4A	VSG poly 251
Technologie	Silicium amorphe	Silicium poly-cristallin
Nombre des cellules	118	72 en série
Puissance nominale	100W _p	251W _p
Tolérance	5%	5%
I_{cc}	3.30A	7.92A
I_{MPP}	2.66A	7.29A
V_{co}	50.50V	42.80V
V_{MPP}	37.50V	34.60V

Les performances de chaque type de panneau sont données dans les Figs. IV.18 et IV.19.

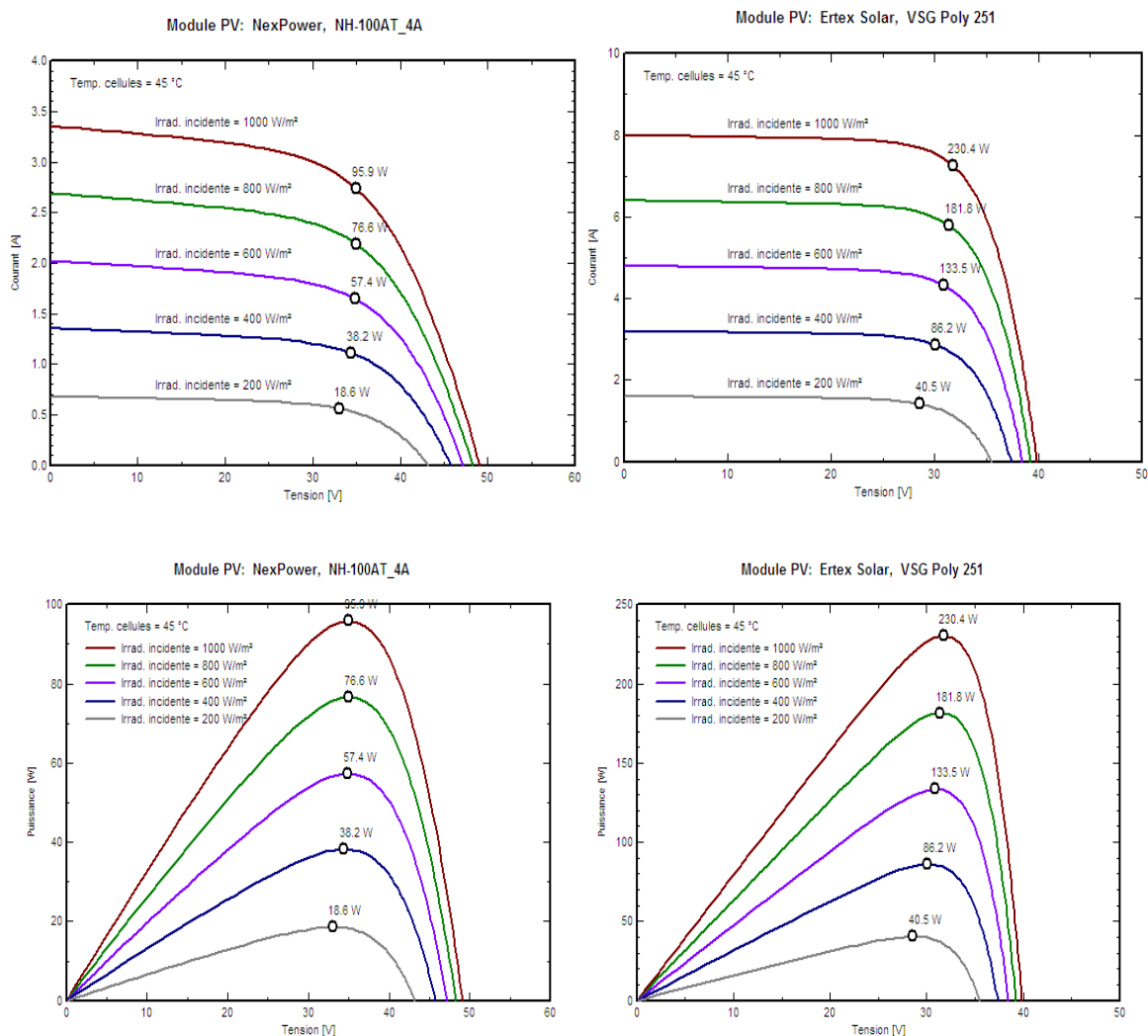


Figure IV. 18 Influence de l'irradiation incidente sur les caractéristiques I-V et P-V.

La Fig. IV.18, montre les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ des deux sous-champs de la centrale dimensionnée pour différentes irradiances incidentes (200W/m^2 jusqu'à 1000W/m^2). On remarque que les deux sous-champs ont le même comportement mais la puissance est plus importante pour les panneaux à base de silicium poly-cristalline à cause du rendement de cette technologie qui est plus élevé que la technologie du silicium amorphe.

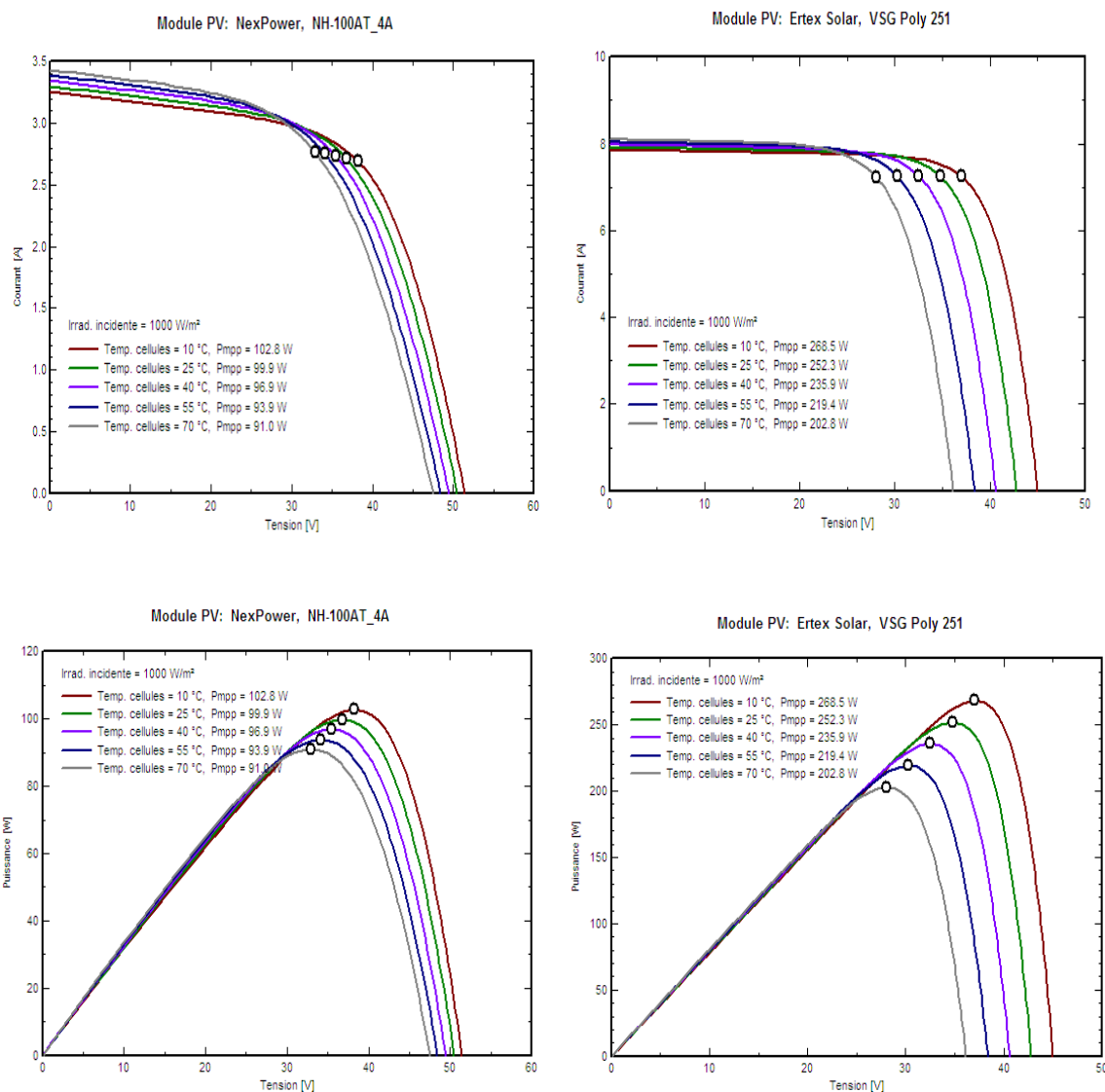


Figure IV. 19 Influence de la température de la cellule sur les caractéristique I-V et P-V

D'autre part, la Fig. IV.19 montre l'influence de la température de la cellule sur les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ de ces deux sous-champs pour une irradiation de 1000W/m^2 . Cette figure confirme que la température de la cellule joue un rôle important dans les performances du panneau photovoltaïque, l'augmentation de la température provoque l'augmentation de la recombinaison au niveau de la cellule PV ce qui va gêner le transport des photons dans les couches de la cellule.

Pour le deuxième composant, les caractéristiques des onduleurs choisis pour les deux sous champs sont montrées dans le tableau IV.11.

Tableau IV. 11 Caractéristique de l'onduleur.

	Sous champ 1	Sous champ 2
Marque	Fronius IG40 (indoor)	SMA Sunny Boy SWR 700 high
Tension MPP minimale	150V	125V
Tension MPP maximale	400V	250V
Puissance seuil	17.5kW	4W
Puissance PV nominale	3.76kW	0.78kW
Puissance PV maximale	5.50kW	0.90kW
Tension du réseau	230V	230V
Puissance AC nominale	3.50kW	0.7kW
Courant AC nominale	15.20A	3A
Courant AC maximale	17.80A	3.5A
Efficacité maximal	94.1%	93.4%
Efficacité Euro	93.6%	92%

III.1.2 Résultats

D'après la Fig. IV.20.a), on remarque que l'énergie à la sortie des deux champs PV varie en fonction du temps et ceci est dû à la variation de l'éclairement (irradiation incidente) et aussi au changement de la température ambiante et par conséquent la température de la cellule. On peut noter que le maximum de l'énergie est produit pendant le mois de juin (environ 2300kWh) et le minimum correspond au mois de décembre (environ 400kWh) et ceci est dû à l'influence de l'irradiation incidente et la température ambiante (Tableau IV.9).

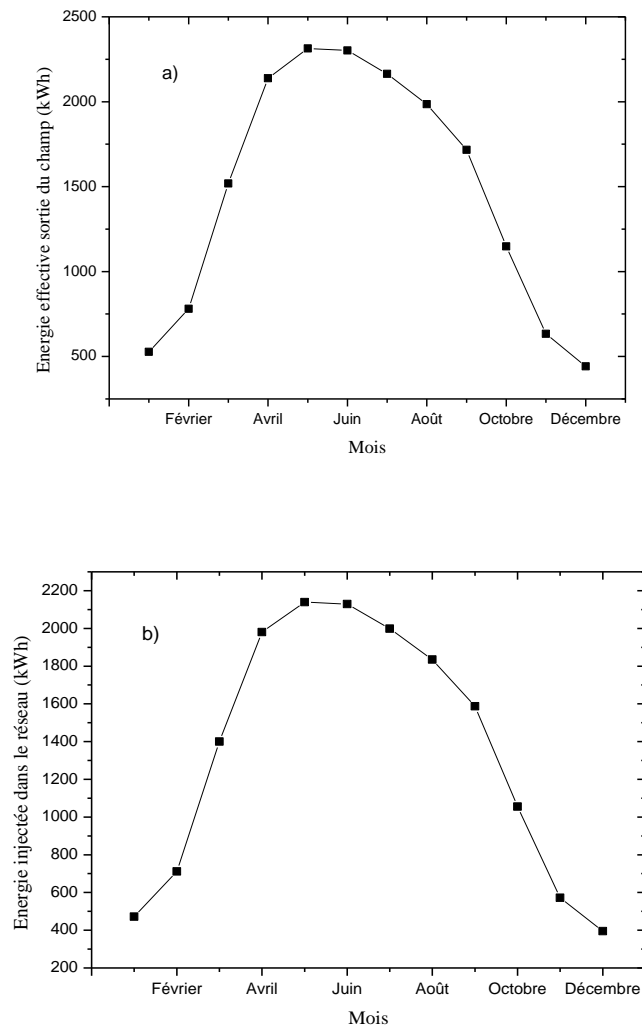


Figure IV. 20 a) Energie effective sortie du champ, b) Energie injectée dans le réseau.

Concernant l'énergie injectée dans le réseau, Fig. IV.20.b), la centrale dimensionnée va fournir une énergie moins que celle qui a été produite par les deux champs des panneaux PV. Cette réduction de l'énergie (due aux pertes dans l'onduleur et aussi du câblage) conduit à une perte dans la puissance injectée au réseau. Malgré ces pertes d'énergie, notre centrale PV produit une énergie importante surtout pendant l'été (2230kWh en mois de juin).

IV. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé une vue sur le dimensionnement des systèmes et des installations photovoltaïques autonomes et connectées au réseau.

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons montré les étapes pour dimensionner une installation photovoltaïque autonome. L'exemple pris a été un habitat isolé de la wilaya de Tlemcen. Nous avons analysé et discuté les caractéristiques $I-V$ fournies par un kit solaire installé à Ghardaïa –Algérie. Dans cette même partie nous avons étudié l'influence de la température ambiante et de l'éclairement sur les performances d'une mini-centrale photovoltaïque installée à URAER -Ghardaïa –Algérie. Ensuite, nous avons analysé et discuté l'efficacité énergétique fournie par un kit photovoltaïque autonome basé sur des données météorologiques pour un site en Europe Centrale (Long 6,10°, Lat 49,21°, Alt 160m), où nous avons étudié l'effet de la température et du rayonnement solaire sur la caractéristique $I-V$ d'un panneau photovoltaïque commercial, et aussi la charge et décharge de la batterie.

Dans la deuxième partie, nous avons montré la méthodologie pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau en analysant un cas concret d'un site de Tlemcen-Algérie.

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse porte sur deux axes : modélisation des performances des différentes technologies de cellules photovoltaïques de nouvelle génération et dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques autonomes et connectées au réseau. Ces études ont été menées en simulation, modélisation et expérimentalement sur différents sites universitaires et industriels en Algérie et en France. Dans tout ce travail, les caractéristiques électriques et le rendement des cellules et des systèmes ont été principalement considérés en fonction des propriétés matériaux et systèmes en tenant compte des faisabilités théorique et industrielle des dispositifs que nous avons développés dans cette étude. Tous les résultats ont été au fur et à mesure discutés et replacés dans le contexte des études internationales que nous a fourni la bibliographie associée à ce travail.

Dans la première partie, nous avons simulé, analysé et discuté le comportement des différentes structures de cellules solaires tel que SnO/CdS/CdTe, ZnO/CdS-InS-ZnS/CIGS, a-Si (n)/a-Si (i)/c-Si (p)/a-Si (p+) et a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n+).

Pour la première structure, SnO/CdS/CdTe, nous avons étudié les effets de l'épaisseur, de la concentration, du dopage et de la densité des défauts de différentes couches sur les performances de la cellule modélisée. Nous avons montré que les performances de la cellule solaire sont influencées par la variation de l'épaisseur, de la concentration du dopage et également de la densité des défauts. Un rendement de 22,3% pourrait être obtenu. Les valeurs des paramètres pertinents sont les $V_{co}=960\text{mV}$, $I_{cc} =28,7\text{mA/cm}^2$ et FF de 81,5%.

Dans la deuxième structure, la cellule ZnO/CdS/CIGS atteint le meilleur rendement dans notre série de cellules photovoltaïques à base de CIGS, tandis que les cellules ZnO/InS/CIGS et ZnO/ZnS/CIGS possèdent des performances comparables. Néanmoins, il faut tenir compte du fait que le CdS est un matériau toxique, par conséquent les couches tampons InS et ZnS constituent une bonne option de remplacement pour ce matériau toxique. Après l'optimisation des différentes paramètres, nous avons obtenu : V_{oc} égal à 670.61mV, 672.30mV et 670.55mV, J_{sc} égale à 46.37mA/cm², 46.23mA/cm² et 46.25mA/cm², FF égale à 78.75%, 78.01% et 78.72% et η égale à 24.49%, 24.25% et 24.41% pour les structures ZnO/CdS/grad-CIGS (p)/CGS (p⁺), ZnO/InS/grad-CIGS (p)/CGS (p⁺) et ZnO/ZnS/grad-CIGS (p)/CGS (p⁺), respectivement.

Dans la troisième structure, a-Si (n)/a-Si (i)/c-Si (p)/a-Si (p+), les effets de la température ambiante et la densité de défauts dans les cellules solaires à base de hétérojonction du silicium avec une couche mince intrinsèque (HIT) ont été étudiés. Il est montré que les performances de la

cellule solaire sont influencées par des variations de la température ambiante et également de la densité des défauts. Un rendement de 25,7% pourrait être obtenu. Les valeurs des paramètres pertinents sont les $V_{co} = 790\text{mV}$, $I_{cc} = 43\text{mA/cm}^2$ et FF de 85%.

Concernant la quatrième structure, a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n+), nous avons montré que la couche de BSF (Back Surface Field) est un moyen efficace d'augmenter la performance de la cellule solaire permettant d'améliorer la performance globale de la cellule en utilisant une couche absorbante très mince (silicium cristallin (n)). En conséquence, nous obtenons pour la cellule HJ avec une couche absorbante de $50\mu\text{m}$ d'épaisseur et une couche de BSF de 5nm des performances : $\eta = 20,21\%$ après, $FF = 83,52\%$, $I_{cc} = 32,92\text{mA/cm}^2$ et $V_{co} = 0,74\text{V}$.

Nous avons également souligné que la texturisation d'une cellule solaire de silicium amorphe (p)/ silicium cristallin (n)/ silicium amorphe (n) augmente le rendement de l'ordre de 0,4% pour atteindre $\eta = 20,6\%$ pour une cellule comprenant une couche absorbante ayant une épaisseur égale à $50\mu\text{m}$.

Ainsi, nous avons démontré dans cette étude que, même en optimisant l'épaisseur et en dopant la concentration, le rendement de l'hétérojonction intégrant une couche absorbante de silicium cristallin de type n ne peut pas atteindre le rendement de l'hétérojonction avec une couche d'absorption de type p .

Néanmoins, au sein de ces diverses optimisations présentées ci-dessus et texturisation de la surface avant, les paramètres fonctionnels tels que le facteur de forme ($= 83,54\%$) et le rendement ($= 20,58\%$) peut être grandement amélioré, même avec une couche absorbante mince à faible coût, par rapport à la performance de la cellule commerciale utilisé comme initiale référence.

Dans la deuxième partie, nous avons abordé le dimensionnement des systèmes et des installations photovoltaïques autonomes et connectées au réseau. Pour les systèmes photovoltaïques autonomes, nous avons montré les étapes pour dimensionner une installation photovoltaïque autonome. Nous avons analysé et discuté les caractéristiques I-V fournis par un kit solaire installé à Ghardaïa –Algérie,

Nous avons étudié l'influence de la température ambiante et l'éclairement sur les performances d'une mini-centrale photovoltaïque installée au sein de l'unité de recherche URAER -Ghardaïa – Algérie. D'autre part, nous avons analysé et discuté l'efficacité énergétique fournie par un kit photovoltaïque autonome basé sur des données météorologiques pour un site d'Europe Centrale

(Long 6,10 °, Lat 49,21°, Alt 160m.), où nous avons étudié l'effet de la température et du rayonnement solaire sur la caractéristique $I-V$ d'un panneau photovoltaïque, et également étudié la charge et décharge de la batterie. Une conclusion de cette étude est que l'accumulateur d'énergie peut être utilisé comme une source supplémentaire pour d'autres applications telles que l'alimentation de dispositifs électroniques portables.

Pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, nous avons traité un dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau au site de Tlemcen-Algérie, où nous avons intégré les données météorologiques enregistrées pour le site spécifique dans le logiciel de simulation de PVSYST. La combinaison des données météorologiques et les caractéristiques fonctionnelles du système photovoltaïque permettent la possibilité d'estimer l'énergie maximale que le système solaire autonome pourrait injecter au réseau au cours d'une période.

Nous pensons qu'une des perspectives possibles à ce travail est la réalisation, en partenariat, des cellules modélisées dans cette thèse en salle blanche. Ce travail devrait permettre de valider expérimentalement notre étude et de proposer de nouvelles cellules aux propriétés électriques et rendement améliorées. Nous avons montré que l'onduleur est la source de perte la plus importante dans la production d'électricité d'origine photovoltaïque. Une seconde perspective à ce travail serait de poursuivre notre étude en se focalisant sur l'étude du rendement des convertisseurs utilisés dans les systèmes et les installations photovoltaïques. Les résultats d'une telle nouvelle étude permettrait de définir des choix de topologie de convertisseurs en fonction des technologies utilisées pour les cellules et les modules sur la base de nos premiers travaux présenté dans ce manuscrit et en fonction des caractéristiques des installations et des conditions externes (météo, localisation, potentiel énergétique solaire,...) sur la base des deuxièmes travaux présentés.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Changements Climatiques, un rapport du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 2014.
- [2] Communiqué de l'Agence Internationale de l'Energie du 24 mai 2012.
- [3] Les énergies renouvelables en l'Algérie, UBI France, Mission économique, 2013.
- [4] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, le ministère de l'énergie et des mines, mars 2011.
- [5] Goetzberger, C. Hebling, H. Schock, "Photovoltaic materials, history, status and outlook" *Materials Science and Engineering* (2003) 1–46.
- [6] "Le corps noir" Astrophysique sur Mesure/Observatoire de Paris: <http://media4.obspm.fr/public/FSU/temperature/rayonnement/>
- [7] Laurene Jouve, "Modélisation du magnétisme solaire : de son origine interne à ses manifestations en surface" *Astrophysics*. Université Paris-Diderot - Paris VII, 2008. French.
- [8] Jean Lilensten et Pierre-Louis Bleby, « Du soleil à la terre » Grenoble Sciences, 2000.
- [9] Chiang, T. C., Himpel, F. J., Ge. Goldmann, A., Koch, E.-E. Springer *Materials* DOI: 10.1007/10377019_9
- [10] Santo Martinuzzi "Le spectre solaire, L'absorption de l'énergie lumineuse" *Dossier de la Société Française de Physique* (2007) page 7.
- [11] N. Benaouda, R. Aiouaz et M. Abersi "Réponses spectrales et des caractéristiques I - V des cellules solaires au silicium" *Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen* (2007) 145 – 150
- [12] W.L. De Soto "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance" MS Thesis, Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison, 2004.
- [13] W. De Soto, S.A. Klein and Beckman, "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance" *Solar Energy*, Vol. 80, N°1, pp. 78 - 88, 2006.
- [14] J.A.Gow et C.D.Manning "Development of a photovoltaic array model for use in power electronics simulation studies". *IEE Proceedings on Electric Power Applications*, Vol. 146, N°2, pp. 193-200, 1999
- [15] A. benyoucef "Développement de surfaces à base de dioxyde de titane par pvd pour une application aux cellules solaires" thèse de doctorat, université de tlemcen (2008).
- [16] M.S. Aït Cheikh et al "Mise au point d'une régulation floue pour serre agricole à énergie solaire » *Revue des énergies renouvelables* Vol. 13 N°3, pp 421-443, 2010.
- [17] L.A. Hecktheuerer, A. Krenzinger, C.W.M. Pried "Methodology for photovoltaic modules Characterisation and shading effects analysis" *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*, Vol. 24, N°1, pp. 26-32, 2002.
- [18] E. Karatepe, M. Boztepe and M. Colak "Neural Network Based Solar-Cell Model" *Energy Conversion and Management*, Vol. 47, N°9-10, pp. 1159 – 1178, 2006.
- [19] Cashing Wang "Modeling and Control of Hybrid Wind/Fuel Cell/Distributed System" PhD Thesis, Montana State University, Bozeman, Montana, 2006.
- [20] J.P. Charles, M. Abdelkrim, Y.H. Muoy and P. Mialhe "A Practical Method of Analysis of the Current-Voltage Characteristics of Solar Cells" *Solar Cells*, Vol. 4, N°2, pp 169 – 178, 1981.
- [21] Townsend, T. U "A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems" MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [22] R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, A. Bouzid "A detailed modeling method for photovoltaic cells" *Science Direct, Energy* 32, 2007

- [23] Akihiro Oi “ Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System” A Thesis Presented to the Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo, 2005
- [24] W. Jablonski, J. Wnuk “ Renewable energy sources in the energy policy of the European Union and Poland, Effective investment management - case studies” Sosnowiecka Publishing Corporation SCW, Sosnowiec, 2004.
- [25] Santo Martinuzzi, “Les cellules solaires au silicium cristallin” Dossier Photovoltaïque, 2007.
- [26] Pierre-Eymeric Janolin “De l'effet photovoltaïque aux cellules photoélectriques” Techniques de l'Ingénieur l'expertise technique et scientifique de référence 2013
- [27] NREL, http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg.
- [28] Abdelilah Slaoui “ Électricité photovoltaïque – Principes” Techniques de l'Ingénieur l'expertise technique et scientifique de référence.
- [29] Abdelilah Slaoui “Électricité photovoltaïque - Matériaux et marchés” Techniques de l'Ingénieur l'expertise technique et scientifique de référence 2013.
- [30] Z. Saidbacar “Elaboration et caractérisations du silicium polycristallin par cristallisation en phase liquide du silicium amorphe” Thèse de doctorat, université paris sud (2012).
- [31] B. Paridaa, S. Iniyamb, R. Goicc “A review of solar photovoltaic technologies” Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 1625–1636
- [32] J.K. Rath “Low temperature polycrystalline silicon: a review on deposition, physical properties and solar cell applications” Solar Energy Materials & Solar Cells 76 (2003) 431–487
- [33] A. Goetzberger, C. Hebling “Photovoltaic materials, past, present, future” Solar En.Mat.&Sol.Cells, 2000, Vol. 62, pp. 1-19.
- [34] Stéphan Astier “Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule” Techniques de l'Ingénieur l'expertise technique et scientifique de référence 2008.
- [35] N. Zanio, Cadmium telluride, in: R.K. Willardson, A.C. Beer (Eds.), Semiconductors and Semimetals, vol. 13, Wiley, New York, 1978.
- [36] M. Saadat, M. Moradi, M. Zahedifar “CIGS absorber layer with double grading Ga profile for highly efficient solar cells” Superlattices and Microstructures (2016), doi: 10.1016/j.spmi.2016.02.036.
- [37] W. Fuhs, K. Niemann, et J. Stuke “Heterojunctions of amorphous silicon and silicon single crystals” AIP Conference proceedings, 174, 20, pp. 345-350.
- [38] K. Okuda, H. Okamoto, Y. Hamakawa “Amorphous Si/polycrystalline Si stacked solar cell having more than 12% conversion efficiency” Japanese Journal of applied Physics Jpn.J.Appl.Phys. 22, pp. 605-607, 1983.
- [39] Y. Hamakawa, K. Fujimoto, K. Okuda “New types of high efficiency solar cells based on a-Si” Applied Physics Letters, 43(7), pp. 644-646, 1983.
- [40] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, et C. Ballif. “Model for a-Si :H/c-Si interface recombination based on the amphoteric nature of silicon dangling bonds” Physical Review B, 76 (3), 2007.
- [41] U. K. Das, M. Z. Burrows, M. Lu et al. “Surface passivation and heterojunction cells on Si (100) and (111) wafers using dc and rf plasma deposited Si:H thin films” Applied Physics Letters, 92 (6), p. 063504, 2008.
- [42] J. Damon-Lacoste, L. Fesquet, S.Olibet et al. “Ultra-high quality surface passivation of crystalline silicon wafers in large area parallel plate reactor at 40 MHz” Thin Solid Films, 517 (2009) 6401-6404.
- [43] S. Dauwe, J. Schmidt, et R. Hezel. “Very low surface recombination velocities on p- and n-type silicon wafers passivated with hydrogenated amorphous silicon films” 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conférence (2002)1246-1249

- [44] M. Garin, U. Rau, W. Brendle, I. Brendle et al. "Characterization of a-Si:H/c-Si interfaces by effective-lifetime measurements" *Journal of Applied Physics*, 98 (2005) p. 093711.
- [45] M. Schaper, J. Schmidt, H. Plagwitz et al. "20.1% efficient crystalline silicon solar cell with amorphous silicon rear-surface passivation" *Progress in Photovoltaics : Research and applications*, 13 (2005) 381-386.
- [46] S. De Wolf, A. Descoedres, Z. C. Holman et al. "High-efficiency silicon heterojunction solar cells" *A review Green 2* (2012) 7-24.
- [47] J. Coignus, M. Baudrit, J. Singer, R. Lachaume, D. Muñoz, P. Thony "Key issues for accurate simulation of a-Si:H / c-Si heterojunction solar cells" *Energy Procedia* 8 (2011) 174-179.
- [48] L. Zhao, H.L. Li, C.L. Zhou, H.W. Diao, W.J. Wang "Optimized resistivity of p-type Si substrate for HIT solar cell with Al back surface field by computer simulation" *Solar Energy* 83 (2009) 812-816.
- [49] L. Zhao, C.L. Li "Design optimization of bifacial HIT solar cells on p-type silicon substrates by simulation" *Solar Energy Materials & Solar Cells* 92 (2008) 673-681.
- [50] Neeraj Dwivedi, Sunhil Kumar, Atul Bist, Kamlesh Patel, S. Sudhakar "Simulation approach for optimization of device structure and thickness of HIT solar cells to achieve 27% efficiency" *Solar Energy* 88 (2013) 31-41.
- [51] SANYO Electric Co. Ltd "Sanyo develops hit solar cells with world's highest energy conversion efficiency of 23%" Press release, May 2009.
- [52] T. Kinoshita, D. Fujishima, A. Yano et al. "The approaches for high efficiency HIT solar cell with very thin (<100 μ m) silicon wafer over 23%" 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg (Germany) (2011) 871-874
- [53] N. Nakamura, M. Ouchi, K. Ibi "New approaches to mass production of heterojunction silicon solar cells" 26th European Photovoltaic solar Energy conference and Exhibition, Hamburg (Germany), (2011) 2194-2197.
- [54] HIT photovoltaic module (2012). <http://panasonic.net/energy/solar/hit/>
- [55] C. Jacoboni, C. Canali, G. Otiaviani et A. A. Quaranta "A review of some charge transport properties of silicon" *Solid-State Electronics* 20 (1977) 77-89.
- [56] K. Durose, P.R. Edwards, D.P. Halliday "Materials aspects of CdTe/CdS solar cells" *Journal of Crystal Growth* 197 (1999) 733-742
- [57] D. Bonnet, H. Rabenhorst, in: 9th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., IEEE, Silver Springs, MD, 1972, p. 219.
- [58] K.W. Mitchell, C. Eberspacher, F. Cohen, J. Avery, G. Duran, W. Bottenberg, *Solar Cells* 23 (1988) 49.
- [59] Swanson, R.M "A vision for Crystalline Silicon Photovoltaics" *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 14 (2006) 443-453
- [60] Van Sark, W.G.J.H.M., Alsema, E.A., Junginger, H.M., De Moor, H.H.C., Schaeffer, G.J. "Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of photovoltaic technology development" *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 16, 441-453 (2008)
- [61] EU PV technology platform "A strategic research agenda for photovoltaic solar energy technology" <http://www.eupvplatform.org/index.php> (2011)
- [62] Van Sark et al. (Eds.): *Physics & Tech. of Amorphous-Crystalline*, EM, pp. 1-12.
- [63] S. Olibet, E. Vallat-Sauvain, et C. Ballif. "Model for a-Si:H/c-Si interface recombination based on the amphoteric nature of silicon dangling bonds" *Physical Review B*, 76 (3), 2007
- [64] J. Coignus, M. Baudrit, J. Singer, R. Lachaume, D. Muñoz, P. Thony "Key issues for accurate simulation of a-Si:H / c-Si heterojunction solar cells" *Energy Procedia* 8 (2011) 174-179.

- [65] L. Zhao, H.L. Li, C.L. Zhou, H.W. Diao, W.J Wang “ Optimized resistivity of p-type Si substrate for HIT solar cell with Al back surface field by computer simulation” *Solar Energy* 83 (2009) 812–816.
- [66] U. K. Das, M. Z. Burrows, M. Lu et al. “Surface passivation and heterojunction cells on Si (100) and (111) wafers using dc and rf plasma deposited Si :H thin films” *Applied Physics Letters*, 92 (2008) p. 063504.
- [67] J. Damon-Lacoste, L. Fesquet, S.Olibet et al. “Ultra-high quality surface passivation of crystalline silicon wafers in large area parallel plate reactor at 40 MHz” *Thin Solid Films*, 517 (2009), pp. 6401-6404.
- [68] S. Dauwe, J. Schmidt, et R. Hezel. “Very low surface recombination velocities on p- and n-type silicon wafers passivated with hydrogenated amorphous silicon films” *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conférence* (2002) 1246-1249
- [69] M. Garin, U. Rau, W. Brendle, I. Brendle et al. “Characterization of a-Si :H/c-Si interfaces by effective-lifetime measurements” *Journal of Applied Physics*, 98 (2005) p. 093711.
- [70] W. Fuhs, K. Niemann, et J. Stuke “Heterojunctions of amorphous silicon and silicon single crystals” *AIP Conference proceedings*, 174, 20, pp. 345-350.
- [71] K. Okuda, H. Okamoto, Y. Hamakawa “Amorphous Si/polycrystalline Si stacked solar cell having more than 12% conversion efficiency” *Japanese Journal of applied Physics Jpn.J.Appl.Phys.* 22, (1983) 605-607.
- [72] Y. Hamakawa, K. Fujimoto, K. Okuda “New types of high efficiency solar cells based on a-Si” *Applied Physics Letters*, 43(1983) 644-646.
- [73] L. Zhao, C.L.Li, “Design optimization of bifacial HIT solar cells on p-type silicon substrates by simulation” *Solar Energy Materials & Solar Cells* 92 (2008) 673-681.
- [74] Neeraj Dwivedi, Sunhil Kumar, Atul Bist, Kamlesh Patel, S. Sudhakar “ Simulation approach for optimization of device structure and thickness of HIT solar cells to achieve 27% efficiency” *Solar Energy* 88 (2013) 31-41.
- [75] SANYO Electric Co. Ltd. “Sanyo develops hit solar cells with world’s highest energy conversion efficiency of 23%” *Press release*, May 2009.
- [76] T. Kinoshita, D. Fujishima, A. Yano et al. “The approaches for for high efficiency HIT solar cell with very thin (<100µm) silicon wafer over 23%” *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg (Germany)*, 2011, pp. 871-874
- [77] N. Nakamura, M.ouchi, K. Ibi “New approaches to mass production of heterojunction silicon solar cells” *26th European Photovoltaic solar Energy conference and Exhibition, Hamburg (Germany)*, (2011) 2194-2197.
- [78] HIT photovoltaic module (2012). <http://panasonic.net/energy/solar/hit/>
- [79] RAHMOUNI Mawahib, “Etude des cellules photovoltaïques HIT en vue d’améliorer leur rendement” *Thèse de doctorat, université USTOMB*, 2010.
- [80] K.Pierz, W.Fuhs and H. Mell, *Philos. Mag.B* (1991) 63.123.
- [81] M. Gunes, C.T. Malone, J.L. Nicque, S.J. Fonash and C.R. Wronski. *Proceeding of the 6th International PVSEC, New Delhi, India, Feb.10-14, 1992*, edited by B.K. Das and S.N.Singh
- [82] Turid Worren Reenaas “Modeling of intermediate band solar cells” *MASTER’S THESIS FOR STUD. TECHN. KIRSTI KVANES* 2009
- [83] X. M. Dai and Y. H. Tang. “A simple general analytical solution for the quantum efficiency of front-surface-field solar cells” *Solar Eenergy Materials and Solar Cells* 43, (1996) 363
- [84] Vorgelegt von “Structural, electronic and transport properties of amorphous/crystalline silicon heterojunction” *Thesis of doctorate* 2011

- [85] T Trupke, Mr. A. Green, P. Würfel, P. P. Altermatt, A. Wang, J Zhao et al. "Temperature dependence of the radiative recombination crystalline coefficient of intrinsic silicon" *Newspaper of Applied Physics*, 94 (8), pp. 4930-4937, 2003.
- [86] J Dziejwior and W Schmid "Auger coefficients for highly doped and highly excited silicon" *Applied Physics Letters*, 31(5), 99.346-348, 1997.
- [87] C Jacoboni, C Canali, G Otiaviani and A. A. Quaranta "A review of some load transport properties of silicon" *Solid-State Electronics*, vol. 20, p. 77-89, 1977.
- [88] K Durose, P.R. Edwards, D.P. Halliday "Materials aspects of CdTe/CdS solar cells" *Newspaper of Crystal Growth* 197 (1999) 733-742
- [89] N Zanio, Cadmium telluride, in: R.K.Willardson, A. C. Beer (Eds.), *Semiconductors and Semimetals*, vol. 13, Wiley, New York, 1978.
- [90] D. Bonnet, H. Rabenhorst, in: 9th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., IEEE, Silver Springs, MANDELEVIUM, 1972, p. 219.
- [91] K.W.Mitchell, C Eberspacher, F Cohen, J Avery, G Duran, W Bottenberg, *Solar Cells* 23 (1988) 49.
- [92] P. Jackson, D. Hariskos, R. Wuerz, O. Kiowski, A. Bauer, T.M. Friedlmeier, M. Powalla "Properties of Cu(In,Ga)Se₂ solar cells with new record efficiencies up to 21.7%" *Phys. Status Solidi RRL* 9 (2015) 28–31.
- [93] Z. Han, D. Zhang, D. Zhang, R. Hong, Q. Chen, C. Tao, Y. Huang, Z. Ni, S. Zhuang "Synthesis and reaction pathway investigation of chalcopyrite CuInSe₂ nanoparticles for one-pot method" *Superlattices and Microstructures* 62 (2013) 156–165.
- [94] M. D. Heinemann, F. Ruske, D. Greiner, A.R. Jeong, M. Rusu, B. Rech, R. Schlatmann, C.A. Kaufmann "Advantageous light management in Cu(In,Ga)Se₂ superstrate solar cells" *Solar Energy Materials & solar cells* 150 (2016) 76-81.
- [95] J.H. Werner, J. Mattheis, U. Rau "Efficiency limitations of polycrystalline thin film solar cells: case of Cu (In, Ga) Se₂" *Thin Solid Films* 480 (2005) 399-409.
- [96] http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg
- [97] M. Saadat, M. Moradi, M. Zahedifar "CIGS absorber layer with double grading Ga profile for highly efficient solar cells" *Superlattices and Microstructures* (2016), doi: 10.1016/j.spmi.2016.02.036.
- [98] M.A.M. Bhuiyan, M.S. Islam, A.J. Datta "Modeling, simulation and optimization of high performance CIGS solar cell" *International Journal of Computer Applications* 57 (2012) 26-30.
- [99] S. Ouédraogo, F. Zougmore, and J. M. Ndjaka, "Numerical Analysis of Copper-Indium-Gallium-Diselenide-Based Solar Cells by SCAPS-1D," *International Journal of Photoenergy* (2013) doi:10.1155/2013/421076.
- [100] W. Promnopas, T. Thongtem, S. Thongtem "Effect of microwave power on energy gap of ZnO nanoparticles synthesized by microwaving through aqueous solutions" *Superlattices and Microstructures* 78 (2015) 71–78.
- [101] H. Bayhan, M. Bayhan "An analysis of the effect of illumination to the reverse and forward bias current transport mechanisms in an efficient n-ZnO/n-CdS/p-Cu(In,Ga)Se₂ solar cell" *Solar Energy* 87 (2013) 168-175.
- [102] A. Bedia, F.Z. Bedia, M. Aillerie, N. Maloufi, B. Benyoucef "Influence of the Thickness on Optical Properties of Sprayed ZnO Hole-blocking Layers Dedicated to Inverted Organic Solar Cells" *Energy Procedia* 50 (2014) 603-609
- [103] A. Bedia, F.Z. Bedia, M. Aillerie, N. Maloufi, S. Ould Saad Hamady, O. Perroud, B. Benyoucef "Optical, electrical and structural properties of nano-pyramidal ZnO films grown on glass substrate by spray pyrolysis technique" *Optical Materials* 36 (2014) 1123–1130

- [104] M.I. Hossain, P. Chelvanathan, M. Zaman, M.R. Karim, M.A. Alghoul, N. Amin “Prospects of indium sulphide as an alternative to cadmium sulphide buffer layer in cis based solar cells from numerical analysis” *Chalcogenide Letters* 8 (2011) 315-324.
- [105] S. Kang, R. Sharma, J.K. Sim, C.R. Lee “Band gap engineering of tandem structured CIGS compound absorption layer fabricated by sputtering and selenization” *Journal of Alloys and Compounds* 563 (2013) 207–215.
- [106] N. Khoshsirafat, N.A. Yunus “Numerical analysis of In_2S_3 layer thickness, band gap and doping density for effective performance of a CIGS solar cell using SCAPS” *Journal of Elec Materi* (2016) doi:10.1007/s11664-016-4744-6.
- [107] K. Decocka, J. Lauwaert, M. Burgelman “Characterization of graded CIGS solar cells” *Energy Procedia* 2 (2010) 49–54.
- [108] O. Lundberg, M. Edoff, L. Stolt “The effect of Ga-grading in CIGS thin film solar cells” *Thin solid films* 480-481 (2005) 520-525.
- [109] P.F. Luo, G.S. Jiang, C.F. Zhu “Pulsed laser deposition ZnS buffer layers for CIGS solar cells” *Chinese Journal of Chemical Physics* 22 (2009) 97-101 DOI:10.1088/1674-0068/22/01/97-10
- [110] N. Khoshsirafat, N.A.M. Yunus “Numerical simulation of CIGS thin film solar cells using SCAPS-1D” *IEEE Conference on Sustainable Utilization and Development in Engineering and Technology* (2013) 978-1-4673-4691-7.
- [111] M.I. Hossain, P. Chelvanathan, M. Zaman, M. R. Karim, M. A. Alghoul, N. Amin “Prospects of indium sulphide as an alternative to cadmium sulphide buffer layer in cis based solar cells from numerical analysis” *Chalcogenide Letters* 8 (2011) 315-324.
- [112] F. Tahvilzadeh, N. Rezaie “Optimization of the CIGS solar cell by adding a heavily doped layer and an intrinsic layer at absorber layer” *Opt Quant Electron* 48 (2016) 104. doi:10.1007/s11082-016-0380-x.
- [113] M. Boumaour, S. Sali, A. Bahfir, et al. “Numerical study of TCO/silicon solar cells with novel back surface field” *Journal of Elec Materi* (2016) 45: 3929. doi:10.1007/s11664-016-4419-3.
- [114] S. Sharbati, S.H. Keshmiri “Model for increased efficiency of CIGS solar cells by a stepped distribution of carrier density and Ga in the absorber layer” *Sci China-Phys Mech Astron* 56 (2013) 1533-1541, doi: 10.1007/s11433-013-5134-1.
- [115] T. Umehara, S. Iinuma, A. Yamada “Investigation of the effects of rear surface recombination on the $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ solar cell performances” *Electron. Mater. Lett.* 12 (2016) 479. doi:10.1007/s13391-016-4010-3.
- [116] X. Zhu, T. Cheng, C.W. Liu “Ga content and thickness inhomogeneity effects on $\text{Cu}(\text{In, Ga})\text{Se}_2$ solar modules” *Electron. Mater. Lett.* 12 (2016) 506. doi:10.1007/s13391-016-4014-z.
- [117] M. Asaduzzaman, M. Hasan, A.N. Bahar “An investigation into the effects of band gap and doping concentration on $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ solar cell efficiency” *SpringerPlus* 5 (2016) 578. doi:10.1186/s40064-016-2256-8.
- [118] M. Saadat, M. Moradi, M. Zahedifar “Optimization of $\text{Zn}(\text{O,S})/(\text{Zn,Mg})\text{O}$ buffer layer in $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ based photovoltaic cells” *J Mater Sci: Mater Electron* 27 (2016) 1130. doi:10.1007/s10854-015-3861-y.
- [119] R.B. Correa, A.M. Acevedo, J.M. Monsalve, A.P. Mor “Design of the TCO (ZnO:Al) thickness for glass/TCO/ CdS /CIGS/ Mo solar cells” *J. Phys. D: Appl. Phys.* 49 (2016) 125601-126606.
- [120] P. Jackson, D. Hariskos, E. Lotter, S. Paetel, R. Wuerz, R. Menner, W. Wischmann, M. Powalla “New world record efficiency for $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ thin-film solar cells beyond 20%” *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 19 (2011) 894-897.
- [121] M. Elbar, S. Tobbeche “Numerical simulation of CIGS/CIGS single and tandem thin-film solar cells using the Silvaco-Atlas software” *Energy Procedia* 74 (2015) 1220 – 1227.

- [122] S M Shamim, A. Sarker, M.R. Ahmed, M.F. Huq “Performance analysis on the effect of doping concentration in copper indium gallium selenide (CIGS) thin-film solar cell” *International Journal of Computer Applications* 113 (2016) 08-11.
- [123] T. Minemoto, T. Matsui, H. Takakura, Y. Hamakawa, T. Negami, Y. Hashimoto, T. Uenoyama, M. Kitagawa “Theoretical analysis of the effect of conduction band offset of window/CIS layers on performance of CIS solar cells using device simulation” *Solar Energy Materials & Solar Cells* 67 (2001) 83-88.
- [124] M. Graetzel, R.A.J. Janssen, D.B. Mitzi, E.H. Sargent “Materials interface engineering for solution-processed photovoltaics” *Nature* 488 (2012) 304–312 doi:10.1038/nature11476.
- [125] S. Adachi “Optical constants of crystalline and amorphous semiconductors: Numerical Data and Graphical Information” Springer Science & Business Media 27 (2013) 502-506.
- [126] S. Adachi “Optical constants of crystalline and amorphous semiconductors” Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [127] M. I. Alonso, K. Wakita, J. Pascual, M. Garriga, N. Yamamoto “Optical functions and electronic structure of CuInSe₂, CuGaSe₂, CuInS₂, and CuGaS₂” *Phys. Rev. B* 63 (2001) 075203 doi 10.1103/PhysRevB.63.075203.
- [128] J. Coignus, M. Baudrit, J. Singer, R. Lachaume, D. Muñoz, P. Thony “Key issues for accurate simulation of a-Si:H / c-Si heterojunction solar cells” *Energy Procedia* 8 (2011) 174–179.
- [129] L. Zhao, H.L. Li, C.L. Zhou, H.W. Diao, W.J Wang “Optimized resistivity of p-type Si substrate for HIT solar cell with Al back surface field by computer simulation” *Solar Energy* 83 (2009) 812–816.
- [130] L. Zhao, C.L.Li “Design optimization of bifacial HIT solar cells on p-type silicon substrates by simulation” *Solar Energy Materials & Solar Cells* 92 (2008) 673-681.
- [131] Neeraj Dwivedi, Sunhil Kumar, Atul Bist, Kamlesh Patel, S. Sudhakar “Simulation approach for optimization of device structure and thickness of HIT solar cells to achieve 27% efficiency” *Solar Energy* 88(2013) 31-41.
- [132] Fantoni, Y. Vigranenko, M. Fernandes, R. Schwarz, M. Vieira “Influence of the band offset on the performance of photodevices based on the c-Si/a-Si:H heterostructure” *Thin Solid Films* 383 (2001) 314-317,.
- [133] W.G.J.H.M. van Sark et al. “Physics & Tech. of Amorphous-Crystalline” Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2012) 13–43.
- [134] S. Olibet, E.V. Sauvain, C. Ballif “Model for a-Si:H/c-Si interface recombination based on the amphoteric nature of silicon dangling bonds” *Physical review B* 76 (2007) 1-13.
- [135] F. Meillaud, A. Shah, C. Droz, E. Vallat-Sauvain, C. Miazza “Efficiency limits for single-junction and tandem solar cells” *Solar Energy Materials and Solar Cells* 90 (2006) 2952-2959.
- [136] K. Fukutani, M. Kanbe, W. Futako, B. Kaplan, T. Kamiya, C.M. Fortmann, I. Shimizu “Band gap tuning of a-Si:H from 1.55 eV to 2.10 eV by intentionally promoting structural relaxation” *Journal of Non-Crystalline Solids* (1998) 227–230.
- [137] A. Datta, M. Rahmouni, M. Nath, R. Boubekri “Insights gained from computer modeling of heterojunction with intrinsic thin layer “HIT” solar cells” *Solar Energy Materials & Solar Cells* 94 (2010) 1457–1462
- [138] K. Decock, S. Khelifi, M. Burgelman “Modelling multivalent defects in thin film solar cells” *Thin Solid Films* 519 (2011) 7481–7484.
- [139] W. Jablonski, J. Wnuk “Renewable energy sources in the energy policy of the European Union and Poland, Effective investment management - case studies” Sosnowiecka Publishing Corporation SCW, Sosnowiec, 2004.

- [140] T. Mirowski, E. Mokrzycki, T. Okulski, A. Skoczek, A. Szurlej “The basics of energy resources” Institutional Scientific - Didactic Publishing, AGH, 2005.
- [141] T. Rodacki, A. Kandyba “Energy conversion in solar power station” monograph, Silesian University of Technology Publication, Gliwice, 2000.
- [142] Z.M. Jarzebski, Solar energy: Photovoltaic conversion, PWN, Warsaw, 1990.
- [143] E. Klugman, E. Klugman-Radziemska “Alternative sources of energy” Photovoltaic energy, Economy and environment, Bialystok, 1999.
- [144] M.T. Sarniak, Principle of photovoltaic, Warsaw University Press, Warsaw, 2008 .
- [145] A. Goetzberger, V.U. Hoffmann “Photovoltaic solar energy generation” Springer, Berlin, 2005.
- [146] E. Klugmann, E. Klugmann – Radziemska “Photovoltaic cells and modules, and other non-conventional sources of energy” Economics and World Publishing, Białystok, 2005 (in Polish).
- [147] R. Kabouche, S. Harrouni et A. Talha “Etude comparative des différentes techniques de stockage de l'énergie solaire photovoltaïque“ Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa (2012) 115 – 129.
- [148] I. Dincer “Renewable energy and sustainable development: a crucial review” Renewable and Sustainable Energy Reviews 4 (2000) 157-175.
- [149] T. Surek “Crystal growth and materials research in photovoltaics: progress and challenges” Journal of Crystal Growth 275 (2005) 292-304.
- [150] L.A. Dobrzanski, A. Drygala, A. Januszka “Formation of photovoltaic module based on polycrystalline solar cells” Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering 37/2 (2009) 607-616.
- [151] G. Wisniewski “Solar energy, Processing and utilization of solar energy” Ecological Foundation "Silesia", Katowice, 1999.
- [152] Guide d'installation de système d'alimentation électrique autonome pour site isolé ERM Energies (12/07/2013)
- [153] Les technologies des énergies renouvelables en Allemagne et dans le monde www.renew-ables-made-in-germany.com
- [154] A. Demirbas “Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues” Progress in Energy and Combustion Science 31 (2005) 171–192.
- [155] R.M. Della, D.A.J. Rand “Energy storage - a key technology for global energy sustainability” Journal of Power Sources 100 (2001) 2–17.
- [156] M. Pacesila, S.G. Burcea, S.E. Colesc “Analysis of renewable energies in European Union” Renewable and Sustainable Energy Reviews 56 (2016) 156–170.
- [157] M.R. Islam, Y. Guo, J. Zhu “Power Converters for Medium Voltage Networks”, Green Energy and Technology (2014) 1865-3537.
- [158] A. Zegaoui, M. Aillerie, P. Petit, J.P. Sawicki, A. Jaafar, C. Salame, J.P. Charles “Comparison of Two Common Maximum Power Point Trackers by Simulating of PV Generators” Energy Procedia 6 (2011) 678–687.
- [159] S.K. Sahoo “Renewable and sustainable energy reviews solar photovoltaic energy progress in India: A review” Renewable and Sustainable Energy Reviews 59 (2016) 927–939.
- [160] G.L. Kyriakopoulos, G. Arabatzis “Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes” Renewable and Sustainable Energy Reviews 56 (2016) 1044–1067.
- [161] L.J. Hu, Y.J. Fu “Establishment of Output Models and Constraints Analysis for Independent Wind/PV/Storage System” Journal of Power and Energy Engineering, (2014) 106-111.

- [162] M. Chegaar, A. Hamzaoui, A. Namoda, P. Petit, M. Aillerie, A. Herguth “Effect of illumination intensity on solar cells parameters” *Energy Procedia*, 36 (2013) 722 – 729.
- [163] A. Zegaoui, P. Petit, M. Aillerie, J.P. Sawicki, A.W. Belarbi, M.D. Krachai, J.P. Charles “Photovoltaic Cell/Panel/Array Characterizations and Modeling Considering Both Reverse and Direct Modes” *Energy Procedia*, 6 (2011)695–703.
- [164] T. Nguyen, P. Petit, J.-P. Sawicki, M. Aillerie, J.-P. Charles “DC Power-line Communication based Network Architecture for HVDC Distribution of a Renewable Energy System” *Energy Procedia* 50 (2014) 147-154.
- [165] A.H. Fannee, M.W. Davis, B.P. Dougherty, D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvil “Comparison of photovoltaic module performance Measurements” *Journal of solar energy engineering* (2006) 128-159.
- [166] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=en&map=europe>
- [167] www.wunderground.com

Publications Internationales

1. **Mohammed Moustafa Bouzaki**, Michel Aillerie, Sidi Hamady, Meriem Chadel, Boumediene Benyoucef “Improvement of parameters in a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) solar cells” IOP Publishing, Mater. Res. Express 3 (2016) 105502.
2. **Bouzaki Mohammed Moustafa**, Benyoucef Boumediene, Benouaz Tayeb, Benhamou Amina “Effects of the ambient temperature and the defect density on the performance the solar cell (HIT)”. International Journal of Nanoelectronics and Materials 9 (2016) 85-92.
3. **Bouzaki Mohammed Moustafa**, Benyoucef Boumediene, Benouaz Tayeb, Soufi Aicha, Benhamou Amina “Modeling of the Junction CdS (N)/CdTe(P)” International Journal of Applied Engineering Research, ISSN 0973-4562 Volume 10, Number 6 (2015) 13921-13928.
4. Chadel Meriem, Benyoucef Boumediene, Chadel Assma, **Bouzaki Mohammed Moustafa**, Benyoucef Abdellah. “Study of a photovoltaic system connected to the network with different technologies the panel PV centred” International Journal of Applied Engineering Research 10 (2015) pp 38931-38936.
5. **Mohammed Moustafa Bouzaki**, Meriem Chadel, Boumediene Benyoucef, Pierre Petit, Michel Aillerie “Simulation of the outdoor energy efficiency of an autonomous solar kit based on meteorological data for a site in Central Europa” AIP Conf. Proc. 1758, 030049 (2016).
6. **Bouzaki Mohammed Moustafa**, Benyoucef Boumediene, Soufi Aicha “Modeling the Performance of a Photovoltaic Cell based on Crystalline Silicon” International Journal of Computer Applications Volume 96(25):10-13.
7. **Bouzaki Mohammed Moustafa**, Benyoucef Boumediene “Simulation and Optimization of the Performance in Hit Solar Cell” International Journal of Computer Applications 80(13) 43-47.
8. Hicham Mammam. Abdelhalim Benmansour, **Mohammed Moustafa Bouzaki**, “Improvement of the Photovoltaic Conversion Efficiency Using Nanostructuring in Intermediate-Band Photovoltaic Solar Cells” IEEE, DOI 10.1109/NAWDMPV.2014.6997594, P1-7, 2014.

9. Aicha Soufi, Ali Chermitti, **Bouzaki Mohammed Mostafa**, Allam Zehor “Investigating the Performance of Chosen Models for the Estimation of Global Solar Radiation on Horizontal Surface - A Case Study in Terny Hdiel, Tlemcen of Algeria” *Journal of Engineering Science and Technology Review* 7 (3) (2014) 45- 49.
10. Soufi Aicha, Chermitti Ali, Allam Zehor, **Bouzaki Mohammed Mostafa** “Design and Simulation of Dairy Farm Photovoltaic System for a Rural Area in Tlemcen, Algeria” *Journal of Engineering Science and Technology Review* 7 (3) (2014) 133-136.

Communications Internationales

1. **Bouzaki Mohammed Moustafa**, Chadel Meriem, Benyoucef Boumediene, Petit Pierre, Aillerie Michel “Simulation of the outdoor energy efficiency of an autonomous solar kit based on meteorological data for a site in Central Europa” *TMRESS’16 International Conference*, Beirut-Lebanon, April 2016.
2. **BOUZAKI Mohammed Moustafa**, BENYOUCEF Boumediene, BENAHMED Abdelmoumene, SOUFI Aicha, AISSAT Abdelkader “Simulation and optimization the performance of crystalline silicon solar cell” *International Conference on Power electronics and their applications (ICPEA 2013)*.
3. **BOUZAKI Mohammed Moustafa**, Soufi Aicha, Chermitti Ali, Allam Zehor “Simulation of dairy farm photovoltaic system for a rural area in Tlemcen, Algeria” *1st International Conference on Nanoelectronics, Communications and Renewable Energy ICNCRE’13*.
4. CHADEL Asma, BENYOUCEF Boumediene, CHADEL Meriem, **BOUZAKI Mohammed Moustafa** “Simulation study of CIGS/CdS/Zn(O,S) structure solar cells”; *The north african workshop on dielectric materials for photovoltaic systems NAWDMPV’2014*.
5. **BOUZAKI Mohammed Moustafa**, BENYOUCEF Boumediene, , SOUFI Aicha, BENAHMED Abdelmoumene “Effects of the ambient temperature and the defect density on the performance the solar cell (HIT)” *Deuxième congrès international sur les Nouveaux Matériaux et les Composants Actifs (NMCA 2014)*.

6. BENAHMED Abdelmoumene, AISSAT Abdelkader, **BOUZAKI Mohammed Moustafa** “Etude des propriétés électriques des cellules solaires à base de boîtes quantiques d’InAs sur un secteur de 2*2mm” Conférence Internationale des Energies Renouvelables (CIER’13) Sousse, Tunisie – 2013.
7. MAMMAR Hicham, BENMANSOUR Abdelhalim, **BOUZAKI Mohammed Moustafa**, FALEH Boumediene “Improvement of the photovoltaic conversion efficiency using nanostructuring in intermediate band photovoltaic solar cells” The north african workshop on dielectric materials for photovoltaic systems NAWDMPV’2014.
8. BENAHMED Abdelmoumene, AISSAT Abdelkader, **BOUZAKI Mohammed Moustafa** "Optical transitions in quantum dots" Deuxième congrès international sur les Nouveaux Matériaux et les Composants Actifs (NMCA 2014) Oum el Buagui – Algérie.
9. CHADEL Meriem, BENYOUCEF Boumediene, CHADEL Asma, **BOUZAKI Mohammed Moustafa** “Study of a PV system connected to the network and simulated by the code PVSYST” The north african workshop on dielectric materials for photovoltaic systems NAWDMPV’2014.
10. **BOUZAKI Mohammed Moustafa**, Benyoucef Boumediene, Soufi Aicha, Chadel Meriem “Thickness and doping concentration optimization of a-Si/c-Si layers by computer aided simulation for development of performances solar cell” Troisième séminaire international sur les énergies nouvelles et renouvelables SIENR 2014 – Ghardaia –Algérie.
11. Meriem Chadel, Boumediene Benyoucef, Michel Aillerie, **Mohammed Moustafa Bouzaki**, Asma Chadel “The Right Solution for a Photovoltaic Installation to a Remote Site” 6th International Conference on Advanced Materials Research (ICAMR 2016), Jan 2016, Turin, Italy.

Materials Research Express



PAPER

Improvement of parameters in a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) solar cells

RECEIVED
24 August 2016

REVISED
19 September 2016

ACCEPTED FOR PUBLICATION
26 September 2016

PUBLISHED
13 October 2016

Mohammed Moustafa Bouzaki^{1,2,3}, Michel Aillerie^{2,3}, Sidi Ould Saad Hamady^{2,3}, Meriem Chadel^{1,2,3} and Boumediene Benyoucef¹

¹ University of Tlemcen, URMER, 13000, Algeria

² Université de Lorraine, LMOPS, EA 4423, 57070 Metz, France

³ CentraleSupélec, LMOPS, 57070 Metz, France

E-mail: bouzaki_physique1@yahoo.fr

Keywords: hetero-junction solar cell, layer thickness, dopant concentration, BSF layer

Abstract

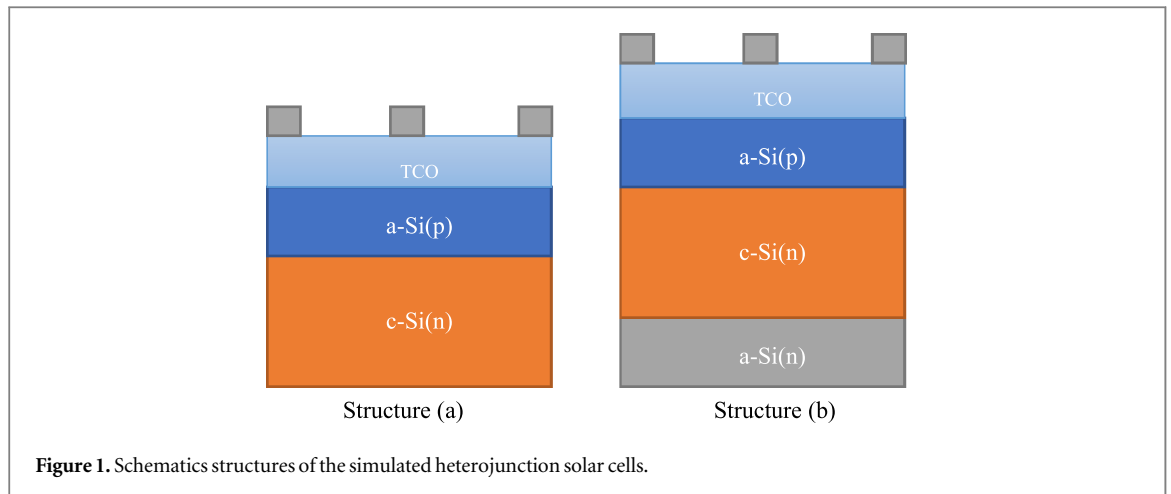
We analyzed and discussed the influence of thickness and doping concentration of the different layers in a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) photovoltaic (PV) cells with the aim of increasing its efficiency while decreasing its global cost. Compared to the efficiency of a standard marketed PV cell, elaborated with a ZnO transparent conductive oxide (TCO) layer but without Back Surface Field (BSF) layer, an optimization of the thickness and dopant concentration of both the emitter a-Si(p) and absorber c-Si(n) layers will gain about 3% in the global efficiency of the cell. The results also reveal that with introduction of the third layer, i.e. the BSF layer, the efficiency always achieves values above 20% and all other parameters of the cell, such as the open-circuit voltage, the short-circuit current and the fill-factor, are strongly affected by the thickness and dopant concentration of the layers. The values of all parameters are given and discussed in the paper. Thereby, the simulation results give for an optimized a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) PV cells the possibility to decrease the thickness of the absorber layer down to 50 μm which is lower than in the state-of-the-art. This structure of the cell achieves suitable properties for high efficiency, cost-effectiveness and reliable heterojunction (HJ) solar cell applications.

1. Introduction

About 90% of the current PV cells use silicon technology [1]. The increasing cost of monocrystalline silicon wafers occurring recently became a driving force to decrease the thickness of the active element of the solar cell. Several studies have focused on reducing the cost of production of these cells. However, despite the fact that amorphous silicon thin film solar cells come cheaper than monocrystalline silicon ones, their efficiency around 10% remains relatively low. For that reason, very active researches are being conducted to improve the performance of this technology and the future of amorphous silicon solar cell can be seriously envisaged as a multilayer-nanostructure with crystalline silicon [2–4].

The cost-effective fabrication process, using the well-established silicon technology and the relatively high efficiency and reliability, when compared to the amorphous silicon solar cells, are the main advantages of the silicon heterojunction (HJ) technology [5–8].

Silicon HJ solar cells, fabricated using the standard elaboration techniques, are still using p-type silicon absorbers. These structures were studied, either theoretically and experimentally, and one can refer for further details to the work of Vishkasoughheh *et al* [9]. By optimizing different parameters, authors obtained an efficiency of 25% for a HJ c-Si(p) solar cell with nanostructured surfaces. By else, it is well-known that cell based on c-Si(n) absorber layer possesses lower efficiency compared to the c-Si(p) solar cell. As example, the HJ c-Si(n) cell marketed by Sanyo [10] and taken as basic reference in our work, presents an efficiency of 12.4%. Nevertheless, c-Si(n) cells are known to present better degradation resistance than c-Si(p) cells and appears to have excellent potential for, e.g., spatial applications and embedded devices [11–13]. Nevertheless in-depth theoretical and experimental works are still necessary for the realization of low cost and high efficiency HJ c-Si(n) solar cells allowing development of future more common applications.



In this contribution, starting with the parameters of the Sanyo cell, we suggest to optimize thickness and doping concentration of the layers in two structures of HJ c-Si(n) solar cell, with and without Back Surface Field (BSF) layer, using the well-established AFORS-HET one-dimensional device simulator software to obtain good performance using thin c-Si(n) absorber layer and reduce the cost of the solar cell. It is to be noted that the cell structure proposed by Sanyo in the [10] does not integrate a BSF layer nor an intrinsic a-Si:H passivation of the c-Si surface. Thus, to enlighten the possible optimization of layers of the reference HJ solar cell, acting only on thickness and dopant concentration of the layers, we do not consider an additional passivation of the c-Si surface.

Finally, we will discuss the obtained functional results compared to the performance of HJ solar cell integrating c-Si(p) absorber layer.

2. Structure of hetero-junction solar cell

Figure 1 shows the structures of the two studied solar cells. The first structure (Structure (a)) is based on a standard HJ design, practically realized with the deposition of a a-Si(p) layer above a c-Si(n) layer. In the structure (b), a a-Si(n) layer is added as Back Surface Field (BSF) layer to the structure (a). Both structures possess a transparent conductive electrode (TCO) and metallic bonds for electric contacts. In this contribution, the TCO layer is considered for both structures realized with ZnO as in the reference Sanyo cell.

In crystalline silicon, the electron and hole mobility values are taken to be equal to $1040 \text{ cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ and $412 \text{ cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$, respectively, as experimentally measured [9]. According to A. Castaldini *et al* in [14], we taken a single defect with a total density of 10^{10} cm^{-3} located in the middle of the band gap (0.56 eV). The parameters for the emitter layer are defined as the gap of this material that may vary between 1.55 eV and 2.10 eV according to the elaboration conditions [15] and the electron and hole mobilities taken as $25 \text{ cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ and $5 \text{ cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$, respectively as mentioned with Datta *et al* in [16]. We also considered two state densities for donors (tail valence band and Gaussian deep states) and two state densities for acceptor (tail conduction band and Gaussian deep states) as defined in [17]. Ghannam *et al* show in [18] that the defect density at a-Si/c-Si interface trap a fraction of the free carriers, which affects the position of the Fermi energy and the best performance of the solar cell is maintained up to a critical value of the density in the interface a-Si/c-Si in the high 10^{11} – $10^{12} \text{ cm}^2 \text{ eV}^{-1}$ range. In our study, we consider the defect density at a-Si/c-Si interface equal to $10^{11} \text{ cm}^2 \text{ eV}^{-1}$ [19].

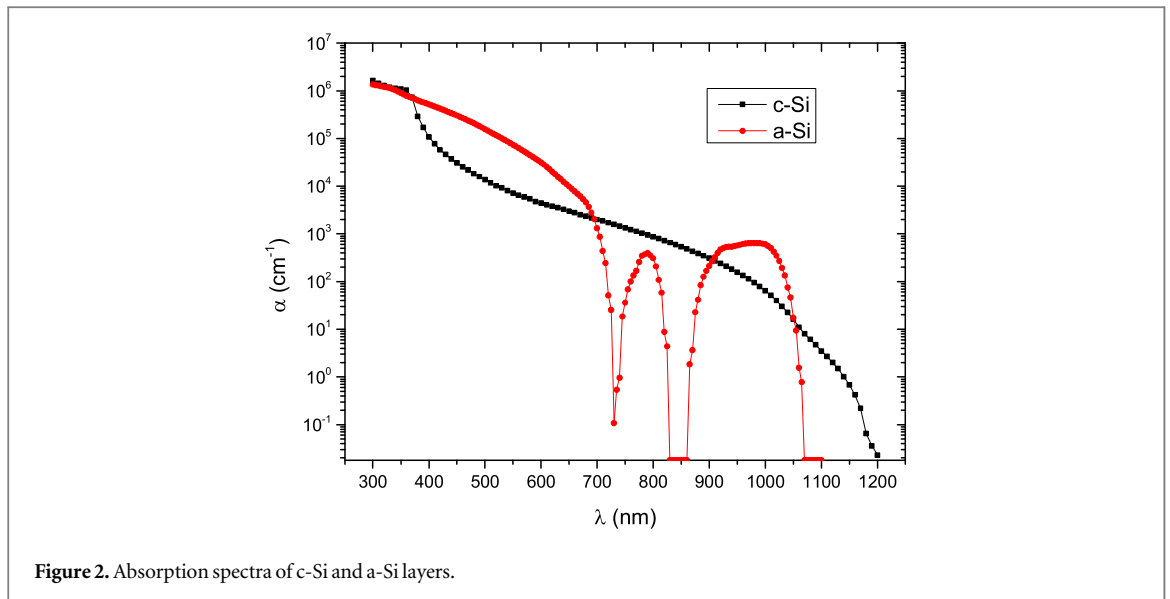
All physical parameters of the layers, table 1, are taken from standard references [9–20], with their absorption coefficients represented as function of the wavelength, $\alpha(\lambda)$ reported in figure 2.

We see in figure 2 the interest of the use of a cell based on silicon HJ as the spectra of both layers present different and complementary spectral responses in a wide wavelength range from UV to near-IR. Indeed, the absorption coefficient of the a-Si layer is above that of the c-Si layer in UV and in the visible range; on contrary, for near and far infrared spectrums, the c-Si possesses a higher absorption coefficient, compensating the two absorption peaks in the a-Si spectrum due to the presence of residual hydrogen impurities in amorphous silicon.

We report in figure 3 the J-V characteristic of the basic a-Si(p)/c-Si(n) structure (structure a in figure 1) simulated under the standard AM1.5 spectrum. From this J-V characteristics we deduce the open-circuit voltage, $V_{OC} = 0.64 \text{ V}$, the current density of short circuit, $J_{SC} = 31.65 \text{ mA cm}^{-2}$, the fill factor, $FF = 61.04\%$, and the efficiency, $\eta = 12.4\%$. It is to be of note that these results that we obtain by simulation with AFORS-

Table 1. Reference parameters adopted for the HJ solar cell in the simulation.

Parameters	a-Si (p)	c-Si(n)
Thickness	Variable	Variable
Dielectric constant	11.9	11.9
Electron affinity (eV)	3.9	4.05
Band gap (eV)	1.72	1.124
Effective conduction band density (cm^{-3})	10^{20}	2.8×10^{19}
Effective valence band density (cm^{-3})	10^{20}	1.04×10^{19}
Electron mobility ($\text{cm}^2 \text{V}^{-1} \text{s}^{-1}$)	25	1040
Hole mobility ($\text{cm}^2 \text{V}^{-1} \text{s}^{-1}$)	5	412
Concentration of acceptors (cm^{-3})	Variable	0
Concentration of donors (cm^{-3})	0	Variable
Thermal velocity of electrons (cm s^{-1})	10^7	10^7
Thermal velocity of holes (cm s^{-1})	10^7	10^7
Layer density (g cm^{-3})	2.328	2.328
Auger recombination coefficient for electron ($\text{cm}^6 \text{s}^{-1}$)	0	2.2×10^{-31}
Auger recombination coefficient for hole ($\text{cm}^6 \text{s}^{-1}$)	0	9.9×10^{-32}
Direct band-to-band recombination coefficient ($\text{cm}^3 \text{s}^{-1}$)	0	1.1×10^{-14}

**Figure 2.** Absorption spectra of c-Si and a-Si layers.

HET software correspond within an accuracy of 0.1% to the efficiency providing by M. Tanaka *et al* [10] for the basic considered cell used for model validation.

3. Optimisations and discussions

In the following we present simulation results of possible optimizations of parameters of the reference cell that we obtained by changing the thickness and the dopant concentration of each layer using the AFORS-HET simulation software.

3.1. Influence of thickness on the performances of the cell

The results of the variation of V_{OC} , J_{SC} , FF and η as a function of the absorber and emitter layers thicknesses are shown in figure 4.

In the following analysis, all examples as function of emitter thickness are taken with an absorber thickness equal to 300 μm , whereas example as function of absorber thickness are taken with an emitter thickness equal to 20 nm.

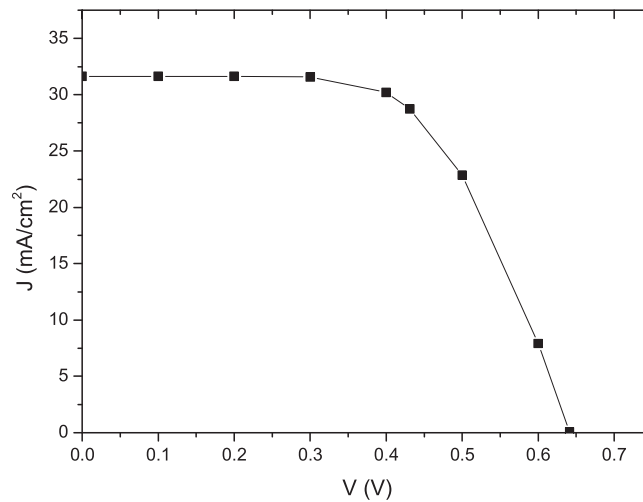


Figure 3. J-V characteristics of a-Si(p)/c-Si(n).

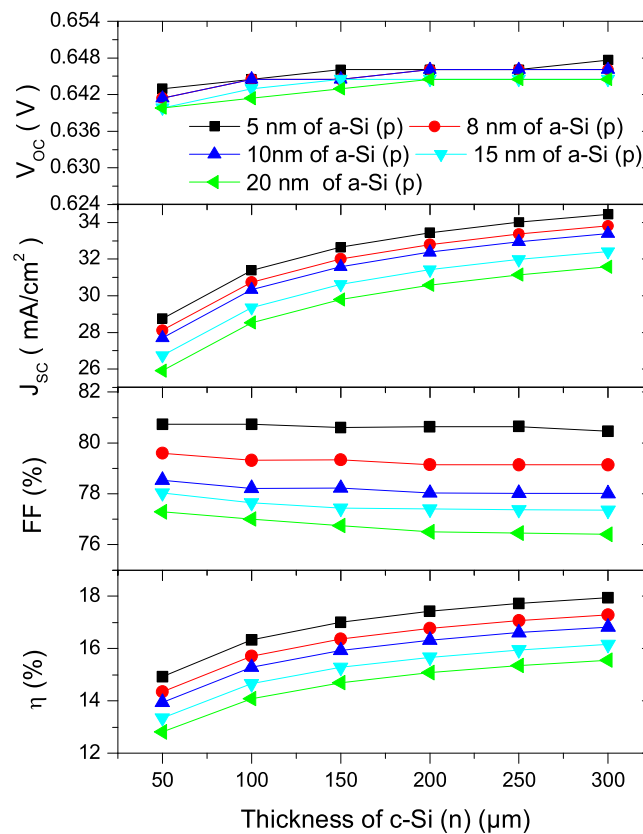


Figure 4. Performance of HJ solar cell for various emitter layer thicknesses as function of absorber layer thickness.

The results plotted in figure 4 show that best performances of the cell are obtained with a thick c-Si absorber and small a-Si emitter layers, as expected. Concerning V_{OC} and FF behaviors, we can observe in figure 4 the thickness of the absorber layer (between 50 μm to 300 μm) has a small influence on V_{OC} and FF that remain quasi constant in the considered range, as example around 644 mV and 77%, respectively. The change of V_{OC} is due, firstly, to the variation of the absorber doping concentration, as an increase in this doping implies an increase of V_{OC} , and, secondly, to the emitter bandgap narrowing induced by its high doping concentration resulting in a decrease in the V_{OC} value. We can also note that the value of V_{OC} and FF are lower than the value achieved in cell based on homo-junction.

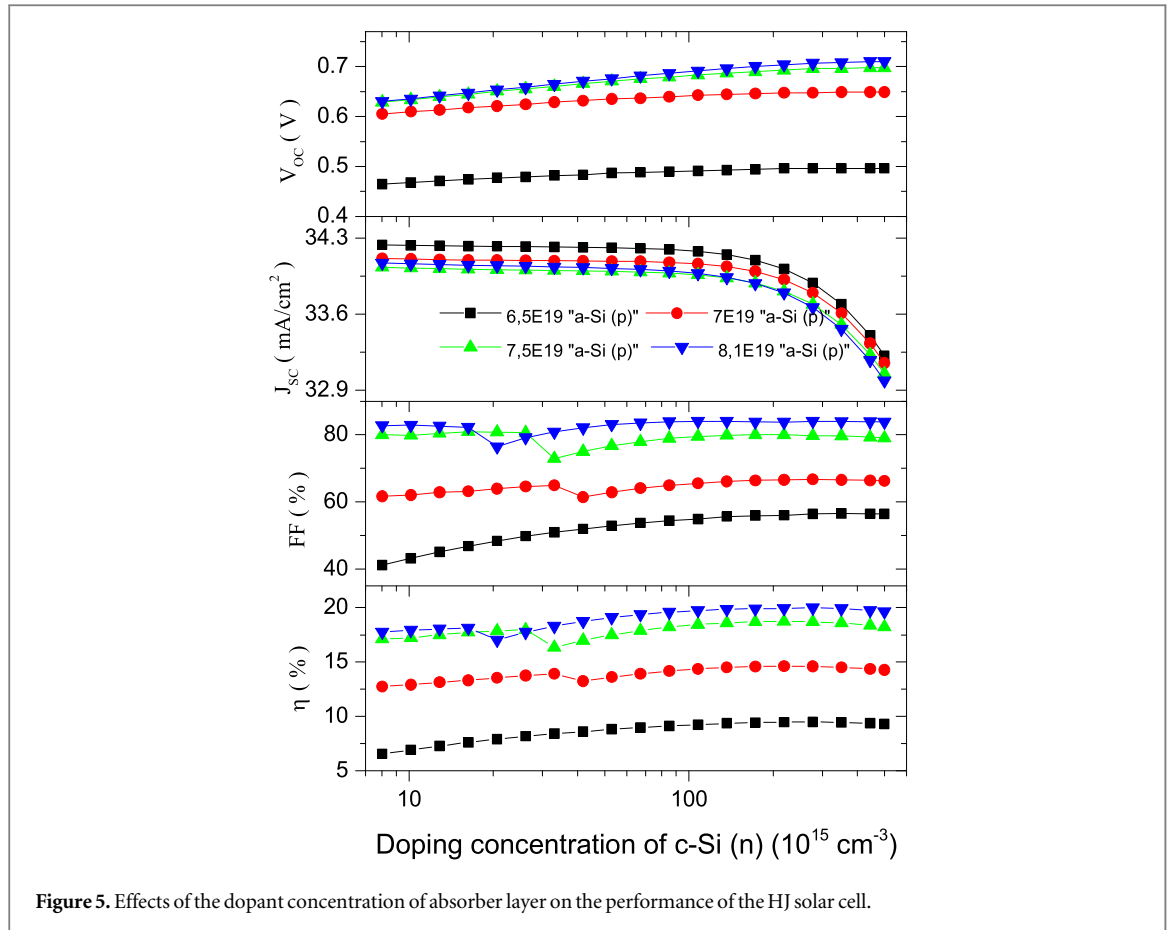


Figure 4 shows that the increase of the thickness of the absorber layer, from $50 \mu\text{m}$ to $300 \mu\text{m}$ produces an important rise in J_{SC} and η increasing from 25.91 mA cm^{-2} to 31.59 mA cm^{-2} and from 12.81% to 15.55% , respectively. The increase of the thickness of the absorber layer leads to an increase of the photogeneration and thus the photocurrent, taking into account the absorber diffusion length. This increase of the photocurrent induces an improvement of the overall solar cell efficiency of the cell, considering simultaneously the variation of V_{OC} and FF. By cons, the decrease of the thickness of the emitter layer from 20 nm to 5 nm results in a significant increase of the short-circuit current from 31.58 mA cm^{-2} to 34.45 mA cm^{-2} . Additionally to the decrease with the thickness of the absorption losses in the emitter layer, the increase of J_{SC} is mainly due to the fact that the photogeneration is much more efficient in the absorber layer considering the space charge region, mainly located in the absorber, and the diffusion length value much higher in the absorber than in the emitter. However, in this range when the emitter layer thickness varies from 20 nm to 5 nm and with a cell having an absorber layer of $300 \mu\text{m}$, the efficiency increases from 15.55% to 17.95% .

In the following, to analyze the influence of dopant concentration in layers, we consider for simulation, an absorber thickness equal to $250 \mu\text{m}$ and an emitter thickness equal to 5 nm . These intermediary thicknesses of both layers were chosen considering a first optimization of the final cost of the cell. For these structure, the value of reference parameters are $V_{\text{OC}} = 644.53 \text{ mV}$, $J_{\text{SC}} = 30.96 \text{ mA cm}^{-2}$, $\text{FF} = 77.20\%$, and $\eta = 15.40\%$.

3.2. Influence of dopant concentration on performances of the cell

The simulation results that we obtained with reference parameters, table 1, except thicknesses, for various concentrations of dopant N_{A} in absorber and N_{E} in emitter layers on the performance of the solar cell are shown in figure 5. In the current study, N_{A} and N_{E} were chosen as function of real experimental values as currently used for doping marketed cells.

Having a first look of figure 5, we can observe that dopants in both emitter and absorber layers have a large influence on the performance of the HJ solar cell. Considering the behavior of the cell parameters as function of N_{E} , with N_{A} constant, we observe in figure 5 that V_{OC} , FF, and η increase with N_{E} associated to a slight decrease of J_{SC} .

The change in the performance of the cell cannot be attributed to a change in the electron affinity that remains at a constant level with doping [21]. In fact, this change is due to the influence of the band-gap

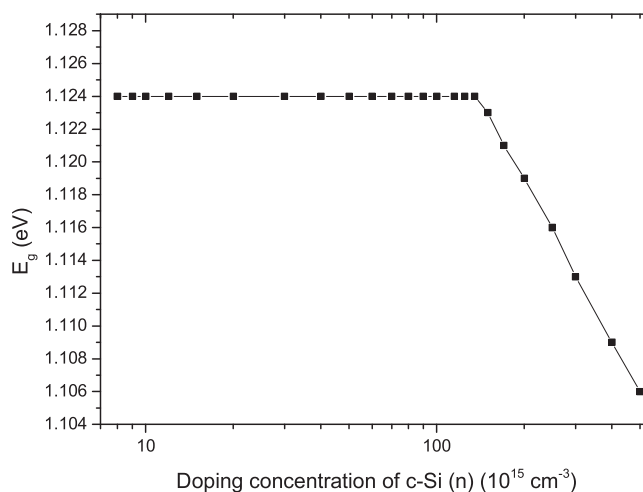


Figure 6. Variation of the band-gap as function of doping concentration of absorber layer.

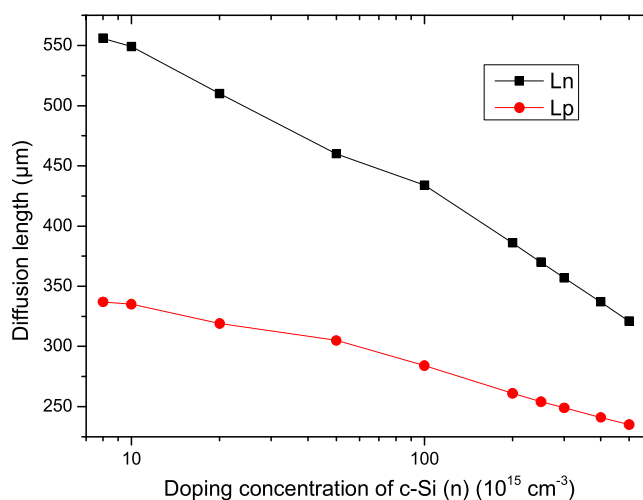


Figure 7. Effect of doping concentration of absorber layer on L_n , the diffusion length of electrons and L_p , the diffusion length of holes.

narrowing with dopant concentration on the band-gap and on the diffusion length of the carriers as taken into consideration in the AFORS-HET program and as shown in figures 6 and 7 represented these parameters.

Figure 6 shows that the band-gap remains constant at low dopant concentration, but hugely decreases above a doping concentration threshold. This phenomenon, the bandgap narrowing, largely documented in the literature, e.g. in [22–26], was taken into account in our simulations in order to have precise and experimentally realistic results. In our case, the doping concentration above which the bandgap narrowing becomes noticeable is around 10^{17} cm^{-3} . The doping concentration impacts also the electrons and holes diffusion lengths, L_n and L_p respectively, as show in figure 7: a noticeable decrease down to $320 \mu\text{m}$ for electrons and $250 \mu\text{m}$ for holes, remaining higher than the layer thickness.

To obtain PV cell with high performances, this analysis points out that N_E and N_A need to achieve high values around $7.5 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ and $N_A 2 \times 10^{17} \text{ cm}^{-3}$, respectively.

To conclude this part, it is noted that the efficiency of the standard cell was previously increased from 12.39% up to 15.40% by optimizing the thickness layers and now, by optimizing the dopant concentrations in both layers, the considered cell achieves efficiency close to 20%. This efficiency was obtained with $N_E = 8.1 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ and $N_A = 2.77 \times 10^{17} \text{ cm}^{-3}$, which are concentrations commonly considered in laboratories or in production by CVD techniques. The corresponding relevant optimum parameters values yielding to an efficiency close to 20% being achieved with the above mentioned concentrations, are a-Si thickness = 5 nm, c-Si thickness = $250 \mu\text{m}$, giving the functional parameters $V_{OC} = 0.71 \text{ V}$, $J_{SC} = 33.66 \text{ mA cm}^{-2}$, and $FF = 84.02\%$.

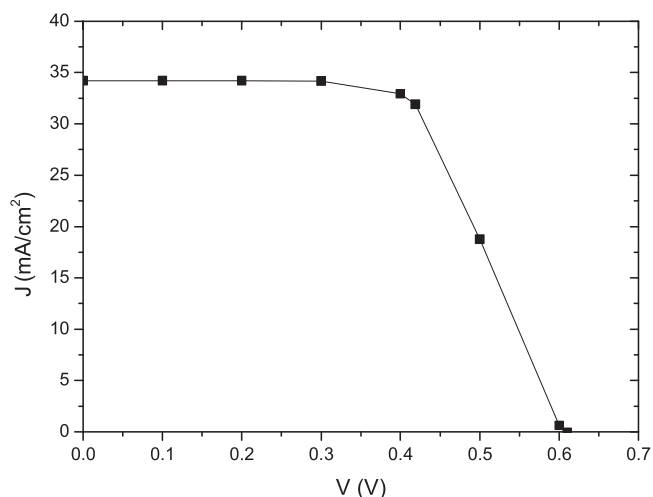


Figure 8. I-V characteristics of a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n).

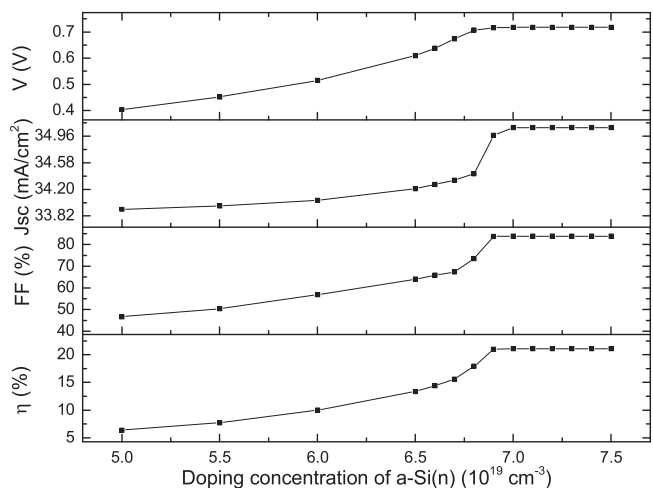


Figure 9. Effects of the dopant concentration of the BSF layer on the performance of the solar cell.

3.3. Insertion and doping optimization of the back surface field layer

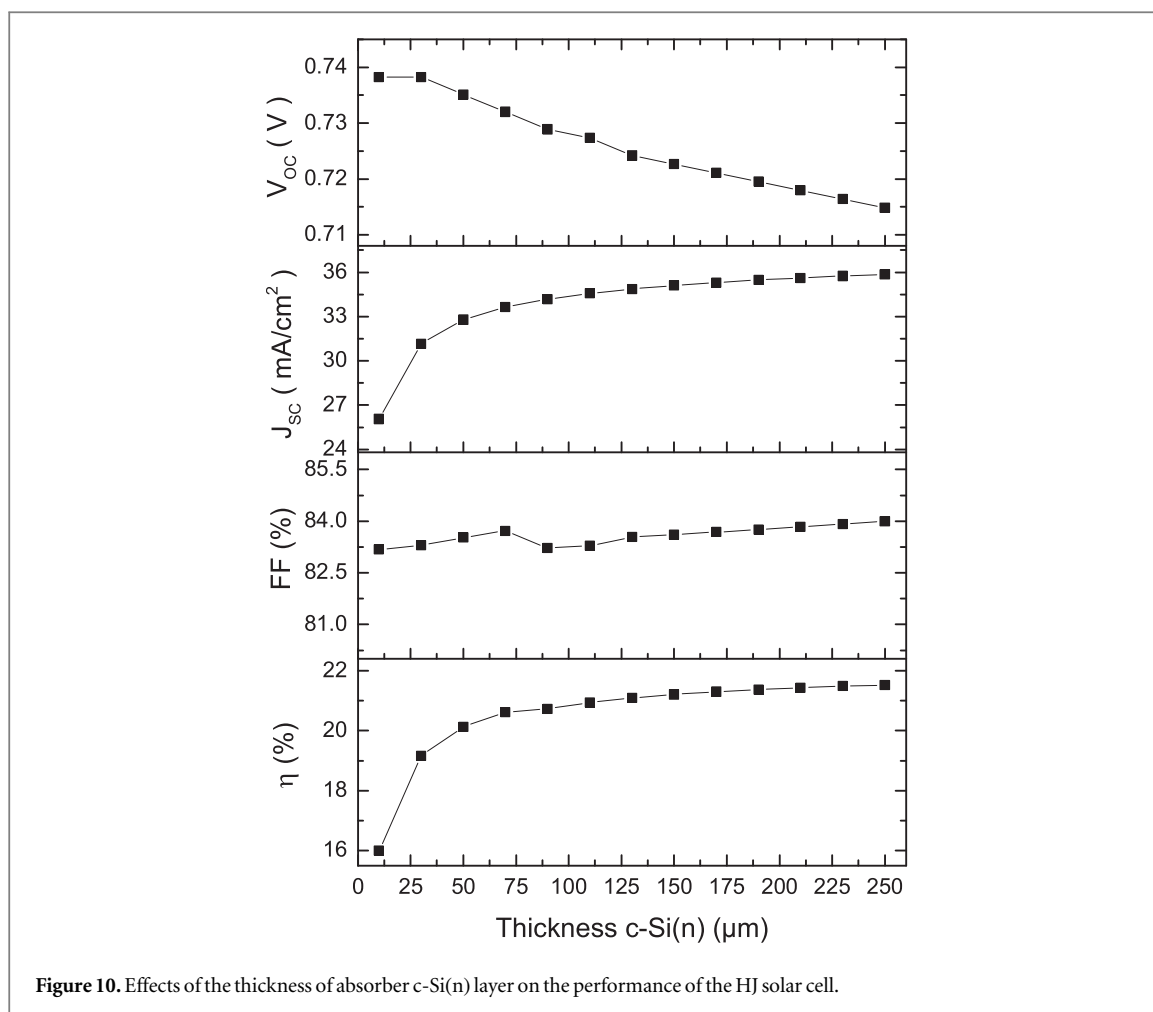
In the second structure with a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n), previously introduced as structure (b) (see figure 1), a highly doped very thin layer of a-Si(n), with a thickness = 5 nm and an initial dopant concentration = $6.5 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ was deposited on the rear face of the layer of the c-Si(n) as a back surface field (BSF) layer. The parameters of this layer correspond to standard parameters extracted from literature and used in BSF layer of p-based HJ solar cell [10]. Figure 8 shows the J-V characteristics of this second structure.

The J-V characteristics of the HJ solar cell of a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) provides a $V_{OC} = 0.61 \text{ V}$, $J_{SC} = 34.21 \text{ mA cm}^{-2}$, and calculated by equations (1) and (2), $FF = 64.02\%$, and $\eta = 13.36\%$. The BSF layer creates an additional barrier for electrons avoiding their recombination possibilities and facilitating the collection of holes. We note that BSF layer helps to enhance V_{OC} and J_{SC} as observed by comparison of the J-V characteristics of the two studied structures, i.e. without and with BSF layer.

To improve the characteristics of the HJ solar cell, we study the influence of the dopant concentration of BSF layer, the thickness of crystalline silicon (n), and the texturing of the cell.

The influence of the dopant concentration of the a-Si(n) layer on the performance of the cell is illustrated in figure 9.

We notice in figure 9 that the characteristic parameters of the solar cell increase up to saturation values achieved for a concentration threshold around $7 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$, whereas, above this value, these parameters remain constant around $V_{OC} = 0.72 \text{ V}$, $J_{SC} = 35.08 \text{ mA cm}^{-2}$, $FF = 83.79\%$, and $\eta = 21.10\%$. Thus, results reported in figure 8 clearly show that the insertion of a BSF layer is a way to increase the cell performance up to a saturation value achieved for a dopant concentration equal to $6.7 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$.



The maximum V_{OC} obtained in our study (0.72 V) is less than the theoretical maximum V_{OC} (0.77 V) indicated in literature for silicon solar cell [27]. This maximum value depends of recombination mechanism in the structure. By else, we can also note in these results reported in figure 8 that J_{SC} does not achieved the maximum possible value (42.5 mA cm^{-2}) mentioned in literature [28]. This difference is attributed to the losses of the absorption occurring in emitter and BSF layers. These two saturations straightforwardly induce a limitation in the FF and η values [29]. Despite the saturation of these functional parameters, the simulation results shown that the introduction in the structure of the cell, of a-Si BSF layer offers the possibility to optimize cell parameters and that the efficiency can be improved from 13.36% up to 21.1% by highly doping of this layer.

3.4. Impact of the thickness of the c-Si(n) layer

In this paragraph, we analyze the influence of the thickness of the c-Si(n) absorber layer. The optimization was carried out with a constant thickness of 5 nm for the emitter and BSF layer. It is to be noted that the thickness of this layer will influence the functional parameters but will also have a large impact on the global final price of the cell.

Results of simulation are reported in figure 10. The open-circuit voltage inversely varies with the thickness of the c-Si(n) as the back surface field helps to separate the generated electron-hole pairs and enhances the electron collecting efficiency by introduction of a barrier blocking the holes out of the crystalline silicon n-region. We observe that the FF is only slightly influenced by the thickness of the absorber layer. By cons, both J_{SC} and the efficiency significantly increase with the thickness value up to 200 μm resulting in a cell with an efficiency of 21.1%. The increase of the photogeneration due to the increase of the thickness of the absorber layer increases the possibility of photocurrent and consequently, increases in the J_{SC} and η . It is worth noting that a compromise has to be found between the thicknesses of the layer, and as a consequence its cost, and the solar cell efficiency. Indeed, an increase of the efficiency from 20% to 21% implies an increase of the c-Si(n) absorber layer thickness from 50 μm to 250 μm . For this thin layer of 50 μm , the functional parameters of the cell are as follows $\eta = 20.21\%$, $FF = 83.52\%$, $J_{SC} = 32.92 \text{ mA cm}^{-2}$, and $V_{OC} = 0.74 \text{ V}$, which are not too degraded values compared to the best simulated ones.

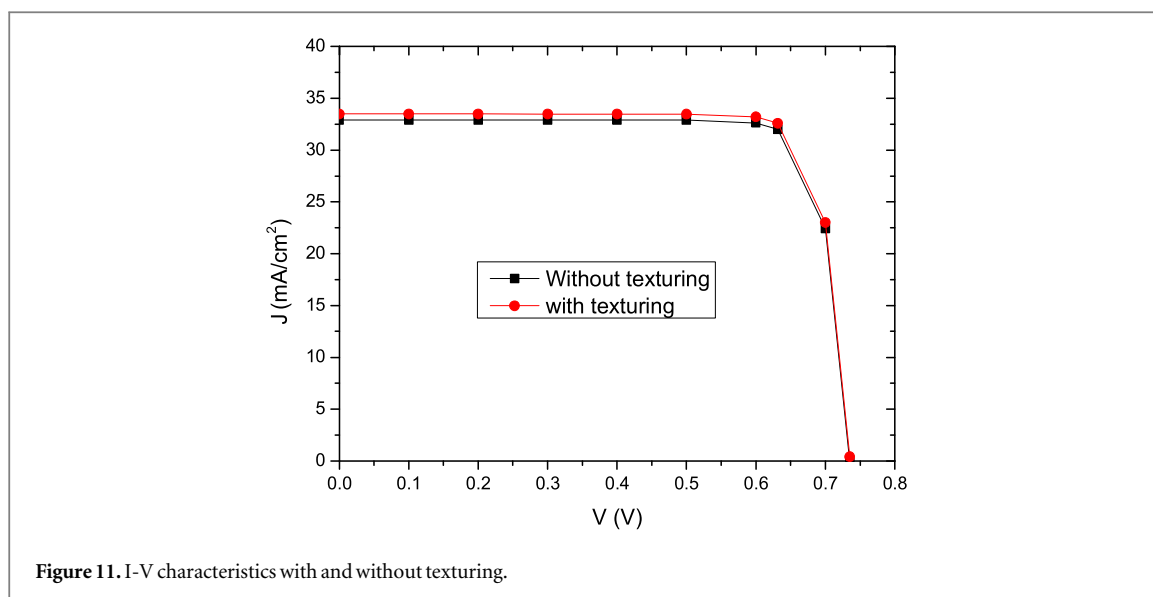


Figure 11. I-V characteristics with and without texturing.

Table 2. Performance of the four structures of simulated solar cells.

	Thickness of c-Si (μm)	V_{OC} (V)	J_{SC} (mA cm^{-2})	FF (%)	η (%)
HJ	300	0.6	31.59	76.41	15.55
HJ-BSF without texturing	250	0.72	35.08	83.79	21.10
HJ-BSF without texturing	50	0.74	32.92	83.52	20.21
HJ-BSF with texturing	50	0.74	33.50	83.54	20.58

3.5. Influence of the texturing of the solar cell

The last parameter that we propose to optimize is the texturing of the front surface. Indeed, it was shown that the texturing of the surface of the cell increases the capture area and increase the light trapping [30]. In this optimization, we use the optical Lambert-Beer absorption model as it takes textured surfaces and multiple internal boundary reflections into account. Despite the fact that this model neglects coherence effects it is well suited to treat wafer based crystalline silicon solar cells as mentioned in [31]. For this last optimization of the cell defined above, we consider the optimized absorber layer thickness = 50 μm .

Surface texturing increases the overall surface area, which can result in an increase of the surface defect-state density. The two J-V characteristics of the solar cells without and with texturing layer are shown in figure 11. It shows that the texturing of the surface does not change V_{OC} because the increased surface defect-state density is compensated by the BSF layer, which reduces the carrier recombination at the backside of the wafer, but increases J_{SC} from 32.92 mA cm^{-2} to 33.50 mA cm^{-2} , the FF from 83.52% to 83.54% (0.02%); and η from 20.21% to 20.58%. This result point out that the efficiency of the cell is only very little increased by the texturing of the front surface of a cell and the interest of this technique in an industrial process, due to additional fabrication costs, must be carefully considered.

We summarize in table 2 the values of V_{OC} , J_{SC} , FF, and η for the five structures of cells simulated in this study. The values in table 2 are extracted from the I-V characteristics of the HJ solar cells (figure 3), of the HJ with a BSF layer before texturing (figure 8), and of the optimized cell integrating a texturing layer (figure 11).

It is to be of note that our results are better than the results obtained by Rawat *et al* [32] and by Zhang *et al* [33] who simulated HJ solar cells also with crystalline silicon (p) absorber layer of around 50 μm thickness and doped at comparable concentration levels. These authors found an efficiency of 19.18% and 18.2%, respectively. The final gain of few percent in the efficiency that we have obtained is attributed to a more effective optimization of the doping concentration.

In the following last section of this study, to confirm the advantageous properties of this HJ cell, we complete the parameters qualification by analysis the spectral response of the cell and the effect of the ambient temperature on its efficiency.

3.6. Performance dependence on spectral response and temperature

At first, we compare the spectral response of the optimized solar cell and the reference Sanyo solar cell obtained in [10].

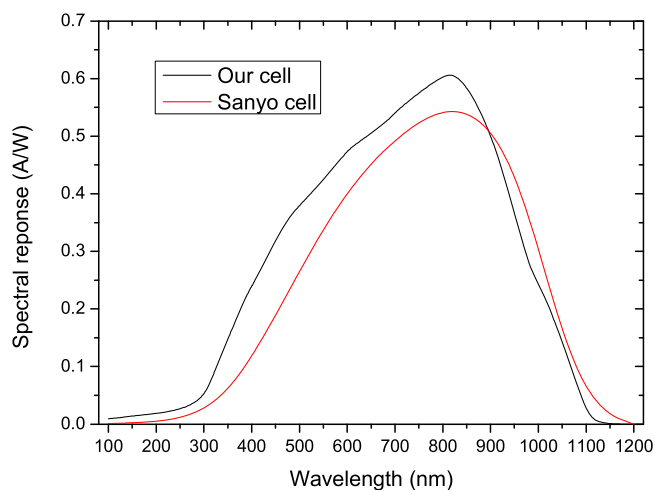


Figure 12. Spectral response of the HJ solar cell.

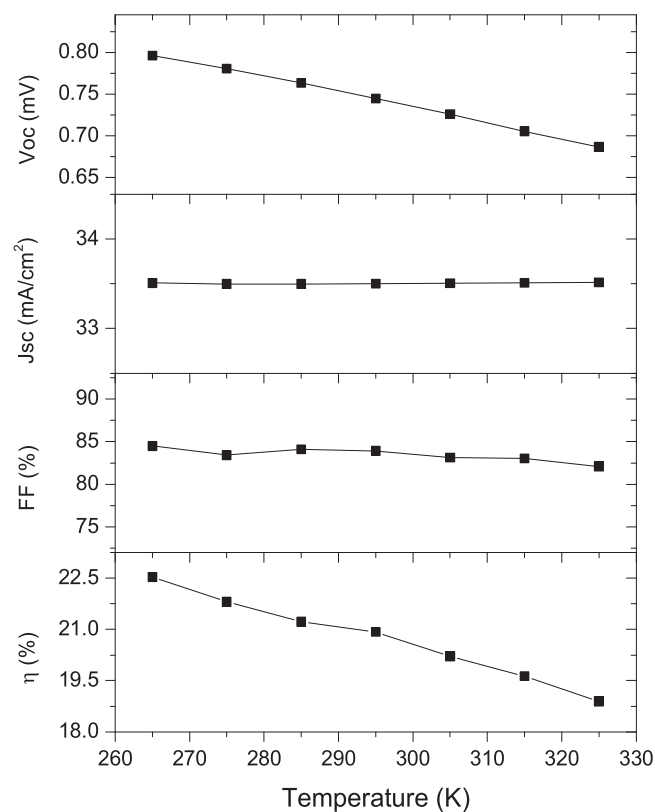


Figure 13. Effects of the temperature on the performance of the HJ solar cell.

In figure 12, we show the spectral response with the optimized parameters resulting of our study compared to the spectral response of the reference cell of Sanyo [10]. The main observed differences in both spectra is that the absorption edge is shifted to UV with a higher response in the visible for the spectra of the optimized cell leading, as already mentioned, to the increase of the efficiency.

Finally, we study the effect of the ambient temperature on the performance of a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) solar cell.

Figure 13 shows that the temperature affects V_{OC} and η . We observe that η decreases from 22.54% to 18.89% when the temperature increase from 265 K to 325 K. The values of J_{SC} and FF are almost constants, 33.5 mA cm⁻² and 83% respectively. We also observe that V_{OC} decreases when the temperature increases. That

is explained by the thermal agitation, important at atomic level, which leads to the increase of the recombination rate, so a decrease of the open-circuit voltage of the solar cell.

4. Conclusion

We have simulated, optimized and discussed the behavior of hetero-junction (HJ) solar cells of a-Si(p)/c-Si(n) and a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n); the latter layer in this second structure acting as a back surface field (BSF) layer. To optimize the performance of the HJ solar cell, we studied the impact of the thickness and the dopant concentration in each layer using the AFORS-HET simulation software. After optimization, efficiency higher than 20% could be achieved by HJ solar cells integrating BSF layer, with absorber thickness as low as 50 μm , reducing the solar cells manufacturing cost.

We have also shown that BSF layer is an effective way to increase the performance of HJ solar cell allowing to improve the global performance of the cell while using a very thin absorber layer (c-Si(n)). As a result, we obtain for the HJ cell with an absorber layer of 50 μm thick and with a BSF layer of 5 nm the following performing results $\eta = 20.21\%$, $\text{FF} = 83.52\%$, $J_{\text{SC}} = 32.92 \text{ mA cm}^{-2}$, and $V_{\text{OC}} = 0.74 \text{ V}$. We have also pointed out that the texturing of a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) solar cell increases the efficiency by around 0.4% to achieve $\eta = 20.6\%$ for the cell having an absorber layer with a thickness equal to 50 μm . Moreover, we have presented the spectral response and the effect of the ambient temperature on the performance of the HJ solar cell. In the optimized cell, it exists a shift of the absorption edge to UV, and as expected, better performances are obtained at low temperature.

Thus, we have shown in this study that in spite of optimizing the thickness and dopant concentration of layers, the efficiency of HJ integrating an absorber crystalline layer of n type cannot achieved the efficiency of HJ with an absorber layer of p type. Nevertheless, within various optimizations and with texturing the front surface, the functional parameters as the fill factor ($=83.54\%$) and efficiency ($=20.58\%$) can be greatly improved, even with a low cost thin absorber layer, especially if we compare to the performances of the commercial cell used as reference.

Acknowledgments

The authors thank Helmholtz-Zentrum Berlin for providing the AFORS-HET simulation software.

References

- [1] Saga T 2010 Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production *NPG Asia Mater.* **2** 96–102
- [2] Swanson R M 2006 A vision for crystalline silicon photovoltaics *Prog. Photovolt., Res. Appl.* **14** 443–53
- [3] Sark V, Alsema W G J H M, Junginger E A and Moor H M D 2008 Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of photovoltaic technology development *Prog. Photovolt., Res. Appl.* **16** 441–53
- [4] Goodrich A 2013 A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs *Solar Energy Materials & Solar Cells* **114** 110–35
- [5] Carrere T, Varache R, Muñoz D and Kleider J P 2015 Insertion of a thin highly doped crystalline layer in silicon heterojunction solar cells: Simulation and perspectives towards a highly efficient cell concept *Journal of Renewable and Sustainable Energy* **7** 011202
- [6] Seif J P, Descoedres A, Filipič M, Smole F, Topič M, Holman Z C, Wolf S D and Ballif C 2014 Amorphous silicon oxide window layers for high-efficiency silicon heterojunction solar cells *J. Appl. Phys.* **115** 024502
- [7] Rahmouni M, Datta A, Chatterjee P, Damon-Lacoste J, Ballif C and Cabarrocas P R 2010 Carrier transport and sensitivity issues in heterojunction with intrinsic thin layer solar cells on N-type crystalline silicon: a computer simulation study *J. Appl. Phys.* **107** 054521
- [8] Coignus J, Baudrit M, Singer J, Lachaume R, Muñoz D and Thony P 2011 Key issues for accurate simulation of a-Si:H/c-Si heterojunction solar cells *Energy Procedia* **8** 174–9
- [9] Vishkasougeh M H and Tunaboylu B 2013 Simulation of high efficiency silicon solar cells with a hetero-junction microcrystalline intrinsic thin layer *Energy Convers. Manage.* **72** 141–6
- [10] Tanaka M, Taguchi M, Matsuyama T, Sawada T, Nakano S, Hanafusa H and Kuwano Y 1992 Development of new a-Si/c-Si heterojunction solar cells: ACJ-HIT (Artificially Constructed Junction-Heterojunction with Intrinsic Thin-layer) *Jpn. J. Appl. Phys.* **31** 3518–22
- [11] Zhao J, Wang A and Green M A 2000 Performance degradation in cz(b) cells and improved stability high efficiency pert and perl silicon cells on a variety of seh mcz(b), fz(b) and cz(ga) substrates *Prog. Photovolt., Res. Appl.* **8** 438–47
- [12] Saitoh T, Hashigami H, Rein S and Glunz S 2000 Overview of light degradation research on crystalline silicon solar cells *Prog. Photovolt., Res. Appl.* **8** 537–47
- [13] Cotter J, Guo J, Cousins P, Abbott M, Chen F and Fisher K 2006 P-type versus n-type silicon wafers: prospects for high-efficiency commercial silicon solar cells *IEEE Trans. Electron Devices* **53** 1893–901
- [14] Castaldini A, Cavalcoli D, Cavallini A, Binetti S and Pizzini S 2005 Electronic transitions at defect states in Cz p-type silicon *Appl. Phys. Lett.* **86** 162109
- [15] Fukutani K, Kanbe M, Futako W, Kaplan B, Kamiya T, Fortmann C M and Shimizu I 1998 Band gap tuning of a-Si:H from 1.55 eV to 2.10 eV by intentionally promoting structural relaxation *J. Non-Cryst. Solids* **227–30** 63–7
- [16] Datta A, Rahmouni M, Nath M and Boubekri R 2010 Insights gained from computer modeling of heterojunction with intrinsic thin layer 'HIT' solar cells *Solar Energy Materials & Solar Cells* **94** 1457–62

- [17] Decock K, Khelifi S and Burgelman M 2011 Modelling multivalent defects in thin film solar cells *Thin Solid Films* **519** 7481–4
- [18] Ghannam M, Shehadah G, Abdullaheem Y and Poortmans J 2015 On the possible role of the interfacial inversion layer in the improvement of the performance of hydrogenated amorphous silicon/crystalline silicon heterojunction solar cells [HIT] *Solar Energy Materials & Solar Cells* **132** 320–8
- [19] Korte L, Conrad E, Angermann H, Stangl R and Schmidt M 2009 Advances in a-Si:H/c-Si heterojunction solar cell fabrication and characterization *Solar Energy Materials & Solar Cells* **93** 905–10
- [20] Dwivedi N, Kumar S, Bisht A, Patel K and Sudhakar S 2013 Simulation approach for optimization of device structure and thickness of HIT solar cells to achieve 27% efficiency *Sol. Energy* **88** 31–41
- [21] Diederich L, Kuttel O M, Aebi P and Schlapbach L 1998 Electron affinity and work function of differently oriented and doped diamond surfaces determined by photoelectron spectroscopy *Surf. Sci.* **418** 219–39
- [22] Abram R A, Childs G N and Saunderson P A 1984 Band gap narrowing due to many-body effects in silicon and gallium arsenide *J. Phys. C: Solid State Phys.* **17** 6105–25
- [23] Lindefelt U 1998 Doping-induced band edge displacements and bandgap narrowing in 3C, 4H, 6HSiC, and Si *J. Appl. Phys.* **84** 2628–37
- [24] Persson C, Lindefelt U and Sernelius B E 1999 Bandgap narrowing in n-type and p-type 3C-, 2H-, 4H-, 6H-SiC, and Si *J. Appl. Phys.* **86** 4419–27
- [25] Lanyon H P D and Tuft R A 1979 bandgap narrowing in moderately to heavily doped silicon *IEEE Trans. Electron Devices* **26** 1014–8
- [26] Berggren K F and Sernelius B E 1981 Band-gap narrowing in heavily doped many-valley semiconductors *Phys. Rev. B* **24** 1971
- [27] Green M A 1984 Limits on the open-circuit voltage and efficiency of silicon solar cells imposed by intrinsic Auger processes *IEEE Trans. Electron Devices* **31** 671–8
- [28] Swanson R M 2005 Approaching the 29% limit efficiency of silicon solar cells *Proc. of the 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conf. (Lake Buena Vista, USA)* pp 889–94
- [29] Szlufcik J, Sivoththaman S, Nlis J F, Mertens R P and Overstraeten R V 1997 Low-cost industrial technologies of crystalline silicon solar cells *Proc. IEEE* **85** 711–30
- [30] Zeman M and Zhang D 2012 Heterojunction silicon based solar cells *Physics and Technology of Amorphous-Crystalline Heterostructure Silicon Solar Cells* (Berlin Heidelberg: Springer) pp 13–44
- [31] Stangl R and Leendertz C 2012 General principles of solar cell simulation and introduction to AFORS-HET *Physics and Technology of Amorphous-Crystalline Heterostructure Silicon Solar Cells* (Berlin Heidelberg: Springer) pp 445–58
- [32] Rawat A, Sharma M, Chaudhary D, Sudhakar S and Kumar S 2014 Numerical simulations for high efficiency HIT solar cells using microcrystalline silicon as emitter and back surface field (BSF) layers *Sol. Energy* **110** 691–703
- [33] Zhang Y, Stokes N, Jia B, Fan S and Gu M 2014 Towards ultra-thin plasmonic silicon wafer solar cells with minimized efficiency loss *Sci. Rep.* **4** 4939



Effects of the ambient temperature and the defect density on the performance the solar cell (HIT)

Bouzaki Mohammed Moustafa^{1,*}, Benyoucef Boumediene¹, Benouaz Tayeb¹,
Benhamou Amina², Soufi Aicha¹, Chadel Meriem¹, Maamar Hicham¹

¹URMER, Department of Physics, Faculty of Science, University of Tlemcen, BP. 119,
Tlemcen, Algeria

²Department of Physics, Faculty of Science, University of Boumerdess, Boumerdess, Algeria

Received 31 Dec. 2014; Revised 4 March 2015; Accepted 2 April 2015

Abstract

The ambient temperature and the defects density in the Hetero-junction with Intrinsic Thin layers solar cells (HIT) strongly influence their performances. In the first part, we presents the band diagram on the front/back simulated solar cell based on a-Si: H / c-Si (p)/a-Si:h. In second part, we modele the following layers structure: ZnO/a-Si:H(n)/a-Si:H(i)/c-Si(p)/a-Si:H(p)/Ag where we study the effect of the ambient temperature and the defects density in the gap of the crystalline silicon layer on the performance of the heterojunction solar cell with intrinsic layer (HIT).

Keywords: Heterojunction solar cell; Solar cell performance; Bands diagram; Ambient temperature; Defect density.

1. Introduction

The heterojunction solar cells (HJ) are obtained by joining two materials with different energy gap (E_g). HJ was first studied in 1974 by Fuhs et al[1] in 1983 the first heterojunction solar cell was fabricated [2-3].

The heterojunction a-Si:H/c-Si is formed by depositing the hydrogenated amorphous silicon on the substrate of the crystalline silicon. The resulting cells can achieve high conversion efficiencies, while using methods for thin film silicon reduces the cost in comparison with the c-Si solar cells [4]. SANYO developed HIT with a very thin layer of intrinsic hydrogenated amorphous silicon (a-Si: H(i)) which is inserted between two layers of a-Si: H(p) and c-Si (n). However, most researchers focus on the use of HIT solar cells with a substrate c-Si(p). This is motivated by the fact that the cost of the c-Si(p) wafer is significantly lower than the cost of c-Si (n) on one hand and that the microelectronic industries widely use p-type wafer for manufacturing devices, on the other hand [5-7].

Today, Sanyo is the market leader in the mass production of HIT modules. They hold, since 2011, the laboratory world record efficiency of 23.7% at 100.4cm, with a V_{oc} of 745mV, J_{sc} of 39.4mA/cm² and FF equal to 80.9% [8-9].

*) For Correspondence;E-mail: bouzaki_physique1@yahoo.fr

In addition, Sanyo has also achieved very high yields in production: 20% efficiency at the cell level and 18.3% at the module level [10-11].

2. Description of the electric model

The Poisson the transport equations for electrons and holes are solved in one dimension.

$$\begin{aligned} \frac{\varepsilon_0 \varepsilon_r}{q} \frac{\partial^2 \psi(x)}{\partial x^2} &= p(x) - n(x) + N_D - N_A + \sum_{\text{defaut}} \rho_t(x) \\ -\frac{1}{q} \frac{\partial j_n(x)}{\partial x} &= G_n(x) - R_n(x) \\ \frac{1}{q} \frac{\partial j_p(x)}{\partial x} &= G_p(x) - R_p(x) \end{aligned} \quad (1)$$

The electron density n , the hole density p , and the electric potential represent the independent variables for which the system of equations is solved. (The meaning of the other variables is such as x denotes the position in the device, q the electron charge, ε_0 and ε_r the absolute and relative dielectric constants, respectively, R the recombination rate, G the generation rate of electrons and holes, J_p and J_n the current density of the electrons and holes). $N_{D/A}$ are the concentrations of donors/acceptors, that are assumed to be completely ionized.

The current $j_{n,p}$ electron/hole are caused by the gradient of the respective quasi Fermi energy $E_{Fn/p}$. In the portion of a semiconductor, it is equivalent to the sum of the diffusion and drift current with a corresponding mobility $\mu_{n,p}$

$$j_n(x) = q\mu_n n(x) \frac{\partial E_{Fn}(x)}{\partial x} = -\frac{\mu_n kT}{q} \frac{\partial n(x)}{\partial x} + \mu_n n(x) \frac{\partial \varphi(x)}{\partial x} \quad (2)$$

$$j_p(x) = q\mu_p p(x) \frac{\partial E_{Fp}(x)}{\partial x} = -\frac{\mu_p kT}{q} \frac{\partial p(x)}{\partial x} - \mu_p p(x) \frac{\partial \varphi(x)}{\partial x} \quad (3)$$

3. Solar cell's structure

In this section, we utilized the parameters presented by Bouzaki et al [12] to build a heterojunction of silicon solar cell. This allowed us to study the evolution of its performance based on the parameters of the defects density and depending on the ambient temperature. The first structure is constituted of the following layers (Fig.1).

1. A layer of hydrogenated amorphous silicon n-type (a-Si: H (n)) "emitter".
2. An intrinsic layer of hydrogenated amorphous silicon (a-Si: H (i)).
3. A crystalline layer of p-type silicon (c-Si (p)) "absorber".
4. A layer of hydrogenated amorphous silicon p-type (a-Si: H (n)) "BSF".

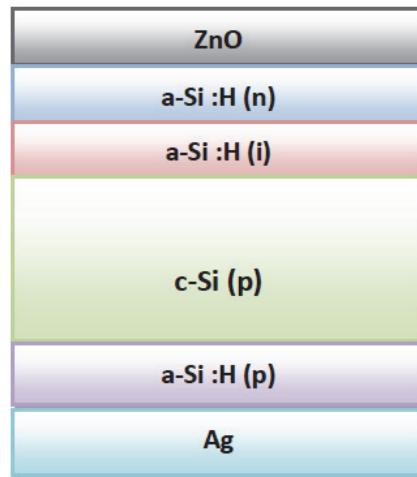


Fig.1: Schematic structure of the simulated solar cell [12]

The crystalline silicon p-type is selected with a doping of 10^{16} cm^{-3} and a thickness of $300 \text{ }\mu\text{m}$. We define a point defect in the middle of the gap so that it is very effective (Fig.2).

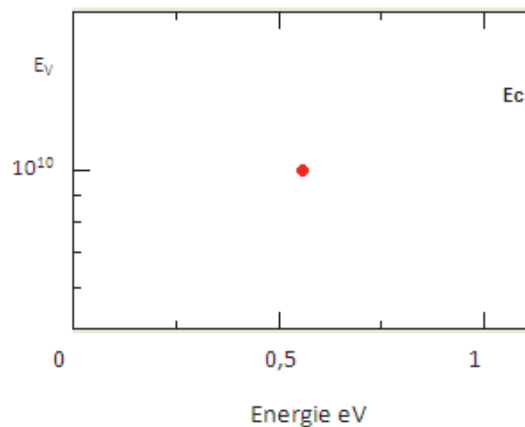


Fig.2: The defect density in the gap of c-Si [12]

We then need to define the parameters for amorphous silicon hydrogenated thin film. The gap of this material may vary between 1.55 eV and 2.10 eV , but the standard value is 1.74 eV at 300 K . Electron mobility was taken $20 \text{ cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ and that for holes $5 \text{ cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$.

Two densities of states of donor type (tail valence band and Gaussian deep states) and two types acceptor densities (tail conduction band and Gaussian deep states) are defined. The densities statements edge of conduction band and valence are taken equal to those of crystalline silicon $N_c \approx N_v \approx 10^{21} \text{ cm}^{-3}$.

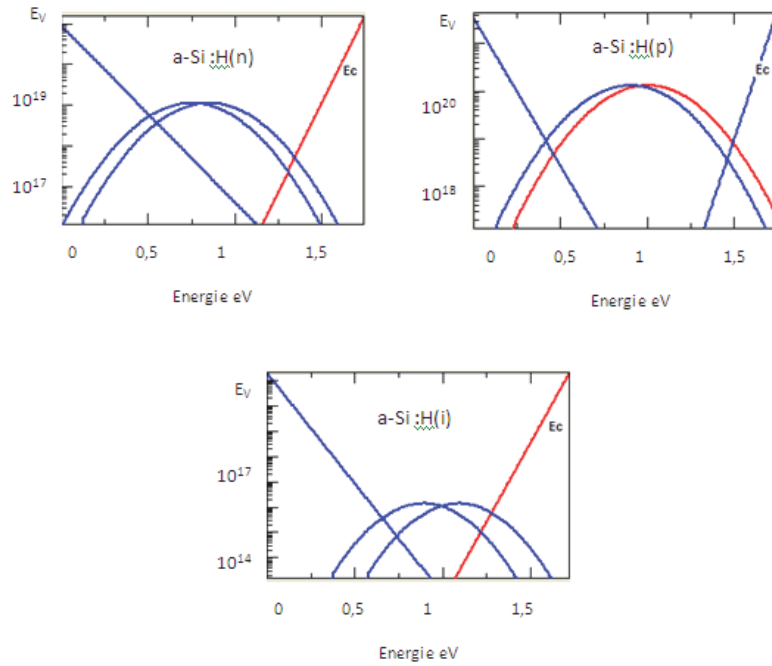


Fig.3: The distribution of the density of defects in the gap of different types of a-Si: H [12]
The parameters for the four layers of the cell are given in [12, 13, 14].

4. Results and discussion

4.1 Bands diagram

The energy gap difference between the c-Si (E_{g1}) and a-Si:H (E_{g2}) causes discontinuities "Band Offsets" in the valence band (ΔE_v) and conduction (ΔE_c). These discontinuities affect the potential barriers (V_{bn}) and (V_{bp}) on either side of the junction. They therefore increase the diffusion potential (V_d) of the junction a-Si: H / c-Si compared to a conventional homo-junction. However, they also impose certain limitations on the collection of the carriers according to the discontinuities distribution [15].

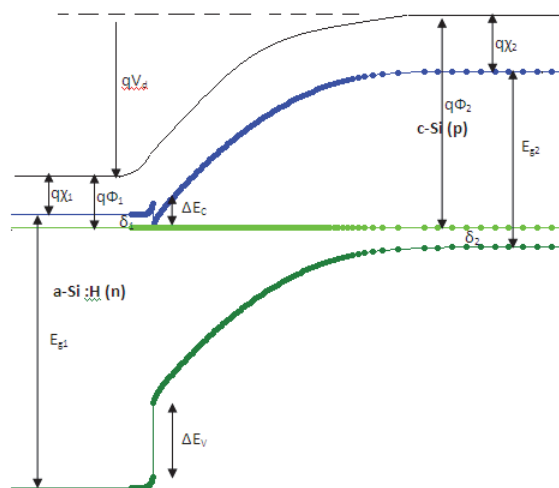


Fig.4: Diagram of the bands on the front face a-Si: H/ a-Si (p).

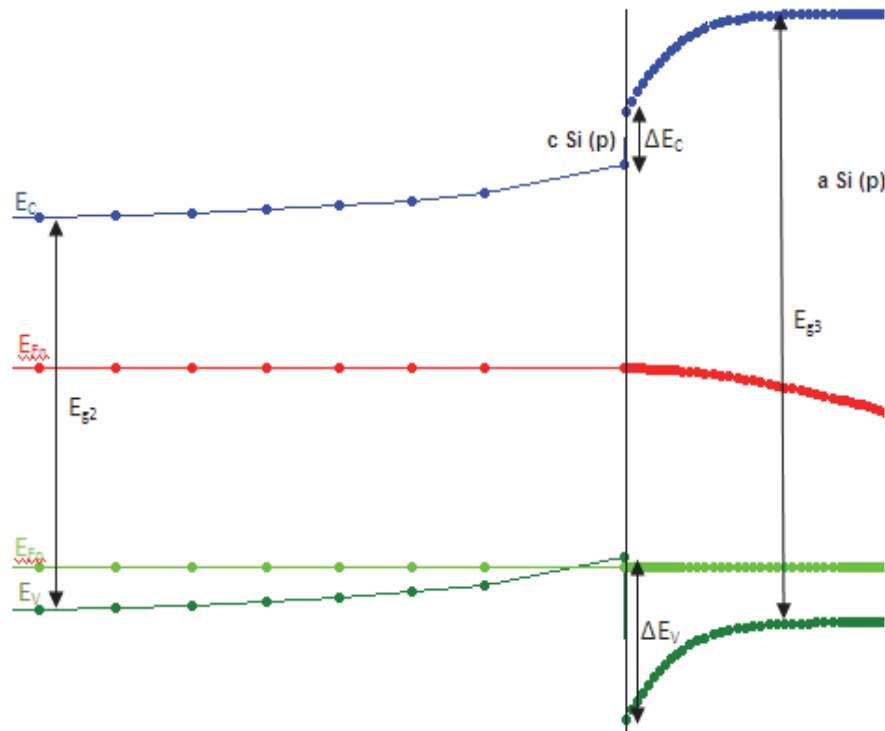


Fig.5: Diagram of the cell bands in rear face c-Si (p) / a-Si: H(p).

4.2 The characteristic J (V)

Fig.6 shows the simulation results for the characteristic current density-voltage under illumination (AM1.5) at 300K. Our cell gives good results: an V_{oc} of 743.1mV, J_{sc} of $38.21\text{mA}/\text{cm}^2$, FF 82.6% and η of 23.45%.

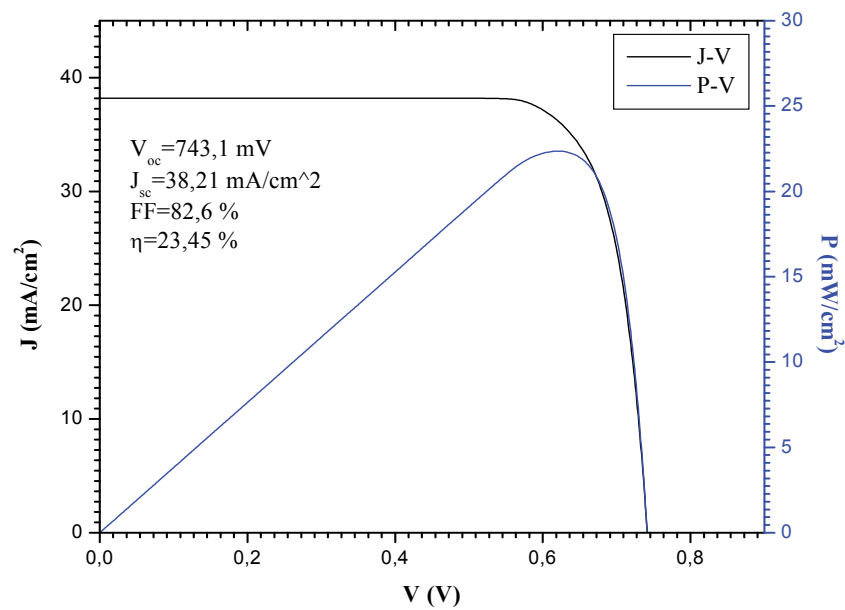


Fig.6: J-V and P-V

4.3 The influence of temperature

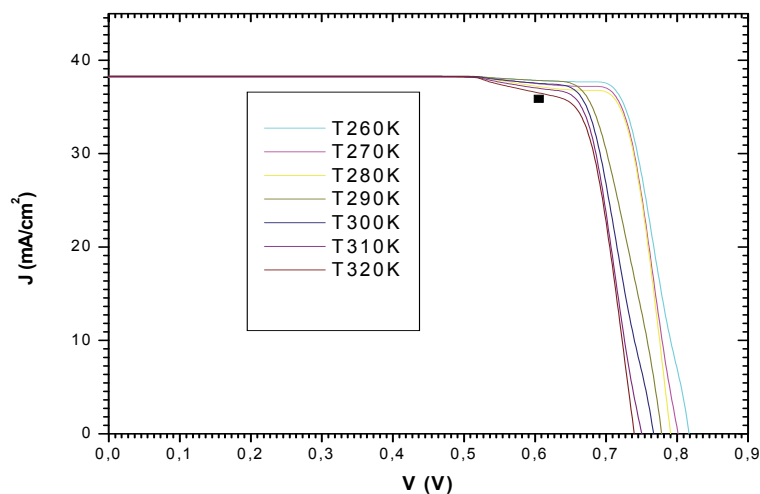


Fig.7: Influence of the ambient temperature on the characteristic J-V

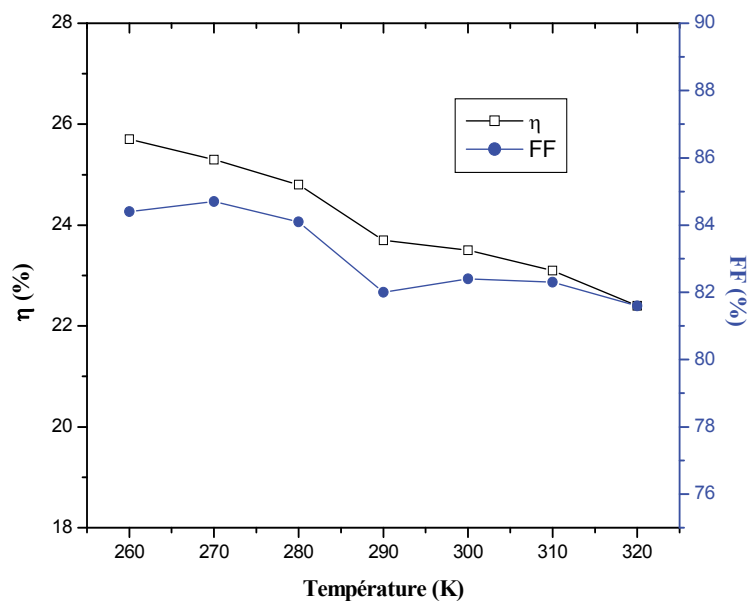


Fig.8: Influence of the ambient temperature on FF and η

From the two figures above, we can see that with the increase of the cell temperature, the open circuit voltage decreases. The same goes for FF and η .

4.4 Effect of the defects density

Fig.9 shows that the cell performance strongly depends on the density of defects in the gap of the absorber. The increase in the density of states for these defects leads to a decrease of V_{oc} , J_{sc} , FF and η .

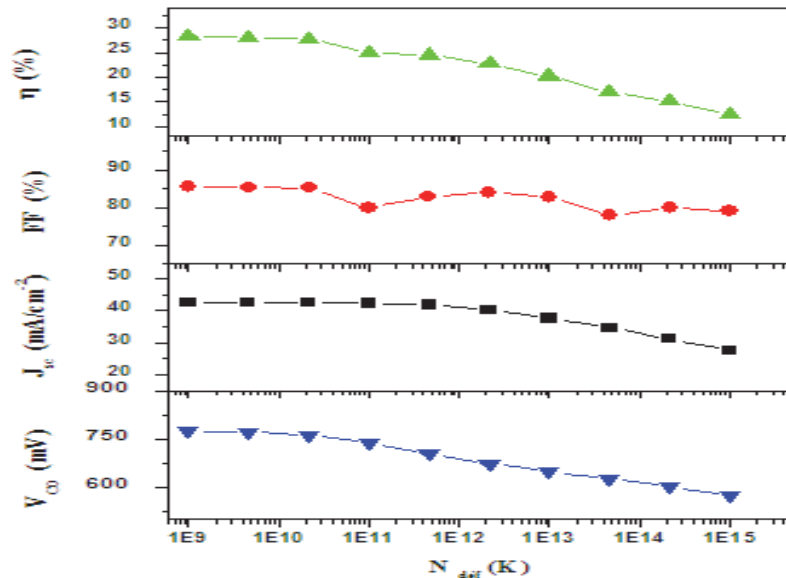


Fig.9: Variation in cell performance as function of the defects density in the gap of c-Si

5. Conclusion

The effects of the ambient temperature and the defects density in the Hetero-junction with Intrinsic Thin layers solar cells (HIT) have been studied. It is shown that, the performances of the solar cell were influenced with variation in ambient temperature and also in defects density. A record efficiency of 25,7% could be obtained. Relevant parameters values are V_{oc} (790mV), J_{sc} (43mA/cm²) and FF of 85%.

References

- [1] W. Fuhs, K. Niemann, et J. Stuke, AIP Conference proceedings, **20** (1974) 345-350.
- [2] K. Okuda, H. Okamoto, Y. Hamakawa, Japanese Journal of applied Physics Jpn.J.Appl.Phys. **22** (1983) 605-607
- [3] Y. Hamakawa, K. Fujimoto, K. Okuda, Applied Physics Letters, **43** (1983) 644-646
- [4] J. Coignus, M. Baudrit, J. Singer, R. Lachaume, D. Muñoz, P. Thony, Energy Procedia **8** (2011) 174–179.
- [5] L. Zhao, H.L. Li, C.L. Zhou, H.W. Diao, W.J Wang, Solar Energy **83** (2009) 812–816.
- [6] L. Zhao, C.L.Li, Solar Energy Materials & Solar Cells **92** (2008) 673-681.
- [7] N. Dwivedi, S. Kumar, A. Bist, K. Patel, S. Sudhakar, Solar Energy **88** (2013) 31-41.
- [8] SANYO Electric Co. Ltd, Press release, May 2009.
- [9] T. Kinoshita, D. Fujishima, A. Yano et al, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg (Germany), (2011) 871-874
- [10] N. Nakamura, M.ouchi, K. Ibi, 26th European Photovoltaic solar Energy conference and Exhibition, Hamburg (Germany), (2011) 2194-2197.

- [11] HIT photovoltaic module (September 2012). <http://panasonic.net/energy/solar/hit/>
- [12] M. M. Bouzaki, B. Benyoucef, *International Journal of Computer Applications* **80** (2013) 0975 – 8887
- [13] B. G. Rasheed, H. G. Rashid, Y. Z. Dawood, A. T. Hassan, *Int. J. Nanoelectronics and Materials*, **6** (2013) 97-104
- [14] R. A. Swady, *Int. J. Nanoelectronics and Materials*, **4** (2011) 59
- [15] Fantoni, Y. Vigranenko, M. Fernandes, R. Schwarz, M. Vieira, *Thin Solid Films*, **383** (2001) 314-317

Modeling of the Junction CdS (N)/CdTe (P)

Bouzaki Mohammed Moustafa^{*,1,a}, Benyoucef Boumediene^{1,b}, Benouaz Tayeb^{1,c}, Soufi Aicha^{1,d}, Benhamou Amina^{2,e}

¹ Tlemcen University BP. 119, Tlemcen, Algeria

² Boumerdes University, Boumerdes, Algeria

^a bouzaki_physique1@yahoo.fr

^b benyoucef_boumediene@yahoo.fr

^c b_tayeb@yahoo.com

^d soufiaicha84@yahoo.fr

^e amina_benhamou@hotmail.com

ABSTRACT

To goal to optimize the performances of CdTe/CdS solar cell , we will study the influence of various parameters on the performances of the solar cell. The choice of the parameters used at summer studied starting from the properties of the layers and the literature.

We modeled the following layers structure: SnO/CdS/CdTe where we studied the effect of the thicknesses, concentration of doping and the defects density in the gap of CdTe layer on the performance of solar cell.

Keywords: CdTe solar cell; Solar cell performance; Thicknesses; Concentration of doping; Defect density.

I. INTRODUCTION

Each material has its own characteristics and properties which make it better to another. The objective of the work which will follow is to study the influence of various parameters on the performances of CdTe solar cell, using SCAPS software. The CdTe solar cells have a significant potential as a source of low cost, high-output solar electricity [1].

The high current level of the research and the development of the thin layer polycrystalline CdS/CdTe solar cell is pulled by the possibility of producing photovoltaic modules with low cost [2].

The semiconductor telluride of cadmium (CdTe) is the active zone of the CdS/CdTe heterojunction where, the majority of the surplus minority carriers are generated. The band gap of CdTe is equal to 1,45 eV, and it can be doped N or of type

P, like it was recognized very early like a good layer of absorption of the solar cell because it has a strong optical absorption (direct) above the gap ($> 10^4 \text{ cm}^{-1}$) [3].

However, the devices with homo-junction are not very practical because the majority absorption of the solar spectrum occur inside 1-2 μm surface of CdTe and this fact the loss of recombination of surface on an unacceptable level. To avoid that, the configuration p-CdTe/n-CdS/TCO/glass was developed [4].

The cadmium sulphide doped N (n-CdS) ($E_g = 2,4 \text{ eV}$) form a side of the electric junction and acts like a layer of window. The layer of window n-CdS is an essential component of the cell p-CdTe/TCO with $\eta > 10\%$ were highlighted [5], this junction is basically lower. Requirements of CdS are that it should be conducting ($N \sim 10^{16} \text{ cm}^{-3}$), thin to allow the transmission high (50-100 nm) and uniform to avoid effects of short-circuit; therefore it is preferable to allow the optical transmission above variation. CdTe should not be 1-2 μm thickness, but can be more thick to ensure the homogeneity [2,6,7,8].

Numerical modeling is a need for the real description of photovoltaic devices in thin layers. Accordingly, several choices of the tools for digital simulation for the photovoltaic cells in thin layers are currently available, such as AFORS-HET and SCAPS. In the following part one will use the last (SCAPS).

II. PRESENTATION OF THE SNO/CDS/CDTE STRUCTURE

The three layers which are underlined in this simulation are SnO, CdS and CdTe. By integrating the various material parameters in SCAPS for all the aspects of the analysis, the changes in the values of V_{oc} , J_{sc} , FF and η as well as the effect of the operating temperature are studied.

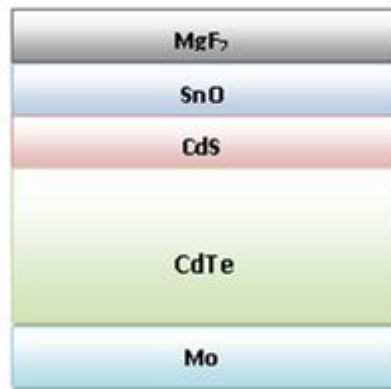


Figure I Structure of the cell modelled

Table I shows the description of the parameters of simulation and the parameters basic which were used in this study.

Table I Parameters of various layers of the structure modeled

Parameter	SnO	CdS	CdTe
Thickness (μm)	0,05	0,01	2
Energy of gap (ev)	3,6	2,4	1,5
electron affinity	4,5	4,5	4,3
dielectric permittivity	9	10	9,4
Effective CB density of states ($1/\text{cm}^3$)	2.10^{18}	2.10^{18}	8.10^{17}
Effective VB density of states ($1/\text{cm}^3$)	$1,8.10^{19}$	$1,8.10^{19}$	$1,8.10^{19}$
electron thermal velocity (cm/s)	10^7	10^7	10^7
hole thermal velocity (cm/s)	10^7	10^7	10^7
electron mobility (cm^2/Vs)	100	100	320
hole mobility (cm^2/Vs)	25	25	40
shallow donor density ND(y) ($1/\text{cm}^3$)	10^{19}	10^{19}	0
shallow acceptor density NA(y) ($1/\text{cm}^3$)	0	0	1.10^{15}

For the defects, they are presented on table II

Table II Defects in various layers

Parameter	SnO	CdS	CdTe
Defect 1			
Type of defect	Neutral	Neutral	Neutral
Energy distribution	simple	simple	Simple
Concentration of defects	10^{14}	10^{16}	10^{13}
Energy of traps (eV)	0,6	1,2	0,65
Sigma N (cm^2)	10^{-15}	10^{-15}	10^{-15}
Sigma p (cm^2)	10^{-15}	10^{-15}	10^{-15}
Defect 2			
Type of defect			Acceptor
Energy distribution			Gaussian
Concentration of defects			10^{16}
Energy of traps (eV)			0,5
Sigma N (cm^2)			10^{-16}
Sigma p (cm^2)			10^{-15}
Defect 3			
Type of defect			Donor
Energy distribution			Gaussian
Concentration of defects			10^{17}
Energy of traps (eV)			1
Sigma N (cm^2)			10^{-15}
Sigma p (cm^2)			10^{-17}

III. RESULTS AND DISCUSSION

The result of modeling of the J-v characteristic under illumination is presented under figure II. The performances obtained are: $V_{oc} = 870,37$ mV, $J_{sc} = 24.13$ mA/cm², FF= 76.12 % and $\eta = 15.99$ %.

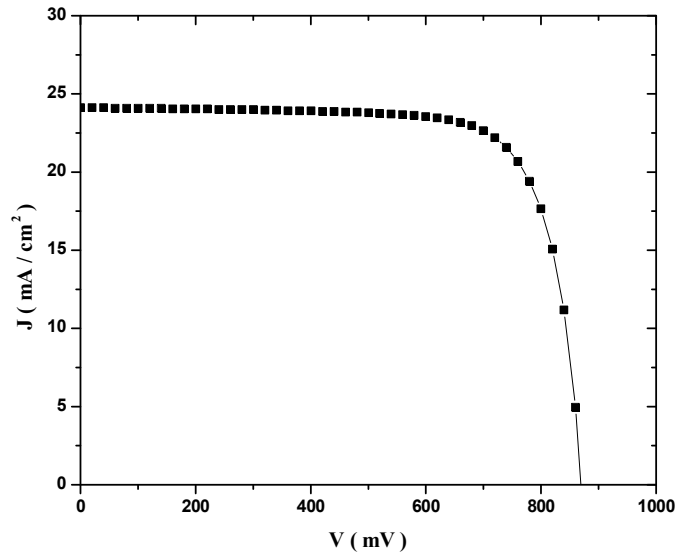


Figure II J-V Characteristic of the cell models CdTe

Optimization thickness of the CdTe absorber and the CdS transmitter

Initially, the thickness of the CdTe absorber was modified to determine the optimal thickness of the structure of CdTe. It was found that the performances (V_{co} , J_{sc} , FF and η) of the cell increase with the increase thickness of the CdTe layer. The optimal thickness would be around 2 μm . Figure III, with the thickness of 1000nm and 5000nm, the output is recorded 14,28% and 19,5% respectively.

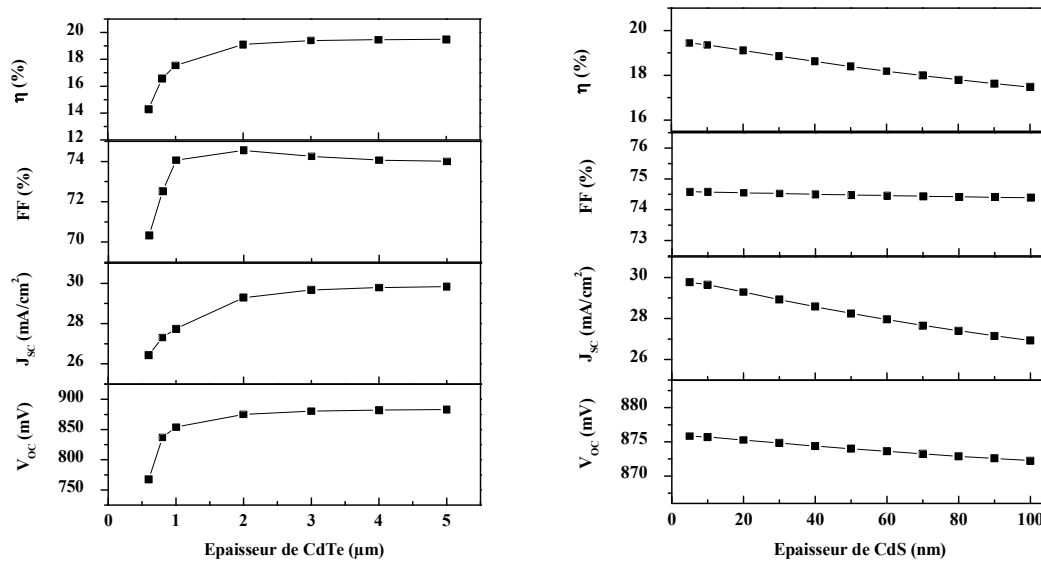


Figure III Effect the thickness of the layers CdTe and CdS on the performances of the cell.

The CdS transmitter constitutes the layer fenestrates in the heterojunction and this denomination refers to the property of transparency of the layer of CdS [9]. This property of transparency should depend on the thickness of the CdS layer; this is why we considered it useful to see the behavior of the cell with the variation thickness of this layer.

The effect of the variation thickness of the plug layer of CdS on the performances of the cell simulated is represented. The thickness of the plug layer of CdS was varied from 5 nm with 100 nm in this simulation. The thickness of the plug layer of 10 nm was used as basic parameters in this study are optimal starting from the results of simulation. The effect in V_{OC} , J_{SC} , FF and η of the solar cell is represented on figure III, where the values are into light fall variable thickness of the plug layer of CdS. Indeed, a thick plug layer will result in a greater loss of photons. When the plug layer is increased, more photons which transport energy is absorbed by this layer. Consequently, it would lead to a reduction in the photons which reached the absorbing layer.

Optimization of the concentration of doping of the CdTe absorber and the emettor CdS

The increase in the concentration of doping for the absorber led to the reduction in the density of current and consequently the tension of open circuit increases, which illustrates in the following equation:

$$J_{obs} = A \left(\frac{qD_n n_i^2}{L_n N_a} + \frac{qD_p n_i^2}{L_p N_d} \right)$$

And

$$V_{co} = \frac{A_0 kT}{q} \ln \left(\frac{J_{ph}}{J_{obs}} + 1 \right)$$

According to figure IV we notice that the best performances are that which corresponds to high absorbing doping of the layer, therefore a concentration of doping equal to 10^{16} cm^{-3} .

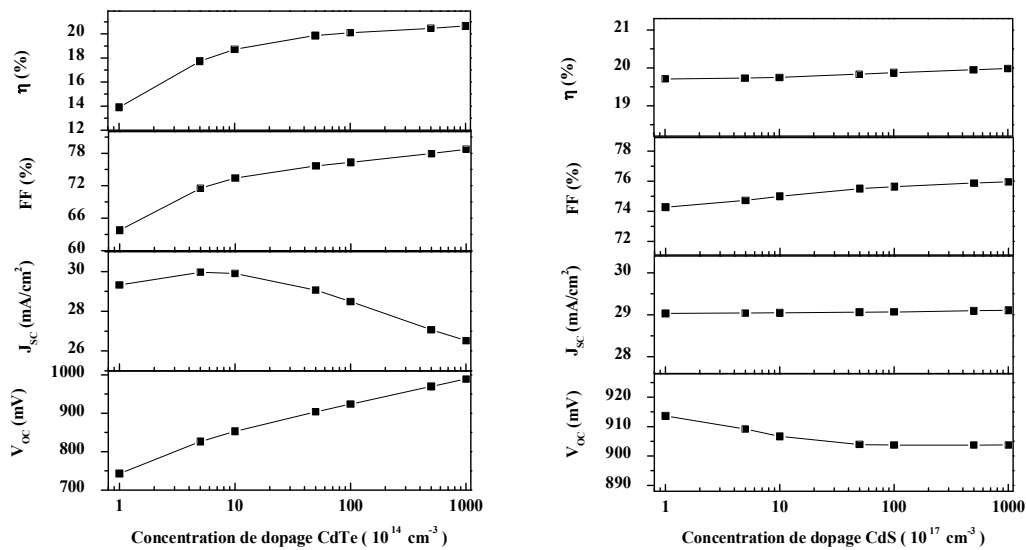


Figure IV Effect of the concentration of doping of the layers CdTe and CdS on the performances of the cell.

The effect of the concentration of doping of CdS on the performances of the cell simulated is represented in figure IV one notices that the three variables J_{sc} , FF and η are increased very slightly with the increase in the concentration of doping of the CdS. layer For V_{oc} , it has a weak reduction in the departure, then it will be constant. An optimal value equal to 10^{18} cm^{-3} is selected.

The effect of the concentration of defect

The characteristics of semiconductor materials are strongly influenced by the impurities or the defects. Often these defects in the network act like factors of loss; consequently a high concentration of defects decreases the possibility of transport of the carriers, thus reducing the output of conversion.

For the first defect in the prohibited band of the CdTe layer, it is considered neutral, in the medium of the gap. The performances of the cell remain constant until a concentration of defect of 10^{12} cm^{-3} , beyond this value, they start to decrease (the recombination is dominated by SRH).

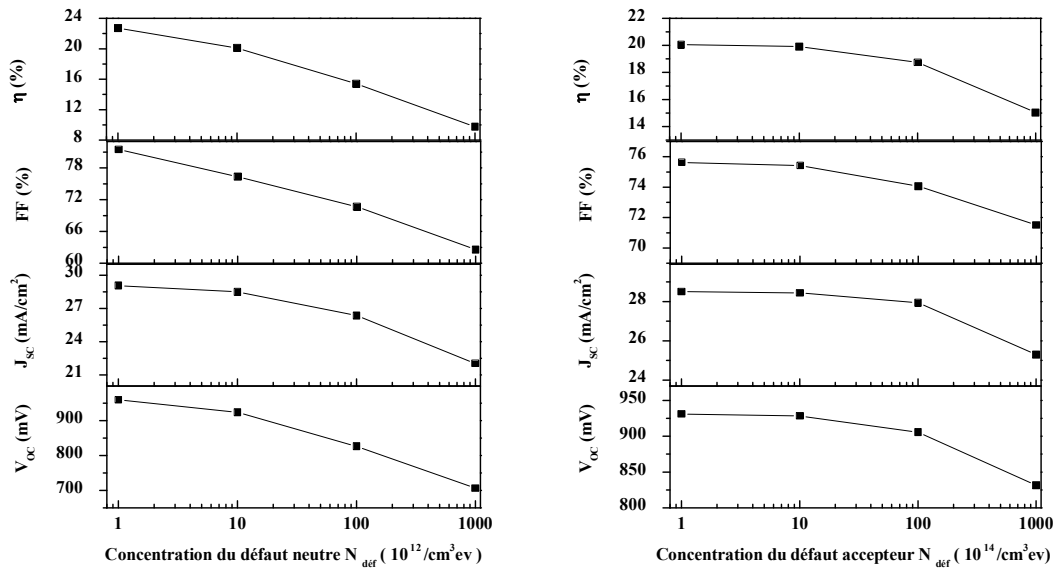


Figure V Effect of the density of the neutral defect and acceptor on the performances of the cell.

For the defect acceptor, the increase in the concentration of defect leads to the reduction in the performances of the cell. Concerning the density of current, that is related to the diffusion length which decreases with the increase in the J_{obs} .

For the defect donor with trailer, the variation of the concentration of defect does not have any influence. It deferred that the distribution of such a distribution on the current of recombination is negligible.

IV. CONCLUSION

The effects of the thicknesses, concentration of doping and the defects density of different layers on the performance of solar cell have been studied. It is shown that, the performances of the solar cell were influenced with variation in thicknesses, concentration of doping and also in defects density. A record efficiency of 22,3% could be obtained. Relevant parameters values are V_{oc} (960 mV), J_{sc} ($28,7 \text{ mA}/\text{cm}^2$) and FF of 81,5%.

Reference

- [1] Vorgelegt von "Structural, electronic and transport properties of amorphous/crystalline silicon heterojunction" Thesis of doctorate 2011
- [2] T Trupke, Mr. A. Green, P. Würfel, P. P. Altermatt, A. Wang, J Zhao et al.. Temperature dependence of the radiative recombination crystalline coefficient of intrinsic silicon. Newspaper of Applied Physics, 94 (8), pp. 4930-4937, 2003.

- [3] J Dziewior and W Schmid. Auger coefficients for highly doped and highly excited silicon. *Applied Physics Letters*, 31(5), 99.346-348, 1997.
- [4] C Jacoboni, C Canali, G Otiaviani and A. A. Quaranta, "A review of some load transport properties of silicon", *Solid-State Electronics*, vol. 20, p. 77-89, 1977.
- [5] K Durose *, P.R. Edwards, D.P. Halliday, Materials aspects of CdTe/CdS solar cells, *Newspaper of Crystal Growth* 197 (1999) 733-742
- [6] N Zanio, Cadmium telluride, in: R.K. Willardson, A. C. Beer (Eds.), *Semiconductors and Semimetals*, vol. 13, Wiley, New York, 1978.
- [7] D. Bonnet, H. Rabenhorst, in: 9th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., IEEE, Silver Springs, MANDELEVIUM, 1972, p. 219.
- [8] K.W. Mitchell, C Eberspacher, F Cohen, J Avery, G Duran, W Bottenberg, *Solar Cells* 23 (1988) 49.
- [9] V.P. Singh, D.L. Linam, D.W. Dils, J.C. McClure and G.B. Lush, 'Magnet-Optical Characterization and Modeling of Thin Film CdS-CdTe Heterojunction Solar Cells', *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 63, N4, pp. 445 - 466, 2000.

Simulation and Optimization of the Performance in Hit Solar Cell

Bouzaki Mohammed Moustafa
URMER Research unit,
Tlemcen University
BP. 119, Tlemcen, Algeria

Benyoucef Boumediene
URMER Research unit,
Tlemcen University
BP. 119, Tlemcen, Algeria

ABSTRACT

The doping concentration and the thickness of different layers in the Hetero-junction with Intrinsic Thin layers solar cells (HIT) strongly influence their performances. We simulated, using AFORS-HET simulation software, the following layers structure: ZnO/a-Si:H(n)/a-Si:H(i)/c-Si(p)/a-Si:H(p)/Ag. We optimized the thicknesses and doping concentration of the emitter, buffer, absorber and the BSF layers.

General Terms

Simulation, AFORS-HET, performance, HIT silicon solar cell.

Keywords

Simulation, AFORS-HET, performance, HIT silicon solar cell..

1. INTRODUCTION

Although the solar photovoltaic proportion in the global energy market is currently insignificant, there are signs that this is changing the demand is growing rapidly. This technology is attracting a large academic and industrial interest, and is considered by many to be the most promising for energy generation. Among many available different technologies for photovoltaic production, the HIT silicon solar cells has been developed by SANYO Ltd 1994 [1,2].

The hetero-junction a-Si:H/c-Si is formed by depositing hydrogenated amorphous silicon on the crystalline silicon substrate. The resulting cells can achieve high conversion efficiencies while using thin film silicon processes to lower the cost in comparison with c-Si solar cells [3]. SANYO developed HIT with a very thin intrinsic hydrogenated amorphous silicon (a-Si:H(i)) layer which is inserted between two layers a-Si:H(p) and c-Si(n). However, most researchers concentrate on the exploitation of HIT solar cells on c-Si(p) substrates. This is motivated by the fact that the cost of c-Si(p) wafer is significantly lower than c-Si(n) on one hand and the fact that the microelectronic industries widely use p-type wafer for device fabrication on the other hand [1,4,5].

Numerical simulation is now almost indispensable for the understanding and design of solar cells. AFORS-HET (Automat FOR Simulation of HETero-structures) software has been developed by a group from the Hahn-Meitner Institute of Berlin and is used for simulating hetero-junction in solar cells [6]. The software provides a convenient way to evaluate the role of the various parameters (thickness, doping concentration, band gap, resistivity...) present in the fabrication processing of HIT solar cells [7,8].

In this paper, with the purpose to reduce the cost furthermore and promote the performance of hetero-junction solar cells,

we optimized the doping concentration and the thickness of different layers of the solar cell.

2. SOLAR CELL STRUCTURE AND SIMULATION DETAILS

The simulated solar cell structure, as shown in Fig. 1, is ZnO/a-Si:H(n)/a-Si:H(i)/c-Si(p)/a-Si:H(p)/Ag. The emitter, absorber, buffer and BSF layers are a-Si:H(n), c-Si(p), a-Si:H(i) and a-Si:H(p), respectively. The ZnO layer is used as a front contact and the Ag layer as a back contact.

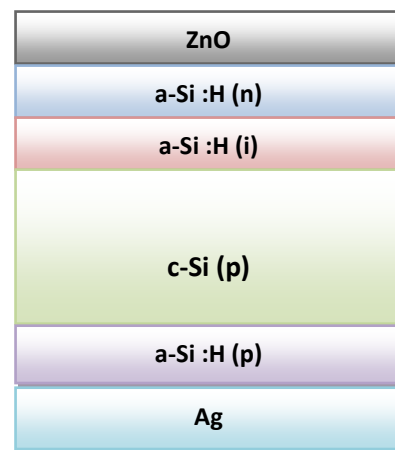


Fig 1: Schematic structure of the simulated solar cell

Figure 2 shows the distributions of the gap state densities of different layers in our solar cell. The defect density in crystalline silicon is chosen as single defect at 0.56eV with a concentration of $1 \times 10^{10} \text{ cm}^{-3}$. For amorphous layers, the density of states has been assumed to be both acceptor like states (in the upper half of the gap) and donor like states (in the lower half of the gap). Both of these acceptor and donor like states consist of exponential band tail and Gaussian mid-gap states.

The front and the back contacts were assumed to be flat band in order to neglect the contact potential influence. The surface recombination velocities of electrons and holes were both set

to 107 cm/s (see Table 1). The solar AM1.5 radiation was adopted as the illuminating source with the power density of 100mW/cm².

Many other standard parameters are taken into consideration in the present simulation. Their values are reported in table 1.

Table 1. Parameter values adopted for the bifacial HIT solar cell in the simulation

Parameter	a-Si :H (n)	a-Si :H (i)	c-Si (p)	a-Si :H (p)
Thickness (nm)	10	7	300.000	10
Dielectric constant	11,9	11,9	11,9	11,9
Electron affinity (eV)	3,9	3,9	4,05	3,9
Band gap (eV)	1,74	1,72	1,12	1,74
Effective conduction band density (cm ⁻³)	10 ²⁰	10 ²⁰	2,8x10 ¹⁹	10 ²⁰
Effective valence band density (cm ⁻³)	10 ²⁰	10 ²⁰	1,04x10 ¹⁹	10 ²⁰
Electron mobility (cm ² V ⁻¹ s ⁻¹)	20	20	1040	20
Hole mobility (cm ² V ⁻¹ s ⁻¹)	5	5	412	5
Doping concentration of acceptors (cm ⁻³)	0	0	1 x10 ¹⁶	1x10 ²⁰
Doping concentration of donators (cm ⁻³)	1 x10 ²⁰	0	0	0
Thermal velocity of electrons (cm s ⁻¹)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Thermal velocity of holes (cm s ⁻¹)	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
Layer density (g cm ⁻³)	2,328	2,328	2,328	2,328
Auger recombination coefficient for electron (cm ⁶ s ⁻¹)	0	0	2,2x10 ⁻³¹	0
Auger recombination coefficient for hole (cm ⁶ s ⁻¹)	0	0	2,2x10 ⁻³¹	0
Direct band-to-band recombination coefficient (cm ³ s ⁻¹)	0	0	9,9x10 ⁻³²	0

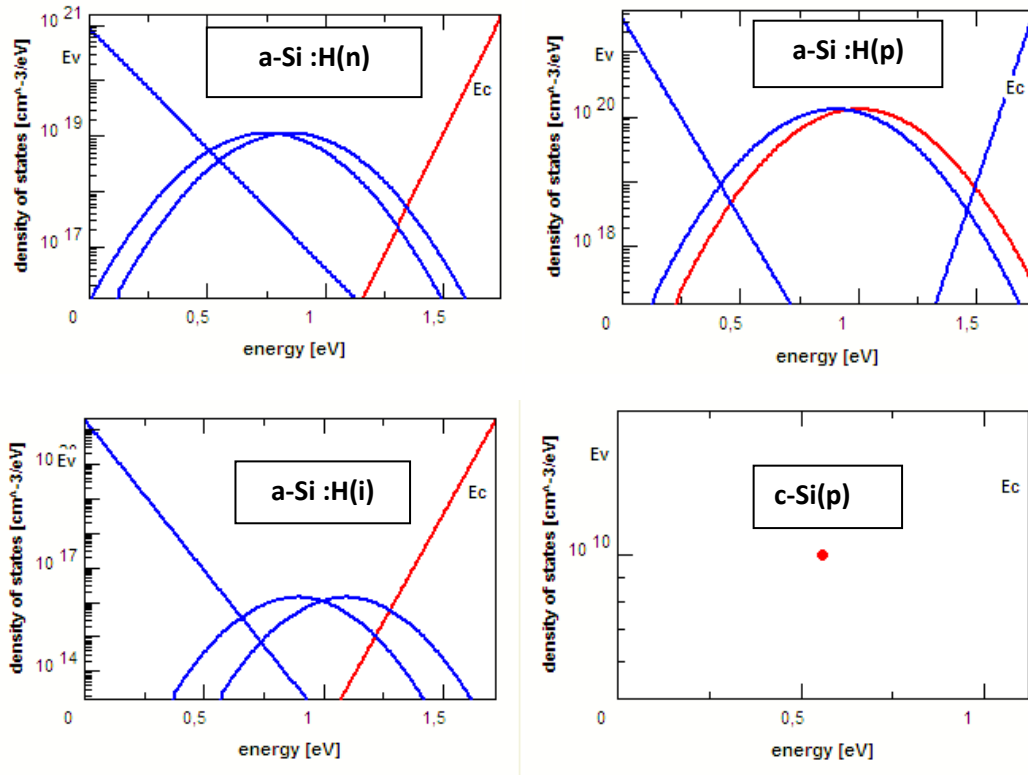


Fig 2 The gap state distribution of different types of a-Si:H layers and c-Si in the simulations

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Optimization the doping concentration of different layers

The effects of the c-Si (p) doping concentration on the performance of the solar cell are shown in Fig.3. The results indicate that the doping concentration mainly influences VOC, the fill factor and the efficiency. Preferably N_A is required to be higher than $8 \times 10^{16} \text{cm}^{-3}$ to obtain a good performance. Hence, it can be considered that N_A of $8 \times 10^{16} \text{cm}^{-3}$ can be representative of the acceptable high doping concentration.

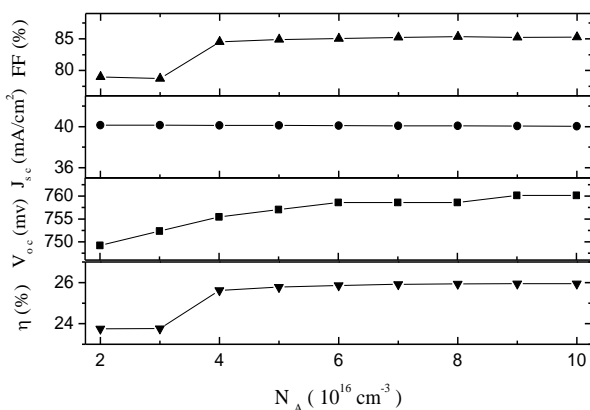


Fig3: Effects of the c-Si (p) doping concentration on the performance of the solar cell

Figure 4 demonstrates the effect of the a-Si:H(n) layer doping concentration on the performance of the solar cell. The requirement for such a high doping concentration is due to the

small conduction band offset between a-Si:H and c-Si, as well as the distribution of the gap states in a-Si:H and the interface states of a-Si:H/c-Si. We can see that when N_e increases, FF and the efficiency also increase. However, above a concentration of $3 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$, the fill factor and the solar cell efficiency saturate. Therefore, an optimal concentration could just be $3 \times 10^{19} \text{cm}^{-3}$. Moreover, a larger acceptor concentration is difficult to obtain in the laboratory.

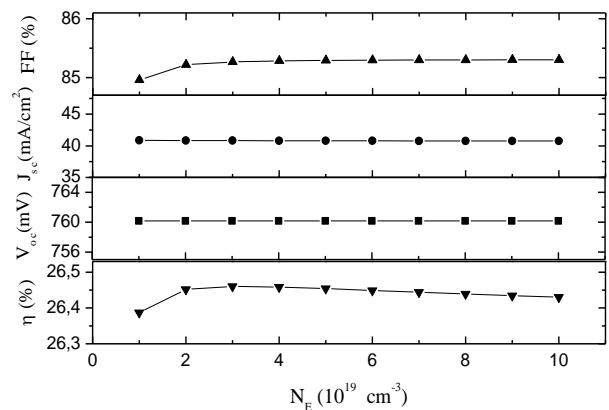


Fig4: Effects of the emitter doping concentration on the performance of the solar cell

Controlling the back surface field (BSF) is an effective way to enhance the performance of HIT solar cells. As seen in Fig.5, when the doping concentration of BSF layer increases, the performance of the solar cell also increases (V_{oc} : 26,32 ~ 75,70mV; J_{sc} : 4,8 ~ 40,8mA; FF: 36,65 ~ 84,83%; η : 0,4 ~ 26,46%). But when the doping concentration

is higher than $8 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$, the performances parameters of the solar cell remain constant.

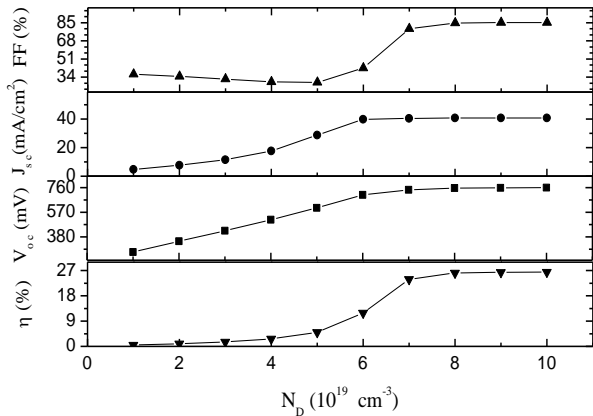


Fig5: Effects of the a-Si:H (p) layer doping concentration on the performance of the solar cell

3.2 Optimization of thickness of different layers

The results of the variation of V_{OC} , J_{SC} , FF and η as a function of the absorber layer thickness are shown in Fig.6. It is clear that increasing the thickness of the absorber gives a reduction in V_{OC} (from 792mV to 758mV), but it also produces an important increase in J_{SC} (from 33mA to 40mA) and for η (from 23% up to 26%). In contrast, FF is almost constant (85%). the best performance is obtained with a thickness of c-Si equalizes to 300 μm , but we still can find good performances with a thickness inferior. for a thickness of 150, there is 772,6mV; 37,27mA; 85.46% and 24.61% for V_{OC} , J_{SC} , FF and η , respectively.

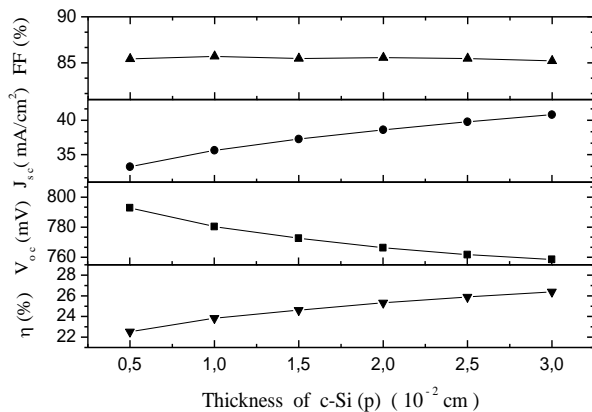


Fig6: Effects of the c-Si (p) thickness on the performance of the solar cell

With the purpose of lowering the cost of solar cells, we have chosen an absorber layer thickness of 150 μm . The optimization of the thickness of the emitter layer a-Si:H(n) is performed by keeping the thicknesses of a-Si:H(i), c-Si(p) and a-Si:H(p) constant at 7nm, 150 μm and 10nm, respectively.

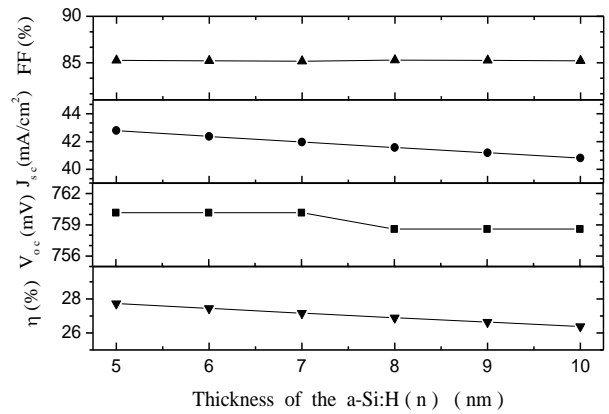


Fig7: Effects of the a-Si:H(n) thickness on the performance of the solar cell

The dependence of the cell performance on the thickness of the emitter layer is presented in Fig.7. The reduction of the considered thickness results in an increase of the J_{SC} and η of the solar cell, although the V_{OC} and the FF remain nearly constant. The simulation shows that a thickness of 1nm is optimal. This, however, is difficult to achieve in the laboratory, and a value of 5nm is therefore adopted.

According to figure 8, the thickness of a-Si:H(p) is chosen as 5nm.

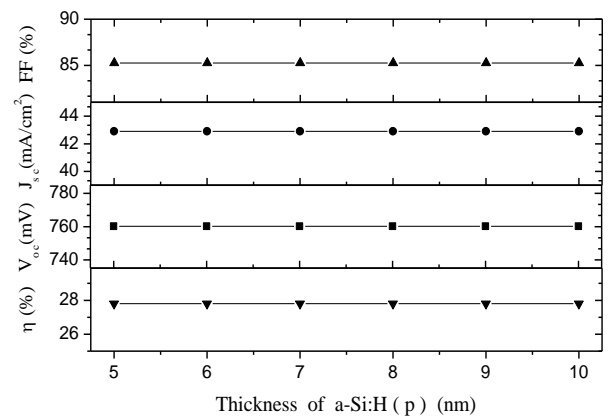


Fig 8: Effects of the a-Si:H(p) thickness on the performance of the solar cell

The dependence of the parameters V_{OC} , J_{SC} , FF and η on the thickness of the a-Si:H(i) layer is shown on Fig.9. it is seen that V_{OC} and FF show no dependency and remain constant. J_{SC} , on the other side, is found to drop from 42,40mA/cm² to 41,29mA/cm² when the thickness changes from 3nm to 10nm. Similarly η decreases from 28,1% to 27,3%.

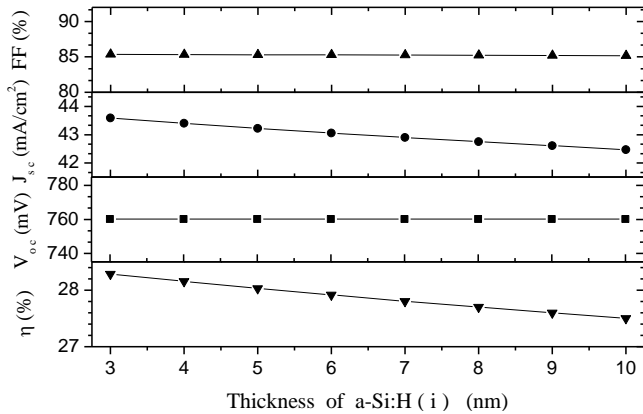


Fig 9: Effects of the a-Si:H(i) thickness on the performance of the solar cell

4. CONCLUSION

The effects of the doping concentration and the thickness of different layers on the performance of hetero-junction with intrinsic thin layer (HIT) solar cell have been studied using AFORS-HET simulation software.

It is shown that, after parameter optimization, a record efficiency of 28,1% could be obtained. Relevant parameters values are $V_{OC}(774,22mV)$, $J_{SC}(42,40mA/cm^2)$ and FF of 85,57%. these results are obtained from the thickness of 5nm, 3nm, 150 μ m and 5nm of -Si:H(n) (emitter layer), a-Si:H(i) (buffer layer), c-Si(p) (absorber layer) and the a-Si:H(p) (BSF layer) , respectively. Concerning the concentration of doping, we have $3 \times 10^{19}cm^{-3}$, $8 \times 10^{16}cm^{-3}$ and $8 \times 10^{19}cm^{-3}$ at emitter, absorber and BSF layers, respectively.

5. ACKNOWLEDGMENTS

The authors wish to thank Helmholtz-Zentrum Berlin for providing the AFORS-HET simulation software. A free copy can be downloaded from http://www.helmholtzberlin.de/forschung/enma/sipv/projekte/asicsi/afors-het/index_en.html.

6. REFERENCES

- [1] L. Zhao, H.L. Li, C.L. Zhou, H.W. Diao, W.J Wang, Optimized resistivity of p-type Si substrate for HIT solar cell with Al back surface field by computer simulation, *Solar Energy* 83 (2009) 812–816.
- [2] Miro Zeman, Dong Zhang, Heterojunction Silicon Based Solar Cells, *Physics & Tech. of Amorphous-Crystalline* (2012) 13–43.
- [3] J. Coignus, M. Baudrit, J. Singer, R. Lachaume, D. Muñoz, P. Thony, Key issues for accurate simulation of a-Si:H / c-Si heterojunction solar cells, *Energy Procedia* 8 (2011) 174–179.
- [4] L. Zhao, C.L.Li, Designe optimization of bifacial HIT solar cells on p-type silicon substrates by simulation, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 92 (2008) 673-681.
- [5] Dwivedi, Sunhil Kumar, Atul Bist, Kamlesh Patel, S. Sudhakar, Simulation approach for optimization of device structure and thickness of HIT solar cells to achieve 27% efficiency, *Solar Energy* 88(2013) 31-41.
- [6] Arturo Morales-Acevedo, Norberto Hernández-Como, Gaspar Casados-Cruz, Modeling solar cells: A method for improving their efficiency, *Materials Science and Engineering B* 177 (2012) 1430– 1435.
- [7] Norberto Hernandez-Como, Arturo Morales-Acevedo, Simulation of heterojunction silicon solar cells with AMPS-1D, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 94 (2010) 62–67.
- [8] LIU Qin, YE Xiao-jun, LIU Cheng, and CHEN Ming-bo, Performance of bifacial HIT solar cells on n-type silicon substrates, *Optoelectronics Letters* Vol.6 No.2, 1 March 2010.

Modeling the Performance of a Photovoltaic Cell based on Crystalline Silicon

Bouzaki Mohammed
Moustafa
URMER Research unit,
Tlemcen University
BP. 119, Tlemcen, Algeria

Benyoucef Boumediene
URMER Research unit,
Tlemcen University
BP. 119, Tlemcen, Algeria

Soufi Aicha
URMER Research unit,
Tlemcen University
BP. 119, Tlemcen, Algeria

Mamar Hichem
URMER Research unit,
Tlemcen University
BP. 119, Tlemcen, Algeria

Chadel Meriem
URMER Research unit,
Tlemcen University
BP. 119, Tlemcen, Algeria

ABSTRACT

The doping concentration and the thickness of crystalline silicon solar cells strongly influence their performances. In this work we simulated a solar cell with ZnO/c-Si(n)/c-Si(p)/c-Si(p)/Ag structure. The optimization of thicknesses and doping concentrations of the emitter, absorber and the BSF layers were performed using the AFORS-HET simulation software.

General Terms

Simulation, AFORS-HET, performance, crystalline silicon solar cell

Keywords

Simulation, AFORS-HET, performance, crystalline silicon solar cell

1. INTRODUCTION

High purity silicon wafers are the most widespread material to produce solar cells. However, an elegant alternative and actual extension lies in the thin-film technology [1]. The thin-film solar cells could very well reduce the cost of photovoltaic (PV) cells to a potentially lower cost than the “traditional” silicon wafer solar cells. This technology reduces also the amount of silicon used, and hence the cost per watt of power output, and allows for the use of poorer-quality materials to achieve a given efficiency.[2,3,4,5,6]

The present market situation, however, reflects a completely different reality: over 90% of sold PV are based on crystalline silicon wafers or ribbon material. One of the reasons for the lower manufacturing cost of wafer solar cells is the higher conversion efficiency potential of a crystalline silicon solar cell.[7]

Crystalline silicon is an indirect band-gap semiconductor, i.e. its near-band-gap absorption is phonon-assisted, with a band-gap of 1.12 eV at a cell temperature equal to 300 K [8]. It has the advantages of market dominance, non-toxicity, abundance, stability, high efficiency potential and the ability to share research and infrastructure costs with the integrated circuit industry [2,3].

Silicon is one of the most studied elements in the periodic table, and silicon technology is by far the most advanced among all semiconductor technologies. When a semiconductor is doped with impurities, the semiconductor becomes extrinsic and impurity energy levels are introduced. When a boron atom with three valence electrons substitutes for a silicon atom, an additional electron is accepted to form four covalent bonds around the boron, and a positively charged hole is created in the valence band. This is p-type semiconductor, and boron is an acceptor. If a pentavalent impurity atom such as phosphorus is substituted into the diamond lattice in place of a host atom, there will be one valence electron from the impurity atom left over after the four covalent bonds are formed with the nearest neighbors. An impurity atom that results in an excess electron is referred to as a donor. Semiconductors in which electrons are the dominant carriers are called n-type semiconductors.[9]

Numerical simulation is very important for the design and understanding of solar cells. AFORS-HET (Automat For Simulation of HETero-structures) has been developed by a group from the Hahn-Meitner Institute of Berlin. It is used in simulating hetero-junction in solar cells [10] and provides a convenient way to evaluate the role of the various parameters present in the fabrication process [11,12].

In this paper, with the purpose of reducing the cost furthermore and promoting the performances of crystalline silicon solar cells, we optimize the doping concentrations and the thicknesses of the different layers of the solar cell.

2. SOLAR CELL STRUCTURE AND SIMULATION DETAILS

We simulated the solar cell structure ZnO/c-Si(n)/c-Si(p)/c-Si(p)/Ag as shown in Fig.1. The cells consist of the c-Si(n) emitter layer, the c-Si(p) absorber layer and the c-Si(p) BSF layer. The front and back contacts were assumed to be flat bands in order to neglect the contact potential influence.

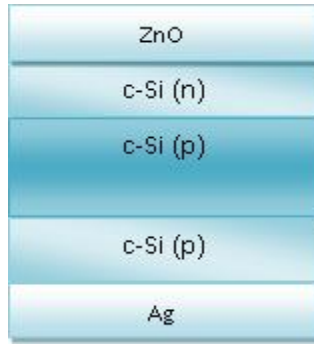


Fig 1: Schematic structure of the simulated solar cell

The surface recombination velocities of electrons and holes were both set as 10^7 cm/s. The solar AM1.5 radiation was adopted as the illuminating source with a power density of 100mW/cm^2 .

Beside this, various other standard layers parameters are taken into consideration in the simulation. The used values are given in table 1.

Table 1. Parameter values adopted for the solar cell in the simulation

Parameter	c-Si (n)	c-Si (p)	c-Si (p)
Thickness (nm)	500	300.000	500
Dielectric constant	11,9	11,9	11,9
Electron affinity (eV)	4,05	4,05	4,05
Band gap (eV)	1,12	1,12	1,12
Effective conduction band density (cm^{-3})	$2,8 \times 10^{19}$	$2,8 \times 10^{19}$	$2,8 \times 10^{19}$
Effective valence band density (cm^{-3})	$1,04 \times 10^{19}$	$1,04 \times 10^{19}$	$1,04 \times 10^{19}$
Electron mobility ($\text{cm}^2\text{V}^{-1}\text{s}^{-1}$)	1040	1040	1040
Hole mobility ($\text{cm}^2\text{V}^{-1}\text{s}^{-1}$)	412	412	412
Doping concentration of acceptors (cm^{-3})	0	1×10^{16}	1×10^{19}
Doping concentration of donators (cm^{-3})	1×10^{19}	0	0
Thermal velocity of electrons (cm s^{-1})	10^7	10^7	10^7
Thermal velocity of holes (cm s^{-1})	10^7	10^7	10^7
Layer density (g cm^{-3})	2,328	2,328	2,328
Auger recombination coefficient for electron ($\text{cm}^6 \text{s}^{-1}$)	$2,2 \times 10^{-31}$	$2,2 \times 10^{-31}$	$2,2 \times 10^{-31}$
Auger recombination coefficient for hole ($\text{cm}^6 \text{s}^{-1}$)	$9,9 \times 10^{-32}$	$9,9 \times 10^{-32}$	$9,9 \times 10^{-32}$
Direct band-to-band recombination coefficient ($\text{cm}^3 \text{s}^{-1}$)	$1,1 \times 10^{-14}$	$1,1 \times 10^{-14}$	$1,1 \times 10^{-14}$

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Optimization of thickness of different layers

The dependence of some of the cell parameters on the thickness of the emitter layer is shown in Fig.2. It is seen that when increasing the emitter layer thickness from 10 nm to 80 nm, The output voltage (V_{oc}) has increased from 628,90 mV to 630,46 mV. However, beyond an emitter layer thickness of 80 nm, it is found that the output voltage decreases continuously. The lowest V_{oc} value of 625,78 mV is obtained for a thickness of 1000 nm. The figures also show that the J_{sc} variable drops from $37,64 \text{ mA/cm}^2$ to $29,68 \text{ mA/cm}^2$ when continuously increasing the emitter thickness from 10 nm to 1000 nm. This reduction of J_{sc} is accompanied by an enhancement in losses of absorption at the emitter layer surface. The parameter FF decreases, initially, from 78,04% to 77,87% when varying the emitter thickness from 10 nm to 80 nm. However, starting from a thickness of 80 nm and up to 1000 nm, this parameter increases continuously from 77,87 % to 78,36 %. The efficiency η is found to drop from 18,47% to 14,55% when changing the emitter layer thickness from 10 nm to 1000 nm.

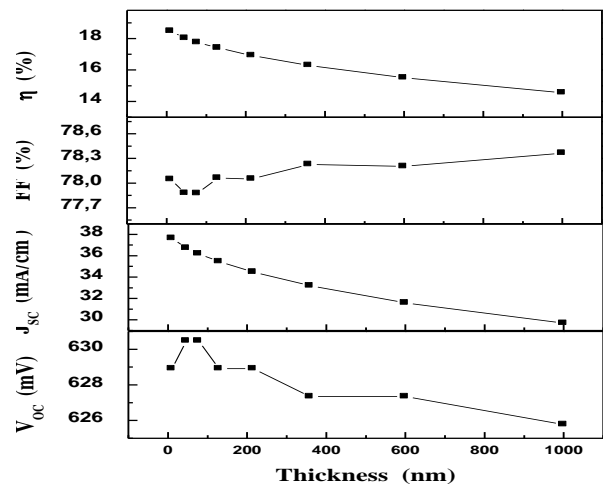


Fig2: Effects of the thickness of emitter layer (c-Si (n)) on the performance of the solar cell.

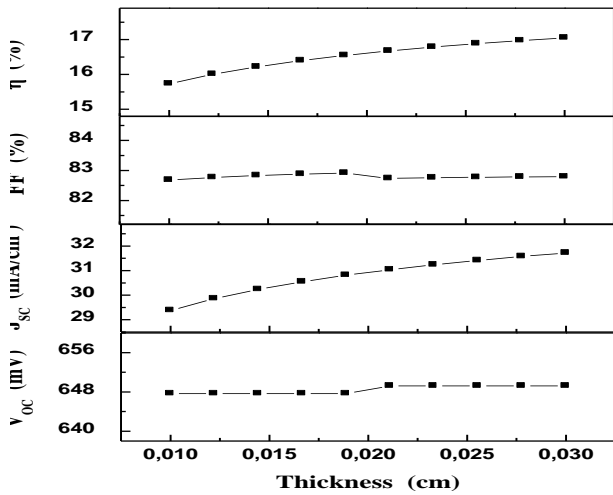


Fig 3: Effects of the thickness of absorber layer (c-Si (p)) on the performance of the solar cell.

The dependence of the variables V_{OC} , J_{SC} , FF and η on the thickness of the absorber layer is shown in Fig.3. According to this figure, J_{SC} and η increase almost linearly as the thickness of the c-Si base is increased from 100 μm to 300 μm . FF, in contrast, shows only a weak sensitivity to the absorber thickness. Values as high as 649,21 mV, 31,71 mA/cm² and 17,04%, are obtained for V_{oc} , J_{sc} and η , respectively. They correspond to a thickness of the c-Si base of 300 μm . The observed enhancement of J_{sc} at high thicknesses is ascribed to an increase in the generation of e-h pairs. This increase in the e-h pair creation also explains the η behavior.

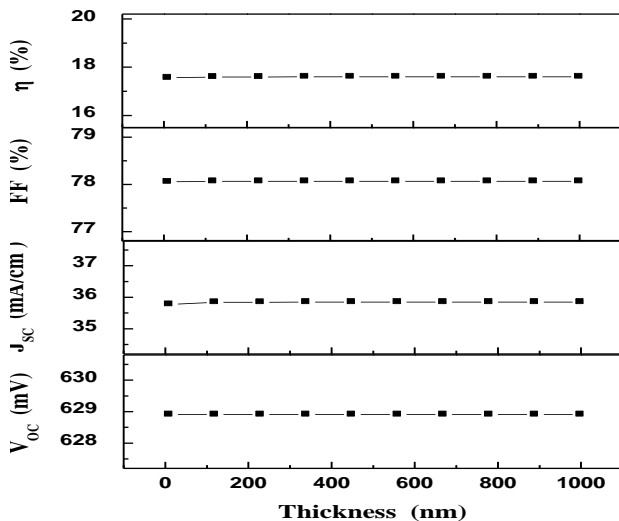


Fig4: Effects of the thickness of BSF layer (c-Si (p)) on the performance of the solar cell.

Figure 4 shows that the four studied variables show no sign of dependence on the range of thicknesses of the BSF layer we have considered in the simulation. We accordingly fix the thickness of this layer at 300 nm.

3.2 Optimization the doping concentration of different layers

Figure 5 illustrates the effect of the a-Si:H(n) layer doping concentration on the performance of the solar cell. We can see that there is a very sharp increase of the variables V_{oc} , FF and η at the beginning of the studied range of the concentration. However, above a certain value of $3 \times 10^{20} \text{ cm}^{-3}$ the values of V_{OC} , FF and η reach saturation, and therefore we can choose $3 \times 10^{20} \text{ cm}^{-3}$ as optimal concentration. We should note that a larger acceptors concentration than this value is difficult to realize in the laboratory.

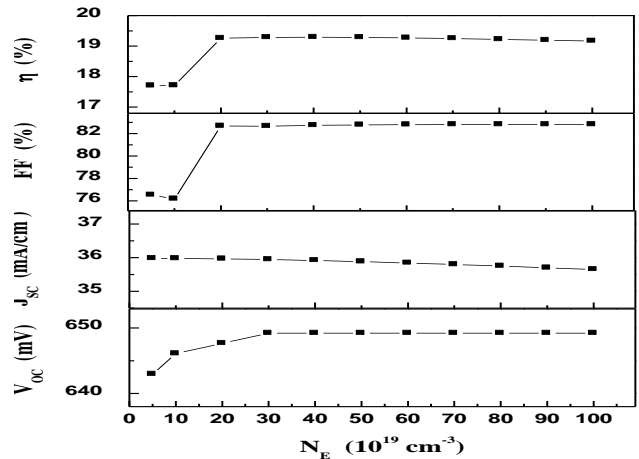


Fig 5: Effects of doping concentration of the emitter layer c-Si (n) on the performance of the solar cell.

The effects of the c-Si (p) doping concentration on the performance of the solar cell are shown in Fig.6. The results indicate that the doping concentration influences V_{OC} , J_{SC} , FF and η only at quite small values. Hence, it can be considered that a concentration of $5 \times 10^{15} \text{ cm}^{-3}$ can be quite representative of acceptable doping concentrations.

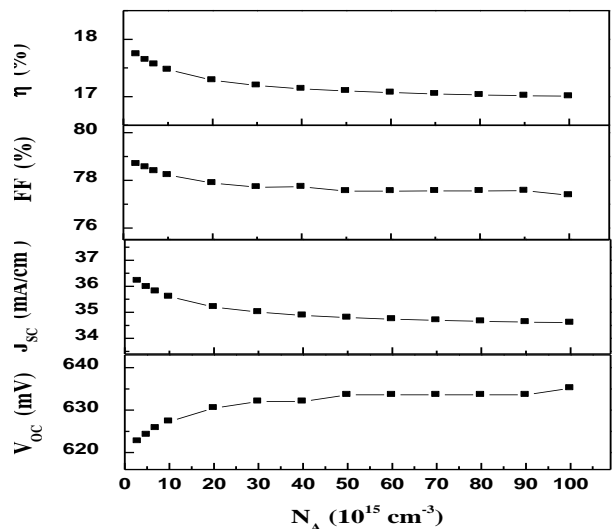


Fig 6: Effects of doping concentration of absorber layer c-Si (p) on the performance of the solar cell.

Back surface field (BSF) is an effective way to enhance the performance of crystalline silicon solar cells. As seen from the

Fig.7, when doping concentration of BSF layer increases, the performance of the solar cell also increases (V_{OC} : 649,21 ~ 699,21 mV; J_{SC} : 35,94 ~ 36,55 mA; FF: 82,65 ~ 82,92 %; η : ~ 21,19 %). But when the doping concentration is higher than $1 \times 10^{20} \text{ cm}^{-3}$, the performances parameters of the solar cell remain constant.

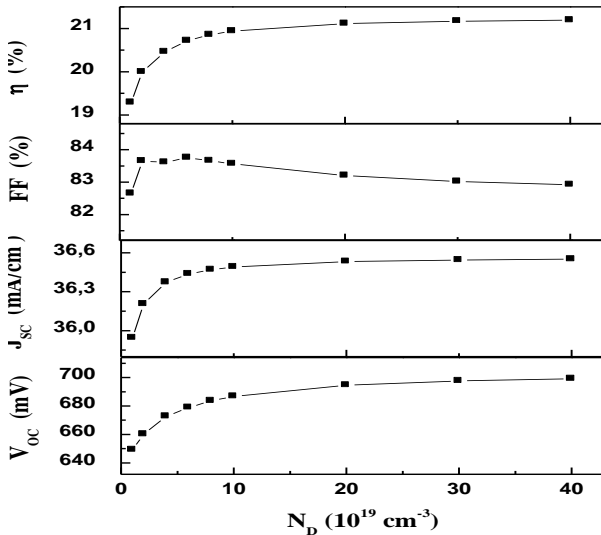


Fig 7: Effects of doping concentration of BSF layer c-Si (p) on the performance of the solar cell.

4. CONCLUSION

The effects of the doping concentration and the thickness of different layers on the performances of crystalline silicon solar cells are studied using AFORS-HET simulation software. Optimizing the performance parameters we realized a record efficiency of 21,11%, V_{OC} of 69,45mV, J_{SC} of 36,53mA/cm² and FF of 83,20% . These values were obtained at thicknesses of 100nm, 300 μ m and 300nm of the emitter, the absorber and the BSF layers, respectively. The doping concentrations were fixed at $3 \times 10^{20} \text{ cm}^{-3}$, $5 \times 10^{15} \text{ cm}^{-3}$ and $2 \times 10^{20} \text{ cm}^{-3}$ for the emitter, the absorber and the BSF layers.

5. ACKNOWLEDGMENTS

The authors wish to thank Helmholtz-Zentrum Berlin for providing the AFORS-HET simulation software. A free copy can be downloaded from http://www.helmholtzberlin.de/forschung/enma/sipv/projekte/asicsi/afors-het/index_en.html.

6. REFERENCES

[1] T. Kunz a,n, V.Gazuz a, M.T.Hessmann a, N.Gawehns a, I.Burkert a, C.J.Brabec a,b “Laser structuring of

crystalline silicon thin-film solar cells on opaque foreign substrates “ Solar Energy Materials & Solar Cells 95 (2011) 2454–2458

- [2] Kylie R. Catchpole, Michelle J. McCann, Klaus J. Weber, Andrew W. Blakers “A review of thin film crystalline silicon for solar cell applications. Part 2: Foreign substrates” Solar Energy Materials & Solar Cells 68 (2001) 173}215
- [3] C.S.Solanki a, R.R.Bilyalov a, J.Poortmans a, G.Beaucarne a, K.V an Nieuwenhuysena, J.Nijss b, R.Mertens a,b “Characterization of free-standing thin crystalline films on porous silicon for solar cells” Thin Solid Films 451 –452 (2004) 649–654
- [4] Philipp Rosenits , Fabian Kopp, Stefan Reber “Epitaxially grown crystalline silicon thin-film solar cells reaching 16.5% efficiency with basic cell process” Thin Solid Films 519 (2011) 3288–3290
- [5] Michelle J. McCann*, Kylie R. Catchpole, Klaus J. Weber, Andrew W. Blakers “A review of thin-”lm crystalline silicon for solar cell applications. Part 1: Native substrates” Solar Energy Materials & Solar Cells 68 (2001) 135-171
- [6] J. Poortmans, V. Arkhipov “Thin Film Crystalline Silicon Solar Cells on low Cost Silicon Carriers” Thin Film Solar Cells (2006)
- [7] Stefan Reber, Achim Eyer, Fridolin HAAS “High-throughput zone-melting recrystallization for crystalline silicon thin-film solar cells” Journal of Crystal Growth 287 (2006) 391–396
- [8] Leo J.H. Lin a, Y.-P. Chiou a,b “Improving thin-film crystalline silicon solar cell efficiency with back surface field layer and blaze diffractive grating” Solar Energy 86 (2012) 1485–1490
- [9] JongHoe Wang “Resistivity distribution of silicon single crystals using codoping” Journal of Crystal Growth 280 (2005) 408–412
- [10] Arturo Morales-Acevedo, Norberto Hernández-Como, Gaspar Casados-Cruz “Modeling solar cells: A method for improving their efficiency” Materials Science and Engineering B 177 (2012) 1430– 1435.
- [11] Norberto Hernandez-Como, Arturo Morales-Acevedo “Simulation of heterojunction silicon solar cells with AMPS-1D” Solar Energy Materials & Solar Cells 94 (2010) 62–67.
- [12] LIU Qin, YE Xiao-jun, LIU Cheng, and CHEN Ming-bo “Performance of bifacial HIT solar cells on n-type silicon substrates” Optoelectronics LETTERS VOL.6 No.2, 1 March 2010.



Simulation of the outdoor energy efficiency of an autonomous solar kit based on meteorological data for a site in Central Europa

Mohammed Moustafa Bouzaki, Meriem Chadel, Boumediene Benyoucef, Pierre Petit, and Michel Aillerie

Citation: [AIP Conference Proceedings](#) **1758**, 030049 (2016); doi: 10.1063/1.4959445

View online: <http://dx.doi.org/10.1063/1.4959445>

View Table of Contents: <http://scitation.aip.org/content/aip/proceeding/aipcp/1758?ver=pdfcov>

Published by the [AIP Publishing](#)

Articles you may be interested in

[Evaluation of aerosol contents over astronomical candidate site in Indonesia from meteorological satellite data](#)
AIP Conf. Proc. **1677**, 050005 (2015); 10.1063/1.4930666

[Autonomous micro-magnet based systems for highly efficient magnetic separation](#)
Appl. Phys. Lett. **99**, 232504 (2011); 10.1063/1.3664092

[Yohkoh Reveals Site of Solar Flare Energy Release](#)
Phys. Today **48**, 18 (1995); 10.1063/1.2807864

[Autonomous aerosondes for meteorological soundings in remote areas](#)
AIP Conf. Proc. **277**, 206 (1992); 10.1063/1.43906

[On the thermodynamic efficiency of solar energy converters: Solar cells](#)
J. Appl. Phys. **59**, 1678 (1986); 10.1063/1.336430

Simulation of the Outdoor Energy Efficiency of an Autonomous Solar Kit Based on Meteorological Data for a Site in Central Europa

Mohammed Moustafa Bouzaki^{1,2,3,#}, Meriem Chadel^{1,2,3}, Boumediene Benyoucef¹, Pierre Petit^{2,3}, Michel Aillerie^{2,3,*}

¹University of Tlemcen URMER, 13000, Algeria.

²Université de Lorraine, LMOPS, EA 4423, 57070 Metz, France.

³CentraleSupélec, LMOPS, 57070 Metz, France.

#bouzaki_physique1@yahoo.fr, *aillerie@metz.supelec.fr

Abstract. This contribution analyzes the energy provided by a solar kit dedicated to autonomous usage and installed in Central Europa (Longitude 6.10°; Latitude 49.21° and Altitude 160 m) by using the simulation software PVSYSY. We focused the analysis on the effect of temperature and solar irradiation on the I-V characteristic of a commercial PV panel. We also consider in this study the influence of charging and discharging the battery on the generator efficiency. Meteorological data are integrated into the simulation software. As expected, the solar kit provides an energy varying all along the year with a minimum in December. In the proposed approach, we consider this minimum as the lowest acceptable energy level to satisfy the use. Thus for the other months, a lost in the available renewable energy exists if no storage system is associated.

Keywords. Solar kit; Photovoltaic Panel; Energy storage; Meteorological data

INTRODUCTION

In recent years, the energy originate from renewable sources has a huge higher increase than those provided from conventional sources [1-4]. Photovoltaic (PV) energy is placed among the first renewable sources because of its abundance during day and recent technological developments of photovoltaic cells [5]. Photovoltaic energy has been used in large power installation such as photovoltaic stations but also for small power installations either in isolation or in connection with the grid [6,7]. Among isolated generator, an autonomous photovoltaic system is completely independent of other energy sources assuming production and storage of the energy originate from PV panels [8]. The main difficulty in production of electricity by a photovoltaic system is its randomness [9,10]. Indeed, many parameters for a given system such as weather changes, geographic location [11], shading [12], loss of wiring, orientation and tilt of solar panels, but also the alternation of day and night, can provide very different results [13].

Photovoltaic solar kits allow individuals to supply parts of their home with electricity. For the capabilities of a solar kit, a criterion to be taken into account: The energy supplied by the kit. For example, a standalone kit producing 250 Wh/day will supply 10 low-energy bulbs for 2 hours or a TV (50 Watts) for 4 hours. Operations such as recharging the battery of a mobile phone or a computer can also be provided by this type of kit. The solar batteries store the energy produced by the photovoltaic panels to provide electrical power at all times. A battery used with solar panels is a slow-discharge battery. These batteries are specifically designed for solar applications [14].

In this work, we analyze the outdoor energy efficiency provided by an autonomous photovoltaic kit based on meteorological data for a site in Central Europa, at coordinates Longitude 6.10°; Latitude 49.21° and Altitude 160 m. As in this region, a national grid powers almost all homes. The aim of this study is Therefore to analyze the possibility to add and introduce autonomous system for electricity supplying isolated and mobile homes.

Our solar kit is composed with a photovoltaic panel BP SOLAR, and a storage system based on a battery AGM DYN / DAB 12-55. With using the simulation software PVSYST and taking into account meteorological data available for the considered site, we analyze the characteristics and the influence of various parameters, such as temperature and irradiation on the I-V characteristics of the panel. We also analyze the charging and discharging cycles of the battery. A third component, an Isofoton regulator was used as a charge controller in the autonomous system. The schematic block-diagram is presented in Figure 1.

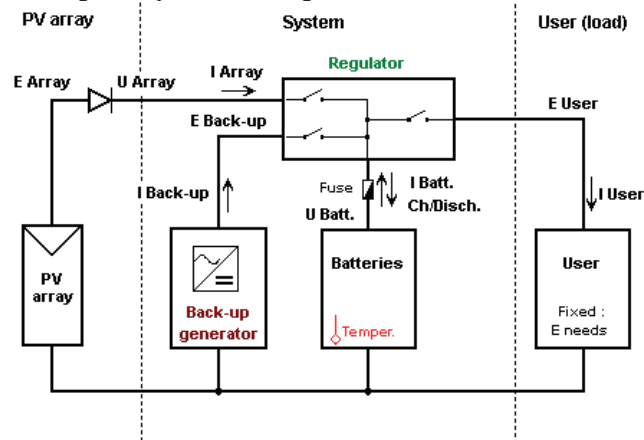


Figure 1: Stand alone solar kit considered in the study.

For the introduction of the various definitions and for sizing of the parameters interesting for simulation, all the constitutive elements of the solar kit will be described in the following paragraph.

ELEMENTS OF THE SOLAR KIT

Our solar kit was used to illuminate three lamps, which have a power 8W / lamp, for 2 Hours in the day, we consider 4 days of autonomy (For battery). It consists of a polycrystalline solar panel BP SOLAR, a battery AGM DYN / DAB 12-55 and a regulator Isofoton. The BP SOLAR panel is composed of 36 polycrystalline silicon cell, which has an area of 0.451 m² and a supplied power of 50Wp in standard condition (25 °C and 1000W / m²), its characteristics, with I_{mpp} and V_{mpp} being the current and voltage corresponding to the power P_{mpp} , are given in Table 1.

Table 1: Characteristics of the panel BP SOLAR.

Brand	BP SOLAR
Type	Polycrystalline
Number of panels	36
Area	0.451 m ²
Pmpp	50 Wp
Impp	2.89 A
Vmpp	17.30 V
Icc	3.17 A
Vco	21.80 V

We should note that the short circuit current I_{cc} defines the amount of created electron-hole pairs, G that crosses through the junction without recombination between the diffusion lengths of holes and electrons (L_n and L_p) respectively:

$$I_{cc} = qG(L_n + L_p) \quad (1)$$

In the same way, it is noted that the open circuit voltage V_{oc} is the voltage at which the diode in the dark ($I = 0$) provides a current equal to the short circuit current I_{cc} . Ideally, V_{oc} is determined from the current-voltage equation which characterize of a photovoltaic cell. One obtains the following expression:

$$V_{co} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1 \right) \quad (2)$$

Where I_0 is the saturation current of the diode that determines the number of carriers collected in the dark due to thermal effects.

In order to ensure a maximum efficiency of the PV generator, the orientation of the solar panel must be optimal. Nevertheless, it is not always possible to choose the better orientation for the panel in a specific localization due to environmental and material constraints as the available place on the used roof or ground for the emplacement, the presence of obstacles or obstructions or else, the mechanical structure of the panel support. In our case, the panel is installed on fixed structures oriented south with a 50° tilt; as shown in Figure II.

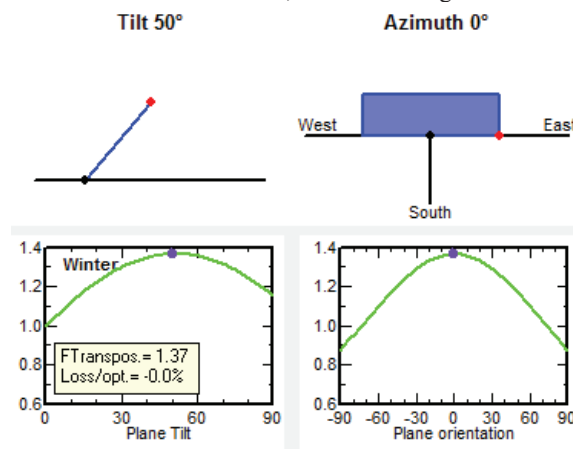


Figure II: The orientation and inclination of the PV panel.

As usually done in literature, the panel is modeled by the one-diode model as represented in Fig. III.

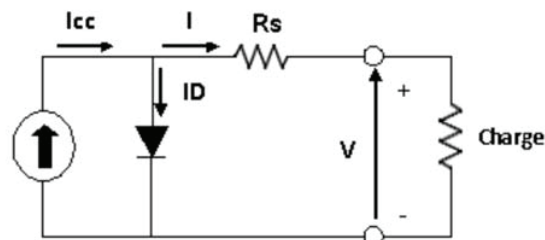


Figure III: Equivalent circuit for the panel PV.

The output current deduced from the equivalent diagram is

$$I = I_{ph} - I_D \quad (3)$$

The expression of the photon current I_{ph} (A) relating to the incident radiation and the temperature is given by

$$I_{ph} = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \left(I_{ph,ref} - \mu_{Isc}(T_c - T_{c,ref})\right) \quad (4)$$

Where G (W / m²) is the actual irradiance T_c (°K) is the cell temperature, and μ_{Isc} (A / K) the coefficient of the short-circuit current of the temperature. The physical quantities indexed with ref are related to quantities obtained at standard conditions. According to the Eq. 4, we have plotted the effect of the irradiation on the performance of the panel PV in Fig. IV for irradiation level varying from 220 W/m² to 1000 W/m² at a fixed temperature equal to 25°C.

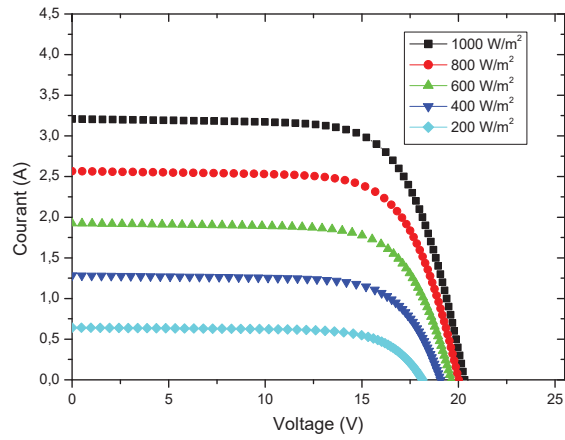


Figure IV: Effect of the irradiation on the performance of the panel PV.

When the incident radiation is equal to 1000 W/m², our results agree well with those the results presented by the manufacturer for the short-circuit current and the open circuit, i.e. 3.7A and 21.80 V, respectively. As expected, we note that the irradiation level has a large influence on the current but only slightly affects the voltage. .

Within the same manner, we have plotted the effect of the temperature on the performance of the panel PV in Fig. V for temperature varying from 10°C to 70°C a constant level of irradiation equal to 1000 W/m².

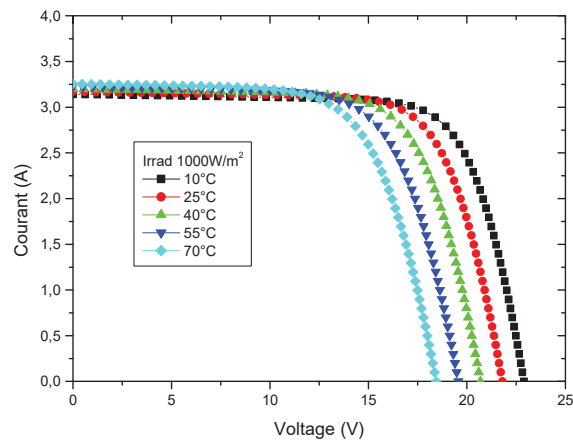


Figure V: Effect of the temperature on the performance of the panel PV.

We notice that, contrary to what was observed with changes in light irradiation, the temperature mainly affects the voltage V_{OC} , which decreases with the increase of the temperature. The temperature slightly influences the current staying quasi constant at 3,3A.

The second element of our solar kit is a battery used for the energy storage to provide a stable supply during night or in cloudy days. We have chosen a battery AGM DYN/DAB 12-55 because it is built with the technology "Absorbed Glass Mat batteries". This technology integrates between the lead plates a fine fiber sheet of boron-silicate, soaked with electrolyte offering the advantages of no fumes, fast charge rates, no interviews and no risk of leaks. The characteristics of the battery, AGM DYN/DAB 12-55 are reported in Table 2 from manufacturer datasheet.

Table 2: Characteristic of the battery.

Mark	AGM DYN/DAB 12-55
Number of elements	6
Nominal Voltage	12V
Rated Capacity (C10)	55 Ah
Internal resistance	60 mOhm
Weight	17 Kg

The variation of the voltage of the charge and the discharge of the battery as function of time are shown in Figure VI. The results obtained confirm that the charge time of the battery is inversely related to the load current, such that there is need 58.3 hours to load the battery with a 1A load current but just 6.1 hours when using a current of 11A. In the same figure it can also be seen that the final value of the terminal voltage waveform is 12.5V, 12V and 11.7V when the current load equal to 11A, 6A and 1A respectively.

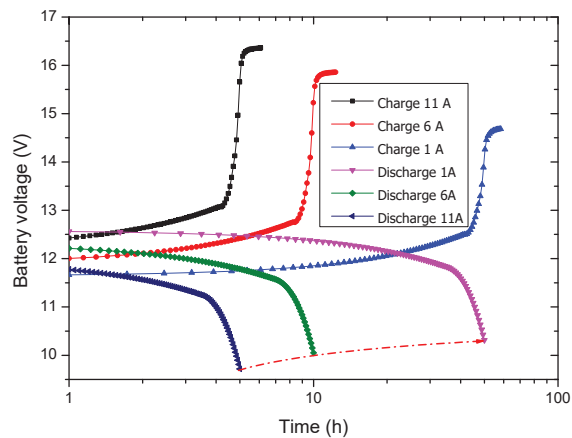


Figure VI: Battery load and discharge on the time.

In Figure VI, the dot line shows the minimum recommended discharge voltage. To prevent deep discharge of the batteries and degradation due to the sulfating of the plates do not fall below the stop voltage.

The voltage across the battery under discharge currents of 1A, 6A and 11A is shown in Figure VI. The results obtained confirm that the solar battery slowly-discharge battery. The final value of the terminal voltage curve corresponding discharge current of 1A (10.3V) is larger than that of 6A (10.1V) and 11A (10.7V). Regarding the battery discharge time, it increases to 5 hours up to 50 hours when the discharge current decreases from 11A up to 1A.

METEOROLOGICAL DATA

The monthly average temperature and irradiation on the central Europa at a longitude 6.10°, a L-atitude 49.21° and at an altitude equal to 160 m are given in Table 3 [15,16].

Table 3: Irradiation and temperature in central Europa (Long. 6.10°; Lat. 49.21°, Alt. 160 m).

Month	Irradiation (kWh/m ² /day)	Temperature (°C)
January	0,79	1,7
February	1,49	2,4
March	2,92	5,5
April	4.46	9,6
May	5,03	13,9
June	5,67	17
July	5,47	18,6
August	4,57	18,2
September	3,42	14,5
October	1,96	10,6
November	0,91	6,1
December	0,60	2,6
Year	3,11	10,1

These values will be integrated into the PVSYST simulation software to see the performance of our solar kit installed in this site.

ANALYSIS OF THE ENERGY PRODUCED BY THE SOLAR KIT

As a result of our simulation, Table 4 gives the value of different parameters such as Horizontal global irradiation (Glob Hor), Effective global (Glob Eff), Available Solar Energy (E Avail), Unused energy (E Unused), Energy supplied to the user (E User) and Energy need of the user (E Load).

Table 4: Value of the various pertinent parameters of the solar kit obtained by simulation.

	Glob Hor kWh/m ²	Glob Eff kWh/m ²	E Avail kWh	E Unused kWh	E User kWh	E Load kWh
January	23.7	38.0	1.325	0.011	1.116	1.116
February	41.7	60.8	2.166	0.192	1.008	1.008
March	90.5	112.5	4.038	1.575	1.116	1.116
April	133.8	137.8	5.047	2.128	1.080	1.080
May	155.9	140.1	5,067	2.053	1.116	1.116
June	170.1	143.8	5.234	2.141	1.080	1.080
July	169.6	146.0	5.235	2.083	1.116	1.116
August	141.7	137.1	4.966	2.031	1.116	1.116
September	102.6	117.7	4.254	1.667	1.080	1.080
October	60.8	82.8	2.894	0.965	1.116	1.116
November	27.2	40.7	1.488	0.086	1.080	1.080
December	18.6	31.6	1.129	0.012	1.116	1.116
Year	1136.2	1188.8	42.843	14.945	13.140	13.140

For the sizing of the maximum load that could be powered by this solar kit all along the year, we considered the possible and available produced energy even in worst conditions i.e. in December.

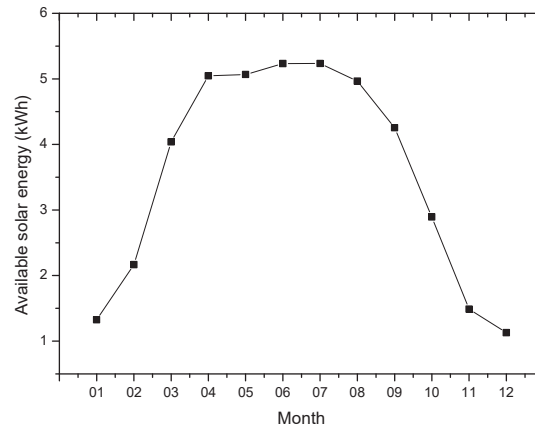


Figure VII: Solar energy monthly available in the considered geographic site.

From Figure VII, the available solar energy varies each month, which is directly related to solar radiation, its maximum value is 5.235 kWh, which corresponds to solar energy during July. This energy is converted to electrical energy using the photovoltaic panel.

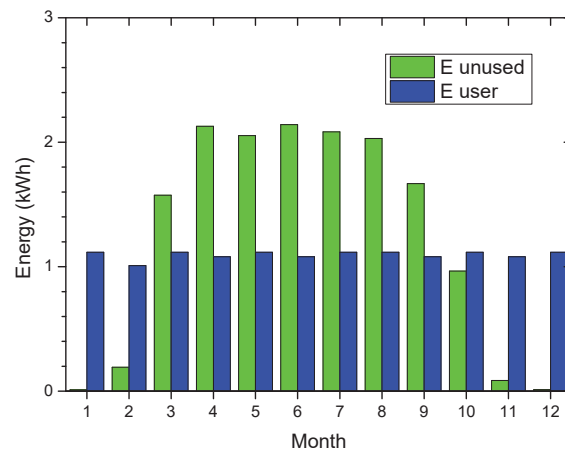


Figure VIII: Monthly diagram of the used and unused energies.

With our solar kit, this minimum power allowing the satisfaction of need is found equal to 1,129 kWh. This energy has to ensure the instantaneous consumption and the energy store in the battery to assume constant energy availability. For the other months of December, for the full year, a lost of energy exists, with for example in the worst case a lost of 2.14kWh during June (Figure VIII).

The energy that comes from solar panel will be stored in batteries, after will be transferred to consumption (to ensure charging and discharging of the battery); during the months when we have more radiation there will be an excess in the energy that can be used in various forms. The excess generated power can consider to using to run the immersion heater in the hot water cylinder or to use the dryer. There is another solution; we can use the battery charger. The battery charger is very useful in case the solar kit does not cover all electrical needs. The battery charger is used to charge DC battery (12V, 24V or 48V) from a power source. So we can store the energy unused in a battery charger to be used, for example, in charging mobile phones or laptop.

CONCLUSION

In this work, we have analyzed and discussed the outdoor energy efficiency provided by an autonomous photovoltaic kit based on meteorological data for a site in Central Europa (Long. 6.10°; Lat. 49.21°, Alt. 160 m).

In first part, we studied the effect of temperature and solar irradiation on the I-V characteristic of a trade photovoltaic panel, and also studied the charge and discharge of the battery with time in the objectives of designing an autonomous solar kit. In a second step, we have integrated the meteorological data recorded for the specific site in the PVSYST simulation software. The combination of the meteorological data and the functional characteristics of the solar kit allows the possibility to estimate the maximum energy that the autonomous solar kit could generate during a period.

Finally, outside the confirmation by our study that the energy supplied by a solar kit varies on function of irradiation and the temperature, we have shown that the maximum efficiency will be achieved if storage in batteries is integrated to the generator to store the surplus of energy produced in the most illuminated months, if we consider an electricity consumption for basic usages as lighting. Thus we can imagine that the energy storage can be used as an additional source for other applications such as alimentation of mobile electronic devices.

REFERENCES

1. I. Dincer "Renewable energy and sustainable development: a crucial review" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 4 (2000) 157-175.
2. A. Demirbas "Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues" *Progress in Energy and Combustion Science* 31 (2005) 171–192.
3. R.M. Della, D.A.J. Rand "Energy storage — a key technology for global energy sustainability" *Journal of Power Sources* 100 (2001) 2–17.
4. M. Pacesila, S.G. Burcea, S.E. Colesc "Analysis of renewable energies in European Union" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56 (2016) 156–170.
5. M.R. Islam, Y. Guo, J. Zhu "Power Converters for Medium Voltage Networks", *Green Energy and Technology* (2014) 1865-3537.
6. A. Zegaoui, M. Aillerie, P. Petit, J.P. Sawicki, A. Jaafar, C. Salame, J.P. Charles "Comparison of Two Common Maximum Power Point Trackers by Simulating of PV Generators" *Energy Procedia*, 6 (2011) 678–687.
7. S.K Sahoo "Renewable and sustainable energy reviews solar photovoltaic energy progress in India: A review" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (2016) 927–939.
8. G.L. Kyriakopoulos, G. Arabatzis "Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56 (2016) 1044–1067.
9. L.J. Hu, Y.J. Fu "Establishment of Output Models and Constraints Analysis for Independent Wind/PV/Storage System" *Journal of Power and Energy Engineering*, (2014) 106-111.
10. M. Chegaar, A. Hamzaoui, A. Namoda, P. Petit, M. Aillerie, A. Herguth "Effect of illumination intensity on solar cells parameters" *Energy Procedia*, 36 (2013) 722 – 729.
11. A. Zegaoui, P. Petit, M. Aillerie, J.P. Sawicki, A.W. Belarbi, M.D. Krachai, J.P. Charles " Photovoltaic Cell/Panel/Array Characterizations and Modeling Considering Both Reverse and Direct Modes" *Energy Procedia*, 6 (2011)695–703.
12. T. Nguyen, P. Petit, J.-P. Sawicki, M. Aillerie, J.-P. Charles "DC Power-line Communication based Network Architecture for HVDC Distribution of a Renewable Energy System" *Energy Procedia*, 50 (2014) 147-154.
13. A.H. Fanne, M.W. Davis, B.P. Dougherty, D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvil "Comparison of photovoltaic module performance Measurements" *Journal of solar energy engineering*, (2006) 128-159.
14. M.A. Mahmoudzadeh, A.R. Usgaocar, J. Giorgio, D.L. Officer, G.G. Wallace, J.D.W. Madden "A high energy density solar rechargeable redox battery" *J. Mater. Chem. A*, 4 (2016) 3446-3452.
15. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=en&map=europe>.
16. www.wunderground.com.

Résumé

Le travail présenté dans cette thèse porte sur deux axes : modélisation des performances des différentes technologies de cellules photovoltaïques et dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques. Dans la première partie, nous avons simulé, analysé et discuté le comportement des différentes structures de cellules solaires tel que SnO/CdS/CdTe, a-Si(n)/a-Si(i)/c-Si(p)/a-Si(p+) et a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n+). Dans la deuxième partie, nous avons présenté le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques autonomes et connectés au réseau que nous avons réalisé en simulation et expérimentalement.

Mots clé : Modélisation, Matériaux photovoltaïques, Cellules photovoltaïques et Systèmes et installations photovoltaïques.

Abstract

The work presented in this thesis focuses on two areas: modeling of the performance of different photovoltaic cells technologies and a view of sizing photovoltaic installations. In the first part, we simulated, analyzed and discussed the behavior of different structures of solar cells as SnO/CdS/CdTe, a-Si (n)/a-Si (i)/c-Si (p)/a-Si (p+) and a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n+). In the second part, we addressed a view of the design of systems photovoltaic autonomous and connected to the grid.

Keywords: Modeling, Photovoltaic materials; Photovoltaic cells and Photovoltaic systems

ملخص

يركز العمل المقدم في هذه الأطروحة على مجالين: نمذجة لأداء مختلف تكنولوجيات الخلايا الكهروضوئية وتحديد حجم النظم الكهروضوئية.

في الجزء الأول، قدمنا محاكاة وتحليل ومناقشة سلوك هياكل مختلفة من الخلايا الشمسية:

SnO/CdS/CdTe, a-Si (n)/a-Si (i)/c-Si (p)/a-Si (p+) و a-Si (p)/c-Si (n)/a-Si (n+)

في الجزء الثاني، تناولنا إطلالة على تصميم النظم الكهروضوئية المستقلة والمتصلة بالشبكة.

الكلمات المفتاحية: النمذجة. المواد الضوئية. الخلايا الضوئية والنظم الكهربائية الضوئية