

République Algérienne Démocratique et Populaire

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ AFRICAINE AHMED DRAIA ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIES
DÉPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIÈRE
LABORATOIRE DE L'ÉNERGIE, ENVIRONNEMENT
ET DES SYSTÈMES D'INFORMATION (LEESI)



Thèse

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR EN SCIENCE

Spécialité

Physique énergétique

Présentée par

Bouchra BENABDELKRIM

Sur le Thème

**Etude et simulation de l'effet de paramètre climatique
sur les modules solaires en couche mince en région
saharien**

Soutenu le : 22 /04 /2021

Devant le Jury Composé de :

Président	<i>Pr. Rachid TIGRINE</i>	Professeur	Univ. Adrar
Promoteur	<i>Pr. Ali BENATIALLAH</i>	Professeur	Univ. Adrar
Examineur	<i>Dr. Touhami GHAITAOUI</i>	MCA	Univ. Adrar
Examineur	<i>Dr. Rachid MAOUEDJ</i>	MRA	URERMS
Examineur	<i>Dr. Miloud BENMEDJAHED</i>	MRA	URERMS
Examineur	<i>Dr. Mohamed BLAL</i>	MRA	URERMS

Année universitaire : 2020 /2021

Je dédie ce modeste travail :

A mes parents

A mon marie

A mes enfants

A mes frères et mes sœurs

Remerciements

Je tiens à témoigner de mon respect et ma profonde gratitude à mon Directeur de thèse, Pr. Ali Benattilah, et Dr. Touhami Ghitaoui qui ont été toujours disponible pour me faire profiter de leurs expériences et leurs compétences, pour mener à bien l'élaboration de ce travail et pour la confiance qu'ils m'ont accordé tout au long de la réalisation de cette thèse.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à monsieur Pr. Rachid Tigrine Professeur à l'université d'Adrar, a bien voulu présider ce jury de thèse.

Mes remerciements vont également à tous les membres de jury Dr. Touhami Ghitaoui maître de conférences A à l'université d'Adrar, Dr. Rachid Maouedj, Dr. Miloud Benmedjahed et Dr. Mohamed Blal Maîtres de recherche A à URERMS d'avoir bien voulu participer à l'évaluation de ce travail.

Je tiens à manifester ma gratitude pour le soutien apporté par l'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS), Adrar, pour avoir fourni les installations nécessaires à la réalisation de ces travaux et remercient particulièrement Mr. Koussa khaled et Mr. Othmani Mourad.

Enfin, je tiens à remercier du plus profond de mon cœur, mes parents, mon mari et mes enfants car ils sont l'essence même de ma réussite.

Résumé

La productivité des modules PV installés dans le sud de l'Algérie est affectée par les conditions environnementales difficiles du désert comme la température, irradiation solaire, vitesse de vent. Plusieurs facteurs doivent être pris en compte pour garantir la performance et la qualité de système PV.

L'objectif principal de ce travail est d'évaluer l'impact des conditions climatiques sur le comportement de module PV amorphe du type QS-60DGF installés dans l'URERMS Adrar (unité de recherche dans le sud de l'Algérie). L'évaluation de la dégradation de module QS-60DGF a été réalisée avec divers défauts, en utilisant les caractéristiques électriques dans les conditions météorologiques quotidiennes et un examen visuel (bris de verre).

D'autre part, une analyse des performances opérationnelles d'un système photovoltaïque en silicium poly-cristallin exposé sur le terrain est effectuée. La capacité installée du système est de 20 MW, et il est exposé à des climats arides dans l'Adrar du sud de l'Algérie.

En outre, l'extraction des paramètres du modèle de cellule solaire basée sur une approche de modélisation numérique présentée par le déterministe de la descente de gradient «Levenberg – Marquardt (LM)», combinée à la méthode intelligente basée sur les réseaux de neurones artificiels (RNA) sont présentés. La procédure d'extraction des paramètres permet d'obtenir les principaux paramètres du modèle de modules PV amorphe à partir des données surveillées en fonctionnement réel du travail. Les résultats obtenus de l'évolution de chacun des paramètres de module PV sont analysés afin de mieux comprendre les changements de performance des modules PV et le comportement de la puissance de sortie du module PV pendant l'exposition à l'extérieur en conditions réelles.

Mots-clés : *Module PV amorphe; Caractéristique I-V; Évaluation des performances; Conditions environnementales, Méthode de Levenberg – Marquardt , Les réseaux de neurones.*

Abstract

The productivity of PV modules installed in southern Algeria is affected by the harsh environmental conditions of the desert such as temperature, solar irradiation, and wind speed. Several factors that must be considered in order to ensure the performance and quality of a PV system.

The main objective of this work is to assess the impact of climatic conditions on the behavior of amorphous PV modules of the QS-60DGF type installed in the URERMS Adrar (research unit in the southern Algeria). Assessment of QS-60DGF module degradation was performed with various defects, using electrical characteristics (I-V / P-V) under daily weather conditions and visual examination (broken glass).

On the other hand, an analysis of the operational performance of a poly-crystalline silicon photovoltaic system exposed in the field is carried out. The installed capacity of the system is 20 MW, and it is exposed to arid climates in Adrar southern Algeria.

Furthermore, the extraction of parameters from the solar cell model based on a numerical modeling approach presented by the determinist of gradient descent "Levenberg - Marquardt (LM)", combined with the intelligent method based on artificial neural networks (RNA) are presented. The parameter extraction procedure allows obtaining the main parameters of the amorphous PV module model from monitored data in real operation of work. The results obtained from the evolution of each one of the PV module parameters are analyzed in order to better understanding of the performance changes of the PV module and the behavior of the output power of the PV module during outdoor exposure in real conditions.

Keywords: Amorphous PV Module; I-V characteristic; Performance evaluation; Environmental conditions, Levenberg – Marquardt Method, neural networks.

المخلص

يتأثر إنتاجية الوحدات الكهروضوئية المثبتة في جنوب الجزائر بالظروف البيئية القاسية للصحراء مثل درجة الحرارة ، والإشعاع الشمسي ، وسرعة الرياح. يجب أخذ العديد من العوامل في الاعتبار لضمان أداء وجودة نظام الطاقة الكهروضوئية. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو تقييم تأثير الظروف المناخية على سلوك الوحدات الكهروضوئية غير المتبلورة من النوع QS-60DGF المثبتة في (URERMS Adrar) وحدة بحثية في جنوب الجزائر). تم إجراء تقييم تدهور وحدة QS-60DGF بعيوب مختلفة، باستخدام الخصائص الكهربائية (I-V / P-V) في ظل الظروف الجوية اليومية والفحص البصري (الزجاج المكسور).

من ناحية أخرى ، يتم إجراء تحليل للأداء التشغيلي لنظام كهروضوئي متعدد البلورات من السيليكون المكشوف في الميدان. القدرة المركبة للنظام 20 ميغاواط ، ويتعرض للمناخ القاحل في أدرار جنوب الجزائر.

بالإضافة إلى ذلك، يتم تقديم استخراج المعلومات من نموذج الخلية الشمسية بناءً على نهج النمذجة الرقمية التي قدمها محدد تدرج الانحدار "Levenberg - Marquardt (LM)" ، جنبًا إلى جنب مع الطريقة الذكية القائمة على الشبكات العصبية الاصطناعية (RNA). يوفر إجراء استخراج المعلمة المعلومات الرئيسية لنموذج الوحدة الكهروضوئية غير المتبلورة من البيانات التي يتم مراقبتها في عملية العمل الفعلية. يتم تحليل النتائج التي تم الحصول عليها من تطور كل معلمة من معلمات الوحدة الكهروضوئية من أجل فهم أفضل للتغيرات في أداء الوحدات الكهروضوئية وسلوك الطاقة الناتجة للوحدة الكهروضوئية أثناء التعرض الخارجي في ظروف حقيقية.

الكلمات المفتاحية: وحدة كهروضوئية غير متبلورة؛ الخصائص الكهربائية (I-V)؛ تقييم الأداء؛ الظروف البيئية؛ طريقة ؛

Levenberg – Marquardt ؛ الشبكات العصبية

Table des matières

Dédicace	ii
Remerciements	iii
Résumé	iv
Table des matières	vi
Liste des figures	ix
Liste des tableaux	xii
Nomenclatures	xiv
Introduction générale	1
Référence	6

Chapitre I : Généralité sur l'énergie photovoltaïque

I.1. Introduction.....	10
I.2. Production et marchés solaire PV.....	10
I.3. Principe de fonctionnement.....	11
I.4. Spectre solaire.....	12
I.5. Semi-conducteurs et architecture de module PV.....	13
I.6. Les filières des cellules photovoltaïques.....	15
I.6.1. Première génération.....	16
I.6.1.1. Silicium monocristallin (m-Si).....	17
I.6.1.2. Silicium polycristallin (p-Si).....	17
I.6.1.3. Arséniure de gallium (GaAs).....	17
I.6.2. Deuxième génération.....	18
I.6.2.1. Silicium amorphe (a-Si) et silicium microcristallin (mc-Si).....	19
I.6.2.2. Séléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS).....	19
I.6.2.3. Tellure de cadmium (CdTe).....	20
I.6.3. Troisième génération.....	21
I.6.3.1. Cellules solaires sensibilisées aux colorants.....	21
I.6.3.2. Cellules solaires à points quantiques.....	22
I.6.3.3. Cellules solaires organiques et polymères.....	22
I.6.3.4. Cellules solaires en pérovskite.....	23
I.6.3.5. Cellules solaires à multi-jonctions.....	24
I.7. Evolution des coûts des modules PV.....	25
I.7.1. Première génération.....	25
I.7.2. Deuxième génération.....	25
I.7.3. Troisième génération.....	26
I.8. Le développement du photovoltaïque en couches minces.....	27
I.8.1. Marché PV en couches minces.....	27
I.8.2. Structure des cellules solaires en couches minces.....	28
I.8.2.1. Le substrat.....	29
I.8.2.2. L'électrode de contact arrière.....	29
I.8.2.3. Couche absorbante.....	30
I.8.2.4. Couche tampon.....	30
I.8.2.5. La couche fenêtre (TCO).....	30
I.8.2.6. L'électrode de contact avant (la grille).....	31
I.8.3. Techniques de dépôt des couches minces.....	31
I.8.3.1. les dépôts par voie physique (PVD).....	31

I.8.3.1. 1. Evaporation thermique.....	32
I.8.3.1.2. Pulvérisation cathodique.....	32
I.8.3.1.3. Technique d'ablation laser.....	33
I.8.3.1.4. Epitaxie par jets moléculaires.....	34
I.8.3.2. Les Dépôt par voie chimique.....	34
I.8.3.2.1. Technique de dépôt en phase vapeur chimique (CVD).....	34
I.8.3.2.2 Les Dépôt par voie chimique (CVD) liquide.....	35
I.8.3.3. Procédés de fabrication à faible coût.....	37
I.9. Conclusion.....	37
Référence.....	38

Chapitre II : Extraction et identification des paramètres électriques des modules PV

II.1. Introduction.....	43
II.2. Représentation électriques d'une cellule PV.....	43
II. 2.1 Courbe caractéristique de la tension actuelle de la cellule solaire.....	43
II. 2.2 Courant de court-circuit.....	44
II.2.3 Tension en circuit ouvert.....	44
II.2.4 La puissance caractéristique d'une cellule PV.....	44
II.2.5 Le facteur de forme (FF).....	45
II.2.6 Le rendement de la cellule (η).....	45
II.2.7 La résistance série.....	46
II.2.8 La résistance shunt.....	46
II.3. Les différents modèles mathématique de la cellule PV.....	46
II. 3.1. Cellule idéale.....	47
II.3.2. Modèle avec quatre paramètres (Rs-MODEL).....	48
II.3.3. Modèle d'une seule diode à cinq paramètres.....	51
II.3.4. Modèle de double diode à sept paramètres.....	55
II.4. Résultats des simulations.....	57
II.4.1 Extraction des paramètres électriques.....	57
II.4.2. Effet de l'éclairement.....	59
II.4.3. Effet de la température.....	61
II.4.4. Précision des différents modèles.....	64
II.5. Conclusion	73
Référence	74

Chapitre III : Modélisation et simulation d'un module PV amorphe par réseaux de neurones

III.1. Introduction.....	77
III.2. Modèle équivalent à diode unique de cellule solaire.....	78
III.3. Processus d'identification des paramètres.....	78
III.3.1. Principe d'optimisation.....	78
III.3.2. Méthode de Levenberg – Marquardt.....	79
III.3.3. Réseaux de neurones artificiels (RNA).....	79
III.3.3.1Aperçu sur la théorie des réseaux de neurones.....	80
III.3.3.1.1 Structure.....	80
III.3.3.1.2 Définition de réseaux de neurones artificiels	81

III.3.3.1.3 Comportement.....	82
III.3.3.1.4 Fonctions de transfert.....	84
III.3.3.1.5 Architecture du réseau.....	86
III.3.3.1.6 Apprentissage des réseaux de neurones.....	87
III.3.3.1.7 Les méthodes d'apprentissage.....	89
III.3.3.1.8 Propriétés fondamentales des réseaux de neurones.....	90
III.3.3.1.9 Mise en œuvre des réseaux neuronaux.....	90
III.4. Résultats et discussions.....	91
III.4.1. Caractérisation du module PV amorphe (QS-60DGF) par Levenberg-Marquardt	91
III.4.2. Estimation des paramètres de module PV (QS-60DGF) à STC par la méthode de RNA	97
III.4.2.1. Architecture de réseau et méthode d'entraînement.....	97
III.4.2.2. Validation de méthode RNA proposée - Etude comparative	100
III.5. Conclusion.....	102
Références.....	104

Chapitre IV : Etude expérimental d'un générateur PV en milieu saharien

IV.1. Introduction.....	108
IV.2. L'énergie photovoltaïque en Algérie.....	109
IV.2.1 Potentiel solaire.....	109
IV.2.2 Programme de développement des énergies renouvelables.....	109
IV.2.3. Bilan de réalisation des systèmes photovoltaïques.....	112
IV.2.4 Situation géographique d'Adrar.....	112
IV.2.5. Conditions climatiques à Adrar.....	113
Partie I : Analyse expérimentale d'une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique.....	113
IV.I.1. Le site de mesures.....	113
IV.I.2. Conditions environnementales de l'installation PV.....	114
IV.I.2.1. Rayonnements solaires sur le site.....	114
IV.I.2.2. Température et vitesse du vent du site	115
IV.I.3 La production de la centrale solaire d'Adrar.....	117
IV.I.4. Évaluation et analyse des performances du système PV.....	118
IV.I.5. Résultats et discussion.....	121
Partie II : Evaluation de la dégradation de module PV en couche mince exposés sous environnement saharien.....	125
IV.II.1. Outils de mesures des données climatiques.....	126
IV.II.2 Présentation de la plateforme de mesures.....	127
IV.II.3 Résultats et discussion.....	128
IV.II.3.1 Evolution des caractéristiques électriques	128
IV.II.3.2 Résultats de l'inspection visuelle.....	131
IV.II.3.3 Taux de dégradation.....	132
IV.3. Conclusion.....	136
Références	138
Conclusion générale.....	143
ANNEXE.....	148

Listes des figures

Chapitre I : Généralité sur l'énergie photovoltaïque

Figure I.1	Installations photovoltaïques cumulatives de 2010 à 2019	10
Figure I.2	Principe de l'effet photovoltaïque	12
Figure I.3	Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.	13
Figure I.4	Comparaison des spectres solaires AM 0, AM 1 et AM 1.5G	13
Figure I.5	Architecture simplifiée de modules couches minces et silicium cristallin.	14
Figure I.6	Projections d'efficacité et de coût pour les technologies PV de trois générations	15
Figure I.7	Évolution du rendement des meilleures cellules photovoltaïques pour les différentes technologies existantes. Source : National Renewable Energy Laboratory (NREL).	15
Figure I.8	Évolution et tendance des parts du marché mondial des différentes filières des matériaux photovoltaïques	16
Figure I.9	Module couche mince : (a)silicium amorphe (a-Si), (b) Diséléniure de cuivre-indium gallium (CIGS), (c) Tellure de cadmium (CdTe)	19
Figure I.10	Coupe transversale d'une cellule CIGS	20
Figure I.11	Représentation schématique d'un DSSC	22
Figure I.12	Exemple d'une cellule organique	23
Figure I.13	Représentation schématique du dispositif de cellule solaire pérovskite et la séquence correspondante de transfert d'électrons et de trous	23
Figure I.14	Irradiation (ligne noire) et coefficient d'absorption (lignes rouges et vertes) en fonction de la longueur d'onde (a). Représentation schématique d'une cellule solaire en plastique à double jonction (b)	24
Figure I.15	Aperçu historique des volumes de production de modules PV pour CdTe, CIGS et a-Si	28
Figure I.16	Structure standard d'une cellule à base de CIGS	29
Figure I.17	Système de dépôt des couches minces par évaporation thermique.	32
Figure I.18	Principe de la technique de dépôt des couches minces par pulvérisation cathodique	33
Figure I.19	Principe de la technique du dépôt des couches minces par ablation Laser	33
Figure I.20	Principe de la technique d'épitaxie par jet moléculaire.	34
Figure I.21	Principe de la technique de dépôt par Spray pyrolyse.	35
Figure I.22	Principe de la technique électrodéposition	36
Figure I.23	Principe de la technique du sol-gel : (a) dip-coating, (b) spin-coating	36

Chapitre II : Extraction et identification des paramètres électriques des modules PV

Figure II.1	Courbes I-V et P-V typiques d'un module solaire	44
Figure II.2	détermination graphique de résistance shunt et série	46
Figure II.3	Cellule solaire idéale	47
Figure II.4	Circuit équivalent d'une cellule PV - Rs Model -	48
Figure II.5	Circuit électrique équivalent modélisant une cellule photovoltaïque	51
Figure II.6	Schéma électrique équivalent d'une cellule de modèle à 2-D	55

Figure II.7	Caractéristiques I-V des modules FS270 et ST36 pour différents rayonnements	60
Figure II.8	Caractéristiques I-V des modules MSX120 et SM55 pour différents rayonnements	61
Figure II.9	Caractéristiques I-V du module FS270 et ST36 pour différentes températures	62
Figure II.10	Caractéristiques I-V du module MSX120 et SM55 pour différentes températures	63
Figure II.11	Erreur absolue de I_{sc} à différents conditions pour le module PV FS270	70
Figure II.12	Erreur absolue de I_{sc} à différents conditions pour le module MSX120	71

Chapitre III : Modélisation et simulation d'un module PV amorphe par réseaux de neurones

Figure III.1	Le modèle électrique équivalent d'une diode de cellule solaire	78
Figure III.2	Mise en correspondance du neurone biologique /et du neurone artificiel	81
Figure III.3	Le modèle d'un neurone artificiel	82
Figure III.4	Représentation matricielle du modèle d'un neurone artificiel	83
Figure III.5	Architecture d'un réseau	87
Figure III.6	Principe d'apprentissage	87
Figure III.7	Schéma bloc de l'apprentissage supervisé	88
Figure III.8	Exemple des données acquises par le traceur I-V.	93
Figure III.9 (a-b)	Performance du modèle RNA obtenu pour les différentes conditions de fonctionnement	95
Figure III.9 (c,d)	Performance du modèle RNA obtenu pour les différentes conditions de fonctionnement	96
Figure III.10	Méthode d'estimation RN proposée	98
Figure III.11	Estimation des paramètres (I_{ph} (a), $I_0 * 10^{-6}$ (b), n (c), R_{sh} (d), R_s (e)) sur les ensembles d'entraînement	99
Figure III.12	Caractéristiques I-V du module QS-60DGF pour trois méthodes différentes à STC	101
Figure III.13	Erreur absolue de courant à STC de méthode RNA pour le module PV QS60DGF	102

Chapitre IV : Etude expérimental d'un générateur PV en milieu saharien

Figure IV.1	Programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique	111
Figure IV.2	Carte géométrique des centrale ENR en Algérie	111
Figure IV.3	Irradiation solaire mesuré pendant une année sur le site.	114
Figure IV.4	Evolution quotidien du moyenne et maximum d'irradiation durant l'année 2019	115
Figure VI.5	Variation quotidien de la température ambiante et Vitesse du vent moyenne	116
Figure IV.6	La variation de puissance journalière avec la température et irradiation pour une Année	118
Figure IV.7	Energie AC mensuelle générée et température ambiante	121
Figure IV.8	Irradiation solaire moyenne mensuelle et énergie AC générée pendant une année	122
Figure IV.9	Rapport de performance, facteur de charge et rendement du système PV pendant une année.	123

Figure IV.10	Rendement final, rendement de référence et pertes total de système pendant une année.	124
Figure IV.11	Photo de la station météorologique (NEAL) installée dans l'URERMS Adrar.	126
Figure IV.12	Logiciel et matériel des instruments EKO (traceur MP-160 I – V). Module QS-60DGF: (a) jour clair avec module propre, (b) jours nuageux avec module poussiéreux, (c) jours nuageux avec module propre.	128
Figure IV.13	Irradiation solaire des jours clairs (13-03-2019) et nuageux (04-04-2019)	129
Figure IV.14	Courbes I-V et P-V de modules poussiéreux et propres dans des différentes conditions climatiques de fonctionnement.	130
Figure IV.15	Module de surface Bris (a), module sans bris de verre (b).	131
Figure IV.16	Comparaison des courbes caractéristiques I-V et P-V de module QS-DGF60 (non dégradé et dégradé).	131
Figure IV.17	Modules exposés sous ensoleillement après un an sans nettoyage.	132
Figure IV.18	Caractéristiques I-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.	133
Figure IV.19	Caractéristiques P-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.	133

Liste des tableaux

Chapitre II : Extraction et identification des paramètres électriques des modules PV

Tableau II.1	Spécifications des six modules PV utilisés	57
Tableau II.2	paramètres extraits pour les trois modèles à condition STC	58
Tableau II.3	Erreurs relatives de trois modèles à différentes irradiances ($T = 25^{\circ}\text{C}$) pour le module FS270.	64
Tableau II.4	Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000\text{ W / m}^2$) pour le module FS270.	65
Tableau II.5	Erreurs relatives de trois modèles à différentes irradiances ($T = 25^{\circ}\text{C}$) pour le module ST36.	65
Tableau II.6	Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000\text{ W / m}^2$) pour le module ST36.	66
Tableau II.7	Erreurs relatives de trois modèles à différentes rayonnements ($T = 25^{\circ}\text{C}$) pour le module MSX120.	66
Tableau II.8	Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000\text{ W / m}^2$) pour le module MSX120.	67
Tableau II.9	Erreurs relatives de trois modèles à différentes rayonnements ($T = 25^{\circ}\text{C}$) pour le module SM55	67
Tableau II.10	Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000\text{ W / m}^2$) pour le module SM55	68
Tableau II.11	Le temps de calcul pour les trois modèles	72

Chapitre III : Modélisation et simulation d'un module PV amorphe par réseaux de neurones

Tableau III.1	Fonctions de transfert $a = f(n)$	85
Tableau III.2	Paramètres électrique du module PV amorphe (QS-60DGF)	92
Tableau III.3	Les principales spécifications techniques du traceur MP-160 I – V.	93
Tableau III.4	Valeurs de G et de T pour les 36 courbes utilisées.	94
Tableau III.5	Paramètres estimés du module PV (QS-60GDF) dans différentes conditions.	97
Tableau III.6	Les points significatifs estimés du module PV (QS-60GDF) dans différentes conditions.	97
Tableau III.7	Comparaison des paramètres du modèle estimés du module PV (QS-60GDF) dans des conditions STC.	100
Tableau III.8	Erreurs relatives de trois modèles à STC pour le module QS-60DGF	101

Chapitre IV : Etude expérimental d'un générateur PV en milieu saharien

Tableau IV.1	potentiel solaire en Algérie	109
Tableau IV.2	Le programme de développement des énergies renouvelables et efficacité énergétique (2015–2030)	110
Tableau IV.3	Caractéristiques électriques des panneaux en silicium poly-cristallin	114
Tableau IV.4	Données climatiques de site de mesure (2019).	117
Tableau IV.5	Comparaison des performances des systèmes PV dans le monde par zone climatique	125

Tableau IV.6	Moyenne mensuelle des paramètres météorologiques quotidiens (2015).	127
Tableau IV.7	Spécifications techniques de Module photovoltaïque.	128
Tableau IV.8	Paramètres électriques pour les modules propres et poussiéreux.	130
Tableau IV.9	Paramètres électriques pour module avec et sans verre brisé.	132
Tableau IV.10	Variation des paramètres des modules après un an d'exposition sans nettoyage.	134
Tableau IV.11	Taux de dégradation (RD) et taux de dégradation annuel (RDa) du module PV QS-DGF60.	135
Tableau IV.12	Résumé de certaines études sur la dégradation des modules PV à couche mince dans le monde.	135

NOMENCLATURE

θ	Angle de pénétration.	(°)
η	Rendement d'un photo-générateur.	
AM	Masse d'Air.	
h	Constante de Planck.	(j.s)
PV	photovoltaïque	
c-Si	Silicium cristallin.	
m-Si	Silicium monocristallin	
p-Si	Silicium poly-cristallin.	
a-Si	Silicium amorphe.	
CIS	Cuivre Indium Selenium.	
GaAs	Galium Arsenis.	
CdTe	Tellurure de Cadmium	
CIGS	Cuivre Indium/Galium Selenium	
STC	"Standard Test Conditions", 1000 W/m ² , 25 °C, specter AM1.5	
RNA	Réseaux de neurones artificiels.	
MLP	Multi Layer Perceptron (perceptron multi couche).	
SSE	la somme des erreurs au carré	
LM	Levenberg-Marquardt	
AE	Erreur absolue	
RE	Erreur relative	(%)
S	Surface de la cellule solaire.	(m ²)
I_{sc}	Courant en court-circuit (sort circuit).	(A)
V_{oc}	Tension en circuit ouvert (open circuit).	(V)
P_{max}	Point Max de Puissance.	(W)
FF	Facteur de Forme (fill factor).	
E_g	Ecart de bande d'énergie	(eV)
K_i	Le coefficient de température du courant I _{sc}	(A/°C)
K_v	Le coefficient de température de la tension V _{OC}	(V/°C)
G	Eclairement.	(W/m ²)
I	Courant fourni par la cellule	(A)
V	Tension à la borne de la cellule.	(V)
I_{ph}	Photon-courant de la cellule.	(A)
I_d	Courant qui parcourt la diode.	(A)
I_s	Courant de saturation inverse de la diode.	(A)

V_T	Potentielle thermique de la diode.	
K	Constante de Boltzmann ($1.38.10^{-23}$).	(J/K)
T	Température de la cellule.	(°C)
q	Charge d'un électron = $1,6.10^{-19}$.	(C)
N_s	Nombre de cellules en séries	
A	Facteur d'idéalité de la jonction.	
R_s	Résistance série	(Ω)
R_{sh}	Résistance parallèle	(Ω)
I_{01}	Courant de saturation inverse de la diode D1.	(A)
I_{02}	Courant de saturation inverse de la diode D2.	(A)
V_{T1}	Potentielle thermique de la diode D1.	
V_{T2}	Potentielle thermique de la diode D2. .	
a_1	Facteur d'idéalité de la jonction de la diode D1.	
a_2	Facteur d'idéalité de la jonction de la diode D2.	
P_i	Entrée du réseau de neurone.	
W_{ij}	Vecteur des poids (pondérations).	
B	Biais du neurone (seuil d'activation).	
N	Niveau d'activation du neurone.	
f	Fonction de transfert (fonction d'activation).	
D	Sortie du neurone.	
i	Indice désignant le numéro de neurone dans une couche.	
j	Indice désignant le numéro de l'entrée.	
R	Nombre de stimulus (entrées).	
M	Le nombre total de couches cachées.	
N	Nombre d'itération.	
E_{AC}	Energie AC	(kWh)
PR	Rapport de performance	(%)
Y_f	Rendement final	(h/j)
Y_r	Rendement de référence	(h/j)
V	Vitesse du vent	(m/s)
FC	Facteur de charge	(%)
A	Surface globale du champ photovoltaïque	(m^2)
R_{Da}	Taux de dégradation annuel	(%)

Introduction générale

L'utilisation de l'énergie a une grande partie de responsabilité dans les problèmes environnementaux de la planète. Non seulement l'ensemble de ressources naturelles est en train de s'épuiser, mais l'exploitation et la consommation de combustibles fossiles génèrent de la pollution à plusieurs niveaux, dont la conséquence la plus grave est le changement climatique [1]. En effet, la consommation énergétique repose essentiellement sur les combustibles fossiles, ils représentent un peu plus de 80% de l'énergie primaire consommée sur la planète. Le pétrole et le gaz représentent 57 % de la fourniture d'énergie primaire et le charbon 20% [1]. Le monde est entré dans une ère de transition énergétique qui impose la réduction de la consommation d'énergie et l'utilisation des ressources renouvelables.

L'énergie solaire photovoltaïque semble donc être un bon candidat pour faire partie du mix énergétique optimal pour réussir la transition énergétique. Les enjeux sont d'une part de développer une technologie efficace qui permet de limiter l'épuisement des ressources naturelles grâce à une source renouvelable, mais aussi de limiter les impacts environnementaux pour aller vers une énergie plus propre. Or la demande en énergie s'accroît, il faut donc développer des technologies qui permettent de produire de l'énergie PV de façon compétitive : moins chère et toujours disponible.

En raison de la situation géographique de l'Algérie et de sa grande superficie, l'énergie solaire est considérée comme la source d'énergie renouvelable la plus abondante du pays, en particulier dans la région saharienne où l'irradiation solaire est intense et reçue sur toute l'année [2–4].

En effet, l'Algérie avec plus de deux millions de km² de superficie, reçoit l'équivalent de 300 milliards de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole) par an en énergie solaire [5]. En termes d'insolation, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation quant à elle dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara [4].

Cet énorme potentiel énergétique a fortement motivé les autorités algériennes à considérer l'énergie solaire comme une source d'énergie alternative pour apporter une solution globale et durable aux défis et problèmes tels que; la conservation des combustibles fossiles, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la création d'une économie d'échelle qui réduit par conséquent le coût de la vie et améliore le marché de l'énergie.

Consciente de l'intérêt grandissant de l'énergie solaire et de ses enjeux, l'Algérie a intégré son développement dans sa politique énergétique par : l'adoption d'un cadre juridique favorable à l'expansion de cette énergie, la planification d'importants projets d'hybridation de centrales diesel, le lancement de deux grands programmes d'électrification et la projection de plusieurs usines de fabrication de modules photovoltaïques en est la parfaite illustration. En effet, ces projets s'inscrivent dans le cadre d'un important plan de développement des énergies renouvelables prévu par le programme indicatif de développement des infrastructures de production d'électricité qui prévoit de porter la part des énergies renouvelables dans le bilan de production électrique national à 27% à l'horizon 2030 [6].

Le système photovoltaïque permet de réduire considérablement la consommation de fuel acheminé sur de longues distances et dont le coût réel de livraison sur sites s'avère très onéreux.

Par conséquent, le gouvernement a annoncé un nouveau programme de développement des énergies renouvelables qui a été adopté en février 2011, révisée en mai 2015 et placé au rang de priorité nationale en février 2016. Le programme d'énergie verte algérien manifeste un intérêt important pour le solaire photovoltaïque. Le photovoltaïque relié au réseau en particulier, visant à être un leader dans ce domaine d'énergie renouvelable. Néanmoins, les performances et l'efficacité des installations photovoltaïques sont affectées par deux facteurs environnementaux, que sont les conditions météorologiques et les emplacements géographiques.

Les systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau deviennent rapidement une caractéristique prédominante des réseaux électriques par rapport aux autres installations [7–10]. Un certain nombre de systèmes PV pour la production d'électricité ont été installés dans de nombreuses régions d'Algérie. Cela comprend 23 centrales solaires photovoltaïques mises en œuvre dans les régions des hauts plateaux et le sud du pays. La performance d'un système PV connecté au réseau dépend de deux paramètres différents, à savoir; paramètres techniques et climatiques. Dans le facteur technique, il comprend les technologies de cellule solaires et d'onduleur et les appareils électrique associée etc..., tandis que dans le paramètre climatique il comprend; quantité de rayonnement globale, température ambiante et accumulation de poussière [11,12] etc.

Les modules PV sont des éléments clé de système PV et permettent la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique. Plusieurs facteurs influencent leurs performances telles que le rayonnement solaire et sa distribution spectrale [13], la technologie d'une encapsulation [14] et la température de fonctionnement [15-18] etc. De plus, les modules PV ont tendance à se dégrader après une exposition à l'extérieur à long terme et en fonction des conditions climatiques du site. Le taux de dégradation est principalement associé à la technologie des modules PV et plusieurs études ont rapporté une analyse des performances extérieures et de la dégradation des modules PV de différentes technologies [19-22].

Les modules photovoltaïques en silicium cristallin (c-Si) fournissent la majeure partie de la production mondiale d'énergie photovoltaïque avec 39.5 GW de silicium polycristallin et 89.7 GW de silicium monocristallin de la production annuelle totale en 2019, tandis que les modules photovoltaïques à couches minces sont en troisième position avec 7.5 GW de part de marché [23]. Les modules PV couche mince utilisent des matériaux tels que le silicium amorphe (a-Si), le CdTe (tellurure de cadmium), le CIGS (sulfure de séléniure de cuivre-indium et de gallium) et CIS (diséléniure de cuivre-indium), entre autres. Les principaux avantages des modules PV couche mince sont leurs coûts de production plus faibles et leurs coefficients de température inférieurs par rapport aux modules PV c-Si.

Cependant, les modules PV couche mince présentent des taux de dégradation plus élevés que les modules polycristallins et c-Si [24]. Récemment, la part de marché des modules PV couche mince a-Si a noté une régression probablement due à ce fait et à leur moindre efficacité de conversion de module [23].

Les modules PV a-Si présentent une LID (dégradation induite par la lumière) due au SWE (effet Staebler-Wronski) [25-28]. La dégradation des performances électriques de ces modules est très importante lors de l'exposition initiale à la lumière extérieure en raison des changements de photoconductivité et de conductivité dans l'obscurité. Cet effet tend

progressivement à se stabiliser à des taux de puissance allant de 10% à 30% de la puissance nominale du module PV.

La région du sud de l'Algérie et notamment Adrar est l'un des sites les plus favorables à l'utilisation de cette énergie avec un flux moyen qui dépasse 7 KWh/m²/j et une durée de l'insolation de plus des 3500 heures par ans [29].

Dans le cadre de sa stratégie de développement des projets d'énergies renouvelables dans les régions sahariennes, la Sonelgaz (Société nationale du gaz et de l'électricité) a créé à Adrar six centrales pour la production d'électricité à partir d'énergie photovoltaïque. Ces centrales sont gérées par le groupe Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM).

Mais ces systèmes PV utilisent des modules solaires présentant des problèmes techniques importants de fonctionnement et de performance dans les sites sahariens dûs aux conditions climatiques spécifiques de température élevée, le vent, la poussière et le gradient thermique très important etc...

Dans ce but là notre travail a été de réaliser une étude de l'effet de ces différents paramètres sur les modules solaires en particulier en couche mince et amorphe.

Ce manuscrit présente les différents travaux réalisés dans le cadre de la thèse effectuée au laboratoire d'énergie, d'environnement et des systèmes d'information (LEESI) université d'Adrar en collaboration avec l'unité de recherche sur les énergies renouvelables en milieu saharien (URERMS),

Ces travaux ont été principalement axés sur l'étude expérimentale et numérique et l'effet des paramètres climatiques locaux de la région d'Adrar ; températures très élevées, vent fréquent, la poussière intense et l'éclairement solaires très importants sur les modules solaires les plus utilisés en Algérie tels que le polycristallin et l'amorphe ensuite l'étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques testés pour fournir une base de données sur une longue période permettant de voir les défaillances qui se produisent sur ces modules dûs au climat local.

Enfin, une évaluation est suivie des performances du système photovoltaïque de 20 MW installée à Adrar (Melouka) en fonction des différents facteurs techniques et climatiques et environnementaux (température, irradiation solaire, poussière ...).

En raison des coûts d'investissement élevés et de la garantie d'une utilisation optimisée de l'énergie solaire, une modélisation précise et fiable des modules photovoltaïques conçus avant l'installation est essentielle.

La principale préoccupation de la modélisation d'un module PV est son estimation paramétrique; une fois que les paramètres du modèle ont été estimés, dans les conditions expérimentales données, ils peuvent être utilisés pour prédire le comportement d'un système PV entier dans différentes conditions de travail.

D'après la littérature [30–35], les algorithmes d'extraction des paramètres des modules photovoltaïques s'articulent essentiellement sur les différentes technologies des systèmes photovoltaïques, leurs conditions de fonctionnement de température et d'éclairement et leur taille. C'est pourquoi il est extrêmement important d'identifier les différents paramètres qui influencent la précision des principales équations utilisées pour modéliser les modules solaires [36,37]. Dans ce travail, la modélisation du comportement des modules solaires

présente trois modèles mathématique différents utilisés dans la littérature basée sur le modèle à une diode et celui à double diode.

Ces dernières années, il a été démontré que les réseaux de neurones artificiels (RNA) ont été utilisés avec succès pour résoudre des problèmes complexes dans divers domaines d'application, notamment la reconnaissance de formes, l'identification, la classification, la prédiction et les systèmes de contrôle.

Plus précisément dans le photovoltaïque, les RNA ont été largement utilisés comme technique de suivi du point de puissance maximale (MPPT) [38] et comme modèle qui estime les caractéristiques électriques dans différentes conditions de température et d'irradiation solaire [39].

Dans ce contexte, La principale contribution de ce travail est double: Premièrement, la mise en œuvre et la validation expérimentale de deux modèles PV analytiques, à savoir les modèles à une diode et double diode citées dans le littérateur. Deuxièmement, adapter les réseaux de neurone de perceptron multicouches pour prédire les caractéristiques électriques du module PV amorphe dans des conditions de fonctionnement réelles.

Ce manuscrit qui présente nos travaux de thèse est structuré en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous avons présenté les enjeux et les développements actuels des cellules photovoltaïques, le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque. Nous avons présenté les différentes technologies des cellules existant actuellement sur le marché et en cours de développement. Dans un deuxième temps, un bilan détaillé des technologies photovoltaïques à base de couches minces et leurs méthodes d'élaboration.

Ensuite, Une caractérisation des modules photovoltaïque est effectuée dans le second chapitre, pour cela nous avons établi un état d'art sur les différentes représentations électriques d'une cellule solaire ainsi que les paramètres intervenant dans le rendement de cette dernière. Les modèles de représentation électriques d'une cellule solaire les plus convaincants sont le Modèle à une diode et le Modèle à deux diodes, dont les paramètres inconnus sont déterminés en utilisant une méthode de calcul numérique.

Le troisième chapitre présente la modélisation du courant de fonctionnement d'un module PV amorphe basée sur une méthode numérique de Levenberg-Marquardt et l'intelligence artificielle en utilisant les réseaux de neurones artificiels pour obtenir un modèle (V-I) d'une module PV quel que soit la variation des conditions climatiques (ensoleillement, température) et une vérification expérimentale basée sur des mesures au niveau de l'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS-Adrar) dans le sud-ouest de l'Algérie pendant la période d'étude.

De plus, une estimation des cinq paramètres du modèle équivalent d'une diode prédit à partir de la modélisation du la combinaison entre Levenberg-Marquardt (LM) et les réseaux de neurones de type MLP et une comparaison de ce dernier par rapport à d'autre modèle numérique existant dans la littérature sont présentée.

Le quatrième chapitre est consacré à analyser et évaluer les performances sur un an d'un système photovoltaïque de 20 MW installé à Adrar (Melouka). Les conditions météorologiques ont un impact direct sur les facteurs de performance du système PV, tels que le rendement. Ces indicateurs clés de performance nous permettent d'analyser et d'évaluer la

performance énergétique globale de l'installation du système photovoltaïque. Cette évaluation est utilisée pour soutenir la croissance de l'utilisation des systèmes photovoltaïques (PV) reliés au réseau dans le Sahara, dans le sud de l'Algérie. Dans un second temps, nous présentons l'évaluation de la dégradation de modules photovoltaïques en silicium amorphe de type (QS-DGF60) après long duré d'exposition dans un environnement saharien à Adrar (URERMS).

Enfin, une conclusion générale couronne de thèse pour récapituler nos analyses, nos interprétations et nos perspectives.

Références

- [1] REN21 – Renewables Global Status Report, 2020.
- [2] Bouraiou A, Hamouda M, Chaker A, Lachtar S, Neçaibia A, Boutasseta N, et al. Experimental evaluation of the performance and degradation of single crystalline silicon photovoltaic modules in the Saharan environment. *Energy*, Vol.132, pp.22–30, 2017.
- [3] Dabou R, Bouchafaa F, Arab AH, Bouraiou A, Draou MD, Neçaibia A, et al. Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria. *Energy Convers Manage*, Vol.130, pp.200–206, 2016.
- [4] Boudghene Stambouli A. Algerian renewable energy assessment: the challenge of sustainability. *Energy Policy*, Vol.39, pp.4507–4519, 2011.
- [5] D. Rezzak, M. Adouane, K. Touafek, A. Si_Tayeb et Y. Houam, Etude et réalisation d'un dispositif de correction d'angle d'inclinaison d'un système photovoltaïque. *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 19, N°2, pp. 191 – 198, 2016.
- [6] Algerian Ministry of Energy. *Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Energie*; Algerian Ministry of Energy: Algiers, Algeria, 2019.
- [7] Yadav SK, Bajpai U. Performance evaluation of a rooftop solar photovoltaic power plant in Northern India. *Energy Sustain Dev*, Vol.43, pp.130–138, 2018.
- [8] Honrubia-Escribano A, Ramirez FJ, Gómez-Lázaro E, Garcia-Villaverde PM, RuizOrtega MJ, Parra-Requena G. Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe. A comprehensive analysis. *Renew Sustain Energy Rev*, Vol.82, pp.488–501, 2018.
- [9] Quansah DA, Adaramola MS, Appiah GK, Edwin IA. Performance analysis of different grid-connected solar photovoltaic (PV) system technologies with combined capacity of 20 kW located in humid tropical climate. *Int J Hydrogen Energy*, Vol.42, pp.4626–4635, 2017.
- [10] Padmavathi K, Daniel SA. Performance analysis of a 3MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Sustain Dev*, Vol.17, pp.615–25, 2013.
- [11] Dabou R, Sahouane N, Necaibia A, Mostefaoui M, Bouchafaa F, Rouabhia A, et al. Impact of partial shading and PV array power on the performance of grid connected PV station. In: 18th Int. Conf. Sci. Tech. Autom. Control Comput. Eng., IEEE, Monastir, Tunisia, December 21-23, pp. 476–481, 2017.
- [12] Abderrezzaq Z, Mohammed M, Ammar N, Nordine S, Rachid D, Ahmed B. Impact of dust accumulation on PV panel performance in the Saharan region. In: 18th Int Conf Sci Tech Autom Control Comput Eng, IEEE, Monastir, Tunisia, December 21-23, pp. 471–475, 2017.
- [13] Nann S, Emery K. Spectral effects on PV-device rating. *Sol Energy Mater Sol Cells*, Vol.27, N°3, pp.189-216, 1992.
- [14] Sharma V, Sastry OS, Kumar A, Bora B, Chandel SS. Degradation analysis of aSi, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. *Energy*, Vol.72, pp.536-546, 2014.
- [15] Evans DL. Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Sol Energy*, Vol.27, N°6, pp.555-560, 1981.
- [16] Pierro M, Bucci F, Cornaro C. Full characterization of photovoltaic modules in real operating conditions: theoretical model, measurement method and results. *Prog Photovoltaics Res Appl*, Vol .23, pp.443-461, 2014.
- [17] Spataru S, Hacke P, Sera D, Packard C, Kerekes T, Teodorescu R. Temperature-dependency analysis and correction methods of in situ power-loss estimation for crystalline silicon modules

- undergoing potential-induced degradation stress testing. *Prog Photovoltaics Res Appl*, Vol.23, N°11, pp.1536-1549, 2015.
- [18] Torres-Ramírez M, Nofuentes G, Silva JP, Silvestre S, Munoz JV. Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy*, Vol.73, pp.731-740, 2014.
- [19] Chandel SS, Nagaraju Naik M, Sharma V, Chandel R. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. *Renew Energy*, Vol.78, pp.193-202, 2015.
- [20] Jordan DC, Kurtz SR. Photovoltaic degradation rates e an analytical review. *Prog Photovoltaics Res Appl*, Vol .21, pp.12-29, 2013.
- [21] Kaplanis S, Kaplani E. Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules. *Simul Model Pract Theory*, Vol.19, pp.1201-1211, 2011.
- [22] Sharma V, Chandel SS. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: a review. *Renew Sustain Energy Rev*, Vol.27, pp.753-767, 2013.
- [23] Photovoltaics report. 2020. Freiburg, 16 September 2020.
- [24] Munoz-García MA, Marin O, Alonso-García MC, Chenlo F. Characterization of ~ thin film PV modules under standard test conditions: results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. *Sol Energy*, Vol.86, pp.3049-3056, 2012.
- [25] Hussin MZ, Shaari S, Omar AM, Zain ZM. Amorphous silicon thin-film: behaviour of light-induced degradation. *Renew Sustain Energy Rev*, Vol.43, pp.388-402, 2015.
- [26] Staebler D, Wronski C. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. *Appl Phys Lett*, Vol.31, N°4, pp.292-294, 1977.
- [27] Meyer EL, d. van Dyk E. Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters. *IEEE Trans Reliab*, Vol.53, N°1, pp.83-92, 2004.
- [28] Yamawaki T, Mizukami S, Yamazaki A, Takahashi H. Thermal recovery effect on light-induced degradation of amorphous silicon solar module under the sunlight. *Sol Energy Mater Sol Cells*, Vol.47, pp.125-134, 1997.
- [29] A. Boudghene Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, and Y. Kitamura., “A review on the renewable energy Development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, 2012.
- [30] Humada AM, Hojabri M, Mekhilef S, Hamada HM. Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: a review. *Renew Sustain Energy Rev*, Vol.56, pp.494–509, 2016.
- [31] Gomes RCM, Vitorino MA, Corrêa MBR, Fernandes DA, Wang R. Shuffled complex evolution on photovoltaic parameter extraction: a comparative analysis. *IEEE Trans Sustain Energy*, Vol.8, N°2, pp.805–815, 2017.
- [32] Ishaque K, Salam Z, Mekhilef S, Shamsudin A. Parameter extraction of solar photovoltaic modules using penalty-based differential evolution. *Appl Energy*, Vol. 99, pp.297–308, 2012.
- [33] Derick M, Rani C, Rajesh M, Farrag ME, Wang Y, Busawon K. An improved optimization technique for estimation of solar photovoltaic parameters. *Sol Energy*, Vol. 157, pp.116–124, 2017.
- [34] Nassar-eddine I, Obbadi A, Errami Y, El fajri A, Agunaou M. Parameter estimation of photovoltaic modules using iterative method and the Lambert W function: a comparative study. *Energy Convers Manag*, Vol. 119, pp.37–48, 2016.
- [35] Et-torabi K, Nassar-eddine I, Obbadi A, Errami Y, Rmailly R, Sahnoun S, El fajri A, Agunaou M. Parameters estimation of the single and double diode photovoltaic models using a Gauss–

- Seidel algorithm and analytical method: a comparative study. *Energy Convers Manag*, Vol.148, pp.1041–1054, 2017.
- [36] Abbassi A, Dami MA, Jemli M. A statistical approach for hybrid energy storage system sizing based on capacity distributions in an autonomous PV/Wind power generation system. *Renew Energy*, Vol. 103, pp.81–93, 2017.
- [37] Babu TS, Ram JP, Sangeetha K, Laudani A, Rajasekar N. Parameter extraction of two diode solar PV model using Fireworks algorithm. *Sol Energy*, Vol.140, pp.265–276, 2016.
- [38] Messalti, S., Harrag, A.G., Loukriz, A.E. A new neural networks mppt controller for pv systems. In: *IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress*, pp. 1–6, 2015.
- [39] Hadjab, M., Berrah, S., Hamza, A. Neural network for modeling solar panel. *Int. J. Energy*, Vol.6, pp.9–16, 2012.

Chapitre I

Généralité sur l'énergie photovoltaïque

I.1.Introduction

L'énergie est le facteur clé pour que toute créature vivante existe dans l'univers. Avec l'avènement de l'industrialisation et l'augmentation de la population a conduit à une poussée de la crise d'énergie. La réduction de notre dépendance aux énergies fossiles (pétrole, charbon et gaz naturel), ainsi que l'évolution vers un avenir plus propre nécessitent le déploiement à grande échelle de sources d'énergie renouvelables. Parmi eux, l'énergie solaire est la plus abondante et est disponible toute l'année.

De plus, l'énergie solaire a le plus grand potentiel pour satisfaire la soif d'énergie et le besoin d'innovation de technologies propres et respectueuses de l'environnement. Dans cette perspective, le développement de cellules solaires est l'une des meilleures approches pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique basée sur l'effet photovoltaïque. Selon le matériau de la cellule et les techniques de traitement, les cellules solaires sont de deux types basées sur des plaquettes et des films minces. Les cellules solaires à couches minces ont l'avantage clé de leur dimensionnalité, ayant une épaisseur d'une fraction des autres types de cellules solaires et il est attrayant en termes de facteur de coût avec une utilisation minimale des matériaux [1].

I.2.Production et marchés solaire PV

Plus de vingt ans de développement du marché PV ont abouti au déploiement de plus de 403 GW de systèmes PV à travers le monde. Cependant, la diversité des marchés photovoltaïques appelle un examen approfondi de la façon dont le PV s'est développé sur tous les grands marchés, afin de mieux comprendre les moteurs de cette croissance. Les données préliminaires montrent que la nouvelle capacité photovoltaïque a augmenté de plus de 10% pour atteindre environ 120 GW en 2019 (Figure I.1), ce qui se situe à peu près au milieu entre les prévisions prudentes et optimistes [2].

Pour 2020, la plupart des prévisions de marché prévoient un taux de croissance plus élevé. Cela porterait la capacité totale d'énergie solaire photovoltaïque installée à 1195 GW.

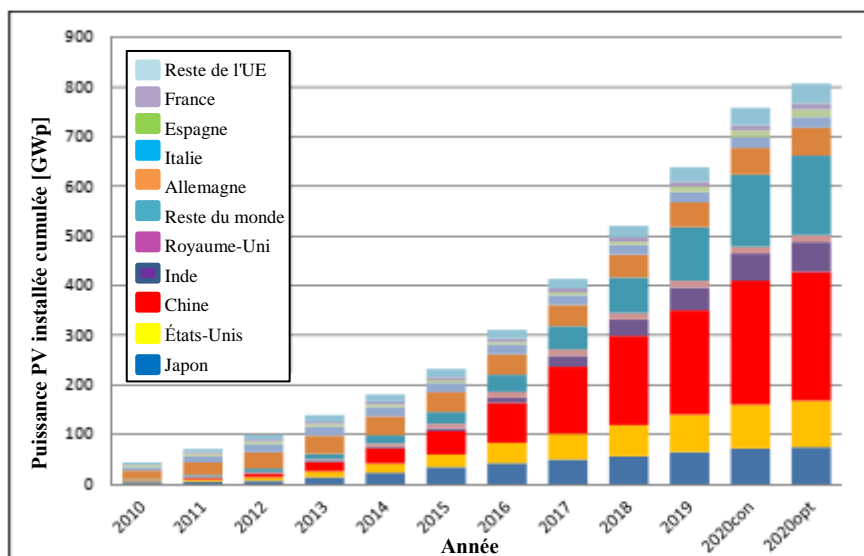


Figure I.1. Installations photovoltaïques cumulatives de 2010 à 2020 [3-5].

Afrique: l'Afrique dispose de vastes ressources solaires et la production d'électricité à partir de systèmes solaires photovoltaïques peut être deux fois plus élevée dans de grandes parties de l'Afrique par rapport à l'Europe centrale. Malgré ces avantages, la production d'électricité solaire photovoltaïque est encore limitée. Les systèmes solaires domestiques (SHS) ou les lanternes solaires ont été les principales applications jusqu'à la fin de la dernière décennie. Les statistiques de ces applications sont extrêmement imprécises, voire inexistantes. D'importants changements de politique ont eu lieu depuis 2012 et le nombre de projets photovoltaïques à grande échelle, qui sont en phase de planification et de réalisation, a considérablement augmenté. En 2018, environ 1,6 GW de nouvelle capacité photovoltaïque a été installée. Les principaux marchés étaient l'Égypte (> 600 MW), l'Algérie (> 200 MW) et le Rwanda (180 MW) [5].

La capacité totale d'énergie photovoltaïque opérationnelle africaine était proche de 4,5 GW à la fin de 2018. Pour 2020, la capacité cible dépasse actuellement 10 GW.

Région Asie-Pacifique: malgré une baisse de 20% des nouvelles installations de systèmes photovoltaïques en Chine, le marché est resté presque stable en raison des augmentations importantes du marché en Australie, en Inde et en Corée du Sud, ainsi que de l'absorption du marché dans un certain nombre de pays du Moyen-Orient et d'Asie du Sud-Est. Avec plus de 44 GW, la Chine était, encore une fois, le plus grand marché, suivie par l'Inde avec près de 11,7 GW, le Japon avec plus de 6,7 GW et l'Australie avec 3,8 GW. Pour 2019, il peut être légèrement augmenté à environ 80 GW dans des conditions politiques stables [5].

Union européenne : En 2011, les nouvelles installations photovoltaïques dans l'UE (28) ont atteint un sommet et représentaient 70% des installations mondiales. Six années avec des marchés en baisse et une stagnation ont suivi jusqu'à ce que cette tendance s'inverse en 2018 [6]. Le taux de croissance de 2018 était de près de 50% pour atteindre environ 9 GW et a même été dépassé en 2019, alors que le marché annuel dans l'Union européenne se situait entre 16 et 17 GW. Les trois premiers pays étaient l'Espagne (4,8 à 5,2 GW), l'Allemagne (3,8 à 4 GW) et les Pays-Bas (2,3 à 2,5 GW) [5].

Un nouveau venu dans le top 5 est la Pologne, qui a installé environ 800 MW. Trois autres pays ont installé plus de 500 MW, à savoir la Belgique, la Hongrie et l'Italie

Amériques: Les marchés combinés d'Amérique du Nord et du Sud ont augmenté de plus de 25% et une nouvelle capacité d'énergie solaire photovoltaïque d'environ 21 GW a été ajoutée en 2019. Parmi les trois plus grands marchés, le Mexique (2,1 GW) et le Brésil (3,0 GW) ont changé de place, tandis que les États-Unis (13,2 GW) restent en première place. Au total, près de 100 GW sont désormais installés dans les Amériques, dont plus de 75% aux États-Unis [5].

Cependant, déjà cinq pays ont une capacité totale supérieure à 1 GW suivis de quatre pays de plus de 500 MW. Pour 2020, on peut s'attendre à un marché supérieur à 20 GW.

I.3.Principe de fonctionnement

L'énergie photovoltaïque (PV) est l'énergie électrique produite directement à partir du rayonnement solaire en appliquant l'effet photovoltaïque [7], découvert en 1839 par le physicien français Alexandre-Edmond Becquerel. Cet effet se retrouve dans les matériaux semi-conducteurs, caractérisés par leur intermédiaire en conductivité électrique entre un

conducteur et un isolant. Lorsque le rayonnement incident sous forme de photons atteint le matériau, ceux-ci sont capturés par les électrons, ce qui entraîne un contenu énergétique plus élevé, et si une valeur seuil appelée «bande interdite» est dépassée, ils peuvent rompre leurs liaisons avec le noyau et circuler à travers le matériau. Ce flux d'électrons génère une différence de potentiel entre les bornes, et lors de l'application d'un champ électrique sur le semi-conducteur, les électrons se déplacent dans la direction du champ, générant un courant électrique [7].

Les cellules photovoltaïques sont des dispositifs utilisés pour convertir le rayonnement solaire en énergie électrique par effet photovoltaïque. Les cellules PV présentent une architecture basée sur l'union de deux régions semi-conductrices avec des concentrations d'électrons différentes (figure I.2); ces matériaux peuvent être de type n (semi-conducteurs avec excès d'électrons) ou de type p (semi-conducteurs avec excès de charges positives, appelées trous), bien que dans les deux cas le matériau soit électroniquement neutre. Lorsque les régions p et n sont en contact, les trous s'écoulent de la région p et les électrons de la région n à travers la jonction p-n (courant de diffusion). De plus, les ions fixés près de la jonction génèrent un champ électrique dans le sens opposé à la diffusion, ce qui conduit à un courant de dérive.

À l'équilibre, le courant de diffusion est équilibré avec le courant de dérive, de sorte que le courant net est nul.

Dans cette condition, une barrière potentielle est établie à la jonction p-n. Lorsque la lumière frappe la cellule, la contribution énergétique des photons peut être absorbée par les électrons, qui peuvent rompre leurs liaisons, produisant des paires trou-électron. Ces porteurs de charge sont poussés par le champ électrique et conduits à travers la jonction p-n. Si une charge externe est connectée, un courant électrique et une différence de potentiel entre les bornes de la cellule seront établis.

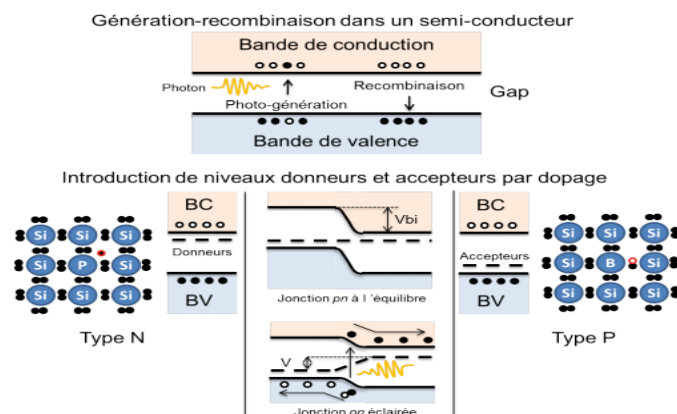


Figure I.2. Principe de l'effet photovoltaïque

I.4.Spectre solaire

L'efficacité de conversion de puissance d'une cellule solaire est sensible aux variations de puissance et de spectre de la lumière incidente. Par conséquent, pour une comparaison précise entre les cellules solaires mesurées à différents endroits, c'est-à-dire à la surface de la terre et / ou à l'extérieur de l'atmosphère terrestre, un spectre solaire standard et une densité de

puissance ont été définis. Les spectres solaires standard se réfèrent à des emplacements génériques. Les spectres solaires sont préfixés "AM" (figure I.4), qui signifie "Air Mass" et suivis d'un nombre qui se réfère à la longueur du chemin à travers l'atmosphère par rapport à la plus courte longueur si le soleil était au sommet. Il a été donné par l'expression [8]:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \tag{I.1}$$

Où θ est l'angle entre la position du soleil et l'horizon.

La figure I.3 montre une comparaison des différents spectres de masse d'air à différents endroits. La figure I.4 montre l'éclairement spectral de la lumière solaire en fonction de l'énergie photonique pour AM 0 et AM 1,5 G standard. La densité spectrale pour un spectre solaire AM 0 et AM 1,5 G standard est respectivement de 136 mW/cm^2 et 100 mW/cm^2 .

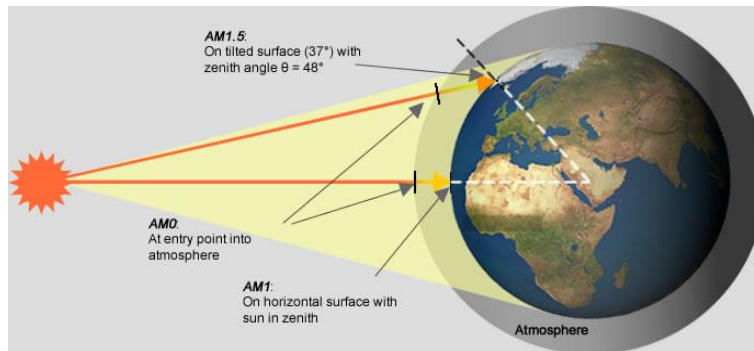


Figure I.3. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [9].

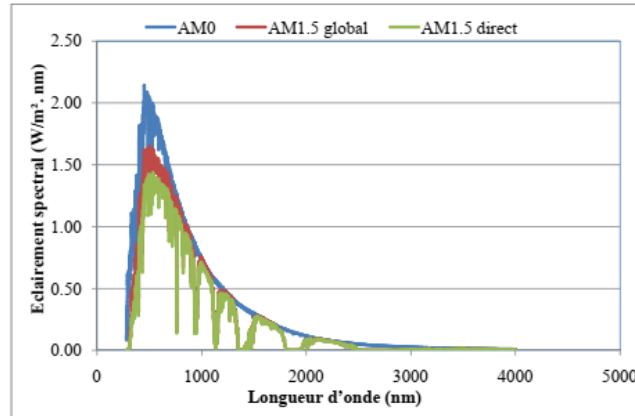


Figure I.4. Comparaison des spectres solaires AM 0, AM 1 et AM 1.5G [9].

I.5.Semi-conducteurs et architecture de module PV

Le semi-conducteur de référence dans le photovoltaïque classique est bien entendu le silicium.

Avec un gap de 1,1eV, le silicium est capable d'absorber des photons de longueur d'onde inférieure à 1100nm. Dans les faits, il couvre une gamme spectrale généralement comprise entre 300 et 1100 nm, soit une bonne partie du spectre solaire.

Le silicium peut s'élaborer sous forme cristalline ou sous forme amorphe. La forme cristalline (c-Si) se divise elle-même en deux principales catégories : le silicium monocristallin (m-Si) et polycristallin (p-Si). Le choix d'une forme cristalline se fait par les conditions de fabrication du wafer de silicium. Pour des applications spécifiques, le silicium

mono-cristallin sera préféré car offrant un meilleur rendement (les joints de grains du p-Si sont des barrières pour les charges photo-générées).

Après une étape de dopage et de métallisation entre autres, les cellules sont interconnectées entre elles par des rubans métalliques. L'ensemble de cellules ainsi reliées est encapsulé dans un polymère. Sont ensuite apposées la face avant, généralement en verre, et la face arrière, le plus souvent faite d'un polymère étanche à l'eau. Un cadre métallique vient consolider le tout, et une boîte de jonction est fixée à l'arrière du module. Cette boîte contient les diodes de by-pass et les terminaux électriques du module.

Le procédé de fabrication du silicium amorphe (a-Si) est radicalement différent. Celui-ci se dépose sous formes de couches minces dans des évaporateurs. Le silicium est alors déposé sur un plaque de verre recouverte d'un oxyde conducteur transparent (TCO) puis, après la constitution de la jonction pn, une couche métallique est déposée en face arrière avant d'être recouverte à son tour par une plaque de verre. Les modules couches minces sont donc le plus souvent bi-verre.

La figure I.5 présente les architectures de modules c-Si et couches minces. Le procédé de couche mince permet d'accéder à d'autres types de semi-conducteurs. Ainsi, le tellure de cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS), le diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS), le diséléniure et disulfure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGSS) ou encore l'arséniure de gallium (GaAs) sont autant de semi-conducteurs rencontrés dans la filière couches minces du photovoltaïque classique. Les modules couches minces offrent des rendements généralement moins importants que des modules c-Si (20,8% contre 25% respectivement, cf. figure 2), mais sont avantagés au niveau des coûts de fabrication.

Un peu en marge de ces deux technologies, le photovoltaïque organique connaît un réel intérêt. Les rendements atteints par cette technologie restent inférieurs à 12% mais sa force réside dans un procédé de fabrication issu de l'imprimerie et promet un coût très faible.

Nous limiterons le photovoltaïque classique à ces trois grandes familles. D'autres technologies émergentes existent mais restent à un stade de recherche, sans véritable déploiement sur le marché.

Le record absolu en rendement atteint dans le PV classique se situe à 27,6% et a été obtenu sur une cellule mono-cristalline sous concentration. Elle reste cependant bien loin derrière les rendements de 44% mesurés sur des architectures multi-jonction.

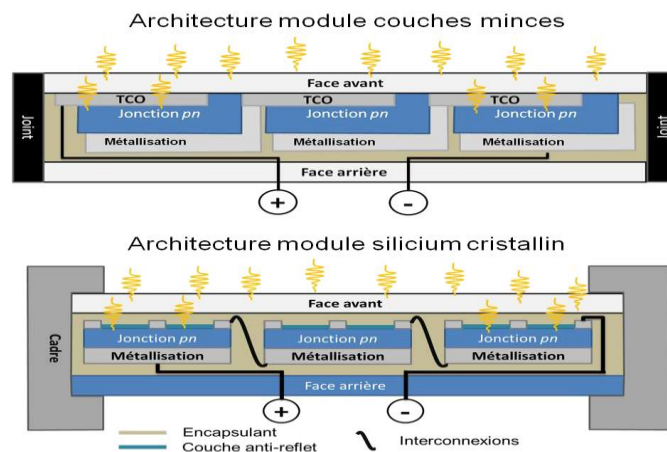


Figure I.5. Architecture simplifiée de modules couches minces et silicium cristallin.

I.6. Les filières des cellules photovoltaïques

Le coût et les performances des panneaux solaires dépendent directement de l'efficacité de conversion énergétique des cellules photovoltaïques constituées d'un matériau semi-conducteur qui capte et transforme la lumière du soleil. La fiabilité, la durabilité, le coût et l'efficacité de conversion énergétique des cellules photovoltaïques développées à l'aide de différents matériaux ont conduit la communauté de l'énergie solaire à les affecter à trois générations.

La figure I.6 montre un diagramme des trois générations de cellule PV en termes de coûts et d'efficacité [10], et la figure 6 montre les meilleures efficacités de recherche atteintes pour les différents types de cellules solaires. L'objectif de chaque génération est de réduire les coûts et d'améliorer simultanément l'efficacité par rapport aux précédentes. À cet égard, les calculs ainsi que les caractéristiques de faisabilité économique et financière devraient être effectués avant la conception d'un système photovoltaïque [11]. D'autre part, il existe un manque d'accord dans la littérature concernant la classification des cellules PV, et plusieurs auteurs les classent en différentes générations comme cela se produit avec le GaAs et le silicium polycristallin [12] ou les nanotubes de silicium [12,13].

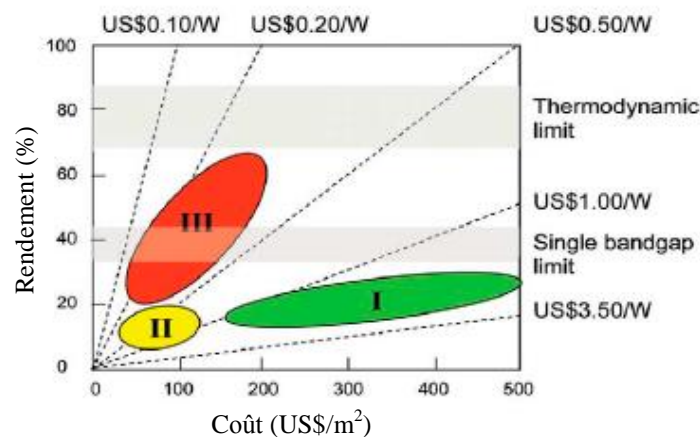


Figure I.6. Projections d'efficacité et de coût pour les technologies PV de trois générations. [10]

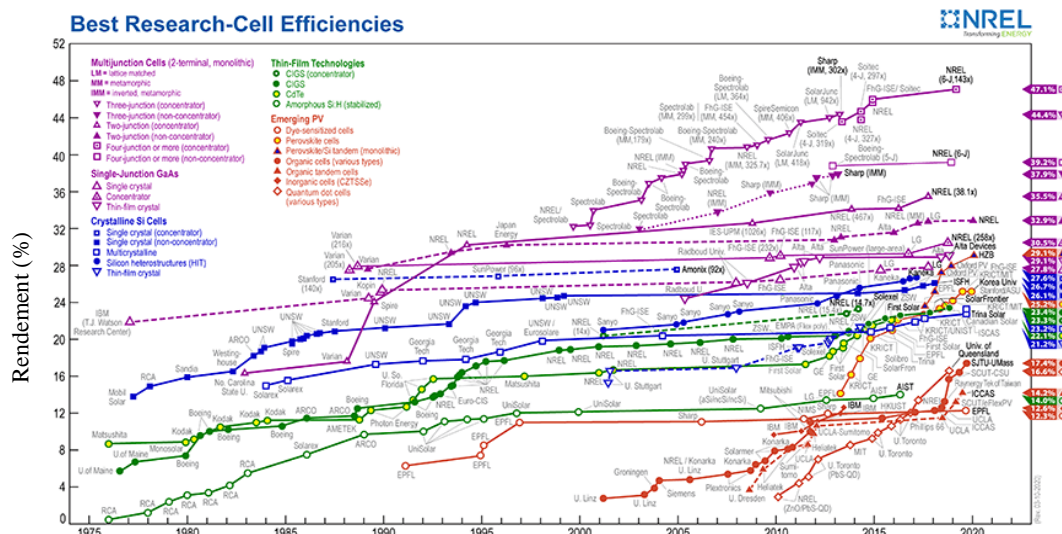


Figure I.7. Évolution du rendement des meilleures cellules photovoltaïques pour les différentes technologies existantes. Source : National Renewable Energy Laboratory (NREL). [14].

I.6.1. Première génération

Cette technologie photovoltaïque basée sur des couches cristallines épais, à savoir des cellules à base de Si, qui est le matériau semi-conducteur le plus utilisé pour les cellules solaires commerciales (~ 90% du marché actuel du cellule PV [12] (figure I.8)), et des cellules à base de GaAs, le plus couramment utilisé pour la fabrication de panneaux solaires. Ce sont les cellules les plus anciennes et les plus utilisées en raison de leur efficacité raisonnablement élevée, bien qu'elles soient relativement coûteuses à produire.

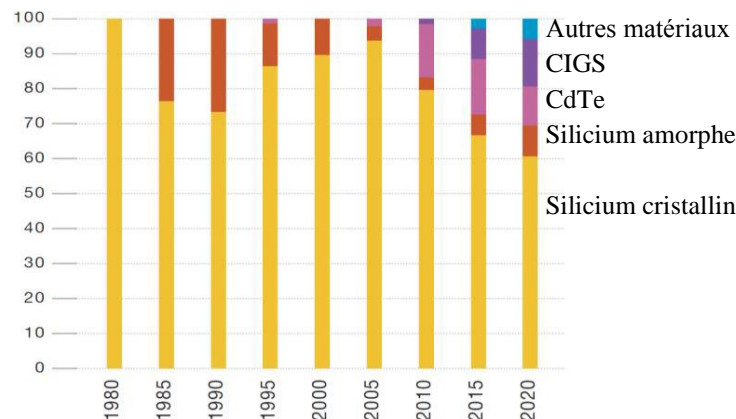


Figure I.8. Évolution et tendance des parts du marché mondial des différentes filières des matériaux photovoltaïques [15]

L'utilisation de Si dans la production de cellule PV présente certains avantages:

- C'est le deuxième matériau le plus abondant dans la croûte terrestre [16], ce qui implique que la disponibilité de la matière première pourrait être durable à l'avenir et que son coût d'acquisition pourrait être réduit;
- C'est un élément chimique stable et non toxique, des caractéristiques qui retardent les processus de contamination et la perte de durabilité qui peut se produire lorsqu'il est utilisé comme matériau cellulaire;
- Les cellules PV Si sont facilement compatibles avec l'industrie de la microélectronique à base de Si (c'est-à-dire les circuits intégrés, les transistors, etc.) [12], permettant ainsi l'utilisation de technologies bien connues et bien développées.

D'un autre côté, le GaAs est particulièrement utile pour les cellules multi-jonctions, celles comprenant plusieurs jonctions p – n constituées de différents matériaux semi-conducteurs et les cellules PV haute performance pour plusieurs raisons [17]:

- Il a une bande interdite de 1,43 eV, ce qui est assez proche de la valeur idéale pour les cellules PV à jonction simple;
- Il présente une absorbance très élevée, donc une cellule de seulement quelques microns d'épaisseur suffit pour absorber le spectre solaire utilisable correspondant à sa bande interdite, alors que le Si cristallin nécessite des cellules de 100 microns voire plus;
- Il permet une conception cellulaire polyvalente, car l'incorporation de différentes substances dopantes et la combinaison avec d'autres matériaux III-V dans la structure cellulaire modifient considérablement les propriétés optoélectroniques;

- Il est très résistant à la dégradation par rayonnement, ce qui, combiné à sa haute efficacité, le rend idéal pour les applications spatiales;
- Contrairement aux cellules à base de Si, celles à base de GaAs ont de faibles coefficients de température, donc leurs performances sont moins affectées par la température.

Les cellules PV de 1^{ère} génération peuvent être divisées en trois catégories: Si monocristallin et polycristallin, ainsi que les cellules GaAs.

I.6.1.1. Silicium monocristallin (m-Si)

La technologie m-Si a atteint des rendements de l'ordre de 24,4% [18]. Les cellules m-Si sont fabriquées par le procédé Czochralski [12], qui consiste en la croissance de lingots de Si à partir de petites graines de silicium monocristallin [19], puis les coupent pour obtenir des plaquettes m-Si. Ce procédé permet la production de cristaux de diamètres allant de 10 à 300 mm et de longueurs de 50 cm à 2 m [19,20]. Cependant, le procédé Czochralski implique un coût de production élevé pour plusieurs raisons:

- Il nécessite du Si de très haute pureté (dit silicium de qualité solaire) pour éviter la contamination par la matière première [12], car cela entraînerait des défauts de structure et une détérioration des propriétés électriques;
- La consommation d'énergie est élevée, en raison des pertes de chaleur par conduction et rayonnement à travers la graine [12];
- La température doit être contrôlée pour maintenir la croissance des cristaux pendant les longs temps de production [12].

I.6.1.2. Silicium polycristallin (p-Si)

Les cellules p-Si sont fabriquées sur des tranches de polysilicium, qui sont constituées de petits cristaux de Si orientés de façon aléatoire. Ils présentent plusieurs avantages par rapport aux m-Si: ils impliquent moins d'énergie dans leur production et moins d'effets de serre associés. Cependant, ce type de cellule PV ne peut atteindre que des rendements de 19,9% [18], plus petits que les cellules à base de m-Si.

La principale raison de cette efficacité moindre est la qualité inférieure du matériau due aux joints de grains et aux défauts, et la concentration plus élevée d'impuretés. Par conséquent, l'influence de la recombinaison dans les cellules p-Si est plus élevée que dans les cellules m-Si, ce qui conduit à une tension légèrement inférieure. Le courant est également plus faible en raison de la collecte incomplète des supports dans ces appareils.

Le p-Si peut être obtenu à l'échelle industrielle par le procédé Siemens, initialement développé pour les applications électroniques dans les années 1950 [21]. En général, le procédé consiste en une gazéification du Si métallurgique, une distillation du produit et un dépôt final pour obtenir du silicium ultra pur.

I.6.1.3. Arséniure de gallium (GaAs)

Les cellules GaAs atteignent actuellement des efficacités de 18,4 à 28,8% en laboratoire, selon qu'elles ont une structure cristalline ou qu'elles sont constituées d'une couche mince [18].

Le GaAs est obtenu par combinaison directe de Ga et As via une réaction en phase vapeur à basse pression et haute température. La production de GaAs peut être résumée en 4 étapes: croissance du lingot, traitement des plaquettes, épitaxie et fabrication du dispositif [22,23].

L'un des principaux avantages du GaAs pour les applications PV est qu'il offre une large gamme d'options de conception potentielles. Les cellules à base de GaAs peuvent avoir plusieurs couches avec une composition légèrement différente qui permettent un contrôle plus précis de la génération et de la collecte d'électrons et de trous que les cellules au silicium, qui sont limitées aux changements du niveau de dopage pour obtenir les mêmes résultats. Ce degré de contrôle plus élevé permet d'atteindre des rendements plus proches de la limite théorique. Par exemple, l'une des structures de cellules GaAs les plus courantes a une très mince couche de fenêtre d'AlGaAs qui permet de générer des électrons et des trous à proximité du champ électrique à la jonction. De plus, le GaAs est fréquemment utilisé dans les cellules solaires à jonctions multiples, où chaque jonction p-n produit un courant électrique en réponse à différentes longueurs d'onde de lumière. L'utilisation de plusieurs matériaux semi-conducteurs permet l'absorption d'une plus large gamme de longueurs d'onde, améliorant ainsi l'efficacité de conversion d'énergie de la cellule [24].

I.6.2. Deuxième génération

Cette génération se basée sur les technologies à couches minces dans le but de réduire les coûts élevés associés au 1^{ère} génération en utilisant une quantité inférieure de matériau et de moins bonne qualité, déposé sur des substrats bon marché. Il est basé sur des matériaux identifiés comme potentiellement utiles lors du développement du 1^{ère} génération et a été étendu pour inclure a-Si, $\mu\text{c-Si}$, CIGS et CdTe [25].

Les cellules PV de 2^{ème} génération présentent les avantages généraux suivants [24,26]:

- Moins cher que les cellules solaires à base de Si
- Réduction drastique de la quantité de matériaux nécessaires. Parfois, seule une couche épaisse d'un micron est requise.
- Coefficient d'absorption élevé.
- Peut utiliser à la fois le processus sous vide et non sous vide.
- La plupart des technologies permettent une intégration directe dans un module de tension plus élevée (c'est-à-dire a-Si), ce qui réduit le nombre d'étapes de production par rapport aux cellules PV de 1^{ère} génération.

Cependant, ils présentent également certains inconvénients:

- Rendement inférieur: le meilleur rendement atteint en laboratoire est de 20,3% pour le CIGS [27].
- Dégradation induite par la lumière dans les premiers stades d'utilisation en extérieur. Dégradation plus élevée dans les utilisations en extérieur: le semi-conducteur déposé sur le verre peut générer un flux d'ions dans le verre. Dans le cas du silicium amorphe, ce problème peut se produire même si le substrat n'est pas en verre. La contamination de l'environnement commence par le processus de fabrication.
- Dans certaines technologies, la disponibilité des matériaux de fabrication peut ne pas être abondante.

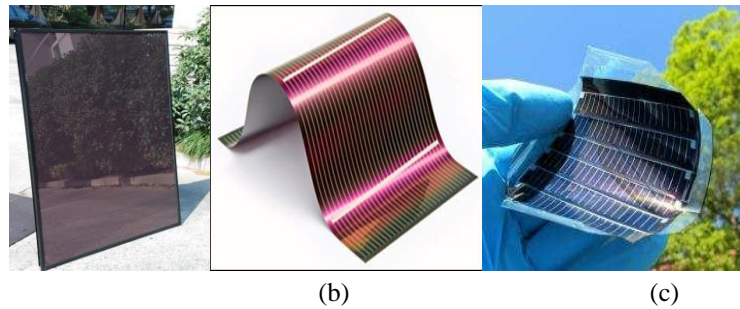


Figure I.9. Module couche mince : (a) silicium amorphe (a-Si), (b) Diséléniure de cuivre-indium gallium (CIGS), (c) Tellurure de cadmium (CdTe).

I.6.2.1. Silicium amorphe (a-Si) et silicium microcristallin (m-Si):

Le Silicium amorphe est largement utilisé dans les cellules solaires en couches minces pour plusieurs raisons [28]:

- Les matières premières sont abondantes et non toxiques;
- Elle nécessite des procédés à basse température, permettant la fabrication de modules avec une gamme de substrats plus large et moins chère;
- Il présente un coefficient d'absorption élevé, donc les cellules sont plus minces (de l'ordre de 1 à 2 μm d'épaisseur) et nécessitent moins de matière par cellule;
- Des technologies de dépôt sur de grandes surfaces peuvent être appliquées [29];
- L'efficacité en laboratoire de silicium amorphe est de 10,2% pour les cellules à jonction unique et de 12,7% pour les cellules à jonctions multiples [18].

Cependant, a-Si présente également certaines limites:

- La structure non cristalline de (a-Si) réduit le cycle de vie, en raison de la formation de centres de recombinaison trou-électron;
- L'absence de structure cristalline entrave les traitements de dopage avec des composés de type n et de type p. L'hydrogène est nécessaire pour doper le matériau, conduisant au silicium amorphe hydrogéné (a-Si: H).

L'utilisation de a-Si: H peut entraîner des problèmes de fonctionnement car il peut être dégradé par la lumière du soleil: l'épaisseur de la couche diminuerait avec le temps, et des couches plus épaisses seraient nécessaires pour assurer un fonctionnement à long terme.

Cependant, des dispositifs à jonction simple et à jonctions multiples avec une efficacité élevée et une stabilité modérément bonne ont été développés [28]. De plus, si le procédé implique une concentration élevée de H, du $\mu\text{c-Si}$ peut être formé, qui présente moins de défauts que l'a-Si et est plus stable en présence de rayonnement solaire; les rendements en laboratoire du $\mu\text{c-Si}$ sont de l'ordre de 11,9% pour les cellules à mono-jonction et de 14,0% pour les cellules à jonctions multiples [18].

I.6.2.2. Séléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS)

Le CIGS est un matériau semi-conducteur de formule générale $\text{Cu}(\text{In}_x\text{Ga}_{1-x})\text{Se}_2$ qui fait varier sa valeur de bande interdite entre 1,0 et 1,7 eV en fonction de la proportion des éléments dans le composé [30]; il est synthétisé en préparant un mélange fondu contenant la quantité souhaitée de chaque élément [31]. Les cellules CIGS sont généralement fabriquées en cinq étapes [32]: (1) Un substrat tel que $\text{Na}_2\text{CO}_3 - \text{CaO}$, un métal, une céramique ou une

feuille de polymère est placé pour supporter le reste de la cellule. (2) Le substrat est recouvert du contact arrière, qui est généralement du molybdène pulvérisé sous forme de MoSe₂. (3) La couche CIGS (type p) est développée par un processus de co-évaporation. (4) Une couche tampon (de type n), actuellement formée par un TCO tel que l'oxyde de zinc (ZnO) avec ou sans dopage, est déposée [30]. (5) Enfin, un revêtement antireflet est appliqué pour améliorer l'efficacité des cellules. La structure en coupe d'une cellule CIGS est illustrée à la figure I.10.

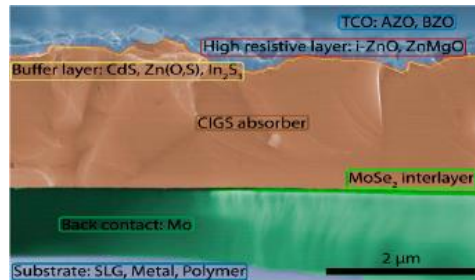


Figure I.10. Coupe transversale d'une cellule CIGS [32].

Bien que la co-évaporation soit la technique de production la plus répandue, d'autres techniques telles qu'un procédé de dépôt à paroi chaude en une étape sont actuellement à l'étude comme alternative pour réduire les coûts de production [31]. Par exemple, la troisième étape peut être remplacée par une pulvérisation des éléments précurseurs du CIGS suivie d'une sélénisation et d'une sulfuration, ce qui donne une efficacité de laboratoire de 22,3% [32]. Cela aiderait à réduire les coûts de production, car les processus de coévaporation nécessitent beaucoup d'énergie.

I.6.2.3. Tellure de cadmium (CdTe)

Le CdTe est un composé semi-conducteur avec une bande interdite de 1,45 eV, ce qui en fait un bon candidat pour convertir la lumière du soleil en électricité dans des cellules à mono-jonction. Les cellules CdTe atteignent des rendements de laboratoire d'environ 21% [18] et peuvent être obtenues principalement par trois voies différentes:

- Réaction directe du Cd et du Te à haute température dans un tube de quartz vide scellé;
- Exposition d'une solution de Cd au H₂Te gazeux sous atmosphère inerte; et
- Ajout de Cd dans une solution de tellure de métal alcalin. Les cellules CdTe sont fabriquées par un processus de dépôt multiple qui dure moins de 2,5 h: Premièrement, une couche de sulfure de cadmium (CdS) est déposée en phase vapeur sur un film d'oxyde conducteur transparent, contact avant [-], qui est supporté sur un verre traité thermiquement. Ensuite, une couche CdTe est déposée sur la couche CdS. Une découpe laser qui traverse les trois couches est réalisée pour introduire l'isolant dans le module. Par la suite, plusieurs coupes sont effectuées avec le laser, ne traversant que les couches CdS et CdTe, afin d'ajouter le contact arrière [+] par dépôt par pulvérisation et ensuite de ne traverser que la couche de contact arrière. Enfin, la cellule est encapsulée, les fils sont connectés et la vitre arrière trempée est placée.

Les cellules PV à base de CdTe résistent mieux aux températures élevées que les cellules c-Si et captent mieux le rayonnement dans les environnements humides. Cependant, les

éléments qui composent le CdTe sont plus rares que le Si, et le CdTe est un matériau potentiellement toxique.

I.6.3. Troisième génération

Cette génération découle de l'idée d'augmenter l'efficacité des appareils et de réduire la distance jusqu'à la limite Carnot, qui est d'environ 62% supérieure à la limite Shockley-Queisser (33%) [33]. Son objectif est de développer des dispositifs à haut rendement en utilisant les techniques de dépôt en couche mince utilisées pour le 2^{ème} génération et / ou les nouvelles architectures ou matériaux [10]; cela peut entraîner une augmentation du coût de la zone, mais le coût par watt crête serait réduit. De plus, comme les cellules à base de Si, les cellules PV de 3^{ème} génération utilisent des matériaux non toxiques et très abondants, et sont donc adaptés à la mise en œuvre à grande échelle de cellules photovoltaïques [10]. En outre, ils peuvent utiliser de nouveaux matériaux nanostructurés ou organiques qui pourraient atteindre des rendements de conversion élevés (supérieurs à 60%) en utilisant des phénomènes tels que la collection de porteurs chauds [33], la génération de plusieurs porteurs (ionisation par impact) ou de nouvelles architectures semi-conductrices qui contiennent plusieurs niveaux d'énergie.

Une attention considérable est accordée aux processus de charge et de transfert d'énergie, ainsi qu'aux voies permettant d'optimiser la collecte des charges et d'améliorer la capture d'énergie dans le spectre solaire [34].

Les technologies les plus importantes incluses dans les 3^{ème} génération sont:

- Cellules solaires sensibilisées aux colorants (DSSC);
- Cellules solaires organiques et polymères;
- Cellules de pérovskite;
- Cellules à points quantiques;
- Cellules multi-jonctions.

Les principaux avantages des cellules PV de 3^{ème} génération sont:

- Technologies pouvant être traitées par des solutions;
- Convient pour une production à grande échelle;
- Robustesse mécanique;
- Rendement élevé à hautes températures.

Cependant, leur principal défi consiste à réduire le coût / watt de l'électricité solaire fournie.

I.6.3.1. Cellules solaires sensibilisées aux colorants

Les DSSC sont des cellules solaires bon marché sous forme de films minces à base d'un semi-conducteur formé entre une anode photo-sensibilisée et un électrolyte. Ils comprennent cinq couches différentes (figure I.11) [35]:

- Une anode transparente fabriquée avec une feuille de verre, traitée avec une couche d'oxyde conducteur transparent (verre TCO);
- Une couche d'oxyde mésoporeux (généralement TiO₂) déposée sur l'anode pour améliorer la conduction électronique;

- Une monocouche de colorant de transfert de charge liée de manière covalente à la surface de la couche d'oxyde mésoporeux pour améliorer l'absorption de la lumière;
- Un électrolyte contenant un médiateur redox dans un solvant organique, ce qui améliore la régénération du colorant; et
- Une cathode réalisée avec un cristal recouvert d'un catalyseur (généralement du platine) pour faciliter la collecte des électrons.

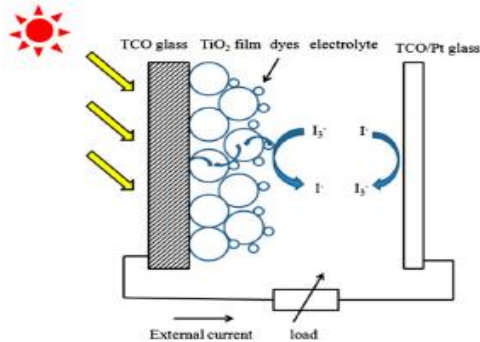


Figure I.11. Représentation schématique d'un DSSC [35].

I.6.3.2. Cellules solaires à points quantiques

Les points quantiques (Quantum dots QDs) sont des matériaux semi-conducteurs à l'échelle nanométrique, appartenant aux groupes II-VI, III-V ou IV-VI du tableau périodique, qui ont un spectre discret d'énergie quantifiée, car le mouvement des électrons et des trous est confiné dans les trois directions de l'espace. En raison de leurs dimensions nanométriques, généralement comprises entre 2 et 10 nm [36,37], ils présentent des propriétés intermédiaires entre celles des semi-conducteurs en vrac et celles des atomes ou molécules discrètes. Dans un matériau semi-conducteur typique, les électrons sautent de la valence à la bande de conduction lorsqu'une énergie supérieure à la bande interdite est fournie. Cependant, en raison de l'effet de confinement quantique, les deux bandes sont si proches l'une de l'autre que l'on peut les considérer comme des bandes continues [36]. En raison de la petite taille des QDs, les valeurs de ces bandes sont quantifiées, de manière à ce qu'une modification de la taille des QDs implique un changement de la valeur de bande interdite et du spectre d'absorption.

L'efficacité de conversion de ce type de cellules a augmenté ces dernières années, dépassant actuellement 11% [38]. Cette valeur est difficile à augmenter en raison de la diffusion des porteurs de charge, ainsi de nouvelles structures cellulaires sont nécessaires, ou la combinaison de la technologie QDs avec d'autres types de cellules [39–45].

Il est également possible d'augmenter l'efficacité grâce au dopage avec d'autres matériaux [46]; par exemple, le dopage au Si peut augmenter l'efficacité de 11,3% à 17,0%.

I.6.3.3. Cellules solaires organiques et polymères

Les cellules photovoltaïques organiques (OPVC) sont celles qui utilisent des polymères organiques conducteurs ou de petites molécules organiques pour l'absorption de la lumière et le transport de charges pour produire de l'électricité à partir du soleil.

Le mécanisme de production d'électricité dans les OPVC diffère de celui des cellules inorganiques, car aucun porteur de charge gratuit n'est généré. Ils comprennent des matériaux donneurs d'électrons et accepteurs d'électrons: le donneur absorbe les photons du

rayonnement solaire, où des états excités (ou excitons) sont créés et confinés [47]. Un exciton est un état lié d'un électron et d'un trou d'électrons attirés l'un par l'autre par des interactions électrostatiques, qui peuvent être séparés en paires de trous d'électrons libres par des champs électriques efficaces. L'accepteur est le matériau qui acquiert les électrons des paires électron-trou dissociées.

Les OPVC présentent des rendements inférieurs à ceux des cellules à base de composés inorganiques [48], en raison de leur maturité technologique et commerciale et d'autres facteurs tels que leur large bande interdite. Les rendements les plus élevés rapportés varient entre 9,7 et 11,2% [18], et compte tenu de la tendance à la hausse constatée au cours des dernières années, ils devraient continuer de s'améliorer. La meilleure performance de laboratoire dans les OPVC (22,4%) a été atteinte avec le P3HT comme matériau donneur [48]. En général, les OPVC présentent des avantages importants par rapport aux générations précédentes, notamment la flexibilité, la légèreté, les coûts de traitement inférieurs et moins d'impact sur l'environnement [49,50]. De plus, les couches cellulaires peuvent être déposées via des méthodes basées sur des solutions telles que le spin-coating ou l'impression, qui permettent la fabrication de dispositifs à grande échelle à basses températures, réduisant ainsi les coûts associés.

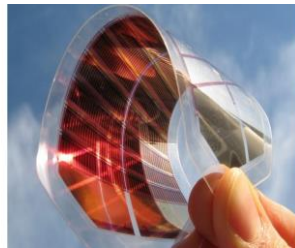


Figure I.12. Exemple d'une cellule organique

I.6.3.4. Cellules solaires en pérovskite

Les cellules solaires en pérovskite (PVSC) comprennent un composé structuré en pérovskite [51], le plus souvent un matériau hybride organique-inorganique à base de plomb ou d'halogénure d'étain, en tant que couche active de collecte de lumière, qui est placée entre le transport d'électrons (ETL) (généralement un matériau mésoporeux ou du TiO_2 plat) et la couche de transport des trous (HTL) [51]. Dans la configuration standard du dispositif, l'électrode transparente avant est une feuille d'oxyde d'étain dopée au fluorure (FTO) et l'électrode arrière est une couche d'or évaporée thermiquement (figure I.13).

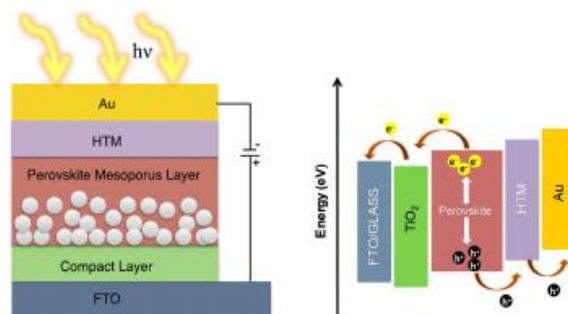


Figure I.13. Représentation schématique du dispositif de cellule solaire pérovskite et la séquence correspondante de transfert d'électrons et de trous [52].

Les cellules de pérovskite ont amélioré leur efficacité d'une valeur initiale de 3,8% en 2009 [53] à 22,13% en 2018 dans les architectures à jonction unique [54,55]. Les recherches actuelles se concentrent sur l'amélioration de l'efficacité, tout en essayant de résoudre les défis de ce type de cellules [54]. Il a été rapporté que les cellules de pérovskite à l'état solide présentent une efficacité plus élevée que celles avec des électrolytes liquides, par conséquent, l'utilisation d'électrolytes solides est recommandée. L'amélioration de l'efficacité est généralement abordée au moyen de l'optimisation de la composition de la pérovskite, de la méthode de dépôt appliquée et de l'architecture du dispositif [54].

I.6.3.5. Cellules solaires à multi-jonctions

Les cellules solaires à multi-jonctions (MJ) comprennent plusieurs jonctions p-n constituées de différents matériaux semi-conducteurs, et chacune d'entre elles produit un courant électrique en réponse à différentes longueurs d'onde de lumière, augmentant ainsi la conversion de la lumière solaire incidente en énergie électrique et l'efficacité de l'appareil. L'idée d'utiliser différents matériaux avec différentes bandes interdites est proposée pour tirer le maximum de photons possible. La cellule entière peut être constituée du même matériau ou de matériaux différents, offrant un large éventail de possibilités de conception. Une représentation schématique de la structure générale d'une cellule en tandem à deux jonctions, également connue sous le nom de cellule à double jonction, est représentée sur la figure I.14 [56]. Ils comprennent généralement les éléments suivants:

- Une électrode transparente (c'est-à-dire TCO), qui recouvre une cellule à bande interdite plus grande qui sera la première à capter le rayonnement.
- Une couche de recombinaison, qui est appliquée soit en tant que connexion tunnel ou TCO selon qu'une connexion série ou parallèle des cellules est requise.
- Une cellule avec une bande interdite inférieure à la précédente.
- Un contact arrière.

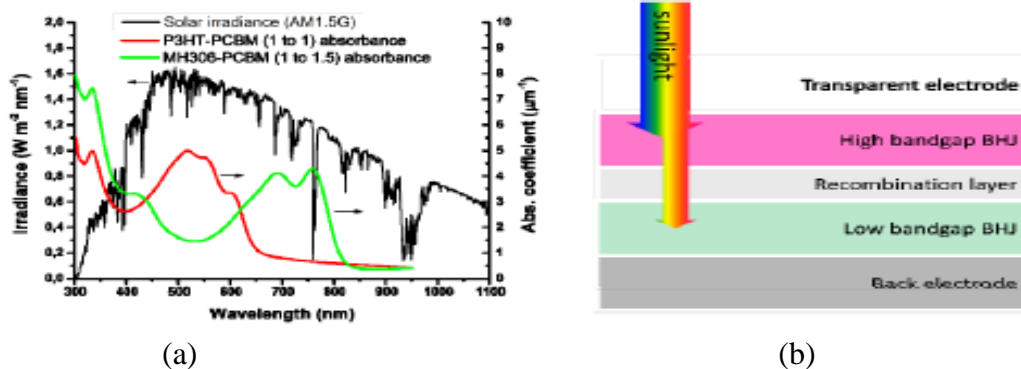


Figure I.14. (a) Irradiation (ligne noire) et coefficient d'absorption (lignes rouges et vertes) en fonction de la longueur d'onde. (b) Représentation schématique d'une cellule solaire en plastique à double jonction.

En général, bien que les panneaux solaires MJ soient l'une des options les plus prometteuses pour obtenir une efficacité élevée, et la structure monolithique conduira aux meilleurs résultats [57]. Cependant, la fabrication de cellules de grande surface nécessite des processus de production coûteux, ainsi l'utilisation combinée de plusieurs cellules plus petites

pour couvrir la même zone semble être économiquement plus viable de nos jours. Une alternative pour augmenter l'efficacité est la combinaison de ces petites cellules avec des technologies de concentration, qui concentrent des centaines ou des milliers de fois la lumière du soleil, conduisant à une production d'énergie plus élevée [57]. Actuellement, l'efficacité de 40% a été dépassée avec les cellules multi-jonctions [58–61], et elles devraient même dépasser 50% [62]. Par exemple, une efficacité de 35,8% a été atteinte avec une cellule InGaP / GaAs / InGaAs sur un substrat Ge, et il est prévu qu'avec de nouvelles améliorations, des rendements supérieurs à 50% pourraient être atteints, devenant ainsi une alternative prometteuse pour les applications spatiales [63].

I.7. Evolution des coûts des modules PV

Les modules photovoltaïques à haut rendement bénéficient de prix avantageux car ils aident à réduire le coût unitaire (par watt) des composants non modulaires dans un système photovoltaïque. Il existe différentes façons de classer les coûts d'un système PV.

I.7.1. Première génération:

GCL Société étant le premier producteur de ces cellules a étendu son activité sur la production de plaquettes de silicium polycristallin au cours des dernières années, avec augmentation de 3,5 GW en 2010 à 10 GW en 2013. En 2015, le coût de production moyen est de 0,38 \$/W et le prix de vente de 0,44 \$/W pour les cellules monocristallines. Fait intéressant, les cellules solaires polycristallines dominaient initialement la part de marché et représentaient 80% de la production, par rapport aux cellules solaires en silicium monocristallin en raison du manque de technologie et de viabilité [64]. Le coût moyen de production est de 0,34 \$/W et le prix de vente de 0,38 \$/W pour les cellules de silicium polycristallin [65].

First Solar a investi 775 millions de dollars dans la technologie du silicium cristallin et la production de panneaux d'une valeur de 40 cents le watt (15% de moins) par rapport au chinois Trina Solar Ltd. pour lequel un prêt de 3 milliards de dollars a été accordé par le gouvernement américain en 2016. Les cellules solaires en silicium polycristallin sont moins chères (0,90 \$ à 1,00 \$ / watt), contiennent moins de silicium de pureté et occupent un grand espace d'installation que les cellules solaires en silicium monocristallin. Les dépenses liées à l'installation de cellules solaires au silicium cristallin impliquent la main-d'œuvre (15%), les frais d'inspection (3%) et les frais généraux (33%). La main-d'œuvre et les frais généraux dominent les coûts d'installation et contribuent à 34% du coût total d'installation.

Ainsi, les données ci-dessus révèlent que les cellules solaires multicristallines sont plus viables et moins chères que les cellules solaires monocristallines. Les cellules solaires de première génération s'avèrent être légèrement chères lors du traitement et de la fabrication, mais s'avèrent comme des cellules solaires très efficaces dans l'industrie photovoltaïque.

I.7.2. Deuxième génération

Oerlikon Solar et SunFab ont attiré plusieurs clients d'Europe et de Chine, aidés dans la fabrication de silicium amorphe suivi de la commercialisation de couches minces de l'ordre de milliards de dollars. Actuellement, Sharp et Astroenergy sont de grandes sociétés productrices

de cellules solaires au silicium amorphe. Les grandes entreprises de production de panneaux solaires offrent une garantie de plus de 20 ans et une durabilité supérieure à 80% de sa puissance fixe. Les prix de ces panneaux diffèrent considérablement en fonction de la taille des panneaux et du substrat utilisé. Les panneaux solaires de plus petite taille de 25 watts coûtent jusqu'à 10 \$/W tandis que les panneaux solaires de plus grande taille de 150 watts coûtent 3 \$/W.

First Solar, fabricant de modules CdTe, révèle un coût de fabrication de 1,14 \$/W, inférieur au prix de vente de 2,45 \$/W et toujours en cours pour faire baisser les coûts de fabrication entre 0,65 \$/W et 0,70 \$/W en 2008 [66]. En 2016, ils ont installé 5 GW de panneaux solaires à CdTe couche mince dans le monde et détiennent le record mondial de rendement élevé de 22,1% [67,68].

Les entreprises de capital social ont investi 2,3 milliards de dollars pour 35 différentes sociétés de fabrication de CIGS, parmi lesquelles les 5 premières sociétés incluent Solyndra, Nanosolar, MiaSole, Solopower, Sulphurcell ont utilisé un budget de 1,8 milliard de dollars. Ces entreprises ont atteint une efficacité de 20% en laboratoire. Wuerth Solar et Global Solar sont actuellement impliqués dans la commercialisation et le transport des modules CIGS tandis que Solyndra et Nanosolar ont préparé une production à grande échelle de ces cellules à des coûts raisonnables mais des rendements jusqu'à 20% très difficiles atteindre. Par conséquent, plusieurs entreprises ont dû se retirer en raison d'un manque de production en grande quantité à des prix compétitifs. La plupart des sociétés de recherche prévoient que la technologie des cellules solaires CIGS passera de 321 millions de dollars en 2009 à environ 1 milliard de dollars en 2013 [69]. De plus, la société japonaise Solar Frontiers rapporte le coût des panneaux solaires CIGS à 40 cents/W [70]. En 2017, un certain nombre de fournisseurs de CIGS produisent à un coût compris entre 0,50 \$ et 0,60 \$, et la production cumulée de CIGS est de 5-6 GWc

Ainsi, les cellules solaires de deuxième génération s'avèrent être une technologie moins chère et réalisable en raison de l'utilisation de moins de matériaux et de processus de fabrication à moindre coût.

I.7.3. Troisième génération

La production de cellules organiques utilise des processus de fabrication de rouleaux à haute vitesse et basse température et des techniques d'impression standard. En conséquence, les cellules solaires organiques peuvent être en mesure de concurrencer d'autres technologies photovoltaïques dans certaines applications, car les coûts de fabrication continuent de baisser et devraient atteindre 0,50 USD/watt d'ici 2020 [71].

Les modules solaires à colorant (DSM) avec une efficacité de 8,2% par rapport aux cellules solaires de première et deuxième génération trouvent des applications dans le photovoltaïque intégré au bâtiment et à l'automobile. Solaronix Ltd., a révélé une production annuelle de ~ 20 MWP/an et un coût de fabrication normalisé, car la puissance de sortie de pointe (WP en watts) était estimée à ~ 0,97 euro/WP. Fujikura Ltd. l'un des principaux fabricants de DSM, rapporte une réduction des coûts de fabrication à 0,4 \$/WP.

Initialement, le prix du module Grätzel (DSSC) se situait à ~ 0,6 \$/Wp par rapport aux modules PV au silicium de ~ 0,8 \$/Wp. La feuille de route du département américain de

L'Énergie prévoit que le prix de la parité du réseau est de 0,5 \$/Wp et une efficacité de 25% pour les modules de cellules solaires d'ici 2020. Par conséquent, il est urgent de réduire la quantité de matériaux utilisés par fabrication de modules DSSC, de peur qu'ils ne se révèlent de redoutables concurrents pour les cellules solaires de première et de deuxième génération sur le marché. [72]

Récemment, Molang Cai et al. ont signalé deux catégories des modules de pérovskite (PSC): une efficacité moyenne (module A) et une pérovskite à haute efficacité (module B) fabriquées à partir de matériaux relativement bon marché et coûteux respectivement. Les coûts en capital calculés au cours de la première année étaient respectivement de 0,110 \$/W et de 0,160 \$/W pour les modules A et B. De plus, le coût des matériaux utilisés dans le module A est de 0,127 \$/W, un peu plus élevé que le coût du module B 0,102 \$/W et les frais généraux des modules A et B ont été calculés à 0,098 \$/W et 0,075 \$/W, respectivement en 2016. [73]

I.8. Le développement du photovoltaïque en couches minces

I.8.1. Marché PV en couches minces

En 2016, le PV à couche mince détient une part de marché du PV d'environ 6%. Les installations cumulées de PV en couches minces sont de l'ordre de 23 GW, ce qui correspond à 7,6% du total des installations photovoltaïques dans le monde.

Au cours de la décennie précédente (2000-2010), plus de 100 entreprises et startups en couches minces ont été présentes sur le marché, et en 2009, la part des couches minces sur le marché total du PV a culminé à 17%. C'était l'époque de la pénurie de silicium et de la production de plaquettes de qualité semi-conductrice IC relativement coûteuse, donnant aux films minces un avantage de coût qui a permis de bonnes opportunités commerciales à beaucoup de ces sociétés.

Plus récemment, il a été signalé (VDMA 2017) que le segment de vente le plus fort au deuxième trimestre 2017 pour les fabricants de panneaux photovoltaïques allemands était l'équipement de production de cellules (59%), suivi des solutions de production pour le PV à couche mince (24%). Bien que la production de modules basés sur la technologie à couches minces CIGS et CdTe soit inférieure à 7% sur le marché mondial, la partie des équipements photovoltaïques à couches minces du marché a été plus importante que celle des dernières années. En 2017, environ 500 millions de dollars de nouveaux investissements dans les équipements CIGS ont été annoncés, tandis que le leader du marché CdTe, First Solar, adapte ses usines à des modules de plus grande taille, et les fabricants chinois de CdTe comme CNBM ouvrent de nouvelles usines.

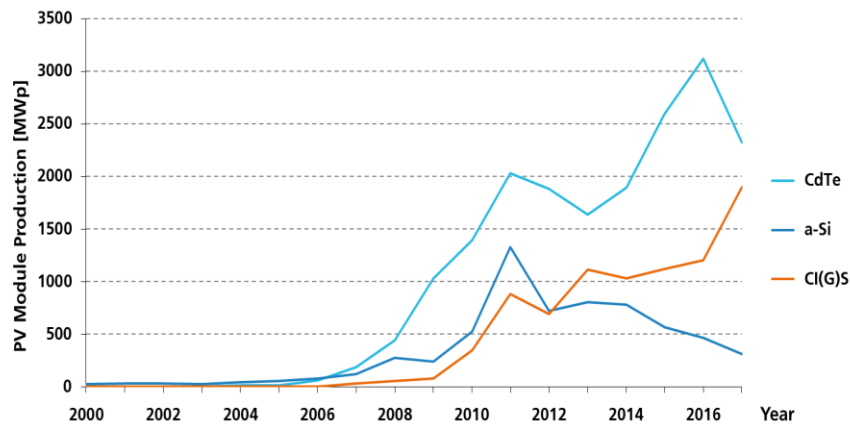


Figure I.15. Aperçu historique des volumes de production de modules PV pour CdTe, CIGS et a-Si (Data: from 2000 to 2010: Navigant; from 2011: IHS. Graph: PSE GmbH 2018)

2018 a été la première année où la nouvelle construction photovoltaïque annuelle dépassait 100 GW [74]. Parmi tous les modules installés en 2018, 97% étaient de type silicium cristallin et seulement 3% étaient classés comme des modules à couches minces, principalement fournis par First Solar (Tempe, AZ, USA) adoptant les technologies tellurure de cadmium (CdTe) et Solar Frontier (Tokyo, Japon) pour la fabrication de produits cuivre-indium-sélénium (CIS). Bien que ces modules à couches minces aient atteint des rendements comparables à ceux des produits en silicium multicristallin, leurs coûts n'ont pas chuté aussi rapidement que ceux du c-Si.

I.8.2. Structure des cellules solaires en couches minces

Bien que la physique de base des dispositifs à couches minces soit la plus complexe, ils offrent deux avantages principaux [75]. (1) comme l'épaisseur des couches actives sera inférieure à celle du dispositif en Si cristallin de deux ou trois ordres en raison de l'absorption optique élevée, le coût du matériau doit rester une petite partie du coût total de la cellule et (2) le dépôt de couches minces Le processus peut être facilement adapté pour le dépôt de grandes surfaces, sans affecter le traitement continu de la «chaîne de production». Les tâches de développement de procédures à grande échelle et de construction des machines pour produire des réseaux de cellules solaires en couches minces dans un processus continu sont formidables (car elles ne sont pas disponibles comme dans le cas de la technologie Si), une fois le processus et la technologie est développée, ces machines devraient être en mesure de fournir un rendement énorme et donc de réduire le coût unitaire.

La cellule solaire à couche mince peut être fabriquée en utilisant différents matériaux déposés sous forme de couche mince [75]. En général, la cellule solaire à couche mince se compose d'un substrat, d'un oxyde conducteur transparent (TCO), d'une couche tampon, d'une couche absorbante, d'une couche fenêtre et d'un contact métallique (Figure I.16). Chacune de ces couches a des propriétés physiques et chimiques différentes et affecte donc les performances globales de l'appareil sous une forme ou une autre. Étant donné que chaque couche a une structure cristalline, une microstructure, une constante de réseau, une affinité électronique / fonction de travail différentes, un coefficient de dilatation thermique, un

coefficient de diffusion, une affinité chimique, une mobilité de support, une adhérence mécanique, etc. il peut y avoir des contraintes, des défauts et des états d'interface, des centres de recombinaison de surface, une inter diffusion et des changements chimiques à l'interface provoquant des changements de propriétés électriques et optoélectroniques [76]. Par conséquent, le plus grand soin doit être pris afin de sélectionner les matériaux pour ces couches. Une brève description de la fonction des différentes couches d'une cellule solaire à couche mince est donnée ci-dessous.

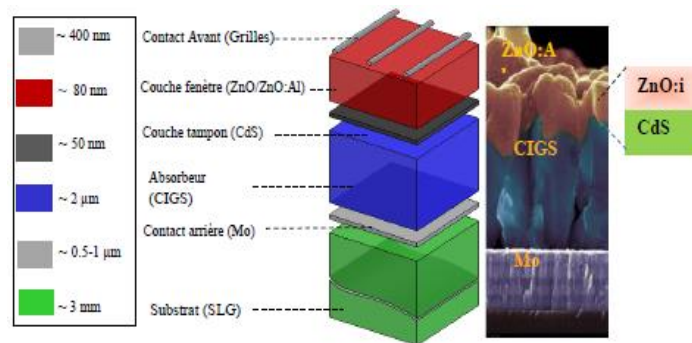


Figure I.16. Structure standard d'une cellule à base de CIGS.

I.8.2.1. Le substrat

Le substrat est le support permettant la tenue mécanique d'un empilement des couches qui ne dépasse pas quelques micromètres d'épaisseur. Le choix du substrat est important et doit répondre à différents critères chimiques et mécaniques. Son utilisation varie selon la technique de synthèse appliquée. Le verre est le matériau de substrat le plus couramment utilisé, car il est disponible en grande quantité et à faible coût.

Le verre est le plus adapté en recherche pour trois raisons principales :

- Un coefficient de dilatation thermique qui s'adapte à la croissance de la couche mince à haute température.
- Une faible rugosité par rapport aux autres substrats. Il a été souligné par plusieurs chercheurs [77,78].
- Une meilleure adhérence à haute température permettant de minimiser le courant de fuite dans les couches déposées.

I.8.2.2. L'électrode de contact arrière

Elle a pour rôle principal de collecter les charges générées dans la cellule. Elle doit, comme le substrat, répondre à différents critères chimiques, mécaniques et économiques.

D'un point de vue électrique, elle doit notamment être un bon conducteur électrique puisque elle constitue le pôle positif du générateur photovoltaïque. Cette couche est composée du molybdène (Mo) et son épaisseur est d'environ 300 nm à 1 µm. La méthode de dépôt la plus utilisée pour le contact arrière est la pulvérisation cathodique. Il joue également un rôle important et doit répondre aux critères suivants :

- Il doit être un bon conducteur électrique ;
- Résister aux températures élevées rencontrées lors du dépôt de la couche absorbante (de 550 °C - 600 °C) ;
- Assurer une bonne adhésion au niveau de l'interface.

De plus, la conductivité du contact arrière affecte considérablement l'efficacité de l'ensemble la cellule solaire.

Les différentes interactions du Mo au sein de la cellule ont été décrites par plusieurs chercheurs en mettant l'accent sur les phénomènes de diffusion et leurs impacts sur la nature et la composition physico-chimique de l'interface [79].

I.8.2.3. Couche absorbante

Les performances des cellules solaires à couches minces à hétérojonction dépendent essentiellement du choix du matériau absorbant optimal car l'absorption de la lumière et la génération des supports ont lieu dans le matériau de la couche absorbante. La bande interdite du matériau absorbant doit être suffisamment petite pour permettre l'absorption d'une partie appréciable du spectre solaire et en même temps suffisamment grande pour minimiser la densité de courant de saturation inverse. Les semi-conducteurs à bande interdite directe (1,2-1,7 eV) à coefficient d'absorption élevé sont préférés à cet effet [80]. De plus, la longueur de diffusion des porteurs minoritaires doit être suffisamment grande pour que les porteurs générés puissent atteindre les contacts sans trop de pertes. Par conséquent, en général, les semi-conducteurs de type p sont utilisés comme couches absorbantes.

Les modules actuels en couches minces sont basés sur du Si amorphe (dans une configuration à jonction unique ou à jonctions multiples), ainsi que sur les composés de chalcogénure CdTe ou CuInS₂ (CIS).

I.8.2.4. Couche tampon

La fonction principale d'une couche tampon dans une hétérojonction est de former une jonction avec la couche absorbante et en même temps, elle devrait être capable d'admettre une quantité maximale de lumière à la jonction. Les pertes d'absorption et de recombinaison minimales et le transport des porteurs photo-générés avec une résistance électrique minimale sont les fonctions clés de cette couche [81]. Certaines des exigences auxquelles doit satisfaire un matériau devant être qualifié pour la sélection en tant que couche tampon sont énumérées ci-dessous.

- 1) Bande interdite plus large pour une transmission maximale dans la région visible
- 2) Structure cristalline non concordante du réseau minimum
- 3) discontinuités optimales de bande résultant pratiquement aucun décalage de bande
- 4) Capacité à maintenir une plus grande densité de dopage.

I.8.2.5. La couche fenêtre (TCO)

Cette couche dans une cellule solaire doit être capable de transporter le courant de la cellule solaire et en même temps, il doit être transparent pour la plupart du rayonnement incident. Dans la plupart des cellules solaires à couches minces, un semi-conducteur à large bande interdite est utilisé comme couche avant / supérieure [82]. Il s'agit généralement d'un des soi-disant TCO, tels que ZnO, In₂O₃ / SnO₂ (ITO) ou SnO₂: F (FTO). Afin d'être transparent pour la lumière visible, le contact avant devait avoir une bande interdite supérieure à 3,3 eV environ, ce qui est le cas pour les TCO mentionnés. L'absorption dans

l'infrarouge est un problème important pour les TCO en raison de l'absorption de porteurs libres, tout comme dans les métaux.

I.8.2.6. L'électrode de contact avant (la grille)

Le contact avant est réalisé en ajoutant à l'empilement une grille qui collectera le maximum des charges générées par le dispositif en raison d'une meilleure résistivité. Ces grilles sont composées d'une superposition d'une couche de nickel (~50 nm) et d'une couche d'aluminium (~2 µm) déposées par évaporation par canon à électrons. La couche de Ni améliore l'adhésion du contact d'aluminium qui forme un contact ohmique sur la face avant du dispositif et permet d'éviter l'oxydation de l'Al lié à la présence sous-jacente du TCO.

Chaque matériau utilisé dans la structure de la cellule possède des propriétés chimiques et physiques qui peuvent affecter le comportement global du dispositif. Les interfaces formées ont également un impact notable sur les performances des cellules.

I.8.3. Techniques de dépôt des couches minces

Il existe plusieurs techniques potentiellement exploitables pour la synthèse des couches minces utilisées dans la fabrication des dispositifs photovoltaïques. Fondamentalement, les technologies de dépôt en couches minces sont soit purement physiques, telles que les méthodes d'évaporation, soit purement chimiques, telles que les processus chimiques en phase gazeuse et liquide [83]. Le choix de la technique a un impact très important sur les propriétés des couches obtenues comme sur le coût de leur fabrication. Dans ce qui suit, nous allons exposer brièvement les principes de fonctionnement des techniques de déposition physique et chimique sous vide les plus couramment citées dans la littérature. De manière générale, on envisage pour la synthèse de couches minces deux voies : le dépôt physique en phase vapeur (PVD) et le dépôt chimique en phase vapeur (CVD). Le dépôt PVD a beaucoup d'avantages par rapport au dépôt CVD. Parmi lesquels, les couches sont plus denses, le processus est facile à contrôler et il n'y a pas de pollution. Les méthodes courantes telles la pulvérisation cathodique et l'évaporation sous vide permettent la réalisation de structures de grande pureté ainsi qu'une croissance lente favorisant l'épitaxie. Elles présentent aussi l'avantage de pouvoir suivre in-situ la croissance du dépôt et d'effectuer des synthèses sur des substrats non conducteurs.

Généralement les techniques d'élaboration de couches minces se basent sur le même principe qui repose principalement sur trois étapes majeures :

1. Assurer que les molécules ou les atomes sont bien transportés vers le substrat.
2. Produire des espèces ioniques moléculaires ou atomiques appropriées.
3. Former un dépôt solide à travers la condensation de ces espèces sur le substrat tout en assurant une croissance de la couche, directement ou bien via une réaction chimique ou électrochimique.

I.8.3.1. les dépôts par voie physique (PVD : Physical Vapour Deposition)

Les dépôts physiques en phase vapeur consistent à utiliser des vapeurs qui proviennent d'un phénomène purement physique pour réaliser un dépôt sur substrats.

I.8.3.1. 1. Evaporation thermique

Le procédé d'évaporation thermique est la technique la plus couramment utilisée pour le dépôt de couches métalliques employées pour les divers contacts électriques. Il a été utilisé pour la première fois pour le dépôt des couches d'aluminium servant comme miroir. Le procédé de dépôt peut se réaliser soit par la co-évaporation où les éléments sont placés séparément, soit par le dépôt séquentiel dont le procédé de dépôt est subdivisé en des étapes bien définies dépendant du composé à déposer et par les exigences expérimentales. Ce procédé consiste simplement à chauffer un matériau à l'aide d'un filament réfractaire par effet Joule, d'un faisceau d'électrons intense et énergétique (5 à 10 keV) ou d'un laser par l'intermédiaire de résistances chauffantes que ce soit sous la forme de filaments ou de creusets. La couche obtenue présente une déficience en cuivre avec la présence de plusieurs phases secondaires. C'est plutôt l'évaporation thermique flash qui a rendu possible la croissance des matériaux CIGS par évaporation thermique. En 1980, Hwang et al. [84] ont bien défini les conditions optimales de dépôt lors de l'élaboration de ces matériaux. Ils ont rapporté les paramètres expérimentaux à savoir : la température du creuset, la taille des grains de la poudre du matériau utilisé, le débit d'alimentation du creuset, la température du substrat, la distance source – substrat, etc.

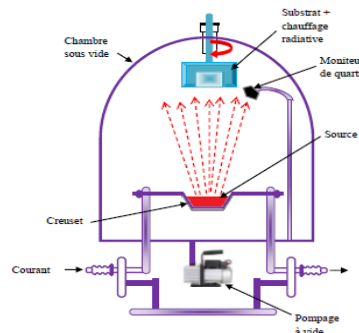


Figure I.17 : Système de dépôt des couches minces par évaporation thermique.

I.8.3.1.2. Pulvérisation cathodique

La pulvérisation cathodique est une technique de dépôt sous vide faisant partie de la famille des procédés de dépôt par voie physique. Le principe de dépôt de ce procédé repose sur le phénomène d'éjection des particules à partir de la surface d'un matériau (appelé cible).

Ce procédé s'appuie sur la création d'un plasma froid entre deux électrodes placées dans une atmosphère raréfiée à base d'un gaz généralement neutre tel que l'argon. Mise en évidence par Grove en 1852, cette méthode consiste à bombarder une cible (constituée du matériau à déposer) servant de cathode avec des ions en argon d'énergie suffisante pour lui arracher ses atomes (figure I.18). Sous l'effet de différence de potentiel entre le potentiel du plasma et le potentiel appliqué à la cathode, les ions Ar^+ présents dans le plasma sont attirés vers la cathode polarisée négativement sur laquelle est montée la cible de pulvérisation [85].

Des atomes de la cible sont alors éjectés en général sous forme de particules neutres et diffusent dans toute l'enceinte sous vide et vont se condenser sur toute la surface du substrat et participe alors à la croissance de la couche [86]. L'usage de cibles isolantes oblige l'emploi d'une polarisation alternative afin d'éviter que les cibles ne se chargent sous l'effet du

bombardement. Un courant de polarisation modulé à une fréquence radio (RF) de 13,56 MHz pallie ce problème d'accumulation de charge [85].

L'avantage de la pulvérisation cathodique est que la température de la chambre est relativement basse par rapport à d'autres techniques et que le dépôt peut facilement être contrôlé par le courant du plasma. La qualité des couches dépend de plusieurs paramètres : la pression dans l'enceinte, l'énergie des espèces présentes dans le plasma, les gaz employés [86].

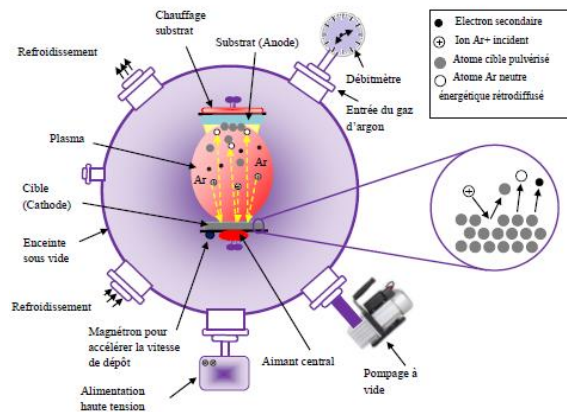


Figure I.18 : Principe de la technique de dépôt des couches minces par pulvérisation cathodique.

I.8.3.1.3. Technique d'ablation laser

Le principe du dépôt de couches minces par ablation laser (Pulsed Laser Deposition) est relativement simple. Un faisceau laser impulsif (le plus souvent nanoseconde) est focalisé sur une cible massive, placée dans une enceinte ultra-vide. Dans certaines conditions d'interaction, une quantité de matière est éjectée de la cible, et peut être collectée sur un substrat placé en vis-à-vis (figure I.19).

La nature et la qualité du dépôt dépendent de nombreux paramètres (énergie du laser, nature et pression du gaz résiduel dans l'enceinte, température du substrat,...). Dans tous les cas, il est nécessaire de contrôler le transport des espèces de la cible jusqu'au substrat. Parmi les avantages de cette méthode est que des cibles de très petites dimensions sont utilisées et l'ablation se produit sur une surface de quelques millimètres carrés et ne nécessite aucune source thermique polluante à l'intérieur de l'enceinte. Cette technique de dépôts est largement utilisée pour déposer des matériaux oxydes.

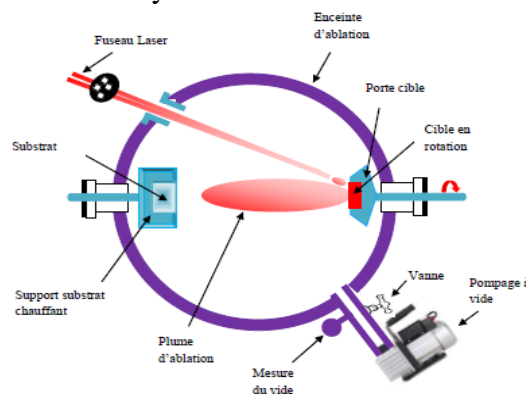


Figure I.19 : Principe de la technique du dépôt des couches minces par ablation Laser.

I.8.3.1.4. Epitaxie par jets moléculaires

L'épitaxie par jets moléculaires (EJM) (ou MBE : Molecular Beam Epitaxy) est une technique qui consiste à envoyer un ou plusieurs jets thermiques d'atomes ou de molécules vers un substrat, maintenu à haute température et sous ultravide préalablement choisi pour réaliser une croissance épitaxiale. Elle permet de faire croître des échantillons nanostructures de plusieurs cm^2 à des vitesses de l'ordre d'une monocouche atomique par seconde. Réalisée sous ultravide de l'ordre de 10^{-10} Torr, cette méthode permet d'obtenir des couches minces de haute pureté et d'excellente qualité cristalline à des températures de substrat relativement basses. Les flux atomiques des sources à évaporer sont dirigés simultanément de façon symétrique vers le substrat où ils se condensent. La figure I.20 schématise le principe de l'EJM.

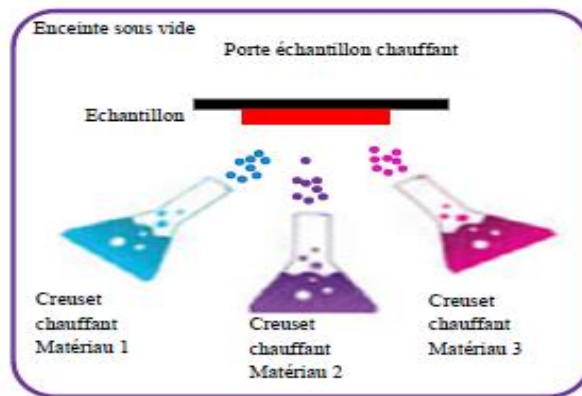


Figure I.20 : Principe de la technique d'épitaxie par jet moléculaire.

I.8.3.2. Les Dépôt par voie chimique

Dans ce type de techniques le matériau déposé résulte d'une réaction chimique ou de la décomposition d'une molécule. En fonction de la nature de la source (précurseurs) utilisée le dépôt par voie chimique peut se réaliser en milieu de gaz réactif ou en milieu liquide.

I.8.3.2.1. Technique de dépôt en phase vapeur chimique (CVD: Chemical Vapor Déposition)

Le dépôt en phase vapeur chimique CVD (Chemical Vapor Deposition) est une méthode dans laquelle les constituants d'une phase gazeuse réagissent pour former un film solide déposé sur un substrat. Les composés volatils du matériau à déposer (espèces de réactants contenant les matériaux à déposer) sont éventuellement dilués dans un gaz porteur et introduits dans une enceinte où sont placés les substrats. Le film est obtenu par réaction chimique entre la phase vapeur au niveau du substrat chauffé.

La réaction chimique détermine la nature, le type et les espèces présentes, et elle peut être activée de différentes manières :

- Thermiquement (chauffage par effet joule)
- Par impact électronique (PECVD ; Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition)
- Par des photons (LA CVD ; Lasers Chemical Vapor Deposition)

Cette technique de dépôts reste assez peu coûteuse puisqu'elle peut se faire à différents niveaux de vide et même jusqu'à pression atmosphérique (APCVD, pour « Atmosphere-Plasma CVD »).

I.8.3.2.2 Les Dépôt par voie chimique (CVD) liquide:

A. Technique du spray pyrolyse

Le Spray pyrolyse est le nom le plus courant donné à cette technique. Il se compose de deux mots : spray et pyrolyse où « spray » est un mot anglais qui indique le jet d'un liquide en fines gouttelettes lancé par un pulvérisateur et « pyrolyse » est un processus par lequel un solide ou un liquide subit, sous l'effet de la chaleur et sans interaction avec l'oxygène ou tout autres oxydants, une dégradation de ses produits chimiques à des plus petites molécules volatiles. Il consiste en la vaporisation d'une solution de différents composés réactifs qui sera projetée, à l'aide d'un atomiseur, sur un substrat chauffé. La température du substrat permet l'activation de la réaction chimique entre les composés. L'expérience peut être réalisée à l'air, et peut être préparée dans une enceinte (ou bien dans une chambre de réaction) sous un vide. En effet le processus de dépôt se déroule en deux étapes: la pulvérisation et la pyrolyse.

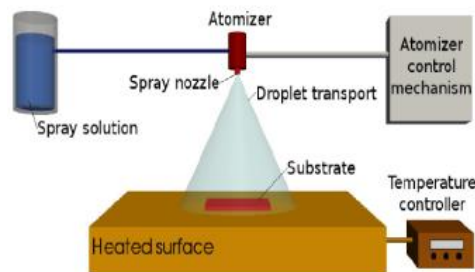


Figure I.21 : Principe de la technique de dépôt par Spray pyrolyse.

B. Electrodeposition

L'électrodéposition est une technique de dépôt en phase liquide des métaux, des semi-conducteurs et aussi des couches minces d'oxydes transparents conducteurs (OTC). Elle peut être mise en œuvre par différentes techniques de polarisation d'une électrode et ce en mode pulsé ou continu. Plusieurs types de milieux sont envisageables (aqueux, organique, sel fondu, etc.), mais de manière courante, il s'agit d'environnements aqueux. L'électrolyte est par définition le milieu d'immersion de l'électrode contenant l'espèce à oxyder ou à réduire.

Cette technique repose sur l'élaboration du matériau à partir de bains électrolytiques contenant les éléments simples sous forme de sels. [87-89].

Les principes théoriques des phénomènes d'électrodéposition ont été mis en évidence en 1897 par Nernst, puis par Kremann en 1914 et Foster en 1915 [90]. La première tentative d'électrodéposition a été faite par Bhattacharya [91] afin de déposer des couches de CuInSe₂.

Par la suite, plusieurs tentatives ont été effectuées pour déposer des couches de CuInSe₂ à partir de solutions aqueuses contenant des précurseurs de cuivre, d'indium et de sélénium sans et avec des agents complexant. Une seconde approche est la salinisation des couches d'alliage Cu-In déposé par voie électrolytique soit par des méthodes en solution soit par recuit sous H₂Se. Par la suite, Lincot et al. ont étendu cette méthode à la croissance de matériaux quaternaires Cu(In,Ga)Se₂ [89].

L'électrodéposition présente les avantages suivants :

- La possibilité de déposition des couches sur des substrats de grande surface et de forme géométrique compliquée,
- La simplicité de ses équipements,

- Le dépôt des couches à des températures considérablement inférieures par rapport à d'autres techniques,
- Le non nécessité du vide et la réduction de dégagement des gaz nocifs.

Ces avantages font de l'électrodéposition, une technique non coûteuse.

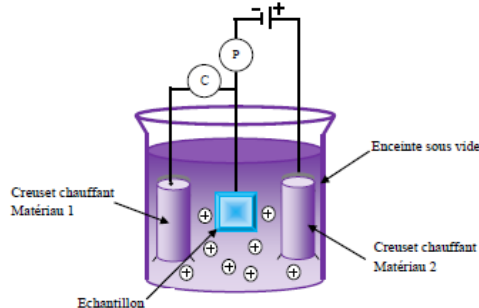


Figure I.22 : Principe de la technique électrodéposition.

C. La technique du Sol-Gel

Le procédé sol-gel est une technique assez récente de synthèse de matériaux, il consiste à réaliser une solution stable contenant des précurseurs moléculaires dilués dans des solvants bien choisis, afin d'initier des réactions chimiques (hydrolyse-condensation) menant à la réalisation de matériaux sous diverses formes (fibres, poudre, couches minces, etc...). Pour la formation de couches minces par cette technique, plusieurs types de procédés sont utilisés, les plus courants sont le "spin-coating" et le "dip-coating" (Figure. I.23).

Pour le dip-coating, le revêtement de la couche sur le substrat s'effectue par tirage lent (quelques cm/min) et vertical d'un substrat immergé préalablement dans le sol de façon à y déposer une couche mince liquide qui conduira, après évaporation du solvant, drainage du liquide en excès et polymérisation du dépôt, à un film mince solidifié. Pour le procédé du spin-coating, il consiste à étaler le sol par centrifugation sur un substrat tournant à une vitesse élevée (plusieurs milliers de tours par minute). Ce procédé commence tout d'abord par dépôt d'un excès de sol sur le substrat immobile, puis ce dernier est mis en rotation, de cet effet le liquide est étalé et l'excédent de liquide déposé est évacué. L'évaporation continue du solvant et la polymérisation du dépôt conduit à la formation d'un film mince solidifié.

Toutefois, cette technique présente certains inconvénients tels que le coût élevé des précurseurs de base, un faible rendement, des produits de faible densité (pour les matériaux à hautes densités, une étape de recuit à haute température est nécessaire) et des résidus de carbones et autres composés, certains pouvant être dangereux pour la santé (pour les matériaux ultra purs, une étape de purification complexe est nécessaire).

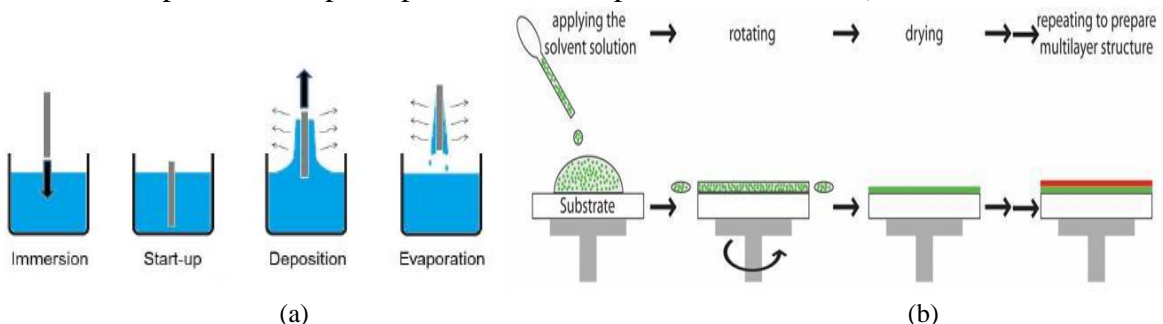


Figure I.23. Principe de la technique du sol-gel : (a) dip-coating, (b) spin-coating

I.8.3.3. Procédés de fabrication à faible coût

Sérigraphie

La sérigraphie consiste à faire passer une encre (ou pâte) à travers un écran ou pochoir placé sur la plaquette. L'encre se dépose ainsi sur le substrat en reproduisant le motif de l'écran. Le principe de la méthode consiste à faire une pâte à partir du matériau réduit en poudre et d'agents de liaison organiques volatils. Cette pâte est sérigraphiée sur le substrat [92].

Les pâtes de sérigraphie sont constituées de particules de métaux actifs (de 1 à 10 μm de diamètre), de fritte de verre, de solvants et de liants organiques. La cohésion entre les différents éléments est assurée par les liants organiques. On ajoute dans la pâte des solvants ou des agents de recristallisation tels que le CuCl_2 ou le Se. Le rôle de ces solvants est de fluidiser le mélange afin de faciliter la sérigraphie et améliorent la coalescence des grains. Les processus de transport invoqués sont soit la dissolution du matériau dans la phase liquide formée par ces additifs, soit la formation de phases gazeuses. Après chaque dépôt, les solvants organiques sont évaporés (séchée vers 50 à 100 $^{\circ}\text{C}$) par passage des plaques dans une étuve entre 500 et 1000 $^{\circ}\text{C}$ pendant 10 minutes. L'épaisseur des couches obtenues ne peut être inférieure à 20 μm à cause des contraintes inhérentes à la méthode. Cette méthode est peu adaptée aux matériaux CIGS.

En outre, il existe des techniques alternatives comme l'électrodéposition.

I.9. Conclusion

Actuellement, la technologie photovoltaïque est considérée comme une partie de la solution au défi énergétique croissant et comme un élément clé de la future production mondiale d'énergie. Dans ce chapitre, une brève description de l'état de l'art sur les cellules photovoltaïques a été fournie. Les différentes technologies développées à ce jour ont été divisées en trois générations, et les caractéristiques, avantages et limites de chaque génération. Les technologies des couches minces ont fait un remarquable avènement dans l'industrie photovoltaïque pour la fabrication de cellules solaires. Les cellules solaires à couche mince offrent une des options les plus prometteuses pour réduire le coût des systèmes photovoltaïques. Ce chapitre a été consacré encore à la description des techniques expérimentales les plus sollicitées pour l'élaboration des matériaux en couches minces, à savoir les techniques PVD (Physical Vapor Deposition) et les techniques CVD (Chemical Vapor Deposition).

Références

- [1] Vilot JP, Ayachi B, Aviles T, Miska P. Full sputtering deposition of thin film solar cells: A way of achieving high efficiency sustainable tandem cells. *Journal of Electronic Materials*, Vol.46, N°11, pp.6523-6527, 2017.
- [2] Jäger-Waldau, A. PV Status Report 2019; Publications Office of the European Union: Luxembourg, 2019.
- [3] Renewables 2019—Analysis and Forecast to 2024; International Energy Agency Publication: Paris, France, 2019.
- [4] Global Market Outlook for Photovoltaics, Solar Power Europe Publication: Brussels, Belgium, 2019.
- [5] Arnulf Jäger-Waldau, Snapshot of Photovoltaics—February 2020, *Energies*, pp.13, 930, 2020.
- [6] Bloomberg New Energy Finance. *New Energy Outlook 2019*; Bloomberg New Energy Finance Publication: Paris, France, 2019
- [7] Zaidi, B. Introductory Chapter: Introduction to Photovoltaic Effect. In *Solar Panels and Photovoltaic Materials*; InTech Open: London, UK, pp. 1–8, 2018.
- [8] R.A. Messenger, J. Ventre, *Photovoltaic systems engineering*, 3rd Ed., CRC Press, 2010.
- [9] <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/spectra.php>.
- [10] Conibeer, G. Third-generation photovoltaics. *Materials Today*, Vol.10, N°1, pp.42–50, 2007.
- [11] Talavera, D.L.; Muñoz-Cerón, E.; Casa, J.D.L.; Lozano-Arjona, D.; Theristis, M.; Pérez-Higueras, P.J. Complete Procedure for the Economic, Financial and Cost-Competitiveness of Photovoltaic Systems with Self-Consumption. *Energies*, Vol.12, N°3, pp.1-22, 2019.
- [12] Sampaio, P.G.V.; González, M.O.A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renew. Sustain. Energy Rev*, Vol.74, pp.590–601, 2017.
- [13] Peng, K.; Lee, S. Silicon Nanowires for Photovoltaic Solar Energy Conversion. *Adv. Mater*, Vol.23, pp.198–215, 2011.
- [14] NREL, http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg.
- [15] Solar photovoltaics competing in the energy sector-on the road to competitiveness, European Photovoltaic Industry Association, Brussels - Belgium, 2011.
- [16] Kuhlmann, A.M. The Second Most Abundant Element in the Earth's Crust. *JOM*, Vol.15, pp.502–505, 1963.
- [17] Moon, S.; Kim, K.; Kim, Y.; Heo, J.; Lee, J. Highly efficient single-junction GaAs thin-film solar cell on flexible substrate. *Sci. Rep*, Vol.6, pp.30107, 2016.
- [18] Green, M.A.; Hishikawa, Y.; Warta, W.; Dunlop, E.D.; Levi, D.H.; Hohl-Ebinger, J.; Ho-Baillie, A.W.H. Solar cell efficiency tables (version 50). *Prog. Photovolt*, Vol.25, pp.668–676, 2017.
- [19] Kirk-Othmer (Ed.) *Silicon*. In *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*, 5th ed.; Wiley: Hoboken, NJ, USA, 2007.
- [20] Kivambe, M.; Aissa, B.; Tabet, N. Emerging Technologies in Crystal Growth of Photovoltaic Silicon: Progress and Challenges. *Energy Procedia*, Vol.130, pp.7–13, 2017.
- [21] Xakalashé, B.S.; Tangstad, M. Silicon processing: From quartz to crystalline silicon solar cells. *South. Afr. Pyrometallurgy*, Vol.1, pp.83–100, 2011.
- [22] Szweda, R. *Gallium Arsenide. A Market and Technology Overview 1999–2004*, 3rd ed.; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2000.
- [23] Spirkoska, D.; Colombo, C.; Heiss, M.; Abstreiter, G.; Fontcuberta i Morral, A. The use of molecular beam epitaxy for the synthesis of high purity III–V nanowires. *J. Phys. Condens. Matter*, Vol.20, pp.454225, 2008.
- [24] Jayawardena, K.D.G.I.; Rozanski, L.J.; Mills, C.A.; Beliatas, M.J.; Nismy, N.A.; Silva, S.R.P. 'Inorganics-in-Organics': Recent developments and outlook for 4G polymer solar cells. *Nanoscale*, Vol.5, pp.8411–8427, 2013.
- [25] Grandidier, J.; Callahan, D.M.; Munday, J.N.; Atwater, H.A. Gallium Arsenide Solar Cell Absorption Enhancement Using Whispering Gallery Modes of Dielectric Nanospheres. *IEEE J. Photovolt*, Vol.2, pp.123–128, 2012.
- [26] Choubey, P.C.; Oudhia, A.; Dewangan, R. A review: Solar cell current scenario and future trends. *Recent Res. Sci. Technol*, Vol.4, pp.99–101, 2012.
- [27] Zin, N.S.; McIntosh, K.; Fong, K.; Blakers, A. High Efficiency Silicon Solar Cells. *Energy Procedia*, Vol.33, pp.1–10, 2013.

- [28] Chopra, K.L.; Paulson, P.D.; Dutta, V. Thin-film solar cells: An overview. *Prog. Photovolt*, Vol.12, pp.69–92, 2004.
- [29] Crandall, R.; Luft, W. The Future of Amorphous Silicon Photovoltaic Technology. *Prog. Photovolt*, Vol.3, pp.315–332, 1995.
- [30] Niki, S.; Contreras, M.; Repins, I.; Powalla, M.; Kushiya, K.; Ishizuka, S.; Matsubara, K. CIGS absorbers and processes. *Prog. Photovolt*, Vol.18, pp.453–466, 2010.
- [31] Arul, S.; Kumar, R.A. Synthesis and characterization of $\text{CuIn}_{0.7}\text{Ga}_{0.3}\text{Se}_2$ (CIGS) bulk compound and hot wall deposited thin film absorber layer for solar cell applications. *RASAYAN J. Chem*, Vol.9, pp.278–286, 2016.
- [32] Feurer, T.; Reinhard, P.; Avancini, E.; Bissig, B.; Löckinger, J.; Fuchs, P.; Carron, R.; Weiss, T.P.; Perrenoud, J.; Stutterheim, S.; et al. Progress in thin film CIGS photovoltaics—Research and development, manufacturing, and applications. *Prog. Photovolt*, Vol.25, pp.645–667, 2017.
- [33] Green, M.A. Third generation photovoltaics: Ultra-high conversion efficiency at low cost. *Prog. Photovolt*, Vol.9, pp.123–135, 2001.
- [34] Martí, A.; Luque, A. Next Generation Photovoltaics: High Efficiency through Full Spectrum Utilization; CRC Press: Boca Raton, FL, USA, p. 136, 2003.
- [35] Gong, J.; Liang, J.; Sumathy, K. Review on dye-sensitized solar cells (DSSCs): Fundamental concepts and novel materials. *Renew. Sustain. Energy Rev*, Vol.16, pp.5848–5860, 2012.
- [36] Bera, D.; Qian, L.; Tseng, T.-K.; Holloway, P.-H. Quantum Dots and Their Multimodal Applications: A Review. *Materials*, Vol.3, pp.2260–2345, 2010.
- [37] Tian, J.; Cao, G. Semiconductor quantum dot-sensitized solar cells. *Nano Rev*, Vol.4, pp.22578, 2013.
- [38] Almosni, S.; Delamarre, A.; Jehl, Z.; Suchet, D.; Cojocar, L.; Giteau, M.; Behaghel, B.; Julian, A.; Ibrahim, C.; Tetry, L.; et al. Material challenges for solar cells in the twenty-first century: Directions in emerging technologies. *Sci. Technol. Adv. Mater*, Vol.19, pp.336–369, 2018.
- [39] Kramer, I.J.; Zhitomirsky, D.; Bass, J.D.; Rice, P.M.; Topuria, T.; Krupp, L.; Thon, S.M.; Ip, A.H.; Debnath, R.; Kim, H.; et al. Ordered Nanopillar Structured Electrodes for Depleted Bulk Heterojunction Colloidal Quantum Dot Solar Cells. *Adv. Mater*, Vol.24, pp.2315–2319, 2012.
- [40] Giorgi, G.; Fujisawa, J.; Segawa, H.; Yamashita, K. Small Photocarrier Effective Masses Featuring Ambipolar Transport in Methylammonium Lead Iodide Perovskite: A Density Functional Analysis. *J. Phys. Chem. Lett*, Vol.4, pp.4213–4216, 2013.
- [41] Jean, J.; Chang, S.; Brown, P.R.; Cheng, J.J.; Rekemeyer, P.H.; Bawendi, M.G.; Gradečak, S.; Bulović, V. ZnO Nanowire Arrays for Enhanced Photocurrent in PbS Quantum Dot Solar Cells. *Adv. Mater*, Vol.25, pp.2790–2796, 2013.
- [42] Wang, H.; Kubo, T.; Nakazaki, J.; Kinoshita, T.; Segawa, H. PbS-Quantum-Dot-Based Heterojunction Solar Cells Utilizing ZnO Nanowires for High External Quantum Efficiency in the Near-Infrared Region. *J. Phys. Chem. Lett*, Vol.4, pp.2455–2460, 2013.
- [43] Yang, Z.; Janmohamed, A.; Lan, X.; García de Arquer, F.P.; Voznyy, O.; Yassitepe, E.; Kim, G.; Ning, Z.; Gong, X.; Comin, R.; et al. Colloidal Quantum Dot Photovoltaics Enhanced by Perovskite Shelling. *Nano Lett*, Vol.15, pp.7539–7543, 2015.
- [44] Hou, B.; Cho, Y.; Kim, B.S.; Hong, J.; Park, J.B.; Ahn, S.J.; Sohn, J.I.; Cha, S.; Kim, J.M. Highly Monodispersed PbS Quantum Dots for Outstanding Cascaded-Junction Solar Cells. *ACS Energy Lett*. 2016, Vol.1, pp.834–839, 2016.
- [45] Kim, T.; Lee, S.; Jeong, D.; Lee, T.K.; Kim, B.S.; Chae, I.S.; Kang, Y.S. Poly(3,4-ethylenedioxythiophene) Quantum Dot-Sensitized Solar Cells in the Solid-State Utilizing Polymer Electrolyte. *ACS Appl. Energy Mater*, Vol.1, pp.290–295, 2018.
- [46] Sogabe, T.; Shen, Q.; Yamaguchi, K. Recent progress on quantum dot solar cells: A review. *J. Photonics Energy*, Vol.6, pp.040901, 2016.
- [47] Díez-Pascual, A.M.; Luceño Sanchez, J.A.; Peña Capilla, R.; García Díaz, P. Recent Developments in Graphene/Polymer Nanocomposites for Application in Polymer Solar Cells. *Polymers*, Vol.10, N°2, pp.1–22, 2018.
- [48] Gaspar, H.; Figueira, F.; Pereira, L.; Mendes, A.; Viana, J.C.; Bernardo, G. Recent Developments in the Optimization of the Bulk Heterojunction Morphology of Polymer: Fullerene Solar Cells. *Materials*, Vol.11, pp.2560, 2018.
- [49] Brabec, C.J.; Sariciftci, N.S.; Hummelen, J.C. Plastic Solar Cells. *Adv. Func. Mater*, Vol.11, pp.15–26, 2001.

- [50] Cheng, Y.-J.; Yang, S.-H.; Hsu, C.-S. Synthesis of Conjugated Polymers for Organic Solar Cell Applications. *Chem. Rev.*, Vol.109, pp.5868–5923, 2009.
- [51] Marinova, N.; Valero, S.; Delgado, J.L. Organic and perovskite solar cells: Working principles, materials and interfaces. *J. Colloid Interface Sci.*, Vol.488, pp.373–389, 2017.
- [52] R. Rajeswari, M. Mrinalini, S. Prasanthkumar, L. Giribabu, *Chem. Rec.*, Vol.17, pp.681–699, 2017.
- [53] Kojima, A.; Teshima, K.; Shirai, Y.; Miyasaka, T. Organometal halide perovskites as visible-light sensitizers for photovoltaic cells. *J. Am. Chem. Soc.*, Vol.131, pp.6050–6051, 2009.
- [54] Djurišić, A.B.; Liu, F.Z.; Tam, H.W.; Wong, M.K.; Ng, A.; Surya, C.; Chen, W.; He, Z.B. Perovskite solar cells—An overview of critical issues. *Prog. Quantum Electron.*, Vol.53, pp.1–37, 2017.
- [55] Salhi, B.; Wudil, Y.S.; Hossain, M.K.; Al-Ahmed, A.; Al-Sulaiman, F.A. Review of recent developments and persistent challenges in stability of perovskite solar cells. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol.90, pp.210–222, 2018.
- [56] J. A. Luceño-Sánchez, A. M. Díez-Pascual, and R. Peña. C, *Materials for Photovoltaics: State of Art and Recent Developments*, *Int. J. Mol. Sci.*, Vol.20, pp.1–42, 2019
- [57] Philipps, S.P.; Bett, A.W. III-V Multi-junction solar cells and concentrating photovoltaic (CPV) systems. *Adv. Opt. Technol.*, Vol.3, pp.469–478, 2014.
- [58] Cotal, H.; Fetzer, C.; Boisvert, J.; Kinsey, G.; King, R.; Hebert, P.; Yoon, H.; Karam, N. III-V multijunction solar cells for concentrating photovoltaics. *Energy Environ. Sci.*, Vol.2, pp.174–192, 2009.
- [59] Guter, W.; Schöne, J.; Philipps, S.P.; Steiner, M.; Siefert, G.; Wekkeli, A.; Welsler, E.; Oliva, E.; Bett, A.W.; Dimroth, F. Current-matched triple-junction solar cell reaching 41.1% conversion efficiency under concentrated sunlight. *Appl. Phys. Lett.*, Vol.94, N°22, pp.223504, 2009.
- [60] Ermer, J.H.; Jones, R.K.; Hebert, P.; Pien, P.; King, R.R.; Bhusari, D.; Brandt, R.; Al-Taher, O.; Fetzer, C.; Kinsey, G.S.; et al. Status of C3MJ+ and C4MJ Production Concentrator Solar Cells at Spectrolab. *IEEE J. Photovolt.*, Vol.2, pp.209–213, 2012.
- [61] Aiken, D.; Dons, E.; Je, S.-S.; Miller, N.; Newman, F.; Patel, P.; Spann, J. Lattice-Matched Solar Cells With 40% Average Efficiency in Pilot Production and a Roadmap to 50. *IEEE J. Photovolt.*, Vol.3, pp.542–547, 2013.
- [62] Leite, M.S.; Woo, R.L.; Munday, J.N.; Hong, W.D.; Mesropian, S.; Law, D.C.; Atwater, H.A. Towards an optimized all lattice-matched InAlAs/InGaAsP/InGaAs multijunction solar cell with efficiency >50. *Appl. Phys. Lett.*, Vol.102, pp.33901, 2013.
- [63] Yamaguchi, M. Japanese R&D Activities of High Efficiency III-V Compound Multi-Junction and Concentrator Solar Cells. *Energy Procedia*, Vol.15, pp.265–274, 2012.
- [64] C. Martin, Cheaper than China again, *First Solar vindicates U. S. investment*, Bloomberg 2016.
- [65] J. Jin, Monocrystalline technology to increase market share in 2015, *Top solar power industry trends*, IHS Technology, pp.1–21, 2015.
- [66] R. Stevenson, *First Solar: Quest for the \$1 Watt*, *IEEE Spectrum*, Vol.45, N°8, pp.26–31, 2008.
- [67] M. A. Maehlum, Which solar panel type is best? Mono vs. Polycrystalline vs. Thin Film, *Energy informative*, May 8 2015.
- [68] E. Wesoff, *First Solar Hits Record 22.1% Conversion Efficiency for CdTe Solar Cell*, *Green Tech Media (PV Modules)*, 24 Feb 2016.
- [69] *Sale of CIGS Solar Cell Panels Expected to Reach \$1 Billion by 2013*, *Solar Facts and Advice*, 2013.
- [70] E. Wesoff, *Solar Frontier's CEO Aims for 40-Cents-Per-Watt CIGS Modules*, *Green Tech Media (Solar Finance and VC)*, 2015.
- [71] European Photovoltaic Industry Association (EPIA) (2011a), *Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Energy Empowering the World*, EPIA, Brussels, 2011.
- [72] H. S. Jung, J.-K. Lee, *Dye Sensitized Solar Cells for Economically Viable Photovoltaic Systems*, *J. Phys. Chem. Lett.*, Vol.4, N°10, pp.1682–1693, 2013.
- [73] M. Cai, Y. Wu, H. Chen, X. Yang, Y. Qiang, L. Han, *Cost-Performance Analysis of Perovskite Solar Modules*, *Adv. Sci.*, pp.1–6, 2016.
- [74] Xiaoting Wang, Allen Barnett, “The Evolving Value of Photovoltaic Module Efficiency” *Appl. Sci.*, Vol.9, pp.1227, 2019.
- [75] K. L. Chopra, *Thin film solar cells*, Plenum press, New York, 1983.
- [76] J. Nelson, *The Physics of Solar Cells*, Imperial College Press, London, 2003.

- [77] F. Kessler, D. Herrmann, and M. Powalla, "Approaches to flexible CIGS thin-film solar cells," vol. 481, pp. 491–498, 2005.
- [78] D. Rudmann, D. Brémaud, A.F. da Cunha, G. Bilger, A. Strohm, M. Kaelin, H. Zogg and A.N. Tiwari, "Sodium incorporation strategies for CIGS growth at different temperatures," *Thin Solid Films*, vol. 481, pp. 55–60, 2005.
- [79] A. Duchatelet, "Synthèse de couches minces de Cu(In,Ga)Se₂ pour cellules solaires par électro-dépôt d'oxydes mixtes de cuivre-indium-gallium," Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2012.
- [80] R. H. Bube, "Photovoltaic Materials, Series on Properties of Semiconductor Materials", Vol. 1 Imperial College Press, London, 1998.
- [81] M. Mathew, "Engineering the Properties of Indium Sulfide for Thin film Solar Cells by doping", Thèse de doctorat, Université des sciences et technologies de Cochin, 2009.
- [82] H. L. Hartnagel, A. L. Dawar, A. K. Jain, C. Jagadish, *Semiconducting Transparent Thin Films*, IOP Publishing, Philadelphia, 1995.
- [83] K. Werner and K. S. Klaus, "Deposition Technologies and Applications: Introduction and Overview," in *Handbook of thin-film deposition process and techniques*, 2 edition, K. Seshan, Ed., pp. 11–40, 2002.
- [84] H. L. Hwang, C. C. Tu, J. S. Maa, and C. Y. Sun, "On the preparation of CuInS₂ thin films by flash evaporation," *Sol. Energy Mater.* 2, vol. 2, pp. 433–446, 1980.
- [85] M. Buffiere, "Synthèse et caractérisation de couches minces de Zn(O,S) pour application au sein des cellules solaires à base de Cu(In,Ga)Se₂," Thèse de Doctorat, Université de Nantes, France, 2011.
- [86] M. Alkazaz, "Synthèse de films minces de phases MAX par recuit thermique – Application à la formation de contacts ohmiques sur SiC," Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, France, 2014.
- [87] Subba_Ramaiah_Kodigala, "Cu(In_{1-x}Ga_x)Se₂ Based Thin Film Solar Cells," pp. 1–685, 2010.
- [88] E. Roy, "Elaboration Electrochimique et Caractérisations de Nanofils d'Antimoine et d'Or", Thèse de Doctorat, Université de Marne-La-Vallée. France, 2009.
- [89] A. Bouloufa, "Etude et Caractérisation des Semiconducteurs Ternaires et Quaternaires CuIn_{1-x}Ga_xSe₂ par Spectroscopie Photoacoustique," Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas de Sétif, Algérie, 2007
- [90] M. E. Calixto, P. J. Sebastian, R. N. Bhattacharya, and R. Noufi, "Compositional and optoelectronic properties of CIS and CIGS thin films formed by electrodeposition," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 59, pp. 75–84, 1999.
- [91] R. N. Bhattacharya, "Solution Growth and Electrodeposited CuInSe₂ Thin Films," *Electrochem. Sci. Technol.*, vol. 130, pp. 2040–2042, 1983.
- [92] M. Burgelman, "Thin film solar cells by screen printing technology," *Proceedings Work. Microtechnology Therm. Probl. Electron.*, pp. 129–135, 1998.

Chapitre II

*Extraction et identification des
paramètres électriques des modules PV*

II.1 Introduction

Pour toute installation PV (modules basés sur c-Si ou couches minces), le dernier défi consiste à augmenter le rapport de performance (PR) du système fonctionnant dans différents environnements. Par conséquent, une modélisation précise de ces modules PV est nécessaire pour améliorer la conception du système. Les modules solaires sont largement testés et données par leurs conditions STC (conditions de test standard - 1000 W/m², une température de cellule de 25 °C et un contenu spectral de AM 1,5) et NOCT (température nominale de fonctionnement de la cellule - 800 W/m², 45 °C). Cependant, les conditions réelles de fonctionnement sont évidemment très différentes de ces conditions nominales. Les modules solaires photovoltaïques présentent des caractéristiques électriques non linéaires avec des changements dans les conditions environnementales telles que des caractéristiques de rayonnement et de température variables (quotidiens ainsi que saisonniers) [1,2]. Par conséquent, une modélisation précise des caractéristiques des modules par le biais de modèles mathématiques détaillés est essentielle pour évaluer les systèmes PV et maximiser leur PR [3-6]. Ensuite, des informations des performances précises sur d'autres rayonnement et valeurs de température sont essentielles pour une évaluation précise des caractéristiques des modules PV.

Afin d'effectuer une analyse complète des performances, les informations sur les différents paramètres critiques dans des conditions variables sont essentielles. Ces paramètres incluent le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}), la tension maximale (V_{mp}), le courant maximal (I_{mp}) et le point de puissance maximale (P_{max}). De nombreux aspects de ces paramètres ont été discutés dans la littérature pour améliorer la validité des modèles disponibles en introduisant de nouveaux paramètres basés sur des variables environnementales et en redéfinissant les variables existantes [7,8].

L'objectif de ce chapitre est de présenter une comparaison entre les différents modèles mathématiques afin d'adapter la variation des caractéristiques électriques. Ces modèles prennent en compte les effets de la variation des paramètres équivalents du circuit avec l'irradiation et la température. La précision des résultats de la simulation est vérifiée en les comparant aux données fournies par les fabricants de six modules PV de différents types (monocristallin, polycristallin et à couche mince).

II.2 Représentation électriques d'une cellule PV

II. 2.1 Courbe caractéristique de la cellule solaire

La cellule solaire peut être considérée comme une jonction p-n et la courbe courant-tension (I-V) fournit des informations sur les paramètres électriques de la cellule solaire. La courbe I-V montre la relation entre le courant et la tension de sortie de la cellule, du module ou du réseau. Cette courbe fournit également d'autres caractéristiques essentielles de la cellule ou du module solaire telles que le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale et le point de puissance maximale, la tension de point maximale (V_{mp}) et le courant au point maximal (I_{mp}) [9]. La figure II.1 présente les courbes caractéristiques I-V et P-V typiques pour une cellule / module solaire PV.

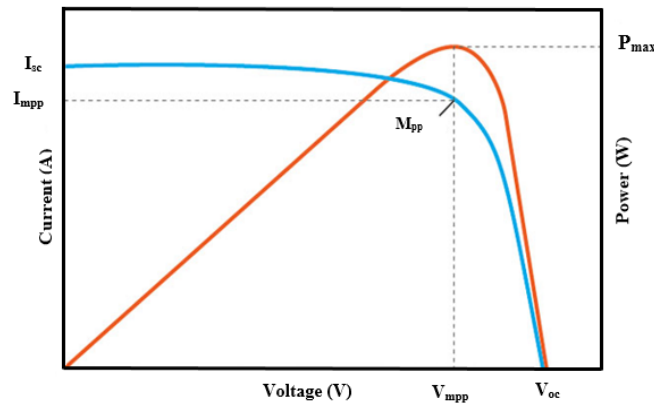


Figure II.1: Courbes I-V et P-V typiques d'un module solaire [10].

II. 2.2 Courant de court-circuit

C'est le courant fourni par la cellule solaire à un circuit d'impédance faible ou nul (fil métallique par exemple). C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est fonction de la surface éclairée, du spectre de rayonnement solaire et de la température. Ce courant augmente linéairement avec l'intensité lumineuse de la cellule. Et Il est obtenu quand la tension est nulle. $I_{sc}(V = 0) = I_{ph}$

Le courant de court-circuit est dû à la génération et à la collecte de porteurs générés par la lumière. Pour une cellule solaire idéale avec des mécanismes de perte résistive les plus modérés, le courant de court-circuit et le courant généré par la lumière sont identiques. Par conséquent, le courant de court-circuit est le plus grand courant qui peut être tiré de la cellule solaire.

II.2.3 Tension en circuit ouvert

C'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Sa valeur diminue avec la température et change peu avec l'irradiation. Et elle obtenue quand le courant de cellule est nul. $V (à I=0) = V_{oc}$.

Une équation pour V_{oc} est trouvée en fixant le courant net égal à zéro dans l'équation de la cellule solaire pour donner:

$$V_{oc} = \frac{akT}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (II.1)$$

L'équation ci-dessus montre que V_{oc} dépend du courant de saturation (I_s) de la cellule solaire et du courant généré (I_{ph}) par la lumière. Bien que I_{sc} présente généralement une petite variation, l'effet principal est le courant de saturation, car il peut varier par ordre de taille. Le courant de saturation, I_o , dépend de la recombinaison dans la cellule solaire. La tension en circuit ouvert est alors une mesure de la quantité de recombinaison dans le dispositif.

II.2.4 La puissance caractéristique d'une cellule PV

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc..), la puissance électrique (P) disponible aux bornes d'une

cellule photovoltaïque (figure II.1) est égale au produit du courant continu fourni (I) par une tension continue donnée (V) : $P = V \cdot I$

P : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

V : Tension mesurée aux bornes de la cellule PV.

I : Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV.

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximum idéale P_I correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{oc} multipliée par le courant de court-circuit I_{sc} :

$$P_I = P_{\max \text{ idéale}} = V_{oc} \cdot I_{sc} \quad (\text{II.2})$$

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule PV est plus "arrondie", et la tension au point de puissance maximum $V(P_{\max})$ est inférieure à la tension de circuit ouvert V_{oc} , de même que le courant fourni $I(P_{\max})$ est inférieur, pour cette même tension, au courant de court-circuit I_{sc} .

$$P_{\max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (\text{II.3})$$

II.2.5 Le facteur de forme (FF)

Le Facteur de forme est essentiellement une mesure de la qualité de la cellule solaire. Il est calculé en comparant la puissance maximale que peut délivrer la cellule P_{\max} à la puissance théorique (P_t) en multipliant la tension de circuit-ouvert par le courant de court-circuit. Il est défini par la relation :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (\text{II.4})$$

Avec $P_{\max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$

Où : V_{mp} , I_{mp} : tension (V) et courant (A) correspondant au maximum de la puissance.

Il représente donc l'écart entre la cellule réelle et une cellule pour laquelle la résistance série $R_s = 0$ et la résistance parallèle $R_{sh} = \infty$ (cellule idéale). Le facteur de forme diminue à mesure que la température de la cellule est augmentée. Les Facteurs de forme typiques vont de 0,5 à 0,82, et plus il est proche de 1, plus la cellule est proche de l'idéal.

II.2.6 Le rendement de la cellule (η)

C'est le paramètre principal des cellules photovoltaïques. Il désigne le rendement de conversion en puissance. Et il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule P_{\max} et la puissance de la lumière incidente P_{in} . Il est défini par la relation :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}}{G \cdot S} \quad (\text{II.5})$$

P_{in} : puissance incidente (puissance de la lumière reçue par la cellule en W), et elle est pris comme étant le produit de l'irradiation solaire de la lumière incidente mesurée en W/m^2 , avec la zone de surface (S) de la cellule solaire en m^2 .

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert.

II.2.7 La résistance série

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistivité du semi-conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule. Les contacts semiconducteur-électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion.

II.2.8 La résistance shunt

La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison dues aux épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace. R_{sh} est donc liée directement au processus de fabrication, l'existence de défaut de structures et aux états de surface. Elle traduit l'existence de shunts à travers l'émetteur également, connue sous le nom de résistance de court-circuit.

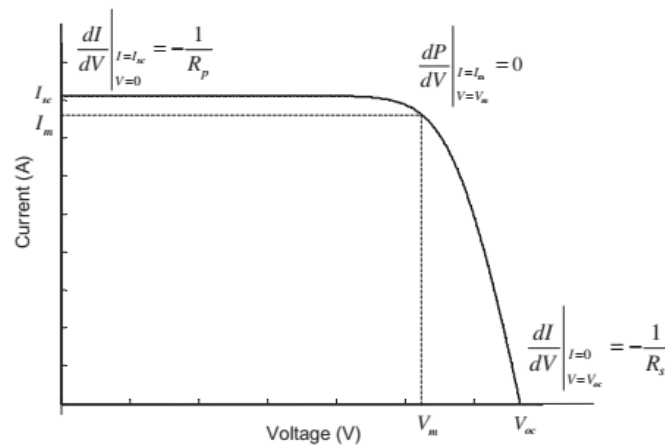


Figure II .2 : détermination graphique de résistance shunt et série

Différentes méthodes de détermination des résistances shunt et série ont été proposées par des chercheurs. La méthode la plus simple est la méthode graphique qui consiste à évaluer R_{sh} , R_s à partir de la pente de la caractéristique I-V, au point de court-circuit pour R_{sh} , et au point de circuit-ouverte pour R_s .

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=V_{oc}} = R_s \quad (II.6)$$

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}} = R_{sh} \quad (II.7)$$

II.3. Les différents modèles mathématique de la cellule PV

Dans la fiche technique du fabricant de cellules solaires, nous trouvons généralement cinq valeurs clés qui sont toutes données dans la condition de test standard. Les paramètres en question sont le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension de circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale (P_{max}), le coefficient de température du courant de court-circuit (k_i) et la tension de circuit ouvert (k_v). Afin de simuler une cellule PV, il est primordial de choisir d'abord un

modèle adapté décrivant le circuit électrique équivalent de cette dernière. En sélectionnant ce modèle, les paramètres décrivant le circuit électrique doivent être déterminés.

Sur la base de la fiche technique du fabricant ou des données expérimentales, le problème de la recherche des différents paramètres du modèle de cellule solaire est réalisé dans le cadre de la recherche, de l'identification ou de l'optimisation des paramètres décrivant le modèle de circuit électrique. L'objectif est de calculer ces différents paramètres avec une erreur minimale et une grande précision. C'est pourquoi ce type de problème a fortement attiré l'attention du chercheur ces dernières années.

Pour surmonter ce problème, une multitude d'approches ont été proposées dans la littérature. Ces approches peuvent être classées en trois méthodes principales. Le premier est basé sur la résolution du problème par des méthodes analytiques, toutes basées sur des manipulations mathématiques.

Le second traduit des méthodologies basées sur des approches numériques sous forme d'algorithmes aléatoires. Dans ce cas, l'analyse des paramètres obtenus se fait par une tolérance prédéfinie, dont elle décrit la différence entre les paramètres simulés et ceux donnés par les fabricants ou expérimentalement. De plus, le troisième concerne les méthodologies méta-heuristiques dont la reformulation du problème est déclarée sous la forme d'un algorithme d'optimisation basé sur la minimisation d'une fonction objectif basée sur une erreur.

Dans cette section, les simulations les plus importantes pour montrer la différence entre les paramètres extraits pour les modèles à diode simple et double diode ont été effectuées.

II. 3.1. Modèle de la cellule idéale

Le schéma équivalent le plus simple de la cellule photovoltaïque à jonction PN idéale comprend une source de courant I_{ph} , qui modélise le courant photoélectrique, associée à une diode en parallèle qui modélise la jonction P-N dont la polarisation détermine la tension (figure II.3) [11].

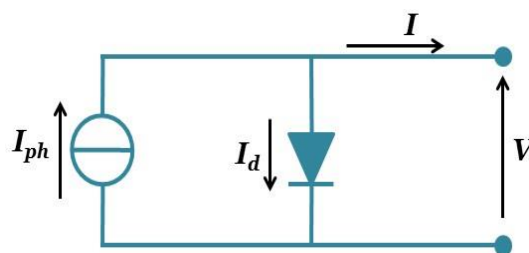


Figure. II.3. Cellule solaire idéale

L'équation courant tension I-V du circuit équivalent est donné comme suit:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.8})$$

Avec :

I : courant fourni par la cellule

I_{ph} : photon-courant de la cellule proportionnelle à l'éclairement (G)

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{aV_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.9})$$

Donc l'équation du courant délivré par une cellule photovoltaïque est décrite comme suit :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V}{aV_T}\right) - 1 \right] \quad \text{avec } V_T = \frac{N_s \cdot k \cdot T}{q} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

I_s : courant de saturation inverse de la diode.

V_T : potentielle thermodynamique.

k : la constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ Joules/Kelvin).

T : la température de la cellule en Kelvin.

q : la charge d'un électron $= 1,6 \cdot 10^{-19}$ C.

a : le facteur d'idéalité de la jonction.

V : la tension aux bornes de la cellule

II.3.2. Modèle avec quatre paramètres (Rs-MODEL)

Plus de précision peut être introduite dans le modèle en ajoutant une résistance série R_s . La configuration de la cellule solaire simulée avec une seule diode et une résistance en série est illustrée à la figure II.4. L'équation classique décrivant la courbe I-V d'une seule cellule solaire est donnée par [12]:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{aV_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.11})$$

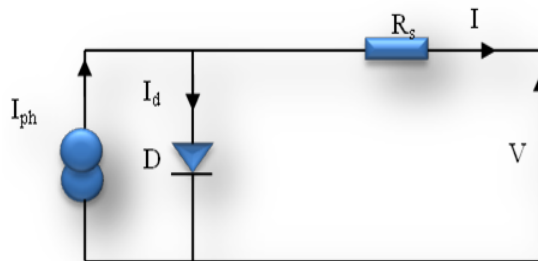


Figure II.4 Circuit équivalent d'une cellule PV - Rs Model -

Les quatre paramètres de ce modèle sont: I_{ph} , I_s , R_s et a . L'effet de la résistance de shunt ne prend pas de compte dans ce modèle. L'équation (1) décrit assez bien la courbe I-V, mais les paramètres ne peuvent pas être mesurés de manière simple. Par conséquent, un ajustement basé sur un plus petit nombre de paramètres qui peuvent être mesurés a été développé [13].

En les utilisant comme trois couples de points de la courbe I-V ($0; I_{sc}$); ($V_{oc}; 0$) et ($V_{mp}; I_{mp}$) dans l'équation (II.11), nous obtenons l'ensemble d'équations suivant utilisé pour identifier les paramètres inconnus:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{aV_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.12})$$

$$0 = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.13})$$

$$I_{mp} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{aV_T} - 1 \right) \right] \quad (\text{II.14})$$

En observant les équations. (II.12) - (II.14), il est clair que nous sommes face à un problème de trois équations à quatre inconnues et cela donne une diversification dans le choix de l'équation à ajouter et la méthode de résolution à utiliser. Sans aucune preuve convaincante de la supériorité de la méthode spécifiée dans la littérature, nous utilisons la méthode explicite simplifiée basée sur une résolution purement mathématique avec quelques simplifications justifiées comme le montrent les références [14,15]. Equations. (II.12) - (II.14) deviennent:

$$I_{sc} = I_{ph} \quad (\text{II.15})$$

$$0 = I_{ph} - I_s \cdot \exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_T}\right) \quad (\text{II.16})$$

$$I_{mp} = I_{ph} - I_s \cdot \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{aV_T}\right) \quad (\text{II.17})$$

Depuis les équations (II.15) et (II.16) on peut déduire le courant de saturation:

$$I_s = I_{sc} \left[\exp\left(-\frac{V_{oc}}{aV_T}\right) \right] \quad (\text{II.18})$$

Et de l'équation. (II.11) devient:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{oc} + IR_s}{aV_T}\right) \right] \quad (\text{II.19})$$

L'équation au point de puissance maximale à son tour devient:

$$I_{mp} = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + I_{mp}R_s}{aV_T}\right) \right] \quad (\text{II.20})$$

D'où, on peut en déduire la valeur de la résistance série, en exploitant le fait que la dérivée de puissance au point maximum est nulle:

$$\frac{dP}{dV} = 0 = V \frac{\partial I}{\partial V} + I \frac{\partial V}{\partial V} \quad (\text{II.21})$$

En appliquant la condition de puissance maximale à l'équation (II.20) est obtenu comme suit:

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{mp} + \frac{I_{mp}}{V_{mp}} = 0 \quad (\text{II.22})$$

En différenciant (II.11) et en appliquant une condition de puissance maximale, l'équation (II.23) peut être obtenue comme suit:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{mp} = \frac{\left(\frac{-I_s}{V_T} \right) \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{aV_T} \right)}{a + \left(\frac{I_s}{V_T} \right) R_s \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{aV_T} \right)} \quad (\text{II.23})$$

En remplaçant l'équation (II.23) dans l'équation (II.22), l'équation (II.24) peut être obtenue comme suit:

$$\frac{aI_{mp} + (I_{mp} \cdot R_s - V_{mp}) \left(\frac{I_s}{V_T} \right) \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{aV_T} \right)}{\left[a + \left(\frac{I_s}{V_T} \right) R_s \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{aV_T} \right) \right] V_{mp}} = 0 \quad (\text{II.24})$$

Pour que l'équation (II.24) soit valide, le numérateur de (II.24) doit être nul car le dénominateur est fini.

$$aI_{mp} + (I_{mp} \cdot R_s - V_{mp}) \left(\frac{I_s}{V_T} \right) \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{aV_T} \right) = 0 \quad (\text{II.25})$$

En appliquant une condition de point de puissance maximale aux termes (II.11) et avec de réarrangement, les équations (II.26) et (II.27) peuvent être obtenus comme suit:

$$R_s = \frac{aV_T \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{II.26})$$

Le dernier paramètre à estimer est le facteur d'idéalité (a), et en utilisant l'équation (II.11) et (II.20) on peut trouver:

$$a = \frac{(2V_{mp} - V_{oc})}{V_T \left[\frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} + \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \right]} \quad (\text{II.27})$$

La variation de différents paramètres par rapport à la variation de rayonnement ou de la température est généralement exprimée comme [16,17,14]:

Pour les cas de courant de court-circuit et de tension de circuit ouvert:

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} + K_I \cdot (T - T_{STC}) \quad (\text{II.28})$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + aV_T \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{STC}} \right) + K_V(T - T_{STC}) \quad (\text{II.29})$$

Et pour le courant et la tension aux cas de puissance maximale:

$$I_{mp} = I_{mp,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} + K_I \cdot (T - T_{STC}) \quad (\text{II.30})$$

$$V_{mp} = V_{mp,STC} + aV_T \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{STC}}\right) + K_V(T - T_{STC}) \quad (II.31)$$

II.3.3. Modèle d'une diode (1D) à cinq paramètres

Les cellules solaires PV sont généralement modélisées par un circuit électrique qui contient une diode simple plus une source d'alimentation en courant et deux résistances comme l'indique la figure II.5 ci-dessous [18]:

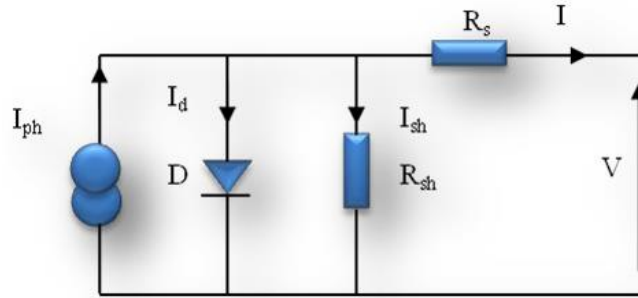


Figure II.5. Circuit électrique équivalent modélisant une cellule photovoltaïque

Dans ce schéma, le générateur de courant modélise le flux lumineux, la diode représente les phénomènes de polarisation, et les deux résistances (série et shunt) représentent respectivement la résistance de contact et de connexion et le courant de fuite au niveau de la jonction $P - N$ de la cellule [19].

En général, le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (II.32)$$

Sachant que :

- I_{ph} : représente le courant généré par la cellule solaire lorsqu'elle est exposée à la lumière du soleil.
- I_{sh} : représente le courant circulant dans la résistance R_{sh} .
- I_d : représente le courant de la diode, il est exprimé comme suit :

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{aV_T}\right) - 1 \right] \quad (II.33)$$

Sachant que I_s représente le courant de saturation inverse de la diode qui peut être exprimé par:

$$I_s(T) = I_{sn} \left(\frac{T}{T_{STC}}\right)^{\frac{3}{a}} \exp\left[\left(\frac{q E_g}{a \cdot K}\right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (II.34)$$

De plus, le courant I_{sn} représente le courant de saturation inverse de la diode dans les conditions standards STC et donné par l'expression ci-dessous:

$$I_{sn} = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{a \cdot V_T}\right) - 1} \quad (II.35)$$

Pour l'amélioration de l'équation (II.34) en substituant l'équation (II.36)

$$I_s(T) = \frac{I_{sc} + K_I \cdot \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc} + K_V \cdot \Delta T}{a \cdot V_T}\right) - 1} \quad (\text{II.36})$$

Avec : $\Delta T = T - T_{STC}$

Et le photo-courant I_{ph} est généralement défini par:

$$I_{Ph} = [I_{Ph,STC} + K_I (T - T_{STC})] \frac{G}{G_{STC}} \quad (\text{II.37})$$

Avec :

- $I_{Ph,STC}$: représente le courant génère par la cellule solaire à la température de référence.
- T_{STC} : représente la température nominale obtenue dans les conditions standards STC à savoir $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$
- G : représente l'éclairement solaire donné en W/m^2
- G_{STC} : représente l'éclairement solaire nominale obtenu dans les conditions standards STC à savoir $G_{STC} = 1000 \text{ } W/m^2$

Le courant de la cellule PV peut alors s'écrire sous la forme :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{aV_T}\right) - 1 \right] - \left[\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right] \quad (\text{III.38})$$

Les paramètres (I_s , I_{ph} , a , R_s et R_{sh}) sont appelés les cinq paramètres qui ne sont pas fournis par le fabricant mais seulement quelques valeurs expérimentales à la condition d'essai standard (STC) ($T = 25^\circ\text{C}$, $G = 1000 \text{ } W/m^2$) sont fournis. Ces valeurs sont la tension nominale en circuit ouvert (V_{oc}), le courant nominal de court-circuit (I_{sc}), la tension au point de puissance maximale (V_{mp}), le courant au point de puissance maximale (I_{mp}), le coefficient tension/température en circuit ouvert (k_v), le coefficient courant/température de court-circuit (k_i) et la puissance de sortie de crête expérimentale maximale (P_{max_e}). Ce sont les paramètres qui sont toujours manipulés pour obtenir l'entrée de cinq paramètres inconnus dans le modèle. L'obtention des performances des modules photovoltaïques suit une approche en trois étapes, qui consiste à extraire les cinq paramètres à la condition de test standard (STC), à ajuster les cinq paramètres aux conditions environnementales requises et à résoudre l'équation I-V de la cellule. Les approches sont discutées dans les sous-sections suivantes.

II.3.3.1 Modèle de Villalva

Le processus de modélisation commence par l'obtention des données fournies dans la fiche technique du fabricant, suivie de la résolution de l'équation (II.38). Puisqu'il y a cinq inconnues dans les équations I – V, alors, cinq équations indépendantes seront nécessaires. Les équations. (II.39) - (II.41) sont dérivés de l'équation (II.38) en appliquant les conditions de court-circuit, de circuit ouvert et de point de puissance maximale. De même, les équations. (II.42), (II.43) sont calculés en différenciant les valeurs de la puissance et du courant de la cellule photovoltaïque par rapport à la tension [20].

Au point de court-circuit ($V = 0$); $I = I_{sc}$. Ensuite, I_{sc} peut être obtenu à partir de l'équation (II.38) sous la forme:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{aV_T}\right) - 1 \right] - \left[\frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \right] \quad (II.39)$$

Et au point de circuit ouvert ($I = 0$); $V = V_{oc}$. Par conséquent, l'équation (II.38) peut être réécrite comme:

$$0 = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_T}\right) - 1 \right] - \left[\frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right] \quad (II.40)$$

Au point maximum $V = V_{mp}$ et $I = I_{mp}$. Au point de puissance maximum, l'équation (II.38) peut être réécrite comme:

$$I_{mp} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{aV_T}\right) - 1 \right] - \left[\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{R_{sh}} \right] \quad (II.41)$$

En outre, la différenciation de l'équation (II.38) se traduira par:

$$\frac{dI}{dV} = -I_s \left[\frac{1}{aV_T} \left(1 + \frac{dI}{dV} \cdot R_s \right) \exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{aV_T}\right) \right] - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 + \frac{dI}{dV} R_s \right) \quad (II.42)$$

La substitution de (II.22) par (II.42) au point de puissance maximal donne:

$$-\frac{V_{mp}}{I_{mp}} = -I_s \left[\frac{1}{aV_T} \left(1 - \frac{V_{mp}}{I_{mp}} R_s \right) \right] - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - \frac{V_{mp}}{I_{mp}} R_s \right) \quad (II.43)$$

Les résistances R_s et R_{sh} sont calculées par des méthodes itératives. La relation entre R_s et R_{sh} , peut être trouvée en faisant la puissance maximale calculée par le modèle I-V, égale à la puissance expérimentale maximale de la fiche technique ($P_{max; m} = P_{max; e}$) au point ($V_m; I_m$). Dans le processus itératif, R_s doit être incrémenté lentement à partir de $R_s = 0$ et pour chaque itération, la valeur de R_{sh} est calculée simultanément:

$$P_{max,m} = V_{mp} \left\{ I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{a \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \right\} = P_{max,e} \quad (II.44)$$

$$R_{sh} = \frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{\left(I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{P_{max,e}}{V_{mp}} \right)} \quad (II.45)$$

La condition initiale de la résistance parallèle R_{sh} peut être trouvée en considérant la valeur initiale de $R_s = 0$ [21,22],

$$R_{sh0} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,STC} - I_{mp}} - \frac{V_{0c,STC} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (II.46)$$

Des nombreuses approches de techniques d'optimisation ont été présentées afin d'extraire les valeurs initiales de la résistance série, la résistance parallèle et le facteur d'idéalité en utilisant des courbes I-V mesurées expérimentalement

Les auteurs de [23] ont utilisé une méthode analytique pour calculer les valeurs initiales de la résistance série et des résistances parallèle à l'aide de la fiche technique du fabricant. Ensuite, R_s et R_{sh} ont été estimés par ajustement à la caractéristique I-V mesurée en utilisant MATLAB basé sur la technique d'optimisation de la méthode Newton Raphson. De cette façon, l'auteur a évité les valeurs négatives de R_s et R_{sh} . On peut remarquer que R_s et R_{sh} n'ont pas été affectés par le rayonnement et la température. L'auteur a utilisé le logiciel LabVIEW pour acquérir les conditions environnementales qui affectent le photo-courant au moyen de capteurs qui mesurent le rayonnement et la température de la surface du panneau PV. Seuls I_{ph} et I_s ont été estimés en tenant compte des conditions environnementales, tandis que a , R_s et R_{sh} ont été comptés comme constantes pour différentes conditions météorologiques. Pour obtenir des résultats précis, les effets des différentes conditions environnementales doivent être pris en compte [24].

Dans [25], les auteurs ont présenté une technique analytique afin d'estimer tous les paramètres sans aucune approximation ou itération initiale. En outre, cette technique analytique a été utilisée pour estimer les paramètres de différentes technologies de cellules PV. L'auteur dans [26], a présenté l'approche hybride des méthodes numériques et analytiques. Les valeurs obtenues de l'approche analytique ont été utilisées comme valeurs initiales pour résoudre les équations non linéaires des paramètres dans MATLAB. L'auteur a validé cette approche en utilisant des mesures expérimentales intérieures et extérieures. Une approche hybride de solution numérique et analytique a été présentée par [27]. L'auteur a estimé R_s et le facteur d'idéalité n en utilisant des formulations analytiques basées sur les données disponibles dans la fiche technique du fabricant. Les trois autres paramètres de I_{ph} , I_o et R_{sh} ont été extraits en utilisant les courbes I-V mesurées du module PV en utilisant la méthode des moindres carrés linéaires. Mais, l'auteur a ajouté le facteur d'idéalité égal à 1,3. Un autre modèle comme dans [28] exigeait des informations supplémentaires telles que le modificateur de masse d'air. Les auteurs de [29] ont présenté des équations analytiques pour estimer les valeurs initiales de R_{sh} , R_s et n en utilisant les données disponibles dans la fiche technique du fabricant. Ensuite, les paramètres du modèle ont été calculés en résolvant les équations dans l'environnement MATLAB en utilisant la méthode Newton Raphson. L'auteur est souligné que l'utilisation de valeurs initiales appropriées conduit à réduire le nombre maximal d'itérations à 12.

II.3.3.2 Modèle de ESRAM

Cette méthode repose sur l'hypothèse que la pente de la courbe I-V à V_{oc} et I_{sc} est contrôlée par la résistance série et la résistance de shunt, respectivement, par conséquent R_{so} et R_{sho} peuvent alors être approximés comme R_s et R_{sh} , respectivement. ESRAM [30] a apporté aussi des simplifications supplémentaires en supposant que I_{ph} est un court-circuit

équivalent au courant du circuit dans l'équation (II.15), et aussi que le courant de saturation inverse (I_s) peut être obtenu à partir de l'équation (II.47).

$$I_s = \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{aV_T}\right) - 1} \quad (\text{II.47})$$

Ensuite, R_s , R_{sh} et n peuvent être obtenus par solution simultanée des équations (II.41), (II.42) et (II.43) [31]. L'équation simultanée peut être facilement résolue dans l'environnement MATLAB avec la technique Newton – Raphson en utilisant la fonction symbolique `fsolve`.

II.3.4. Modèle de deux diodes (2D) à sept paramètres

Le comportement réel de la cellule solaire *PV* est maintenant modélisé par un circuit électrique qui contient double diode $D1$ et $D2$ tel que ceci est représenté dans le schéma de la figure II.6 ci-dessous :

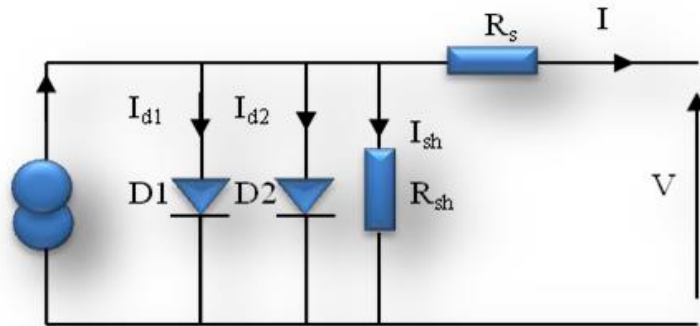


Figure II.6 Schéma électrique équivalent d'une cellule de modèle à 2-D

Le modèle à une seule diode offre un comportement satisfaisant dans des conditions de fonctionnement normales mais offre souvent un comportement dégradé sous faible rayonnement solaire. Cependant, certains chercheurs ont exprimé l'effet des pertes de recombinaison des porteurs de charge dans la région d'appauvrissement par une diode supplémentaire. Ce modèle est appelé modèle PV à double diode [32].

A partir de la figure II.6, il est clair d'observer que le courant de sortie de la cellule solaire est décrit par l'équation ci-dessous :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (\text{II.48})$$

Où I_{d1} et I_{d2} sont les courants de saturation de la première et de la deuxième diode respectivement.

Les courants des deux diodes (I_{d1} , I_{d2}) sont exprimés par l'équation de Shockley comme illustré respectivement dans les équations (II.49) et (II.50), tandis que le courant de résistance de fuite I_{sh} est formulé comme indiqué dans l'équation (II.51)

$$I_{d1} = I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{a_1 V_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.49})$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{a_2 V_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.50})$$

$$I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{II.51})$$

Avec :

- I_{S1} représente le courant de saturation de la première diode $D1$;
- I_{S2} représente le courant de saturation de la seconde diode $D2$;
- a_1 et a_2 représentent respectivement, les facteurs d'idéalité de deux diodes $D1$ et $D2$

Le courant prédit par le circuit présenté par la figure II.6 peut être exprimé comme suit:

$$I = I_{Ph} - I_{S1} \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{a_1 V_{T1}} \right) - 1 \right] - I_{S2} \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{a_2 V_{T2}} \right) - 1 \right] - \left[\frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \right] \quad (\text{II.52})$$

En général, le facteur d'idéalité de la diode $D2$ varie beaucoup d'une cellule à une autre, ce qui témoigne d'une fréquence de recombinaison plus ou moins grande suivant le matériau et sa qualité. A cet effet, le modèle à une seule diode ne fait pas la distinction entre la diffusion et la recombinaison et inclut les deux dans une même diode [33].

- Les résistances R_s et R_{sh} tiennent compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule photovoltaïque. De plus, la résistance R_s est due à la contribution des résistances de base, du front de la jonction et des contacts avant et arrière. Cependant la résistance R_{sh} rend compte des courants de fuites engendrés par des impuretés métalliques dans la jonction ou encore des imperfections du réseau cristallin. La connaissance des valeurs de ces deux résistances parasites est importante dans l'étude de la qualité du matériau et la recherche de l'amélioration du rendement d'une cellule photovoltaïque. En effet, le facteur de forme est directement lié à ces deux résistances. Plus la valeur de R_{sh} est grande, moins il y a de courants de fuite et le facteur de forme est meilleur. En revanche, plus la valeur de R_s est petite, moins il y a de pertes résistives à l'interface entre le métal et le semi-conducteur ou à la surface du semi-conducteur ou le facteur de forme est meilleur [33].

- V_{T1} et V_{T2} représentent, respectivement, les tensions thermiques des deux diodes $D1$ et $D2$.

Ces tensions peuvent être définies par :

$$V_T = V_{T1} = V_{T2} = \frac{N_s \cdot k \cdot T}{q} \quad (\text{II.53})$$

La principale contribution de ce modèle est la simplification de l'équation de courant. De plus, les valeurs des résistances série et parallèle sont calculées à l'aide d'une méthode itérative simple et rapide. Ishaque [22], proposez une modification de l'équation (II.36) et appliquez-la au modèle à deux diodes. N'existe pas l'équation sous la même forme que dans l'équation (II.36), les deux courants de saturation inverse I_{s1} , I_{s2} sont définis pour être égaux en grandeur.

Le courant de saturation inverse de l'une des diodes ($I_s = I_{s1} = I_{s2}$) peut être trouvé en utilisant l'équation ci-après [22]:

$$I_{s1} = I_{s2} = I_s = \frac{(I_{sc-STC} + K_I \cdot \Delta T)}{\exp \left[\frac{V_{oc-STC} + K_V \cdot \Delta T}{[(a_1 + a_2)/p] \cdot V_T} \right] - 1} \quad (\text{II.54})$$

Où les facteurs de diode $a_1 = 1$ et a_2 peuvent être dérivés de: $\frac{a_1 + a_2}{p} = 1$ avec p peut être choisi supérieur à 2.2 ($p \geq 2.2$).

Cette généralisation peut éliminer l'ambiguïté dans la sélection des valeurs de a_1 et a_2 . L'équation (II.52) peut être simplifiée en termes de p comme

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{aV_T} \right) + \exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{(p-1)V_T} \right) + 2 \right] - \left[\frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \right] \quad (II.55)$$

R_s et R_{sh} sont calculés par méthode itérative, similaire à la procédure proposée par [21], où la relation entre R_s et R_{sh} est choisie pour vérifier que la puissance maximale calculée est égale à la puissance expérimentale ($P_{max; m} = P_{max; e}$) au point ($V_m; I_m$).

La valeur R_s est trouvée par une incrémentation lente de la même manière que la sous-section ci-dessus. L'expression de R_{sh} peut s'écrire:

$$R_{sh} = \frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{V_T} \right) + \exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{(p-1)V_T} \right) + 2 \right] - \frac{P_{max,e}}{V_{mp}}} \quad (II.56)$$

II.4. Résultats des simulations

II.4.1 Extraction des paramètres électriques

Les méthodes de modélisation décrites dans le présent document sont validées par des paramètres mesurés de modules PV sélectionnés. Les données du dispositif expérimental (V, I) sont extraites des fiches techniques des différents fabricants.

Six différents modules de différentes marques et technologie sont utilisés pour la vérification, telles que le poly-cristallin et le monocristallin ainsi que le modèle à couches minces. Les spécifications des modules sont résumées dans le tableau II.1.

Modules	Isc (A)	Voc (V)	Imp (A)	Vmp (V)	Ki(Isc) (mA/°C)	Kv(Voc) (mV/°C)	Ns
<u>Couche mince</u>							
FS-270	1.23	88	1.07	65.5	0.49	-220	116
ST36	2.68	22.9	2.28	15.8	0.32	-100	42
PVL124	5.1	42	4.13	30	5.1	-160	60
U-EA110	2.5	71	2.04	54	1.4	-277	106
<u>Poly-cristallin</u>							
BP MSX 120	3.87	42.1	3.56	33.7	2.5	-80	72
<u>Mono-cristallin</u>							
Siemens SM55	3.45	21.7	3.15	17.4	2.3	-71	36

Tableau II.1 Spécifications des six modules PV utilisés

Les équations de la section précédente ont été implémentées dans l'environnement MATLAB pour simuler et évaluer les trois modèles au moyen des deux méthodes d'estimation:

- Des méthodes à une diode à 5 paramètres basées sur deux modèles différents tirés du circuit électrique équivalent sont étudiées, à savoir des modèles de Villalva et un modèle de Esram.
- Le modèle à deux diodes (Ishaque) a plus de cinq variables, le nombre réel de paramètres calculés est de cinq car $I_{s1} = I_{s2} = I_s$.

Les paramètres estimés sont obtenus et répertoriés dans le tableau (II.2)

Les différentes méthodes de calcul ont donné une bonne correspondance avec les données des fabricants pour toutes les technologies évaluées en STC. Il est généralement observé qu'une déclaration générique concernant la précision ne peut être faite car les meilleures performances (des modèles par rapport à la valeur expérimentale) varient d'un paramètre à l'autre.

modules	FS-270			ST36		
modèles	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)
<i>I_{ph}</i>	1.2506	1.23	1.23	2.734	2.680	2.680
<i>a₁</i>	1.2	2.3695	1	1.2	1.6764	1
<i>a₂</i>	-	-	1.2	-	-	1.2
<i>R_s</i>	11.17	6.1489	12.3700	1.700	1.4614	1.850
<i>R_{sh}</i>	666.431	1806.6	754.316	84.674	193.371	97.116
<i>I_{s1}=I_{s2}</i>	2.5339×10 ⁻¹¹	4.7428×10 ⁻⁶	1.8474×10 ⁻¹³	5.5948×10 ⁻⁸	8.4738×10 ⁻⁶	1.6282×10 ⁻⁹

modules	PVL124			U-EA110		
modèles	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)
<i>I_{ph}</i>	5.31028	5.100	5.100	2.539112	2.500	2.500
<i>a₁</i>	1.2	2.7800	1.2	1.5	2.5239	1.3
<i>a₂</i>	-	-	1	-	-	1
<i>R_s</i>	1.600	0.8009	1.770	2.620	0.8436	4.080
<i>R_{sh}</i>	38.8577	72.7259	48.9798	167.1937	243.5747	175.0003
<i>I_{s1}=I_{s2}</i>	7.0341×10 ⁻¹⁰	2.8158×10 ⁻⁴	7.5012×10 ⁻¹²	7.0769×10 ⁻⁸	8.1316×10 ⁻⁵	1.1907×10 ⁻¹¹

modules	MSX120			SM55		
modèles	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)
<i>I_{ph}</i>	3.875	3.870	3.870	3.457	3.450	3.450
<i>a₁</i>	1.2	1.397	1	1.2	1.5339	1
<i>a₂</i>	-	-	1.2	-	-	1.2
<i>R_s</i>	0.700	0.4728	0.880	0.360	0.2139	0.4700
<i>R_{sh}</i>	526.445	1365.8	362.268	171.021	483.598	144.249
<i>I_{s1}=I_{s2}</i>	2.2448×10 ⁻⁸	3.2518×10 ⁻⁷	5.0567×10 ⁻¹⁰	1.1142×10 ⁻⁸	7.8101×10 ⁻⁷	2.2324×10 ⁻¹⁰

Tableau II.2: paramètres extraits pour les trois modèles à condition STC

Le tableau II.2 présente les valeurs calculées des paramètres du modèle utilisées pour les modules PV.

La résistance parallèle R_{sh} est généralement grande et d'environ $K\Omega$. Selon le tableau II.2, la valeur de R_{sh} obtenue dans le modèle 1D de ESRAM est supérieure à celle des deux autres modèles. Puisque la valeur de R_{sh} affecte la pente de la courbe entre le point de court-circuit et le MPP [34], on peut voir que la grande valeur de R_{sh} sélectionnée pour le modèle ESRAM est vérifiée la précision de ce modèle dans la région où le courant est constant.

La valeur de la résistance série R_s est généralement négligeable. La résistance R_s affecte la pente de la courbe dans la région entre le point de tension ouvert et MPP.

On peut remarquer que la résistance série (R_s) de la technologie à couche mince est bien supérieure à celle de la technologie cristalline. Un tel comportement est attendu et conforme à la littérature [35]. La résistance en série joue un rôle important dans la recherche de la courbure de la courbe I-V et sa grande valeur représente une courbure plus douce, ce qui est un comportement habituel des courbes I-V des technologies à couche mince [36].

Cela explique la meilleure précision du modèle de Efram dans le cas des modules à couche mince par rapport aux deux autres modèles.

D'autre part, le modèle à une diode proposé par (Villalva) et le modèle à deux diodes proposé par (Ishaque) se concentrent sur trois points remarquables, le courant de court-circuit I_{sc} , la tension de circuit ouvert V_{oc} et le point de puissance maximale MPP qui sont assurés en forçant le choix de R_s et R_{sh} pour les adapter.

La faiblesse particulièrement évidente de ces deux modèles dans le cas des modules PV en couche mince est le choix arbitraire des valeurs des facteurs d'idéalité des diodes, (a) pour le modèle à un diode, (a_1) et (a_2) pour le modèle à deux diodes. Il est bien connu que le facteur d'idéalité affecte la courbure des courbes I-V et diminue certainement la précision d'ajustement I-V du modèle. De plus, le choix que généralement $1 \leq a \leq 1,5$ pour le modèle à une diode (Villalva) n'est pas le meilleur intervalle pour tous les modules. Par exemple, en prenant $a = 2,4$ pour le module MSX120 de modèle de Efram qui donne le meilleur ajustement I-V que lorsque l'on considère $a = 1,2$ de modèle de Villalva (voir Tableau. II.2). L'utilisation du pourcentage d'erreurs pour le modèle à une diode comme critère de choix (a) de manière itérative peut être considérée comme une bonne optimisation, même si cela augmente la complexité du calcul. Dans le cas d'un modèle à deux diodes, l'optimisation du choix des deux facteurs de diodes est plus compliquée à réaliser.

Un autre paramètre important qui affecte les caractéristiques I-V du module PV est le courant de saturation de la diode (I_s). Il est clair, d'après le tableau II.2 et les figures (II.7-II.8) des caractéristiques I-V des différents modules solaires, que l'augmentation de (I_s) entraîne une diminution de la tension en circuit ouvert.

II.4.2. Effet de l'éclairement

Les sorties des modèles à une diode et double diode sont comparées aux données mesurées extraites de la fiche technique des modules PV pour identifier l'effet de la variation de l'insolation incidente. Les courbes des caractéristiques I-V pour les modèles à une diode et à deux diodes sont obtenues en faisant varier l'insolation incidente et sont représentées sur les figures (II.7, II.8) pour FS270, ST36, MSX120 et SM55 respectivement. Afin de connaître l'effet de l'éclairement sur la sortie du module, les différentes valeurs d'éclairement varient entre 200 W/m^2 à 1000 W/m^2 . On observe que le courant I_{sc} est plus affecté par la variation d'éclairement que par son effet sur la tension V_{oc} . Une augmentation des niveaux d'ensoleillement conduit à une augmentation du courant I_{sc} , et la valeur correspondante de P_m augmente également.

La Figure II.7 présente les courbes I-V calculées et expérimentales des modules PV à différents niveaux d'irradiation G , tandis que la température est fixée à $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Comme on peut le voir, à un niveau d'éclairement inférieur, les deux modèles, Villalva et Ishaque

fournissent de mauvaises performances pour les modules à couche mince dans lequel présentés une précision plus faible dans le côté droit du MPP, cependant, le modèle de Eram a surpassé deux autres modèles. Il faut noter que la méthode de Eram présente une précision supérieure pour la variation d'éclairement pour les modules FS270 et ST36.

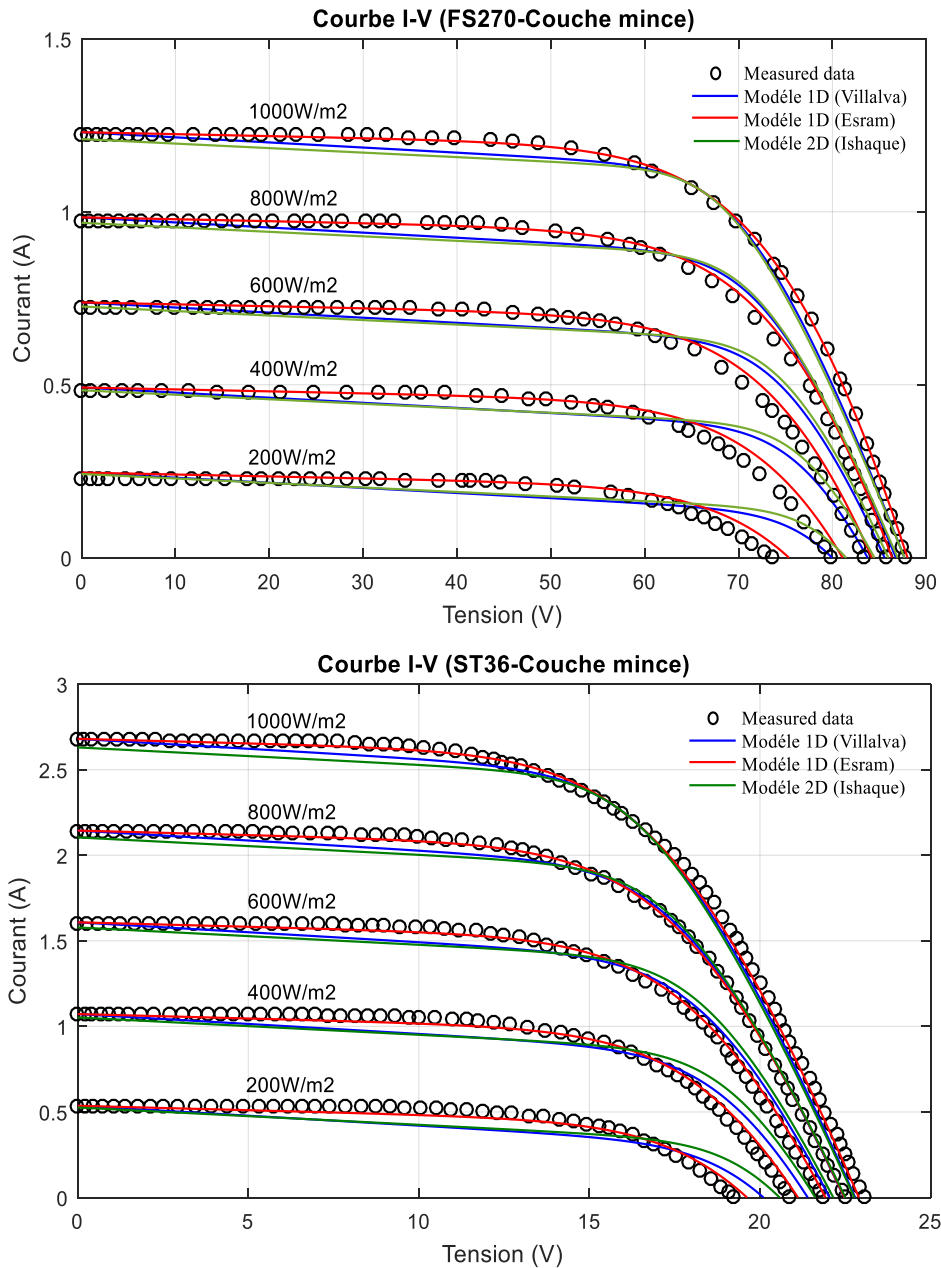


Figure II.7. Caractéristiques I-V des modules FS270 et ST36 pour différents rayonnements.

D'autre part, on peut voir que pour un faible rayonnement (Figure II.8), malgré que les courbes de modélisation ne correspondent pas aux données expérimentales en tous les points, le modèle à deux diodes (Ishaque) est fortement en accord avec les données expérimentales que les deux autres modèles pour les modules en silicium cristallins (MSX120, SM55).

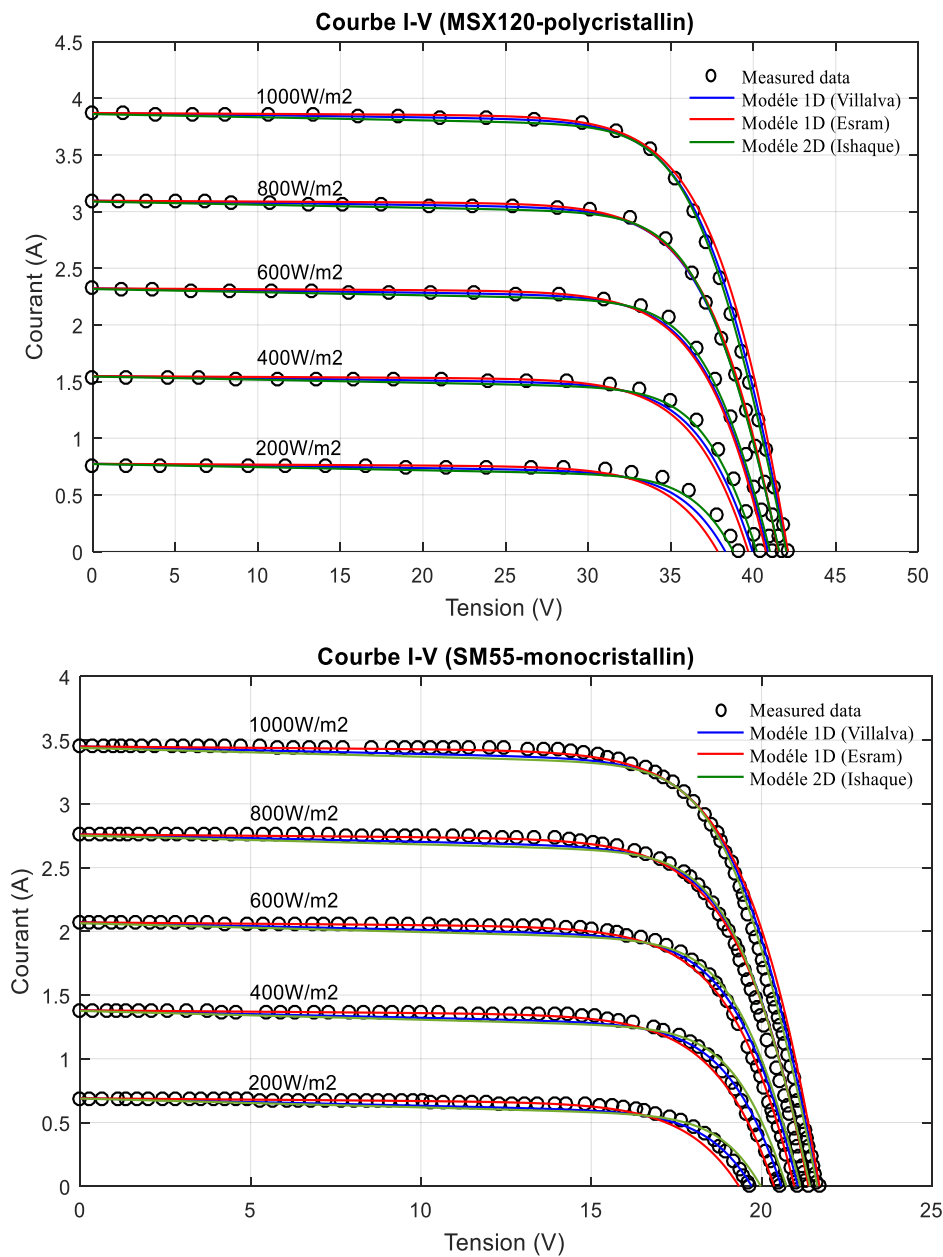


Figure II.8. Caractéristiques I-V des modules MSX120 et SM55 pour différents rayonnements.

II.4.3 Effet de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement des modules PV. Nous avons effectué une simulation où nous avons maintenu un éclairage constante (1000 W/m²) pour différents niveaux de température.

Après la comparaison de la courbe de performance I-V à une seule diode et double diodes, nous pouvons observer que le courant présente une variation mineure lorsque la température varie de 20 °C à 75 °C et que la tension augmente lorsque la température ambiante diminue, comme illustré dans les figures (II.9-II.10), donc la cellule solaire montre une relation inverse avec la température.

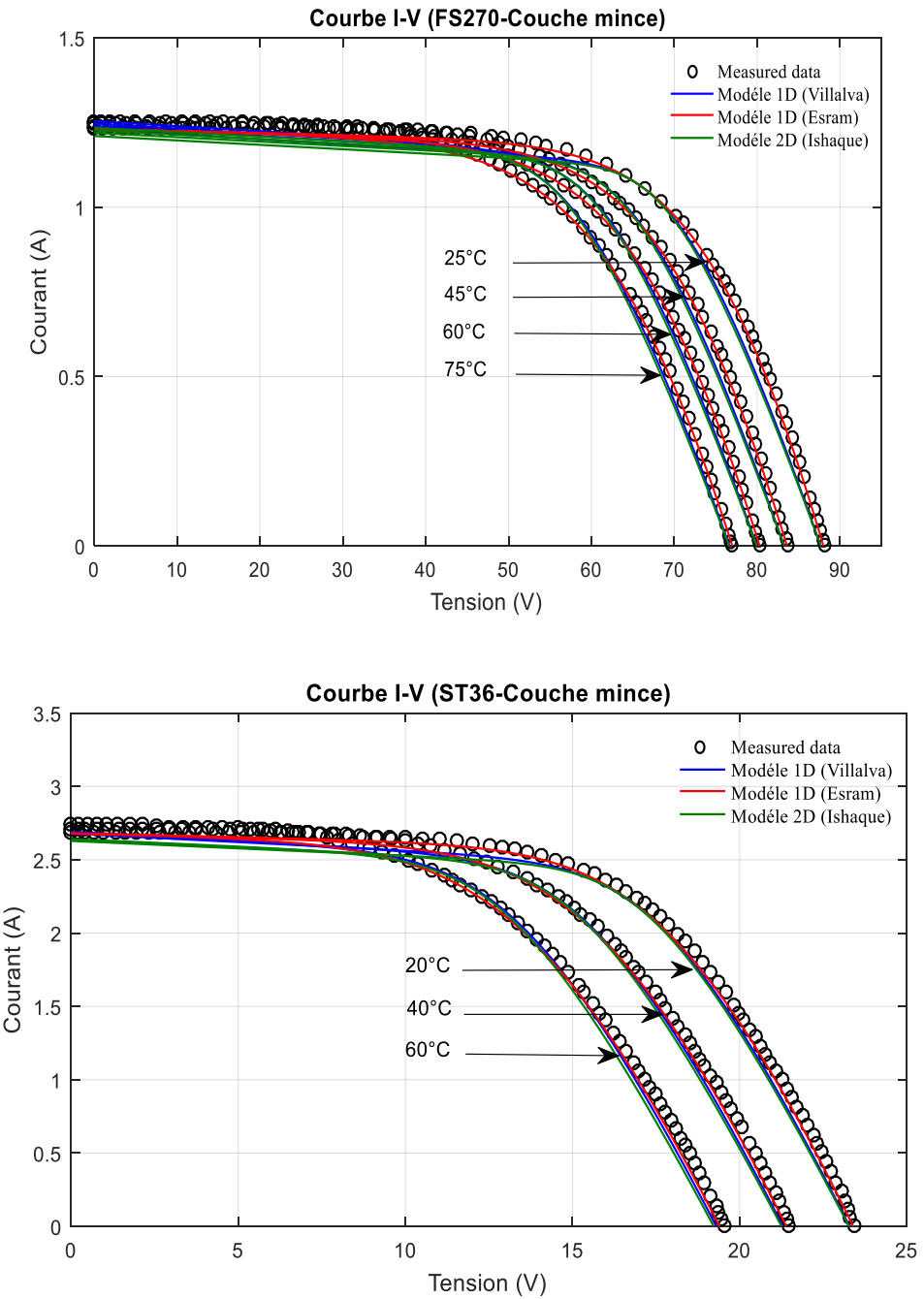


Figure II.9. Caractéristiques I-V du module FS270 et ST36 pour différents températures.

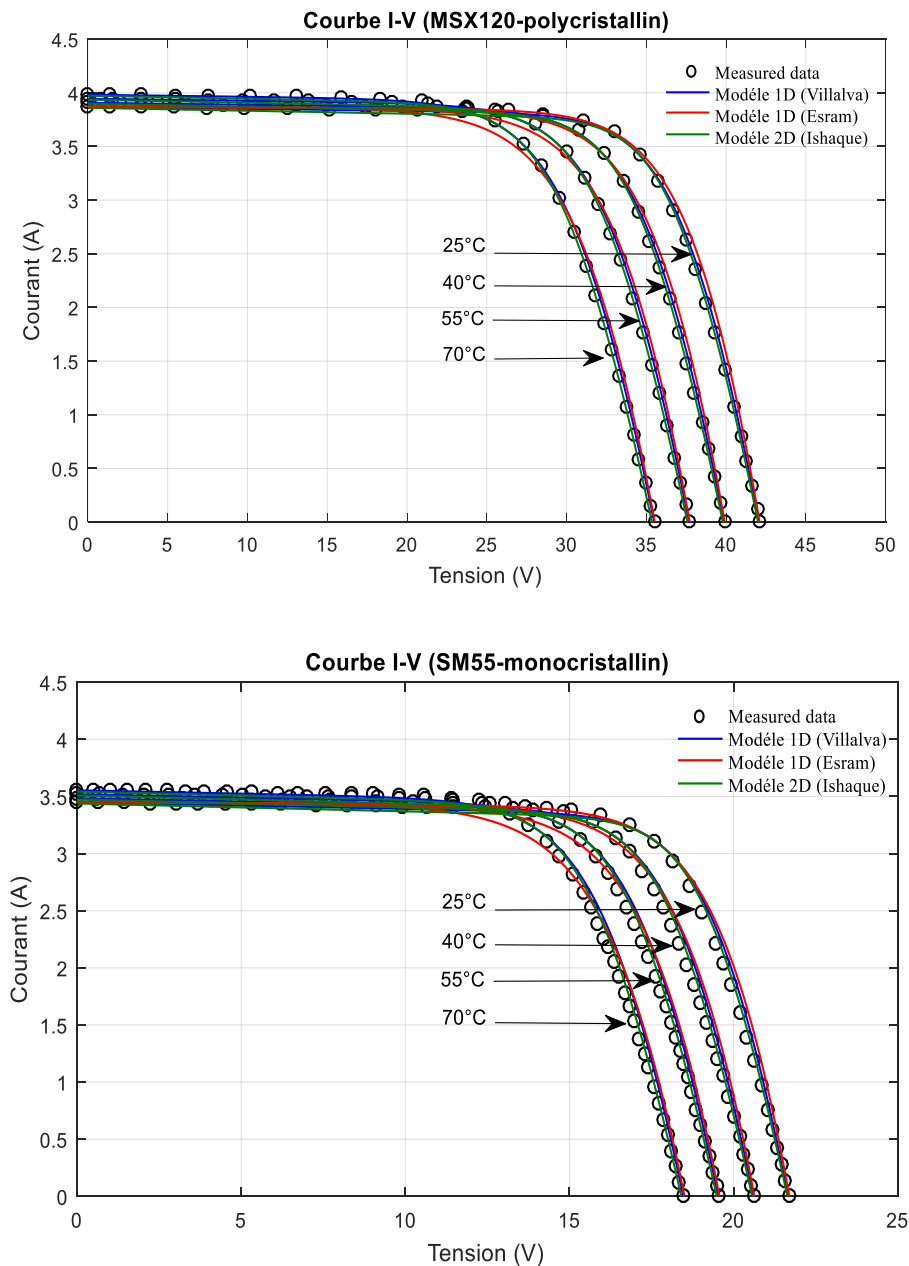


Figure II.10. Caractéristiques I-V du module MSX120 et SM55 pour différentes températures.

La performance des modèles pour différentes températures avec un rayonnement fixe $G = 1000 \text{ W / m}^2$ est démontrée sur la figure (II.9) pour les modules en couche mince (FS270, ST36). Les trois modèles sont en accord avec les données expérimentales dans toutes les conditions de température. En général, les résultats du modèle de Esrám dans ce cas sont également plus proches des données expérimentales par rapport aux deux autres modèles.

On peut noter aussi que les trois modèles montrent un bon accord en générale avec les données expérimentales pour les modules en silicium cristallins (MSX120, SM55) comme illustré dans la figure (II.10). Cependant, une inspection minutieuse révèle que le modèle à deux diodes (Ishaque) donne les résultats les plus précis à tous les niveaux des températures.

II.4.4 Précision des différents modèles

a- Calcul d'erreur

La précision des modèles est validée en comparant les résultats obtenus aux données I-V expérimentales extraites à partir des fiches techniques du fabricant.

Le test de précision est une mesure de la proximité des résultats obtenus avec les valeurs expérimentales publiées par les fabricants. La précision des modèles est testée à l'aide des techniques statistiques standard; erreur absolue (AE) et erreur relative (RE). Les tests statistiques peuvent être exprimés mathématiquement par (II.57) et (II.58), respectivement [37].

$$AE = |X_{exp} - X_{cal}| \quad (II.57)$$

$$RE [\%] = \left| \frac{X_{exp} - X_{cal}}{X_{exp}} \right| \times 100 \quad (II.58)$$

Où X_{cal} et X_{exp} représentent respectivement les courants calculés et mesurés, au point de fonctionnement spécifié.

Il est nécessaire d'évaluer les paramètres individuels par pourcentage d'erreur pour une évaluation plus éclairée du modèle à une diode et du modèle à deux diodes. Les figures (II.10-II.13) montrent les erreurs absolue AE pour I_{sc} .

Les Tableaux (II.3-II.10) montrent les erreurs relatives RE pour P_{max} , V_{oc} et I_{sc} à différentes rayonnements et températures des modules FS270, ST36, MSX120 et SM55.

Eclairement (W/m ²)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esram)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esram)	RE [%] (Ishaque)
1000	P_{max}	70.084	70.077	70.086	0.220	0.210	0.223
	V_{oc}	87.660	88.000	87.703	0.499	0.113	0.451
	I_{sc}	1.230	1.230	1.230	0.243	0.243	0.243
800	P_{max}	56.171	55.409	56.635	1.259	0.542	2.767
	V_{oc}	86.755	86.351	86.959	1.214	0.743	1.452
	I_{sc}	0.984	0.984	0.984	0.923	0.923	0.923
600	P_{max}	41.315	40.570	42.079	2.722	0.870	4.206
	V_{oc}	85.540	84.196	85.965	2.672	1.058	3.182
	I_{sc}	0.738	0.738	0.738	2.075	2.075	2.075
400	P_{max}	25.638	25.716	26.508	0.551	0.248	2.824
	V_{oc}	83.686	81.079	84.462	4.908	1.639	5.881
	I_{sc}	0.492	0.492	0.492	2.287	2.287	2.287
200	P_{max}	9.555	11.213	10.236	17.344	3.001	11.453
	V_{oc}	79.619	75.365	81.287	8.178	2.398	10.444
	I_{sc}	0.246	0.246	0.246	7.895	7.895	7.895

Tableau II.3. Erreurs relatives de trois modèles à différents rayonnement ($T = 25^\circ C$) pour le module FS270.

Chapitre II : Extraction et identification des paramètres électriques des modules PV

Température (°C)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esram)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esram)	RE [%] (Ishaque)
25	P_{max}	70.0848	70.077	70.086	0.221	0.210	0.223
	V_{oc}	87.660	88.000	87.703	0.499	0.113	0.451
	I_{sc}	1.230	1.230	1.230	0.243	0.243	0.243
45	P_{max}	65.506	64.459	65.499	1.418	0.203	1.407
	V_{oc}	83.263	83.600	83.302	0.585	0.183	0.538
	I_{sc}	1.240	1.2301	1.220	0.081	0.718	1.533
60	P_{max}	62.032	60.333	62.006	2.634	0.117	2.591
	V_{oc}	79.966	80.300	80.003	0.441	0.025	0.395
	I_{sc}	1.247	1.2302	1.247	0.080	1.268	1.525
75	P_{max}	58.529	56.285	58.471	3.959	0.027	3.856
	V_{oc}	76.671	77.000	76.705	0.281	0.147	0.237
	I_{sc}	1.254	1.2303	1.234	0.159	1.733	1.437

Tableau II.4: Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000 \text{ W / m}^2$) pour le module FS270.

Eclairement (W/m^2)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esram)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esram)	RE [%] (Ishaque)
1000	P_{max}	36.015	36.019	36.024	0.180	0.169	0.155
	V_{oc}	22.791	22.900	22.801	1.124	0.651	1.080
	I_{sc}	2.680	2.680	2.680	0.037	0.037	0.037
800	P_{max}	29.138	29.064	29.421	0.705	0.449	1.683
	V_{oc}	22.466	22.475	22.533	0.049	0.008	0.249
	I_{sc}	2.144	2.144	2.144	0.093	0.093	0.093
600	P_{max}	21.648	21.699	22.105	0.152	0.083	1.955
	V_{oc}	22.031	21.919	22.178	0.935	0.421	1.608
	I_{sc}	1.608	1.608	1.608	0.187	0.187	0.187
400	P_{max}	13.621	14.005	14.133	2.609	0.136	1.051
	V_{oc}	21.371	21.113	21.643	2.395	1.159	3.699
	I_{sc}	1.072	1.072	1.072	0.186	0.186	0.186
200	P_{max}	5.3159	6.1804	5.705	18.253	4.967	12.271
	V_{oc}	19.957	19.621	20.538	3.791	2.043	6.812
	I_{sc}	0.536	0.536	0.536	0.186	0.186	0.186

Tableau II.5. Erreurs relatives de trois modèles à différents rayonnements ($T = 25 \text{ }^\circ \text{C}$) pour le module ST36.

Température (°C)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esram)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esram)	RE [%] (Ishaque)
20	P_{max}	37.177	37.274	37.200	0.479	0.219	0.418
	V_{oc}	23.289	23.400	23.300	0.534	0.059	0.487
	I_{sc}	2.6784	2.680	2.678	0.260	0.186	0.260
40	P_{max}	32.543	32.308	32.500	0.454	0.272	0.321
	V_{oc}	21.295	21.400	21.303	0.898	0.409	0.861
	I_{sc}	2.685	2.680	2.635	0.959	1.143	2.803
60	P_{max}	27.966	27.509	27.821	1.278	0.377	0.753
	V_{oc}	19.302	19.400	19.307	1.137	0.635	1.111
	I_{sc}	2.691	2.680	2.641	1.931	2.332	3.753

Tableau II.6: Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000 \text{ W / m}^2$) pour le module ST36.

Eclairement (W/m^2)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esram)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esram)	RE [%] (Ishaque)
1000	P_{max}	119.252	119.961	119.260	0.676	0.086	0.669
	V_{oc}	42.057	42.100	42.044	0.133	0.031	0.164
	I_{sc}	3.870	3.870	3.870	0.026	0.026	0.026
800	P_{max}	95.009	95.129	95.415	1.569	1.445	1.149
	V_{oc}	41.549	41.518	41.616	0.445	0.519	0.285
	I_{sc}	3.096	3.096	3.096	0.032	0.032	0.032
600	P_{max}	70.458	70.289	71.001	2.710	2.944	1.961
	V_{oc}	40.891	40.765	41.060	0.670	0.976	0.259
	I_{sc}	2.322	2.322	2.322	0.129	0.129	0.129
400	P_{max}	45.751	45.607	46.153	4.422	4.723	3.583
	V_{oc}	39.951	39.699	40.261	1.057	1.682	0.289
	I_{sc}	1.548	1.548	1.548	0.454	0.454	0.454
200	P_{max}	21.232	21.4408	21.185	8.930	8.034	4.832
	V_{oc}	38.288	37.855	38.822	2.117	3.224	0.752
	I_{sc}	0.774	0.774	0.774	1.308	1.308	1.308

Tableau II.7. Erreurs relatives de trois modèles à différents rayonnements ($T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) pour le module MSX120.

Température (°C)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esrám)	RE [%] (Ishaque)
25	P_{max}	119.252	119.961	119.260	0.676	0.086	0.669
	V_{oc}	42.057	42.100	42.044	0.133	0.031	0.164
	I_{sc}	3.870	3.870	3.870	0.026	0.026	0.026
40	P_{max}	111.576	111.119	111.629	0.737	1.144	0.690
	V_{oc}	39.867	39.910	39.854	0.095	0.012	0.128
	I_{sc}	3.907	3.872	3.907	0.051	0.946	0.051
55	P_{max}	103.834	102.404	103.871	0.657	2.025	0.622
	V_{oc}	37.678	37.720	37.665	0.050	0.061	0.085
	I_{sc}	3.945	3.873	3.945	0.177	1.998	0.177
70	P_{max}	96.043	93.825	95.998	0.615	2.909	0.661
	V_{oc}	35.489	35.530	35.477	0.003	0.118	0.031
	I_{sc}	3.982	3.874	3.982	0.050	2.761	0.050

Tableau II.8: Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000 \text{ W} / \text{m}^2$) pour le module MSX120.

Eclairement (W/m^2)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esrám)	RE [%] (Ishaque)
1000	P_{max}	54.807	54.804	54.810	0.182	0.187	0.177
	V_{oc}	21.661	21.700	21.659	0.193	0.014	0.203
	I_{sc}	3.450	3.450	3.450	0.029	0.029	0.029
800	P_{max}	43.459	43.270	43.668	1.388	1.817	0.914
	V_{oc}	21.403	21.379	21.442	0.225	0.112	0.407
	I_{sc}	2.760	2.760	2.760	0.145	0.145	0.145
600	P_{max}	32.004	31.796	32.292	3.208	3.837	2.338
	V_{oc}	21.065	20.963	21.158	0.209	0.276	0.651
	I_{sc}	2.070	2.070	2.070	0.048	0.058	0.048
400	P_{max}	20.519	20.469	20.751	6.160	6.389	5.099
	V_{oc}	20.578	20.372	20.746	0.209	0.793	1.027
	I_{sc}	1.380	1.380	1.380	0.0724	0.0724	0.0724
200	P_{max}	9.177	9.205	9.465	13.968	13.705	11.268
	V_{oc}	19.691	19.339	19.984	0.188	1.603	1.679
	I_{sc}	0.690	0.690	0.690	0.291	0.291	0.291

Tableau II.9. Erreurs relatives de trois modèles à différents rayonnements ($T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) pour le module SM55.

Température (°C)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esram)	Modèle 2D (Ishaque)	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esram)	RE [%] (Ishaque)
25	P_{max}	54.807	54.804	54.810	0.182	0.187	0.177
	V_{oc}	21.661	21.700	21.659	0.193	0.014	0.203
	I_{sc}	3.450	3.450	3.450	0.029	0.029	0.029
40	P_{max}	51.592	50.959	51.612	0.095	1.321	0.056
	V_{oc}	20.596	20.635	20.594	0.169	0.019	0.179
	I_{sc}	3.4845	3.451	3.4845	0.028	0.975	0.028
55	P_{max}	48.337	47.166	48.348	0.271	2.157	0.294
	V_{oc}	19.532	19.570	19.530	0.133	0.061	0.143
	I_{sc}	3.519	3.4524	3.519	0.142	2.043	0.142
70	P_{max}	45.046	43.438	45.022	0.722	2.912	0.628
	V_{oc}	18.468	18.505	18.466	0.011	0.189	0.022
	I_{sc}	3.5535	3.4536	3.5535	0.168	2.950	0.168

Tableau II.10: Erreurs relatives de trois modèles à différentes températures ($E = 1000 \text{ W / m}^2$) pour le module SM55.

Afin d'évaluer la précision de la modélisation, les valeurs des trois points importants (P_{max} , V_{oc} , I_{sc}) de module PV couche mince (FS270) à partir des trois modèles est indiquée dans le tableau II.3 à différents niveaux d'éclairement. Le tableau (II.3) présente aussi les valeurs des erreurs relatives (RE) pour évaluer davantage la validité des modèles par rapport aux résultats mesurés (de la fiche technique du fabricant).

En STC (1000 W/m^2 , 25 °C), Les trois modèles prédisent approximativement la même puissance avec une erreur autour de 0,22 %. Cependant, comme le rayonnement est réduit, il y a un écart important de V_{oc} calculé en utilisant les trois modèles. Des résultats similaires peuvent être observés pour le modèle 1D (Villalva) et le modèle 2D (Ishaque) avec une erreur de 0.49% et 0.45% respectivement, tandis que le modèle 1D (Esram) présente une erreur inférieure d'environ 0.11%

Pour un rayonnement inférieur à 400 W/m^2 l'erreur relative de la puissance dépasse 11% et de la tension dépasse 8% pour les deux modèles 1D (Villalva) et 2D (Ishaque) bien que pour le modèle 1D (Esram), l'erreur relative de la puissance ne dépasse pas 3% et de la tension ne dépasse pas 2%. I_{sc} est le moins affecté à différents niveaux d'éclairement pour les deux modèles 1D (Villalva) et 2D (Ishaque), comme le montrent le tableau II.3.

Le tableau II.6 donne les performances des trois modèles à différentes températures avec un rayonnement constant de 1000 W/m^2 pour le module FS270.

On note que le modèle à 1D (Villalva) et le modèle à 2D (Ishaque) sont les moins précis aux trois points remarquables à 75 °C par rapport aux modèles à 1D (Esram) avec une exception, le modèle 1D de Villalva a mieux performé dans la prédiction de I_{sc} . Ceci est logique car la valeur du facteur d'idéalité est supposée fixe dans le modèle à 1D (Villalva) et le modèle à 2D (Ishaque) et, d'autre part, les valeurs des courants de saturation de recombinaison et de diffusion sont supposées égales dans le modèle à deux diodes.

Le tableau II.5 présente l'analyse des erreurs relatives de I_{sc} , V_{oc} et P_{max} pour le module ST36 à différents niveaux de rayonnement. Des résultats similaires peuvent être observés, en général on peut conclure que le modèle de Efram montre de meilleures performances, en particulier en faible rayonnement, de sorte que l'erreur relative de puissance ne dépasse pas 5% à 200 W/m^2 , alors qu'elle atteignait 18% et 12% pour les modèles Villalva et Ishaque respectivement.

Le tableau II.6 présente les performances des trois modèles à différentes températures pour le module ST36. Il n'y a pas de différence significative entre les trois modèles. Cependant, le modèle de Efram montre un bon accord avec les données expérimentales.

Par conséquent, le modèle à une diode de Efram est un meilleur modèle pour la caractérisation de la technologie des couches minces.

Par rapport aux modules en couche mince, les résultats de la modélisation varient significativement pour les modules en silicium cristallins. Afin d'évaluer cela davantage, les tableaux (II.7-II.10) montrent les résultats mesurés pour les trois modèles.

L'analyse de RE pour les modules MSX120 et SM55 est illustrée aux Tableaux (II.7-II.9), respectivement, qui montrent des erreurs dans les points de fonctionnement clés des courbes I-V pour différents rayonnements. Le courant (I_{sc}) montre une erreur similaire pour les trois modèles. Tandis que l'amplitude de l'erreur est plus faible pour le modèle à une diode de Efram que pour les deux autres modèles. Dans l'ensemble, la P_{max} pour le modèle à 1D (Villalva) et le modèle à 2D (Ishaque) montre une surestimation de 8% à 200 W/m^2 pour le module MSX120, par contre environ 4% pour les modèles 1D (Efram). De même, le RE au 200 W/m^2 pour le module SM55 (Tableau II.9) montre que les trois modèles sous-estiment les points de puissance max par environ 13%.

D'autre part, une sous-estimation significative dans le modèle à 2D (Ishaque) entraîne de V_{oc} sont observées, ce qui entraîne une sous-estimation significative de la P_{max} en particulier en faible rayonnement. Par conséquent, le modèle à une diode (Villalva) est le modèle le plus raisonnable pour ce cas dans des conditions réalistes.

Des résultats similaires sont affichés dans les tableaux (II.8-II.10) qui sont présentés les performances des trois modèles à différentes températures pour les modules MSX120 et SM55. Comme le montre les tableaux. Une sous-estimation significative des résultats de P_{max} du modèle à une diode de Efram est observée.

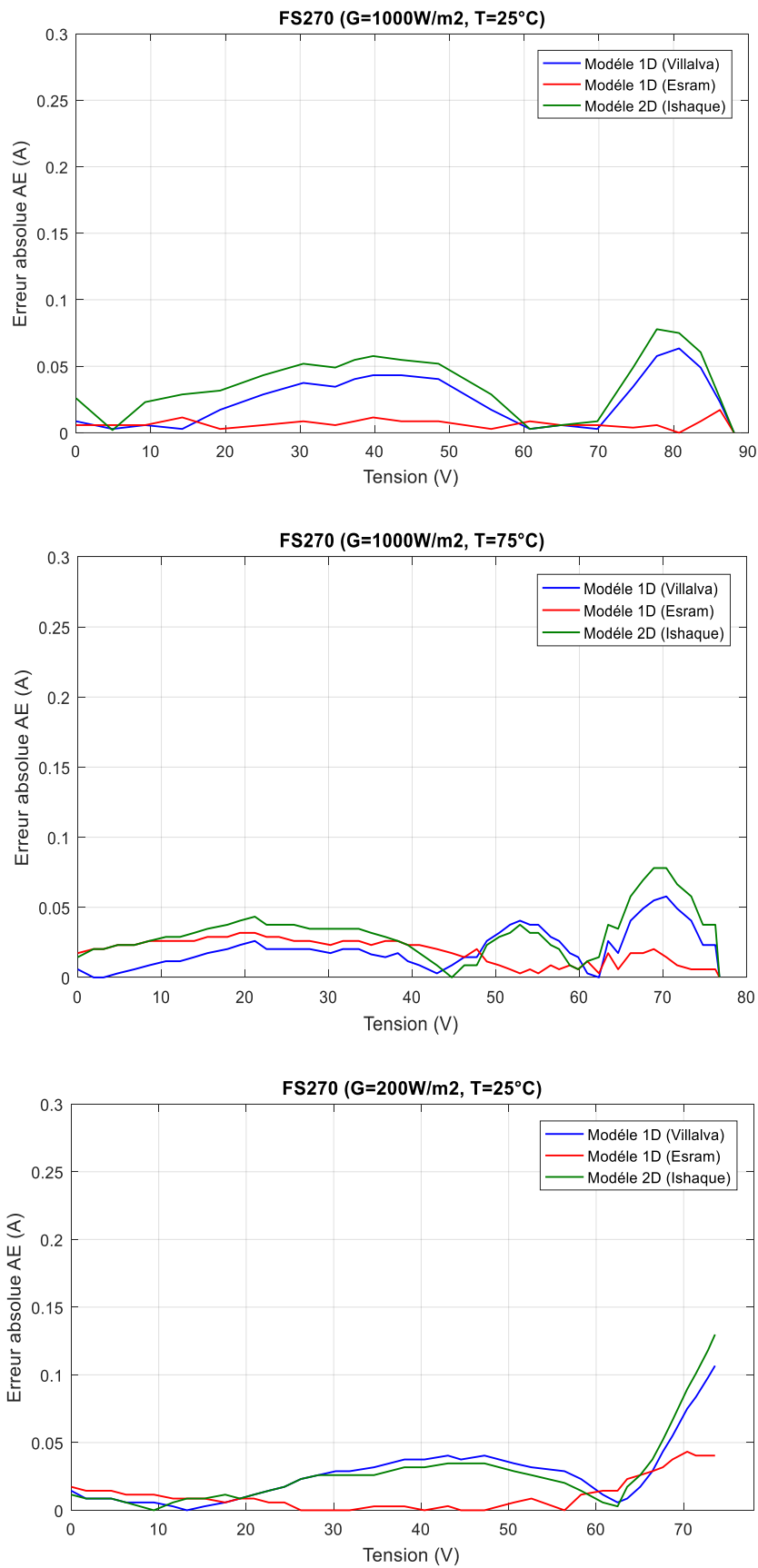


Figure II.11. Erreur absolue de I_{sc} à différents conditions pour le module PV FS270.

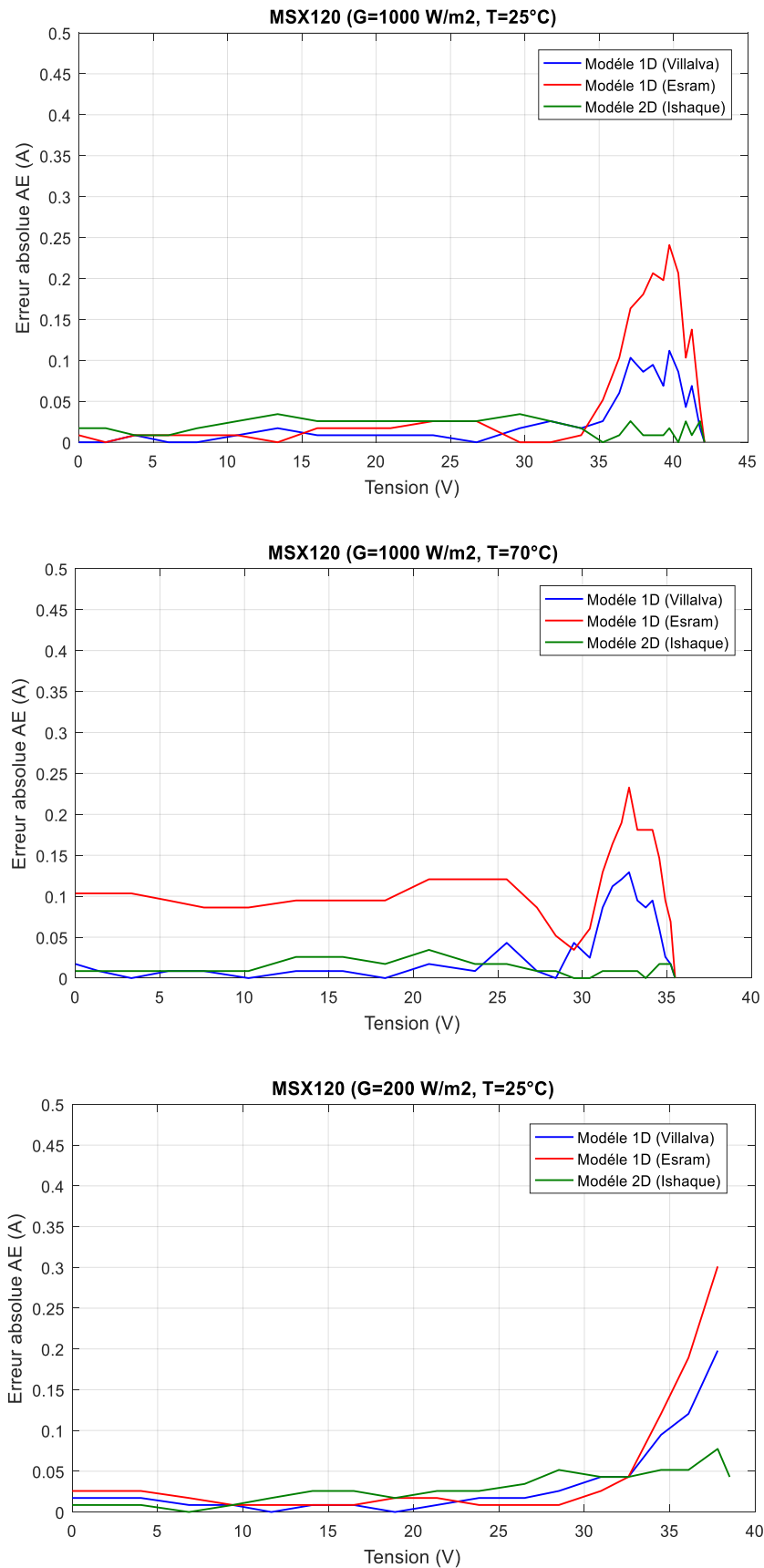


Figure II.12. Erreur absolue de I_{sc} à différents conditions pour le module MSX120.

Les erreurs absolues de modélisation du panneau poly-cristallin MSX120 pour trois courbes I-V différentes sont illustrées à la Figure (II.12). Les résultats montrent que les erreurs absolues du modèle à double diode (Ishaque) sont plus petites que celles du modèle à une diode (Villava et Efram) et qu'elles sont plus prononcées avec des niveaux de température élevés.

De même, l'évaluation des trois modèles est réalisée pour la technologie des couches minces. L'évaluation du module PV à couche mince FS270 est illustrée à la Figure (II.11). On peut voir que la supériorité du modèle d'une diode (Efram) sur les autres deux modèles est plus prononcée avec de faibles niveaux d'irradiation.

b- Vitesse de calcul

Le temps de la modélisation peut être critique pour le choix du meilleur modèle. Il convient de noter que le temps de calcul pour chaque modèle a été déterminé en prenant la moyenne de plusieurs essais par le minuteur de code à partir d'une fonction de MATLAB 2016b. MATLAB a été exécuté sur un ordinateur portable HP ProBook 6460b avec 8 Go de RAM et un processeur Intel Core i7-2670QM, processeur 2,2 GHz. Les résultats obtenus sous forme normalisée sont représentés sur le tableau II.11.

En raison du nombre relativement faible de paramètres inconnus et du lien entre le nombre de paramètres inconnus, le modèle de Villalva est le plus rapide. Et, comme prévu, il est suivi de près par le modèle d'Ishaque. Cependant, comme on peut le voir dans le tableau II.11, le modèle d'Efram fournit plus de temps de calcul que le modèle de Villava bien qu'il étant précis en raison des simplifications appliquées dans le modèle de Villalva.

De plus, le modèle Efram fonctionne à peu près de même temps pour les différents modules PV.

Dans tous les cas, les trois modèles offrent moins de temps pour les modules PV cristallines que pour les modules PV à couche mince.

Le tableau II.11 montre une autre information très importante: le lien entre le nombre de paramètres inconnus et la vitesse de calcul n'est pas toujours respecté par exemple le modèle 1D (Efram) est plus rapide que le modèle 1D (Villalva) pour le module FS-270.

Si le choix ne repose que sur la vitesse de calcul du modèle, nous recommandons l'utilisation systématique des modèles électriques à une diode de Villalva pour toutes les technologies de modules PV suivis par Efram.

Module PV	Temps de calcul (s)		
	modèle 1D (Villalva)	modèle 1D (Efram)	modèle 2D (Ishaque)
First Solar FS-270	1.005360	0.322769	2.705705
Shell ST36	0.066968	0.317094	3.373262
PVL124	0.096483	0.326697	1.610484
U-EA110	0.213285	0.354282	1.286282
BP MSX 120	0.047844	0.336036	0.617697
Siemens SM55	0.011985	0.348351	1.021709

Tableau II.11 : Le temps de calcul pour les trois modèles.

II.5. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé la modélisation de la cellule photovoltaïque à l'aide des modèles à une diode et à double diode, en comparant ses grandeurs prédites avec celles existant dans la réalité.

Une étude et une analyse détaillée ont été effectuées pour mesurer les performances des modèles mathématiques disponibles utilisés pour l'évaluation des paramètres des modules solaires dans des conditions environnementales variables (éclairage et température). L'évaluation est effectuée pour les modules c-Si avec les technologies couche mince, montrant des variations significatives dans les résultats modélisés par rapport aux valeurs de la fiche technique fournies par les fabricants.

Le but de la modélisation des modules solaires est évidemment de décrire leur comportement dans toutes les conditions d'utilisation. Deux méthodes de résolution ont été présentées afin de déterminer différents paramètres spécifiques de la caractéristique I-V. Ces méthodes sont la méthode d'une diode basée sur l'algorithme de Villalva et l'algorithme de ESRAM et la méthode de double diode basée sur l'algorithme de Ishaque. On peut conclure que le modèle de Ishaque d'estimation des paramètres a donné des résultats plus comparables aux mesures expérimentales pour les modules PV cristallins. On constate également que le modèle de ESRAM est le plus adaptable pour le module PV à couche mince.

Sinon, dans un autre sens, le modèle de ESRAM présente un comportement satisfaisant dans des conditions de fonctionnement standard, mais démontre fréquemment un comportement dégradé sous faible irradiation solaire pour les modules PV cristallins. Ainsi, le modèle à double diode présente une plus grande précision que le modèle à une diode pour les modules PV cristallins.

Cependant, les résultats de la modélisation varient significativement pour les modules couche mince, on constate que le modèle de ESRAM est plus précise lorsqu'elle est soumise à différentes conditions climatiques. En particulier, une différence significative de précision est évidente dans des conditions de faible éclairage, où les erreurs du modèle de ESRAM sont inférieures à celles des autres modèles. Tandis que les modèles à deux diodes montrent des résultats moins précis. Le modèle à deux diodes sous-estime la puissance de sortie en raison de la sous-estimation de la tension en circuit ouvert (V_{oc}), ce qui contribue à une augmentation de la valeur du courant de saturation inverse dans le modèle.

En d'autre part, le modèle à une diode de Villalva et le modèle à deux diodes de Ishaque sont basés sur trois points remarquables, le courant de court-circuit I_{sc} , la tension open source V_{oc} et le point de puissance maximum MPP qui sont assurés en forçant le choix de R_s et R_{sh} pour les adapter. Le désaccord particulièrement évident de ces deux modèles est le choix arbitraire des valeurs des facteurs d'idéalité des diodes (a). Il est bien connu que le facteur d'idéalité affecte la courbure des courbes I-V et diminue sûrement la précision d'ajustement I-V du modèle. De plus, le choix généralement $1 \leq a \leq 1.5$ pour le modèle à une diode de Villalva n'est pas le meilleur intervalle pour tous les modules. L'utilisation du pourcentage d'erreurs (RE) pour ces deux modèles comme critère pour choisir le facteur (a) de manière itérative peut être considérée comme une bonne optimisation, même si cela augmente la complexité du calcul.

Références

- [1] A. Sanaullah and H. A. Khan, "Design and implementation of a low cost solar panel emulator," in IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), pp. 1–5, 2015.
- [2] L. Serrano-Luján, J. M. Cadenas, J. Faxas-Guzmán, and A. Urbina, "Case of study: Photovoltaic faults recognition method based on data mining techniques," *J. Renewable Sustainable Energy*, Vol.8, pp. 043506, 2016.
- [3] S. Gomathy, S. Saravanan, and S. Thangavel, "Design and implementation of maximum power point tracking (MPPT) algorithm for a standalone PV system," *Int. J. Sci. Eng. Res.* Vol.3, pp.1–7, 2012.
- [4] J. Maherchandani, C. Agarwal, and M. Sahi, "Estimation of solar cell model parameter by hybrid genetic algorithm using Matlab," *Int. J. Adv. Res. Comput. Eng. Technol.* Vol.1, pp.78–81, 2012.
- [5] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, and Y.-J. Su, "Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK," in *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science*, San Francisco, USA, pp. 1–6, 2008.
- [6] C. Saravanan and M. Panneerselvam, "A comprehensive analysis for extracting single diode PV model parameters by hybrid GA-PSO algorithm," *Int. J. Comput. Appl.*, Vol.78, pp.16–19, 2013.
- [7] B. Mazhari, "An improved solar cell circuit model for organic solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, Vol.90, pp.1021–1033, 2006.
- [8] C. Voz, J. Puigdollers, J. Asensi, S. Galindo, S. Cheylan, R. Pacios, P. Ortega, and R. Alcubilla, "Analysis of the dynamic short-circuit resistance in organic bulk-heterojunction solar cells: Relation to the charge carrier collection efficiency," *Org. Electron*, Vol.14, pp.1643–1648, 2013.
- [9] Prasanth, R. J., Manghani, H., Pillai, D. S., Babu T. S., Miyatake, M., & Rajasekar, N. Analysis on solar PV emulators: a review. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, Vol.81, pp.149-160, 2018.
- [10] Bouraiou, A., Hamouda, M., Chaker, A., Sadok, M., Mostefaoui, M., & Lachtar, S. Modeling and Simulation of Photovoltaic Module and Array Based on One and Two Diode Model Using Matlab/Simulink. *Energy Procedia*, Vol.74, pp. 864–877, 2015.
- [11] Emilien PARBAILE, Contribution à l'optimisation des techniques de dépôts sous vide de cellules solaires organiques, Thèse, Université de Limoges, 2009.
- [12] S. SINGER, B. ROZENSHTEIN and S. SAURAZI, "Characterization of PV array output using a small number of measured parameters". *Solar Energy*, Vol.32, No5, pp.603-607, 1984.
- [13] D. S. H. CHAN, J. R. PHILIPS and J. C. H. PHANG, "A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters". *Solid State Electronics*, Vol. 37, pp.123-132, 1995.
- [14] Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez, P. Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation. In: *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE*, pp. 2195–2199, 2008.
- [15] Townsend, T.U. A method for estimating the long term performance of direct-coupled photovoltaic systems. MS thesis, University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [16] De Soto, W. Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance. MS thesis, University of Wisconsin-Madison, 2004.
- [17] Celik, A.N., Acikgoz, N. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. *Appl. Energy*, Vol.84, pp.1–15, 2007.

- [18] R. Abbassi, A. Abbassi, M. Jemli, S. Chebbi, Identification of unknown parameters of solar cell models: A comprehensive overview of available approaches, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.90, pp.453–474, 2018.
- [19] Abdoulaye Kebe. Contribution au pré dimensionnement et au contrôle des unités de production d'énergie électrique en site isolé à partir des énergies renouvelables : Application au cas du Sénégal. Thèse de doctorat. Université de Paris-sud, France .2014.
- [20] Bonkongou D, Koalaga Z, Njomo D. Modelling and simulation of photovoltaic module considering single diode equivalent circuit model in MATLAB. *Int J Emerging Technol Adv Eng*, Vol.3, pp.493–502, 2013.
- [21] Villalva, M.G., Gazoli, J.R., Filho, E.R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Trans. Power Electron*, Vol.24, pp.1198–1208, 2009.
- [22] Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, H. Simple, fast and accurate twodiode model for photovoltaic modules. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, Vol.95, N°2, pp.586–594, 2011a.
- [23] F. Adamo, et al., Parameters estimation for a model of photovoltaic panels, in: XIX IMEKO World Congress Fundamental Applied Metrology, Portugal, Lisbon, September. 2009.
- [24] V.J. Chin, Z. Salam, K. Ishaque, Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: a review, *Appl. Energy*, Vol.154, pp.500–519, 2015.
- [25] G. Kumar, A.K. Panchal, A non-iterative technique for determination of solar cell parameters from the light generated IV characteristic, *J. Appl. Phys*, Vol.114, N°8, pp.084904, 2013.
- [26] M. Kumar, A. Kumar, An efficient parameters extraction technique of photovoltaic models for performance assessment, *Sol. Energy*, Vol.158, pp.192–206, 2017.
- [27] N. Maouhoub, Photovoltaic module parameter estimation using an analytical approach and least squares method, *J. Comput. Electron*, Vol.17, N°2, pp.784–790, 2018.
- [28] W. De Soto, S. Klein, W. Beckman, Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, *Sol. Energy*, Vol.80, N°1, pp.78–88, 2006.
- [29] H. Can, D. Ickilli, Parameter estimation in modeling of photovoltaic panels based on datasheet values, *J. Sol. Energy Eng*, Vol.136, N°2, pp.021002, 2014.
- [30] ESRAM T, Modelling and control of an alternating-current photovoltaic module. Thèse de doctorat, Urbana, Illinois; 2010.
- [31] Javier C, Santiago P, Marta V. On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior. *J Power Sources*, Vol.247, pp.467–74, 2014
- [32] Tamer, Khatib. Wilfried, Elmenre. Modeling of photovoltaic systems using matlab. Canada: Wiley, pp.226, 2016.
- [33] Thomas, Mambrini. Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies. Thèse de doctorat. Université de Paris-sud, France, 2014.
- [34] Chin, V.J., Salam, Z., Ishaque, K.. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: a review. *Appl. Energy*, Vol.154, pp.500–519, 2015a.
- [35] González-Longatt F, Model of photovoltaic module in matlab. In: II CIBELEC, pp. 1–5, 2005
- [36] California Energy Commission Guidelines for California's solar electric incentive programs (Senate Bill 1), 5th edn. California Energy Commission, CEC-300-2012-008-ED5-CMF, 2013.
- [37] Rabeah Abbassi, Abdelkader Abbassi, Mohamed Jemli, Souad Chebbi. Identification of unknown parameters of solar cell models: A comprehensive overview of available approaches, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.90, pp.453–474, 2018.

Chapitre III

*Modélisation et simulation d'un
module PV amorphe par réseaux de
neurones*

III.1 Introduction

L'exposition continue au rayonnement, à la température et au vieillissement conduit à empêcher le module photovoltaïque d'atteindre ses performances optimales. Afin d'étudier l'impact de ces facteurs handicapants sur l'énergie électrique produite, il faut donc connaître le comportement de la plus petite unité d'un module PV qu'est la cellule solaire, et donc en déterminant ses paramètres électriques intrinsèques.

Ces dernières années, de nouvelles approches ont été développées pour obtenir les paramètres des modèles à une diode et deux diodes, leur principe est l'extraction de ces paramètres à partir de la courbe I-V. Plusieurs méthodes d'estimation des paramètres du module PV ont été proposées dans la littérature et sont classées en: méthodes analytiques [1], méthodes numériques [2,3] et méthodes intelligentes [4–10].

Les méthodes analytiques pour l'estimation des paramètres du modèle de cellule / module PV nécessitent certains points clés de la courbe caractéristique IV, tels que le point de puissance maximale, le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert et les pentes aux intersections des axes [11]. Ces méthodes permettent un calcul relativement simple et rapide des valeurs de paramètres inconnues. Cependant, la précision des paramètres extraits dépend fortement de la précision de ces points clés. Malheureusement, ces méthodes fournissent des erreurs élevées dû à l'imprécision de l'appareil et à d'autres perturbations électriques.

Pour surmonter les incertitudes des méthodes analytiques, de nombreux chercheurs ont exploré des méthodes numériques, telles que les méthodes basées sur Newton-Raphson (NR) et Levenberg-Marquardt (LM). En général, ces méthodes numériques fournissent de bonnes prédictions

D'autre part, en l'absence d'équation mathématique directe entre $[G, T]$ et les paramètres électriques, le réseau neuronal artificiel (RNA) semble être une méthode adéquate pour modéliser cette relation non linéaire implicite. La caractéristique de cette méthode est présentée dans sa capacité à prédire le résultat de l'exploitation des données acquises. Par conséquent, les informations sont portées par des poids, représentant les valeurs de connexions entre les neurones. Le fonctionnement de l'RNA nécessite son apprentissage par un algorithme d'apprentissage, assurant la minimisation de l'erreur générée en sortie réseau.

Dans la plupart des travaux disponibles dans la littérature, l'extraction des paramètres du module PV est réalisée à partir des caractéristiques I-V mesurées; cela signifie utiliser des valeurs constantes de température de cellule solaire et de rayonnement solaire. Néanmoins, dans la présente recherche, les paramètres sont extraits directement des sorties surveillées du module PV en tenant compte de la variation de le rayonnement solaire et de la température de la cellule, en conditions réelles de travail.

Dans ce chapitre, nous avons proposé pour l'identification des paramètres du modèle à une diode du module PV amorphe, une approche de modélisation numérique présentée par le déterministe basée sur la descente de gradient «Levenberg – Marquardt (LM)», combinée à la méthode intelligente basée sur les réseaux de neurones artificiels (RNA).

III.2. Modèle équivalent de la cellule solaire

Le modèle de circuit équivalent à une diode de la cellule solaire utilisé dans cette étude est présenté sur la figure III.1. Pour une température et un éclairage donnés, la source de courant convertit les photons lumineux absorbés en photo-courant I_{ph} . Ce dernier fait apparaître un courant de fuite au niveau de la jonction PN. Par ailleurs, les défauts présentés par les matériaux de cette jonction et les pertes dues à des contacts et connexions différents sont respectivement modélisés par la résistance shunt R_{sh} et la résistance série R_s . La diode utilisée est caractérisée par deux paramètres intrinsèques qui sont le courant de saturation I_0 et le facteur d'idéalité n .

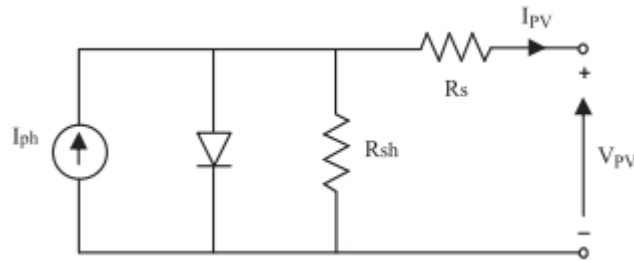


Figure III.1. Le modèle électrique équivalent d'une diode de cellule solaire

La caractéristique I_{PV} (V_{PV}) générée par la cellule solaire est obtenue en plaçant une charge variable en sortie de la cellule.

Le modèle mathématique, essentiellement dérivé du circuit ci-dessus, permet le calcul de le courant I_{PV} en fonction des cinq valeurs de paramètres électriques intrinsèques, par l'expression suivante:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{PV} + I_{PV}R_s}{aV_T}\right) - 1 \right] - \left[\frac{V_{PV} + I_{PV}R_s}{R_{sh}} \right] \quad (III.1)$$

$$= f(I_{PV}, V_{PV}, \theta)$$

Où

V_T : tension thermique ($k.T$) / q ,

k : constante de Boltzmann ($1,3806503 \cdot 10^{-23}$ J / K),

q : Charge de l'électron ($1.6021764 \cdot 10^{-19}$ C),

T : température de la cellule en Kelvin.

III.3. Processus d'identification des paramètres

III.3.1. Principe d'optimisation

Afin d'identifier les paramètres intrinsèques R_s ; R_{sh} ; I_{ph} ; I_s et a de la caractéristique I_{PV} (V_{PV}), nous avons ajusté au mieux le modèle d'Equation. (III.1) aux données expérimentales (I_{PV} - V_{PV}), par la minimisation des erreurs quadratiques entre les courbes théorique et expérimentale.

Par conséquent, la fonction objective utilisée dans le processus d'optimisation est la somme des erreurs au carré (SSE), qui est donnée comme suit:

$$g(I_{PV}, V_{PV}, \theta) = \sum_{i=1}^N [I_{PVmes\ i} - f(I_{PV}, V_{PV}, \theta)_i]^2 \quad (III.2)$$

$$= \sum_{i=1}^N [\varepsilon(I_{PV}, V_{PV}, \theta)_i]^2$$

Où

$I_{PVmes\ i}$: présente la ième valeur mesurée de l'IPV,

ε : Erreur entre $I_{PVmes\ i}$ et I_{PV} calculée par $f(I_{PV}, V_{PV}, \theta)$ à partir de l'Equation. (III.1),

N: nombre de points de mesure,

θ : Vecteur des cinq paramètres intrinsèques R_s ; R_{sh} ; I_{ph} ; I_s et a .

Le minimum de SSE conduit à cinq valeurs optimales des paramètres θ .

La minimisation de la fonction objective ne peut pas être effectuée de manière analytiquement intuitive en raison de la forte non-linéarité de caractéristique I_{PV} (V_{PV}). En effet, on notera que le modèle de cellule solaire présente une double non-linéarité. Le premier est inhérent à l'Equation. (III.1) lui-même, tandis que le second est des paramètres structurels R_s et a . Par conséquent, les méthodes numériques pour la régression non linéaire basée sur le principe des moindres carrés sont plus appropriées pour minimiser cette fonction.

III.3.2. Méthode de Levenberg – Marquardt

La méthode LM est une technique itérative qui localise un minimum local d'une fonction multivariée exprimée comme la somme des carrés de plusieurs fonctions non linéaires à valeurs réelles. C'est devenu une technique standard pour les problèmes des moindres carrés non linéaires, largement adoptée dans diverses disciplines pour traiter les applications d'ajustement des données. La méthode LM peut être considéré comme une combinaison des méthodes de «descente la plus raide» et de «Gauss-Newton» [12,13]. Lorsque la solution actuelle est loin d'un minimum local, l'algorithme se comporte comme une méthode de descente la plus raide: lente, mais garantie de convergence. Ensuite, une fois que les valeurs calculées deviennent à proximité immédiate de la solution finale, elle comporte comme une méthode de Gauss-Newton et présente un taux de convergence rapide [14]. La commutation automatique entre les deux méthodes (descente la plus raide et Gauss-Newton) est assurée par le paramètre de contrôle λ appelé « facteur d'amortissement ». Ainsi, les paramètres $\theta = f(I_{ph}, I_o, n, R_s, R_{sh})$ à identifier sont mis à jour à chaque itération selon l'expression suivante:

$$\theta_{k+1} = \theta_k - \left[\frac{J' \varepsilon}{J' J + \lambda_k I} \right]_{\theta = \theta_k} \quad (III.3)$$

Où, ε est l'erreur entre le courant mesuré et celui calculé à l'aide de l'Equation. (III.2),

J est la matrice jacobéenne $\left(\frac{\partial f(\theta)}{\partial \theta} \right)_{\theta = \theta_k}$ contenant les dérivées de la fonction $f(I_{PV}, V_{PV}, \theta)$ en fonction de chaque paramètre du vecteur θ et, I est la matrice d'identité.

III.3.3. Réseaux de neurones artificiels (RNA)

Le réseau de neurones artificiel est un modèle de calcul dont la conception est très schématiquement inspiré du fonctionnement des neurones. Il se compose de neurones qui sont interconnectés de façon que la sortie d'un neurone puisse être l'entrée d'un ou plusieurs autres neurones. Les RNA constituent aujourd'hui un véritable outil pour la résolution de plusieurs problèmes où les méthodes classiques ont montré leurs limites. On peut trouver dans la littérature les travaux comme exemple :

- Balzani et Reatti [15] ont modélisé le comportement du module PV en utilisant la retro-propagation RNA qui comprend deux couches cachées de 6 et 12 neurones, respectivement.
- Zhang et Yun [16] ont développé une méthode basée sur les réseaux de neurones à fonction radiale pour modéliser les modules PV et obtenir les courbes I-V. Le modèle dans [17] a été utilisé pour générer les données d'apprentissage.
- Karatepe et al. [18] ont utilisé 20 nœuds cachés de RNA pour estimer les paramètres du modèle- R_p . Les résultats du modèle de King et al. [19] sont utilisés pour l'apprentissage. Les résultats obtenus sont plus précis que le modèle conventionnel [20].
- Almonacid et al. [21] ont présenté une méthode basée sur l'RNA pour générer les courbes I-V dans toutes les conditions T et G des cellules PV monocristallines et polycristallines. Un travail similaire est présenté dans [22] pour la caractérisation des modules CIS. D'autres travaux ont utilisé les RNA pour le dimensionnement et la simulation d'un système PV [23, 24].
- Fathabadi et al. [25] ont proposé une méthode basée sur la combinaison de la fonction Lambert-W et les RNA pour obtenir les caractéristiques I-V des cellules et modules cristallins. Les cinq paramètres du modèle- R_p sont calculés en utilisant la technique proposée qui compare la représentation de la fonction Lambert W de la caractéristique I-V avec le modèle RNA pris de la relation courant-tension.
- Kulaksiz et al. [26] ont présenté un RNA hybride dans lequel I_{ph} , I_s , R_p sont exprimés explicitement en fonction de a et R_s . Le réseau de neurone estime les valeurs de a et R_s , les paramètres restants sont calculés analytiquement.

III.3.3.1 Aperçu sur la théorie des réseaux de neurones

III.3.3.1.1 Structure

Les réseaux de neurones biologiques réalisent facilement un certain nombre d'applications telles que la reconnaissance des formes, le traitement de signal, l'apprentissage par l'exemple la mémorisation et la généralisation. Ces applications sont pourtant, malgré toutes les efforts déployés en algorithmique et en intelligence artificielle, à la limite des possibilités actuelles. C'est à partir de l'hypothèse que le comportement intelligent émerge de la structure et du comportement des éléments de base du cerveau que les réseaux de neurones artificiels. Les réseaux de neurones artificiels sont des modèles, à ce titre ils peuvent être décrits par leurs composants, leurs variables descriptives et les interactions des composants.

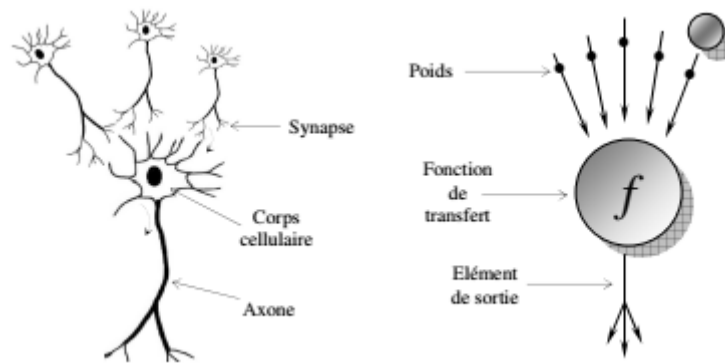


Figure III.2: Mise en correspondance du neurone biologique /et du neurone artificiel [27].

Chaque neurone artificiel est un processeur élémentaire, il reçoit un nombre de variable d'entrées en provenance de neurones amont. A chacune de ces entrées est associé un poids (W). Chaque processeur élémentaire est doté d'une sortie unique, qui se ramifie ensuite pour alimenter un nombre variable de neurones aval. Chaque connexion est associée à un poids synaptique (Fig III.2), cette structure élémentaire est appelée perceptron [27].

III.3.3.1.2 Définition de réseaux de neurones artificiels

Un réseau de neurones peut être considéré comme un modèle mathématique de traitement réparti, composé de plusieurs éléments de calcul non linéaire (neurones), opérant en parallèle et connectés entre eux par des poids [28].

Les réseaux de neurones artificiels sont des réseaux fortement connectés de processeurs élémentaires fonctionnant en parallèle. Chaque processeur élémentaire calcul une sortie unique sur la base des informations qu'il reçoit. Les neurones artificiels sont souvent utilisés sous forme de réseaux qui diffèrent selon le type de connections entre les neurones, une cinquantaine de types peut être dénombrée. En guise d'exemples nous citons: le perceptron de Rosemblat, les réseaux de Hopfield etc... Ces derniers sont les plus utilisés dans le domaine de la modélisation et de la commande des procédés. Ils sont constitués d'un nombre fini de neurones qui sont arrangés sous forme de couches. Les neurones de deux couches adjacentes sont interconnectés par des poids. L'information dans le réseau se propage d'une couche à l'autre, on dit qu'ils sont de type « feedforward ». Nous distinguons trois types de couches:

Couche d'entrée: les neurones de cette couche reçoivent les valeurs d'entrée du réseau et les transmettent aux neurones cachés. Chaque neurone reçoit une valeur, il ne fait pas donc de sommation.

Couches cachées: chaque neurone de cette couche reçoit l'information de plusieurs couches précédentes, effectue la sommation pondérée par les poids, puis la transforme selon sa fonction d'activation qui est en général une fonction sigmoïde. Par la suite, il envoie cette réponse aux neurones de la couche suivante.

Couche de sortie: elle joue le même rôle que les couches cachées, la seule différence entre ces deux types de couches est que la sortie des neurones de la couche de sortie n'est liée à aucun autre neurone.

III.3.3.1.3 Comportement

Le neurone artificiel (ou cellule) est un processeur élémentaire. Il reçoit un nombre variable d'entrées en provenance de neurones appartenant à un niveau situé en amont (on parlera de neurones "amonts"). À chacune des entrées est associé un poids w représentatif de la force de la connexion. Chaque processeur élémentaire est doté d'une sortie unique, qui se ramifie ensuite pour alimenter un nombre variable de neurones appartenant à un niveau situé en aval (on parlera de neurones "avals"). À chaque connexion est associé un poids [29] (Figure III.3)

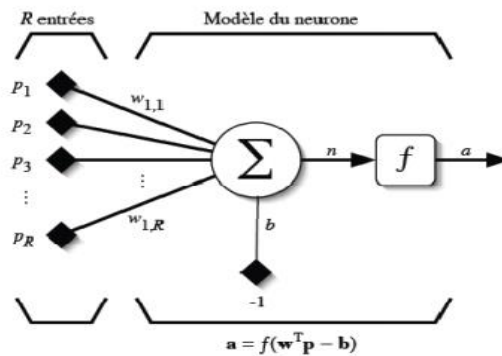


Figure III.3 : Le modèle d'un neurone artificiel [27]

Les R entrées du neurone correspondent au vecteur $p = [p_1, p_2, \dots, p_R]^T$ alors que $w = [w_{1,1}, w_{1,2}, \dots, w_{1,R}]^T$ représente le vecteur des poids du neurone. La sortie n de l'intégrateur est donnée par l'équation suivante [27, 30]:

$$n = \sum_{j=1}^R w_{1,j} p_j - b \quad (\text{III.4})$$

Que l'on peut aussi écrire sous forme matricielle :

$$n = w^T p - b \quad (\text{III.5})$$

$$w = \begin{bmatrix} w_{1,1} & w_{1,2} & \dots & w_{1,R} \\ w_{2,1} & w_{2,2} & \dots & w_{2,R} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{S,1} & w_{S,2} & \dots & w_{S,3} \end{bmatrix} \quad (\text{III.6})$$

Avec

Cette sortie correspond à une somme pondérée des poids et des entrées moins ce qu'on nomme le biais b du neurone. Le résultat n de la somme pondérée s'appelle le niveau d'activation du neurone. Le biais b s'appelle aussi le seuil d'activation du neurone. Lorsque le niveau d'activation atteint ou dépasse le seuil b , alors l'argument de f devient positif (ou nul). Sinon, il est négatif.

On peut faire un parallèle entre ce modèle mathématique et certaines informations que l'on connaît (ou que l'on croit connaître) à propos du neurone biologique. Le neurone biologique est une cellule vivante spécialisée dans le traitement des signaux électriques. Les neurones sont reliés entre eux par des liaisons appelées axones. Ces axones vont eux-mêmes jouer un rôle important dans le comportement logique de l'ensemble. Ces axones conduisent les signaux électriques de la sortie d'un neurone vers l'entrée (synapse) d'un autre neurone.

Un poids d'un neurone artificiel représente donc l'efficacité d'une connexion synaptique. Un poids négatif vient inhiber une entrée, alors qu'un poids positif vient l'accroître. Il est important de retenir que ceci est une grossière approximation d'une véritable synapse qui résulte en fait d'un processus chimique très complexe et dépendant de nombreux facteurs extérieurs encore mal connus. Il faut bien comprendre que notre neurone artificiel est un modèle pragmatique qui, comme nous le verrons plus loin, nous permettra d'accomplir des tâches intéressantes. La vraisemblance biologique de ce modèle ne nous importe peu. Ce qui compte est le résultat que ce modèle nous permettra d'atteindre [27].

Un autre facteur limitatif dans le modèle que nous nous sommes donné concerne son caractère discret. En effet, pour pouvoir simuler un réseau de neurones, nous allons rendre le temps discret dans nos équations. Autrement dit, nous allons supposer que tous les neurones sont synchrones, c'est-à-dire qu'à chaque temps t , ils vont simultanément calculer leur somme pondérée et produire une sortie $a(t) = f(n(t))$. Dans les réseaux biologiques, tous les neurones sont en fait asynchrones [27,29].

Revenons donc à modèle tel que formulé par l'équation (III.7) et ajoutons la fonction d'activation f pour obtenir la sortie du neurone :

$$a = f(n) = f(w^T p - b) \tag{III.7}$$

En remplaçant W^T par une matrice d'une seule ligne $W=W^T$, on obtient une forme générale que nous adopterons tout au long de cette référence :

$$a = f(wp - b) \tag{III.8}$$

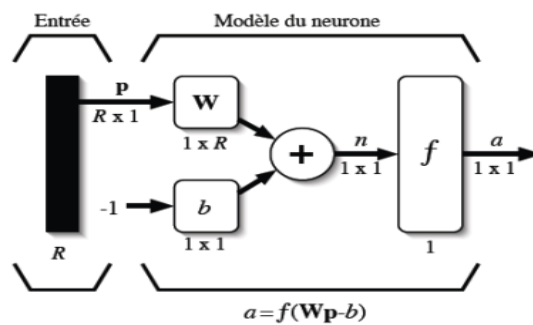


Figure. III.4 - Représentation matricielle du modèle d'un neurone artificiel [27]

L'équation (III.8) nous amène à introduire un schéma de modèle plus compact que celui de la figure III.3. La figure III.4 illustre celui-ci. On y représente les R entrées comme un rectangle noir (le nombre d'entrées est indiqué sous le rectangle). De ce rectangle sort le vecteur p dont la dimension matricielle est $R \times 1$. Ce vecteur est multiplié par une matrice W qui contient les poids (synaptiques) des neurones. Dans le cas d'un neurone simple, cette matrice possède la dimension $1 \times R$. Le résultat de la multiplication correspond au niveau

d'activation qui est ensuite comparé au seuil b (un scalaire) par soustraction. Finalement, la sortie du neurone est calculée par la fonction d'activation f . La sortie d'un neurone est toujours un scalaire.

III.3.3.1.4 Fonctions de transfert

Plusieurs possibilités existent pour spécifier la nature de la fonction d'activation du modèle. Les fonctions mathématiques les plus souvent utilisées sont:

- La fonction seuil :

À fonction seuil applique un seuil sur son entrée. Plus précisément, une entrée négative ne passe pas le seuil, la fonction retourne alors la valeur 0 (on peut interpréter ce 0 comme signifiant faux), alors qu'une entrée positive ou nulle dépasse le seuil, et la fonction retourne 1 (vrai). Utilisée dans le contexte d'un neurone, cette fonction est illustrée au tableau III.1. On remarque alors que le biais b dans l'expression de $a = \text{hardlim}(w^T p - b)$ (équation III.7) détermine l'emplacement du seuil sur l'axe $w^T p$, ou la fonction passe de 0 à 1 (tableau III.1).

- La fonction identité (dite linéaire) :

La fonction linéaire est très simple, elle affecte directement son entrée à sa sortie. Dans ce cas, la sortie du neurone correspond à son niveau d'activation dont le passage à zéro se produit lorsque $w^T p = b$

- La fonction sigmoïde, dont les formes les plus utilisées sont la fonction logistique (III.9) et la fonction tangente hyperbolique (III. 10):

$$a = \frac{1}{1 + \exp^{-n}} \quad (\text{III.9})$$

$$a = \frac{e^n - e^{-n}}{e^n + e^{-n}} \quad (\text{III.10})$$

Elle ressemble soit à la fonction seuil, soit à la fonction linéaire, selon que l'on est loin ou près de b , respectivement. La fonction seuil est non-linéaire car il y a une discontinuité lorsque $w^T p = b$. De son côté, la fonction linéaire est tout à fait linéaire. Elle ne comporte aucun changement de pente. La sigmoïde est un compromis intéressant entre les deux précédentes. Notons finalement, que la fonction «tangente hyperbolique» est une version symétrique de la sigmoïde.

- La fonction gaussienne d'écart type unité :

$$a = \exp^{-n^2} \quad (\text{III.11})$$

Toutes ces fonctions sont continuées et différentiables (sauf la fonction seuil). L'une des fonctions les plus souvent utilisées est la fonction sigmoïdale. En effet, elle assure le caractère non linéaire du modèle neuronal qui en fait un approximateur universel

Le tableau III.1 résume les fonctions de transfert couramment utilisées

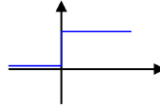
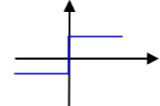
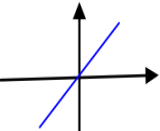
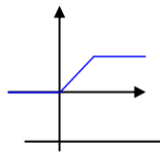
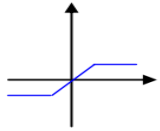
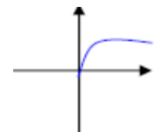
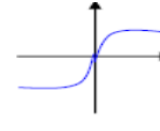
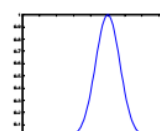
FONCTION	TYPE	EQUATION	ALLURE	Nom Matlab
Seuil	Binaire (fonction de Heaviside)	$a = 1$ si $n > 0$ $a = 0$ si $n \leq 0$		hardlim
	Signe	$a = 1$ si $n > 0$ $a = -1$ si $n \leq 0$		hardlims
Linéaire	Identité	$a = n$		purelin
	Saturé positif	$a(n,k) = 0$ si $n < 0$ $a(n,k) = 1$ si $n \geq 1/k$ $a(n,k) = kn$ sinon		poslin
	Saturé symétrique	$a(n,k) = -1$ si $n < -1/k$ $a(n,k) = 1$ si $n \geq 1/k$ $a(n,k) = kn$ sinon		satlins
Sigmoide	Positive (type logistique)	$a = \frac{1}{1 + \exp^{-n}}$		logsig
	Symétrique (type Hyperbolic Tangent)	$a = \frac{e^n - e^{-n}}{e^n + e^{-n}}$		tansig
Gaussian RBF		$a = \exp^{-n^2}$		

Tableau. III.1 – Fonctions de transfert $a = f(n)$ [27]

III.3.3.1.5 Architecture du réseau

Il existe différentes topologies du réseau correspondant aux divers schémas géométriques de connexion entre les neurones. Les connexions entre les neurones qui composent le réseau décrivent la topologie du modèle [31]

Le plus souvent, cette topologie fait apparaître une certaine régularité de l'arrangement des neurones; cependant, celui – ci peut être quelconque [32]

a) Réseau multicouches

Les neurones sont arrangés par couche. Il n'y a pas de connexion entre neurones d'une même couche et les connexions ne se font qu'avec les neurones des couches avalent (Figure III.5(a)). Habituellement, chaque neurone d'une couche est connecté à tous les neurones de la couche suivante. Ceci nous permet d'introduire la notion de sens de parcours de l'information (de l'activation) au sein d'un réseau et donc définir les concepts de neurone d'entrée, neurone de sortie. Par extension, on appelle couche d'entrée l'ensemble des neurones d'entrée, couche de sortie l'ensemble des neurones de sortie. Les couches intermédiaires n'ayant aucun contact avec l'extérieur sont appelés couches cachées [29]. Et toute aucun contact à la l'extérieur sont connectés à tons les neurones de la couche aval.

b) Réseau à connexions locales

Il s'agit d'une structure multicouche. Chaque neurone entretien des relations avec un nombre réduit et localisé de neurones de la couche avale. Les connexions sont donc moins nombreuses que dans le cas d'un réseau multicouche classique (Figure III.5(b)) [28,30].

c) Réseau à connexions récurrentes

Un réseau de ce type signifie qu'une ou plusieurs sorties de neurones d'une couche aval sont connectées aux entrées des neurones de la couche amont ou de la même couche (Figure III.5(d)). Ces connexions récurrentes ramènent l'information en arrière par rapport au sens de propagation défini dans un réseau multicouche.

Les réseaux à connexions récurrentes sont des réseaux plus puissants car ils sont séquentiels plutôt que combinatoires comme l'étaient ceux décrits précédemment. La rétroaction de la sortie vers l'entrée permet à un réseau de ce type de présenter un comportement temporel [33].

d) Réseau à connexion complexe:

Chaque neurone est connecté à tous les neurones du réseau y compris lui-même ; c'est la structure d'interconnexion la plus générale [27] (Figure III.5(c))

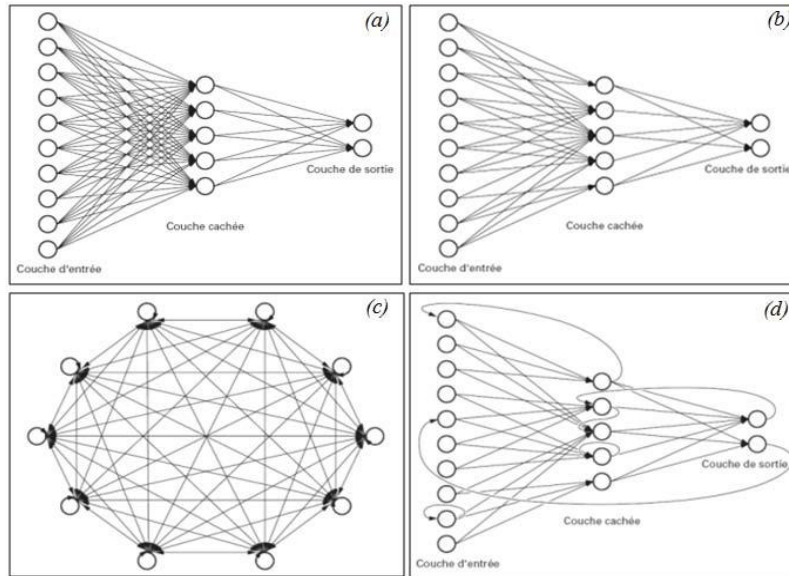


Figure III.5: Architecture d'un réseau [30]

e) Réseaux de neurones à architecture évolutive

Ces réseaux de neurones changent leurs structures internes pendant l'utilisation (augmentation ou diminution du nombre de neurones).

III.3.3.1.6 Apprentissage des réseaux de neurones:

L'apprentissage et l'adaptation constituent deux caractéristiques essentielles des réseaux de neurones. Le rôle de l'apprentissage est d'optimiser les poids de chaque connexion. De nombreuses règles existent pour modifier les poids des connexions et donc pour arriver à un apprentissage correct lorsque la phase d'apprentissage est achevée. Le réseau doit être capable de faire les bonnes associations pour les vecteurs d'entrées qu'il n'aura pas appris. C'est l'une des propriétés importante dans les réseaux de neurones, car il permet de donner la capacité de reconnaître des formes ressemblantes, c'est la phase de reconnaissance. Mathématiquement l'apprentissage est défini par [27]:

$$\frac{\partial W}{\partial t} \neq 0 \tag{III.12}$$

Où W est la matrice des poids

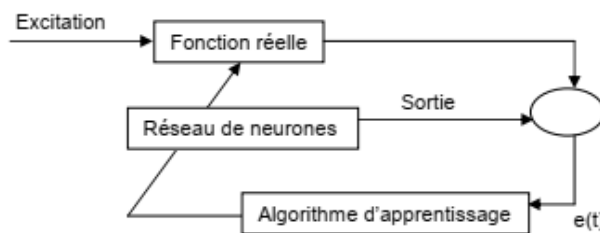


Figure III.6 Principe d'apprentissage

Les techniques d'apprentissage peuvent être classées en trois catégories [34, 35] :

a) Apprentissage supervisé :

L'apprentissage dit supervisé est caractérisé par la présence d'un professeur qui possède une connaissance approfondie de l'environnement dans lequel évolue le réseau de neurones. En pratique, les connaissances de ce professeur prennent la forme d'un ensemble de Q couples de vecteurs d'entrée et de sortie que nous noterons $\{(p_1, d_1), (p_2, d_2), \dots, (p_Q, d_Q)\}$, où (p_i) désigne un stimulus (entrée) et (d_i) la cible pour ce stimulus, c'est-à-dire les sorties désirées du réseau. Chaque couple (p_i, d_i) correspond donc à un cas d'espèce de ce que le réseau devrait produire (la cible) pour un stimulus donné [27].

L'apprentissage supervisé est illustré d'une manière conceptuelle à la Figure III.7. L'environnement est inconnu du réseau. Celui-ci produit un stimulus p qui est acheminé à la fois au professeur et au réseau. Grâce à ses connaissances intrinsèques, le professeur produit une sortie désirée $d(t)$ pour ce stimulus. On suppose que cette réponse est optimale. Elle est ensuite comparée (par soustraction) avec la sortie du réseau pour produire un signal d'erreur $e(t)$ qui est réinjecté dans le réseau pour modifier son comportement via une procédure itérative qui, éventuellement, lui permet de simuler la réponse du professeur. Autrement dit, la connaissance de l'environnement par le professeur est graduellement transférée vers le réseau jusqu'à l'atteinte d'un certain critère d'arrêt. Par la suite, on peut éliminer le professeur et laisser le réseau fonctionner de façon autonome.

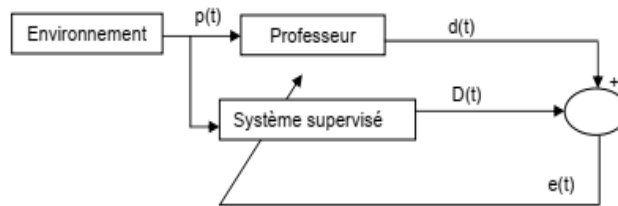


Figure III.7 Schéma bloc de l'apprentissage supervisé

b) Apprentissage non supervisé

Ce type d'apprentissage que nous abordons est dit non supervisé ou encore « auto organisée ». Il est caractérisé par l'absence complète de professeur, c'est-à-dire qu'on ne dispose ni d'un signal d'erreur, comme dans le cas supervisé, ni d'un indice de satisfaction, comme dans le cas par renforcement. Nous ne disposons donc que d'un environnement qui fournit des stimuli et d'un réseau qui doit apprendre sans intervention externe. En assimilant les stimuli de l'environnement à une description de son état interne, la tâche du réseau est alors de modéliser cet état le mieux possible. Pour y arriver, il importe d'abord de définir une mesure de la qualité pour ce modèle, et de s'en servir par la suite pour optimiser les paramètres libres du réseau, c'est-à-dire ses poids synaptiques. A la fin de l'apprentissage, le réseau a développé une habilité à former des représentations internes des stimuli de l'environnement permettant d'encoder les caractéristiques de ceux-ci et, par conséquent, de créer automatiquement des classes de stimuli similaires [27].

c) Apprentissage par renforcement :

L'idée de base de l'apprentissage par renforcement est inspirée des mécanismes d'apprentissage chez les animaux. Dans ce type d'apprentissage on suppose qu'il n'existe pas de maître (superviseur) qui peut fournir la réponse correcte, mais le système à entraîner est informé, d'une manière indirecte, sur l'effet de son action choisie. Cette action est renforcée si elle conduit à une amélioration des performances du système entraîné, et les éléments qui contribuent dans La génération de cette action sont soit récompensés ou punis [27].

III.3.3.1.7 Les méthodes d'apprentissage

Dans les systèmes experts, les connaissances de l'expert ont une forme énumérée, elles sont exprimées sous forme de règles. Dans le cas des réseaux de neurones, les connaissances ont une forme distribuée. Elles sont codées dans les poids des connexions, la topologie du réseau, les fonctions de transfert de chaque neurone, le seuil de ces fonctions et la méthode d'apprentissage utilisée. Il existe un certain nombre de méthodes d'apprentissage:

a) Règle de Hebb

C'est la méthode d'apprentissage la plus ancienne (1949), elle est inspirée de la biologie. Elle traduit le renforcement des connexions liant deux neurones activés. Si un des deux neurones au moins n'est pas activé, le poids de la connexion n'est pas modifié [36].

b) Règle de correction d'erreurs

Cette règle s'inscrit dans le paradigme d'apprentissage supervisé, c'est-à-dire, dans le cas où on fournit au réseau, une entrée et la sortie correspondante. Si on considère $[y]$, la sortie calculée par le réseau et $[d]$, la sortie désirée, le principe de cette règle est d'utiliser l'erreur $[dy]$, afin de modifier les connexions et de diminuer ainsi l'erreur globale du système. Le réseau va donc s'adapter jusqu'à ce que y soit égal à $[d]$. C'est ce principe qui est utilisé dans le perceptron simple. [36].

c) Algorithme de la rétro-propagation du gradient de l'erreur

Cet algorithme est utilisé dans les réseaux de type feedforward, ce sont des réseaux de neurones à couche, ayant une couche d'entrée, une couche de sortie, et au moins une couche cachée. Il n'y a pas de récursivité dans les connexions, et pas de connexions entre neurones de la même couche. Le principe de la rétro-propagation consiste à présenter au réseau un vecteur d'entrées, de procéder au calcul de la sortie par propagation à travers les couches, de la couche d'entrées vers la couche de sortie passant par les couches. Cette sortie obtenue est comparée à la sortie désirée, une erreur est alors obtenue. A partir de cette erreur, le gradient de l'erreur est calculé et propagé de la couche de sortie vers la couche d'entrée, d'où le terme de rétro propagation. Cela permet la modification des poids du réseau et donc l'apprentissage. L'opération est répétée pour chaque vecteur d'entrée et cela jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit vérifié [34, 37].

d) Méthode de Levenberg-Marquardt

Afin de bénéficier des avantages de chacune des méthodes présentées précédemment, le chercheur Marquardt proposa une stratégie qui bénéficie à la fois d'une convergence rapide et d'une indépendance des résultats vis-à-vis du vecteur initial [34].

La méthode de Levenberg-Marquardt est l'une des méthodes les plus utilisées, qui consiste à considérer la surface d'erreur quadratique en se basant sur la fonction d'énergie.

III.3.3.1.8 Propriétés fondamentales des réseaux de neurones

Les réseaux de neurones possèdent une propriété qui est à l'origine de leur intérêt pratique dans des domaines très divers: Ils sont des approximateurs universels parcimonieux. Cette expression traduit différentes propriétés distinctes.

a) L'approximation universelle

La propriété d'approximation universelle peut être énoncée comme suit:

« Toute fonction bornée suffisamment régulière peut être approchée uniformément, avec une précision arbitraire, dans un domaine fini de l'espace de ses variables, par un réseau de neurones comportant une couche de neurones cachés en nombre fini, possédant tous la même fonction d'activation bornée, et un neurone de sortie linéaire » [35]

Cette propriété fondamentale est un théorème d'existence. Elle ne simplifie pas pour autant la tâche consistant à identifier les paramètres du réseau. Toutefois, elle permet de fixer l'architecture de réseaux pouvant réaliser l'identification de toute fonction non linéaire. Il est important de noter que la fonction réalisée par un tel réseau est une fonction non linéaire de ses variables et de ses paramètres.

b) La parcimonie

Par ailleurs, si l'approximation dépend des paramètres ajustables de manière non linéaire, elle est plus parcimonieuse que si elle dépend linéairement des paramètres. Plus précisément, on montre que le nombre de paramètres, pour une précision donnée, croît exponentiellement avec le nombre de variables dans le cas des approximateurs linéaires par rapport à leurs paramètres, alors qu'il croît linéairement avec ce nombre pour les approximateurs non linéaires par rapport à leurs paramètres. La parcimonie est donc d'autant plus avantageuse que le nombre de variables du modèle est grand [35].

c) Le parallélisme

Cette notion se situe à la base de l'architecture des réseaux de neurones considérés comme ensemble d'entités élémentaires travaillant simultanément. Par l'étude du fonctionnement des réseaux de neurones, on pourrait aboutir à des nouvelles techniques de formalisation de problème qui permettraient de les traiter en parallèle.

III.3.3.1.9 Mise en œuvre des réseaux neuronaux

Nous allons suivre une démarche reprise par Wierenga et Kluytmans (1994) qui est composée de quatre étapes principales:

Etape 1: fixer le nombre de couches cachées. Mis à part les couches d'entrée et de sortie, l'analyste doit décider du nombre de couches intermédiaires ou cachées. Sans couche cachée, le réseau n'offre que de faibles possibilités d'adaptation; avec une couche cachée, il est capable, avec un nombre suffisant de neurones, d'approximer toute fonction continue (Hornik, 1991). Une seconde couche cachée prend en compte les discontinuités éventuelles.

Etape 2: déterminer le nombre de neurones par couches cachées. Chaque neurone supplémentaire permet de prendre en compte des profils spécifiques des neurones d'entrée. Un nombre plus important permet donc de mieux coller aux données présentées mais diminue la capacité de généralisation du réseau. Ici non plus il n'existe pas de règle générale mais des règles empiriques. La taille de la couche cachée doit être:

- Soit égale à celle de la couche d'entrée.
- Soit égale à 75% de celle-ci.
- Soit égale à la racine carrée du produit des nombres dans la couche d'entrée et de sortie.

Notons que le dernier choix réduit le nombre de degrés de liberté laissés au réseau, et donc la capacité d'adaptation sur l'échantillon d'apprentissage, au profit d'une plus grande stabilité. Une voie de recherche ultérieure consisterait soit à procéder à l'estimation d'un réseau comportant de nombreux neurones puis à le simplifier par l'analyse des multicolinéarités ou par une règle d'apprentissage éliminant les neurones inutiles ; soit à définir une architecture tenant compte de la structure des variables identifiée au préalable par une analyse en composantes principales.

Etape 3: choisir la fonction d'activation. Nous considérons la fonction logistique pour le passage de la couche d'entrée à la couche cachée. Le passage de cette dernière à la couche de sortie sera soit linéaire, soit sigmoïde (logistique) selon nos types de variables.

Etape 4: choisir l'apprentissage par rétro-propagation nécessite la détermination du paramètre d'ajustement des poids synaptiques à chaque itération. La détermination du critère d'arrêt est aussi cruciale dans la mesure où la convergence peut passer par des minima locaux.

III.4 Résultats et discussions

III.4.1 Caractérisation du module PV amorphe (QS-60DGF) par la méthode de Levenberg-Marquardt

Pour créer le modèle du module photovoltaïque on choisit une base de données caractérisée, dans notre cas, par le paramètre électrique I-V du module PV pour les différentes températures (T) et éclairagements (G) de l'environnement où le module PV est placé.

Les spécifications électriques du module PV utilisé dans notre étude sont présentées dans la (Tableau III.2).

Paramètres	Couche Mince a-Si (QS-60DGF)
Pm (W)	60
Voc (V)	80.3
Isc (A)	1.22
Vmp (V)	62.3
Imp (A)	0.96
D (mm)	1404*794*35

Tableau III.2 Paramètres électrique du module PV amorphe (QS-60DGF)

La méthodologie proposée peut être résumés comme suit:

Étape 1. Obtention des courbes I-V réelles

Tout d'abord, les courbes V-I sont obtenues à partir de l'exposition à la condition réelle. Pour la mesure des courbes V-I, les mesures extérieures de IV du module PV amorphe (QS-60DGF) ont été réalisées sur le terrain de l'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS) dans le sud-ouest de l'Algérie pendant l'année 2019 à l'aide du logiciel et le matériel des instruments EKO (traceur MP-160 I – V). Cet outil est utilisé pour la mesure sur le terrain des courbes caractéristiques IV et des principaux paramètres caractéristiques d'une cellule solaire individuelle, d'un module unique et de chaînes de modules. L'instrument mesure simultanément la tension et le courant, ainsi que l'éclairement solaire incidente et la température à l'aide d'un pyranomètre et d'un thermocouple. Les données acquises sont ensuite traitées et traduites dans des conditions de test standard (STC) afin de procéder à la comparaison avec les données nominales (valeurs de référence des paramètres de performances en condition STC) déclarées par le fabricant de modules photovoltaïques (Figure III.8). Le pyranomètre CM11 Kipp & Zonen et le thermocouple de type T ont été utilisés dans notre tests expérimentaux.

Les principales spécifications techniques du traceur MP-160 I – V sont présentées dans le tableau III.3.

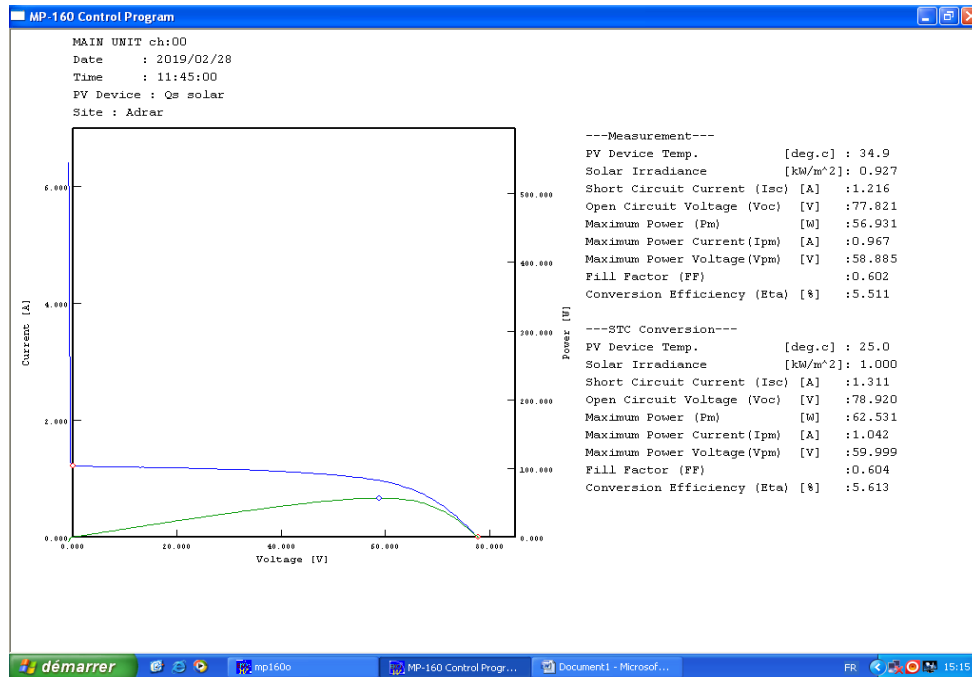


Figure III.8 Exemple des données acquises par le traceur I-V.

Caractéristiques	Détails
Méthode de mesure	Méthode de charge électronique
Tension d'entrée	300 V (Max 320 V)
Courant d'entrée	10 A (Max 11 A)
La puissance d'entrée	300 W (Max 360 W)
Entrée de température	Thermocouple de type T ou K
Entrée d'irradiation	Pyranomètre (30 mV)
Temps de balayage	2–330 s
Précision	+/- 0.5% FS
Résolution	103 FS
Gamme de tension	300 V, 30 V, 3 V
Gamme de courant	10 A, 3 A, 0.3 A, 0.03 A
Exigences de puissance	AC 100–240 V, 50/60 Hz
Conditions de fonctionnement	Humidité 0–90% et environnement sec

Tableau III.3. Les principales spécifications techniques du traceur MP-160 I – V.

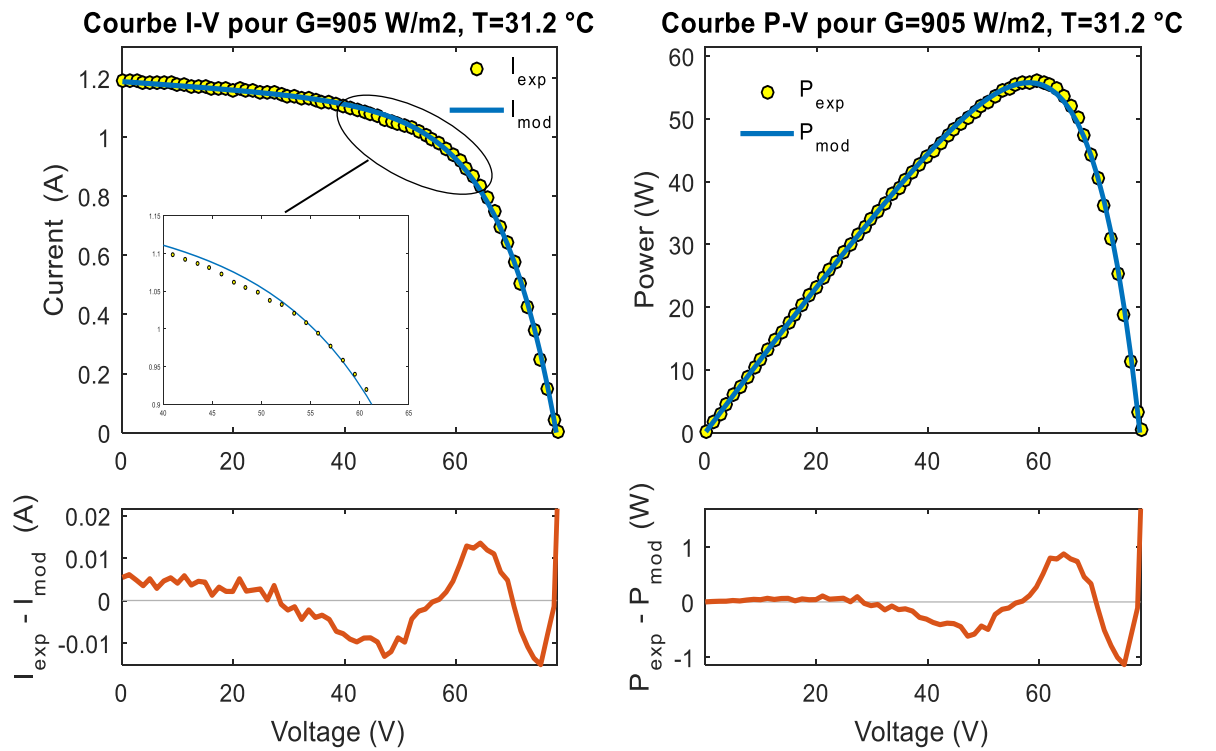
Nous avons utilisé 36 différentes courbes (Tableau III.4), associant chaque valeur de G (W/m^2) et T(C°) une courbe V-I.

Courbe (I-V)	G (w/m ²)	T(C°)
1	905	31.2
2	918.3	31.8
3	927.4	34.9
4	1101.5	34.6
5	707.3	36.2
6	1341	34.7
7	506	34.9
8	615.9	35
9	515.2	35.7
10	1159.8	35.5
11	1100.7	36.9
12	1060	38.1
13	1260.5	35.7
14	1485.2	37.6
15	1074 .2	36
16	783.7	38.4
17	630	38.1
18	1364.5	35.7
19	924.5	39.2
20	1442.4	38.4
21	1036.4	40.9
22	636.2	37.9
23	1212.6	40.2
24	783.9	38.7
25	852.3	37.2
26	935.5	37.9
27	1230.5	40.8
28	1018	38.4
29	1387	37.1
30	1332.5	38
31	939.5	39.7
32	746.8	37.3
33	1157.2	37.5
34	1081.5	37.7
35	679	37.3
36	792.5	34.5

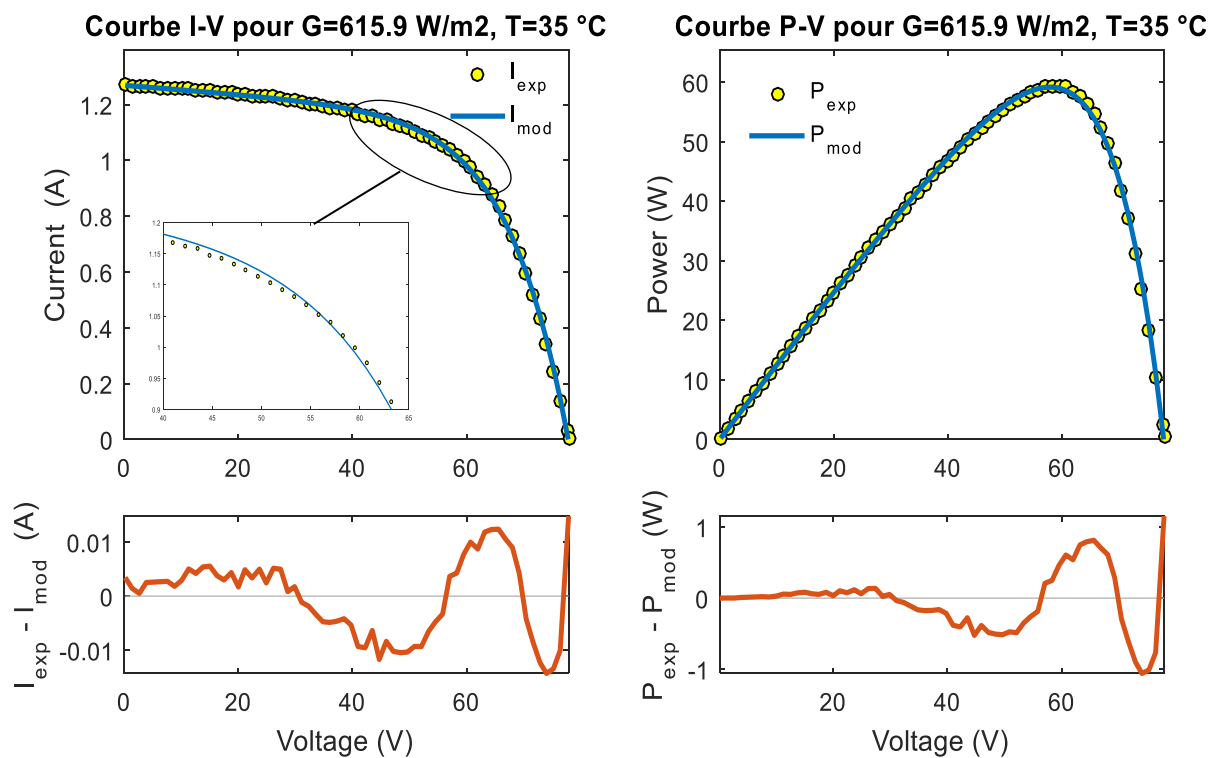
Tableau III. 4. Valeurs de G et de T pour les 36 courbes utilisées

Étape 2. Génération des courbes V – I et extraction les 5 paramètres

On peut en déduire que les courbes V-I de ML sont très similaires aux courbes V-I réelles avec une erreur très petit (Figure III 9a-d). Cette méthode va être une méthode très utile pour les concepteurs de systèmes photovoltaïques.

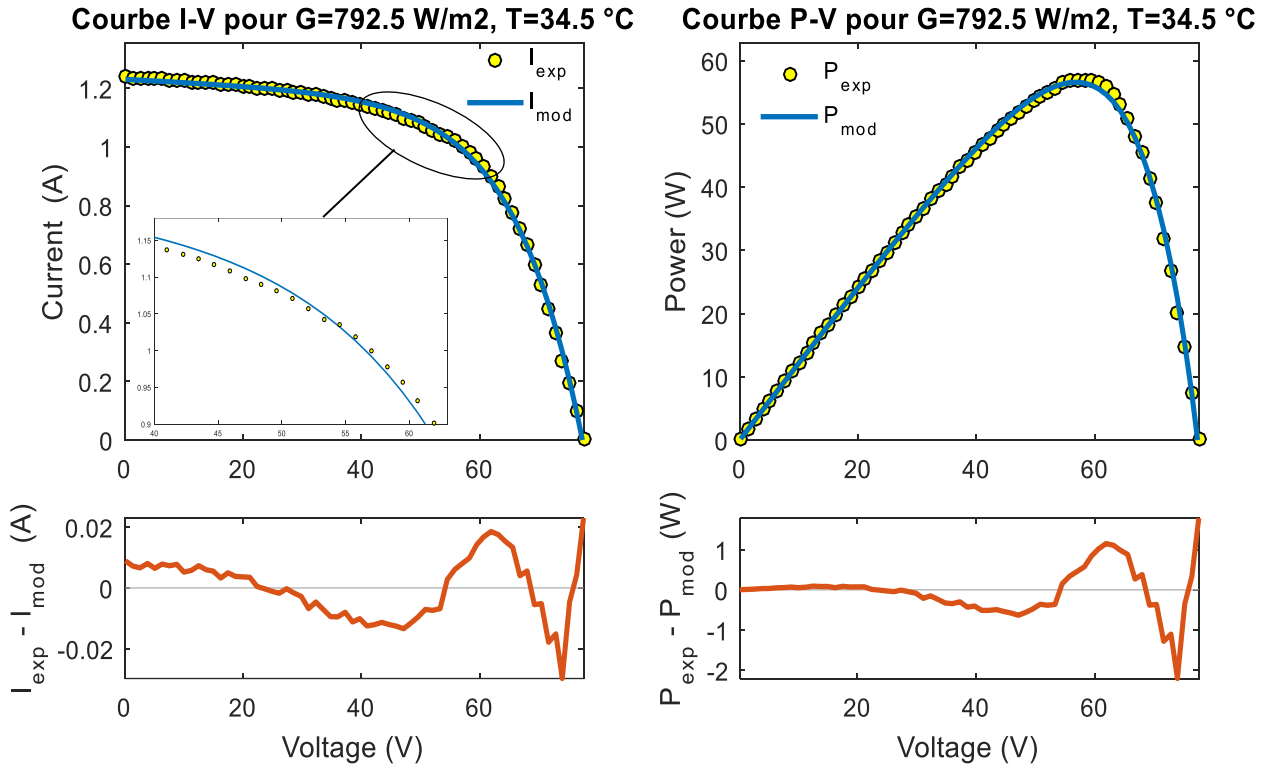


(a)

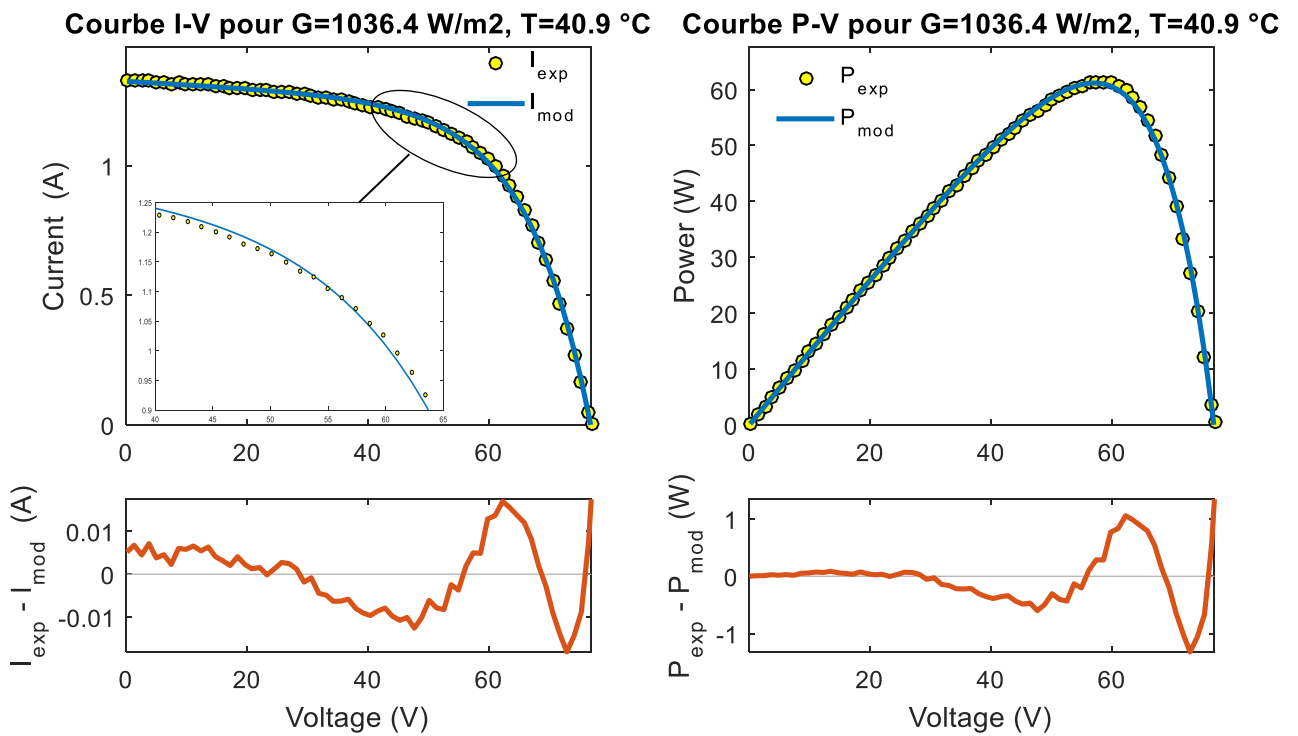


(b)

Figure III.9 (a-b) Performance du modèle LM obtenu pour les différentes conditions de fonctionnement



(c)



(d)

Figure III.9 (c-d) Performance du modèle LM obtenu pour les différentes conditions de fonctionnement

Les résultats de l'estimation des paramètres de module PV amorphe (QS-60DGF) par la méthode de Levenberg-Marquardt (LM) à différentes conditions environnementales sont présentés dans le tableau III.5.

Condition réel		Méthode LM				
		Paramètres estimés de module PV				
G	T	I _{ph}	I _s	a	R _s	R _{sh}
905	31.2	1.188	4.675×10^{-4}	3.8373	0.2182	771.3574
615.9	35	1.271	3.1305×10^{-4}	3.5704	0.9303	625.2568
792.5	34.5	1.231	7.5251×10^{-4}	3.9779	0.8367	986.7084
1036.4	40.9	1.325	6.6614×10^{-4}	3.7737	0.1323	778.9268

Tableau III.5. Paramètres estimés du module PV (QS-60GDF) dans différentes conditions.

Une comparaison plus exhaustive est présentée dans le tableau III.6, qui montre la valeur estimée et l'erreur relative pour chaque point significatif pour différentes conditions environnementales. La méthode LM proposée présente des erreurs relatives petites, cependant, la méthode proposée à des meilleures performances pour les paramètres I_{sc} et V_{oc}.

Méthode LM					
Paramètres	G (W/m ²)	615.9	792.5	905	1036.4
	T (°C)	35	34.5	31.2	40.9
P _m	Valeur estimé	59.149	56.575	55.755	61.178
	Erreur relative	0.491	1.097	0.588	0.376
I _m	Valeur estimé	1.015	0.992	0.957	1.066
	Erreur relative	1.601	1.743	2.243	3.595
V _m	Valeur estimé	58.29	57.03	58.26	57.39
	Erreur relative	2.033	2.795	2.770	3.806
I _{sc}	Valeur estimé	1.268	1.230	1.188	1.325
	Erreur relative	0.078	0.726	0.251	0.450
V _{oc}	Valeur estimé	77.829	77.384	78.045	76.816
	Erreur relative	0.129	0.220	0.177	0.159

Tableau III.6. Les points significatifs estimés du module PV (QS-60GDF) dans différentes conditions.

III.4.2 Estimation des paramètres de module PV (QS-60DGF) à STC par la méthode de RNA:

III.4.2.1 Architecture de réseau et méthode d'entraînement

Cette section présente une méthode pour estimer les paramètres d'un modèle de module PV dans son circuit équivalent d'une diode à condition standard STC utilisant des réseaux de neurones artificiels; plus spécifiquement, le concept de perceptron multicouche est utilisé. Les données nécessaires pour estimer les paramètres sont basées sur les conditions

météorologiques et les paramètres électriques estimés par la méthode LM pour différents rayonnements et températures. Le réseau neuronal de type MLP (Multi Layer Perceptron) à deux couches cachées et la méthode d'apprentissage choisie était la Levenberg-Marquardt. La méthode proposée est illustrée à la figure III.10.

Les données de l'entraînement ont été produites de manière synthétique pour garantir qu'une grande partie de la gamme des valeurs de paramètres possibles est couverte. Les performances du réseau sont validées avec un jeu de données non inclus dans le jeu d'apprentissage, faisant la comparaison avec d'autres méthodes numériques [38, 39], et plus encore, avec des données expérimentales obtenues à partir de module PV réel (QS-60DGF). Le principal avantage de cette méthode est que, une fois le réseau entraîné, les paramètres renvoyés par le réseau seront toujours uniques pour chaque entrée fournie.

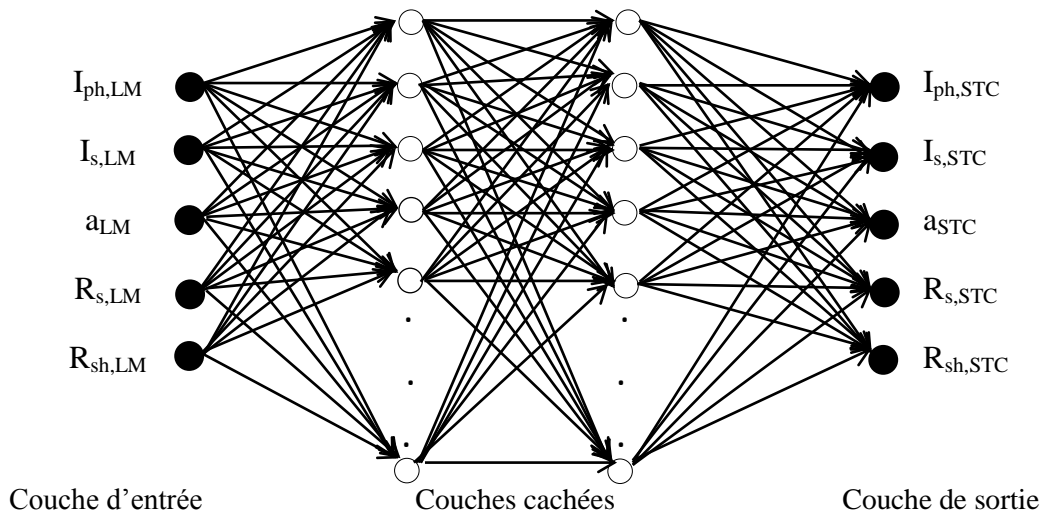
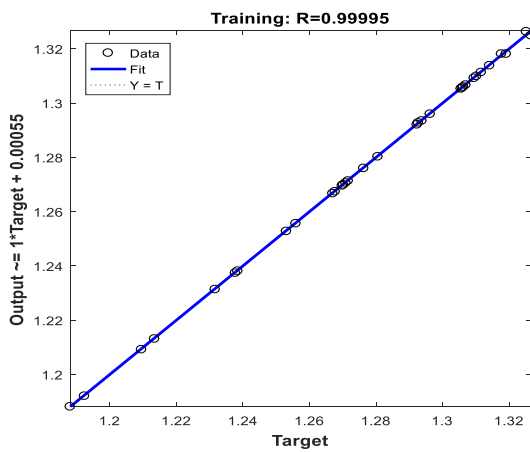


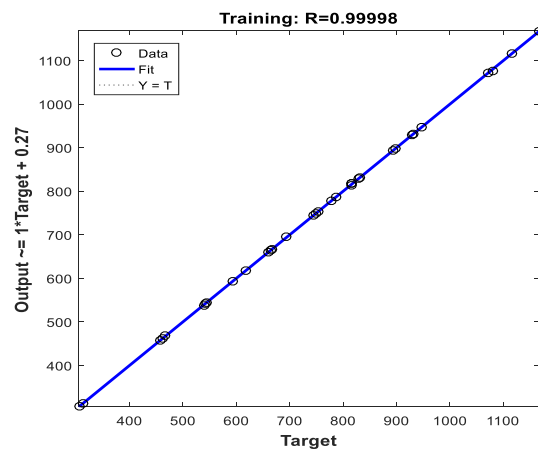
Figure III.10. Méthode d'estimation RNA proposée.

Bien entendu, le plus important est de valider la méthode proposée avec des données expérimentales.

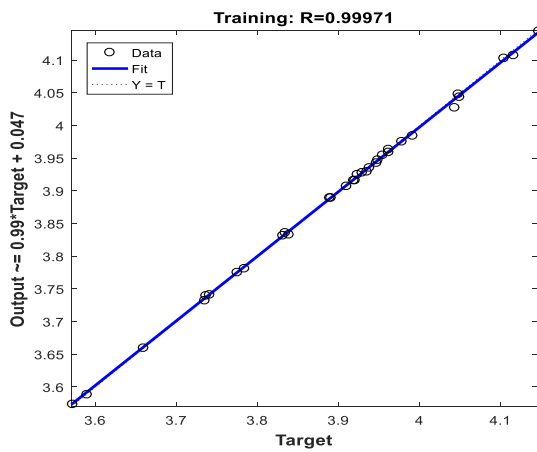
Un outil important pour la validation du réseau est un courbe de points des sorties du réseau par rapport aux sorties désirées, comme le montre le figure (III.11 (a-e)) pour l'estimation I_{ph} , I_s , a , R_{sh} et R_s .



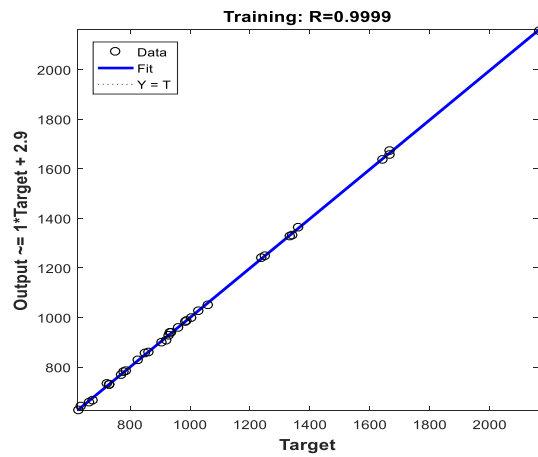
(a)



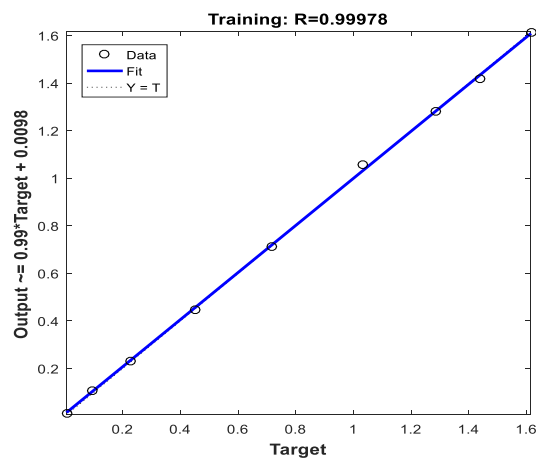
(b)



(c)



(d)



(e)

Figure III.11. Estimation des paramètres [I_{ph} (a), $I_s \cdot 10^{-6}$ (b), a (c), R_{sh} (d), R_s (e)] sur les ensembles d'entraînement

Les résultats de l'estimation des paramètres électriques par les deux méthodes analytiques [38,39] et le réseau de neurone (RNA) sont présentés dans le tableau III.7, qui montre qu'il existe une différence entre les paramètres obtenus.

paramètres de module PV	Valeurs estimés		
	Modèle 1D (EsrAm)	Modèle 1D (Villalva)	Modèle RNA proposé
I_{ph}	1.220	1.245	1.1971
I_s	2.6318×10^{-5}	1.0898×10^{-9}	4.4980×10^{-4}
a	2.9101	1.5	3.5451
R_s	0.4523	5.980	0.4922
R_{sh}	379.855	290.247	594.116

Tableau III.7 Paramètres électriques estimés du module PV (QS-60GDF) par différentes modèles dans des conditions STC

III.4.2.2 Validation de méthode RNA proposée - Etude comparative

Dans cette section, un comparatif de l'estimation des paramètres avec d'autres modèles analytique citées dans le littérature [38,39] basé sur le modèle à une diode (1D).

Ces modèles reposent sur l'hypothèse que la pente de la courbe I -V à Voc et Isc est contrôlée par la résistance série et de shunt, respectivement, avec des simplifications supplémentaires en supposant que I_{ph} est court équivalent au courant du circuit et R_s, R_{sh} et A peut être obtenu par résolution simultanée des équations [38-40]. L'équation simultanée peut être résolue avec la technique de Newton-Raphson en utilisant la fonction symbolique fsolve.

La validité de modèle proposé pour le module PV amorphe QS-60DGF a été vérifiée par une comparaison plus exhaustive entre les valeurs estimées aux différentes conditions par le modèle RNA et les deux autres modèles analytiques citées dans le littérature avec les valeurs expérimentales.

La figure III.12 montre les caractéristiques I-V du module PV amorphe obtenue par les trois modèle après l'ajustement de la courbe avec la courbe mesurée aux rayonnements solaire de 1000 W / m² et 800W/m² et à une température ambiante de 25 °C. Cette figure illustre un excellent accord entre les mesures et la sortie du modèle RNA proposé. En d'autre part, le modèle de Esram fournit des résultats très proches aux valeurs expérimentales en conditions standard STC, alors qu'en faible rayonnement (800 W/m²), la précision de ce modèle est diminué, quant au modèle de Villalva, il est moins précis dans tous les cas.

Le tableau (III.8) présente la valeur estimée et l'erreur relative pour chaque point significatif (la puissance maximale du module photovoltaïque P_{mp}, la tension en circuit ouvert Voc et le courant de court-circuit Isc) obtenu avec le modèle RNA et les deux autre modèles analytiques. Pour les modèles analytiques de Villalva et Esram, les erreurs relatives dans la prédiction de puissance sont d'environ 4% et 5.5% respectivement à 800 W/m². Cependant, l'erreur absolue de puissance par le modèle RNA est de 0.006%. La comparaison entre les valeurs mesurées et les résultats de simulation des caractéristiques PV a montré que le modèle RNA a une meilleure corrélation avec les données d'entrée et une erreur relative plus faible.

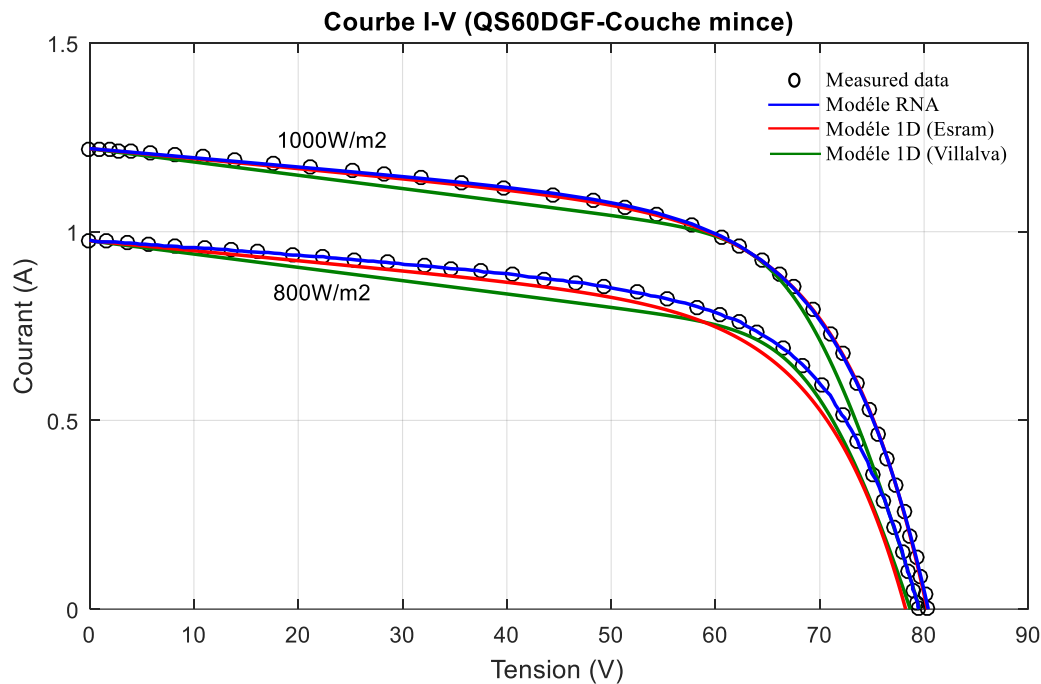


Figure III.12. Caractéristiques I-V du module QS-60DGF par les trois modèles pour différents rayonnements

Eclairement à 25°C (W/m ²)	Paramètres	Modèle 1D (Villalva)	Modèle 1D (Esrám)	Modèle RNA	RE [%] (Villalva)	RE [%] (Esrám)	RE [%] (RNA)
1000	P _{max}	59.811	59.802	60.068	0.315	0.330	0.113
	V _{oc}	79.410	80.300	80.300	1.108	0.000	0.000
	I _{sc}	1.220	1.220	1.220	0.000	0.000	0.000
800	P _{max}	45.534	44.875	47.493	4.118	5.506	0.006
	V _{oc}	78.265	78.229	79.5	1.553	1.598	0.000
	I _{sc}	0.976	0.976	0.977	0.204	0.204	0.102

Tableau III.8: Erreurs relatives des caractéristiques du module QS-60DGF par les trois modèles.

La figure III.13 présente l'erreur absolue du courant du module PV en condition STC ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$). L'erreur est définie comme la différence absolue entre les valeurs de courant expérimental et estimé. Le modèle RNA proposé est très semblable à la donnée expérimentale et fournit d'une faible erreur pour n'importe quelles conditions climatiques.

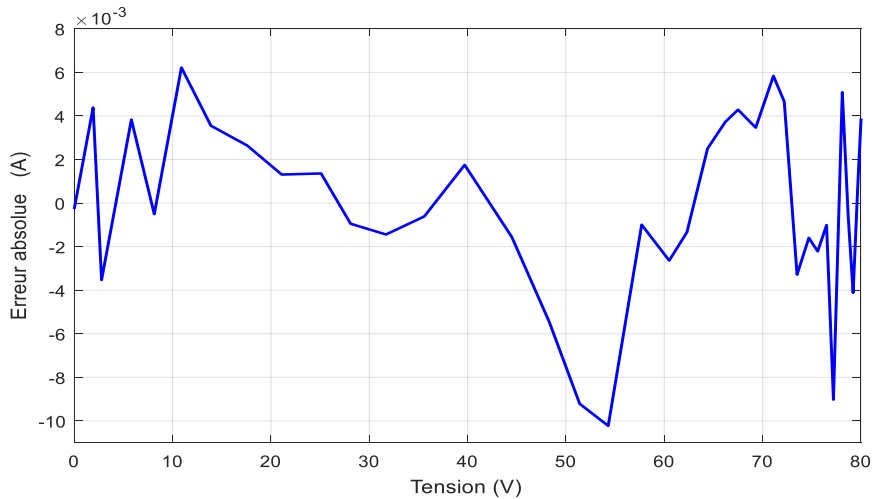


Figure III.13. Erreur absolue de courant à STC de méthode RNA pour le module PV QS60DGF.

III.5 Conclusion

Ce chapitre présenté la modélisation par la méthode de Levenberg-Marquardt (LM) et les réseaux de neurones (RNA) de type MLP un module PV en silicium amorphe sur lequel nous avons travaillé au niveau du l'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS) dans le sud-ouest de l'Algérie pendant une année et ceci pour différentes valeurs d'éclairement et température pour estimer les 5 paramètres du modèle équivalent d'une diode, en se basant sur les paramètres météorologiques. Les entrées du réseau sont G, T et les paramètres estimés sont I_{ph} , I_0 , n , R_s et R_{sh} .

La combinaison entre Levenberg-Marquardt (LM) et les réseaux de neurones de type MLP, conduit à des paramètres précis du modèle à une diode. Cette grande précision a été révélée après la comparaison des résultats obtenus avec ceux des autres méthodes rapportées précédemment. De plus, cela a été confirmé lorsque les valeurs ajustées de I_{PV} (V_{PV}) correspondent très bien aux données expérimentales.

Premièrement une bonne sélection de la base de données est nécessaire, des plages d'éclairement ont été sélectionnées de 506 W/m^2 à 1442.4 W/m^2 et des plages de température de 31.2 C° à 40.9 C° , pour la tension elle varie de 0 à V_{oc} et le courant d' I_{sc} à 0.

Les valeurs déterminées des cinq paramètres électriques de la cellule solaire obtenues par l'algorithme de Levenberg-Marquardt sont très proches aux valeurs expérimentales, en raison de la capacité de cet algorithme à combiner entre les caractéristiques de l'algorithme de descente la plus raide et l'algorithme de Gauss Newton qui assurent une minimisation maximale de l'erreur quadratique moyenne.

Deuxièmement, la mise en œuvre d'un MLP pour estimer les paramètres du module PV en condition standart (STC) et, par conséquent, connaître ses caractéristiques électriques.

Les résultats ont montrés que la modélisation par les réseaux de neurones sont en bon accord avec les données expérimentales et les courbes obtenues sont pratiquement collées et les erreurs sont très faibles.

Il est très important de rappeler que cette méthode est capable de générer la courbe V-I du module PV QS-60DGF les conditions STC, à cet effet cette méthode va être un outil très utile

pour les concepteurs de systèmes photovoltaïques, car elle pourrait être appliquée avant d'effectuer une installation photovoltaïque, fournissant une valeur appropriée de la puissance fournie par le système en STC.

D'autre part, une comparaison de l'estimation des paramètres a été présentée avec la modèle à une diode (1D) , où les résultats ont montré que la méthode RNA donné des valeurs très proche aux valeurs expérimentale par rapport à d'autre modèles.

Références

- [1] Hejri M, Mokhtari H, Azizian MR, Ghandhari M, Söder L. On the parameter extraction of a five-parameter double-diode model of photovoltaic cells and modules. *IEEE J Photovoltaics*, Vol.4, pp.915–23, 2014.
- [2] M. Hejri, H. Mokhtari, M.R. Azizian, M. Ghandhari, L. Soder. On the parameter extraction of a five-parameter double-diode model of photovoltaic cells and modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol.4, pp.915-23, 2014.
- [3] Ikegami T, Maezono T, Nakanishi F, Yamagata Y, Ebihara K. Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system. *Sol Energy Mater Sol Cells*, Vol.67, pp.389–95, 2001.
- [4] Zagrouba M, Sellami A., Bouaïcha M, Ksouri M. Identification of PV solar cells and modules parameters using the genetic algorithms: Application to maximum power extraction. *Sol Energy*, Vol.84, pp.860–866, 2010.
- [5] Ye M, Wang X, Xu Y. Parameter extraction of solar cells using particle swarm optimization. *J Appl Phys*, Vol.105, N°9, pp. 094502, 2009.
- [6] El-Naggar KM, AlRashidi MR, AlHajri MF, Al-Othman A. K. Simulated Annealing algorithm for photovoltaic parameters identification. *Sol Energy*, Vol.86, pp.266–274, 2012.
- [7] Askarzadeh A, Rezaadeh A. Parameter identification for solar cell models using harmony search-based algorithms. *Sol Energy*, Vol.86, pp.3241–3249, 2012.
- [8] AlHajri MF, El-Naggar KM, AlRashidi MR, Al-Othman a. K. Optimal extraction of solar cell parameters using pattern search. *Renew Energy*, Vol.44, pp.238–245, 2012.
- [9] Ishaque K, Salam Z, Mekhilef S, Shamsudin A. Parameter extraction of solar photovoltaic modules using penalty-based differential evolution. *Appl Energy*, Vol.99, pp.297–308, 2012.
- [10] Garoudja E, Kara K, Chouder A, Silvestre S. Parameters extraction of photovoltaic module for long-term prediction using artificial bee colony optimization. 2015 3rd Int Conf Control Eng Inf Technol, Tlemcen, Algeria, pp.1–6, 2015.
- [11] Cubas J, Pindado S, Farrahi A. New method for analytical photovoltaic parameter extraction. *Proc 2013 Int Conf Renew Energy Res Appl (ICRERA)*, pp.873–877, 2013.
- [12] Lourakis MI A. A Brief Description of the Levenberg-Marquardt Algorithm Implemented by levmar. Technical Report, Institute of Computer Science, Foundation for Research and Technology - Hellas, 2005.
- [13] Lampton M. Damping-undamping strategies for the Levenberg-Marquardt nonlinear least-squares method. *Comput Phys*, Vol.11, pp.110–115, 1997.
- [14] Dkhichi F, Oukarfi B, Fakkar A, Belbounaguia N. Parameter identification of solar cell model using Levenberg-Marquardt algorithm combined with simulated annealing. *Sol Energy*, Vol.110, pp.781–8, 2014.
- [15] M. Balzani, A. Reatti. Neural network based model of a PV array for the optimum performance of PV system. *Research in Microelectronics and Electronics*, 2005 PhD. IEEE, pp. 123-6, 2005.
- [16] L. Zhang, Y.F. Bai. Genetic algorithm-trained radial basis function neural networks for modelling photovoltaic panels. *Engineering applications of artificial intelligence*, Vol.18, pp.833-844, 2005.
- [17] J. Gow, C. Manning. Development of a photovoltaic array model for use in powerelectronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, Vol.146, pp.193- 200, 1999.
- [18] E. Karatepe, M. Boztepe, M. Colak. Neural network based solar cell model. *Energy Conversion and Management*, Vol.47, pp.1159-78, 2006.

- [19] D.L. King, J.A. Kratochvil, W.E. Boyson. Photovoltaic array performance model. Sandia National Laboratories, United States, 2004.
- [20] J.A. Duffie, W.A. Beckman. Solar engineering of thermal processes, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, Fourth Edition, 1980.
- [21] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, M. Fuentes, G. Nofuentes. Characterisation of Socrystalline PV modules by artificial neural networks. *Renewable Energy*, Vol.34, pp.941-949, 2009.
- [22] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, F. Muñoz. Characterisation of PV CIS module by artificial neural networks. A comparative study with other methods. *Renewable Energy*, Vol.35, pp.973-980, 2010.
- [23] A. Mellit, M. Benghanem, A.H. Arab, A. Guessoum. An adaptive artificial neural network model for sizing stand-alone photovoltaic systems: application for isolated sites in Algeria. *Renewable Energy*, Vol.30, pp.1501-24, 2005.
- [24] A. Mellit, M. Benghanem, S.A. Kalogirou. Modeling and simulation of a stand-alone photovoltaic system using an adaptive artificial neural network: Proposition for a new sizing procedure. *Renewable Energy*, Vol.32, pp.285-313, 2007.
- [25] H. Fathabadi. Novel neural-analytical method for determining silicon/plastic solar cells and modules characteristics. *Energy Conversion and Management*, Vol.76, pp.253-259, 2013.
- [26] A.A. Kulaksiz. ANFIS-based estimation of PV module equivalent parameters: application to a stand-alone PV system with MPPT controller. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, Vol.21, pp.2127-2140, 2013.
- [27] M.Parizeau, 'Réseaux de neurones', Université de Laval, Automne, 2004
- [28] M. Y. Ammar, "Mise en œuvre de réseaux de neurones pour la modélisation de cinétiques réactionnelles en vue de la transposition batch/continu", thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de Toulouse, 2007.
- [29] C. Touzet, 'Les réseaux de neurones artificiels introduction au connexionnisme', Collection de l'EERIE, Juillet 1992.
- [30] F. Sorin, L. Broussard, P. Roblin, "Régulation d'un processus industriel par réseaux de neurones", *Techniques de l'Ingénieur, traité Informatique industrielle Doc : S 7 582*, 2001.
- [31] HO. T uong vinh, "Un réseaux de neurones à des charges pour la reconnaissance de processus spatio- temporels", université de Montréal, 1999.
- [32] S. Fadrice, B. Lionel, R. Pierre, " Régulation d'un processus industriel par réseaux de neurones", *S 7 582-2, S 7 582-3*, 2001.
- [33] Dreyfus, G. Les réseaux de neurones, *Mécanique Industrielle et Matériaux*, N°51, septembre 1998.
- [34] L.Barazane, « Application des systèmes Emergents à la commande d'un moteur Asynchrone», Thèse de Doctorat d'état, ENP, Alger, 2003
- [35] M. S. Toukourou, "Application de l'apprentissage artificiel à la prévision des crues éclair", thèse de doctorat, Nationale supérieure des Mines de Paris, 2009.
- [36] S. BOUHARATI, « Détection automatique par des techniques de l'intelligence artificielle des indicateurs de consommation microbiologique dans les eaux de consommation consommation », thèse de doctorat, Université ferhat abbas – Sétif, Algérie, 2007.
- [37] F. Moutarde, 'Introduction aux réseaux de neurones', Centre de robotique, Ecole des Mines de Paris, Avril 2007.
- [38] Trishan esram, "Modeling and control of an alternating-current Photovoltaic module," Submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of

Philosophy in Electrical and Computer Engineering in the Graduate College of the University of Illinois at Urbana-Champaign, 2010.

- [39] Villalva, M.G., Gazoli, J.R., Filho, E.R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Trans. Power Electron*, Vol.24, pp.1198–1208, 2009.
- [40] Javier C, Santiago P, Marta V. On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior. *J Power Sources*, Vol.247, pp.467–474, 2014.

Chapitre IV

*Etude expérimental d'un générateur
PV en milieu saharien*

IV.1 Introduction

L'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie.

En effet, le grand sud algérien se situe dans les secteurs où la densité moyenne de rayonnement solaire est très élevée. Alors le photovoltaïque est appelé à jouer un rôle plus important sur le marché de la production d'électricité au grand sud. La question du coût et de la rentabilité de l'énergie photovoltaïque devient donc capitale, des applications pratiques, des essais et de recherche importants sont lancés en Algérie pour améliorer et augmenter les performances de ces installations PV dans les sites sahariens et littoraux. Dans des conditions climatiques normales, un système photovoltaïque produit en trois années l'équivalent qui a été consommé pour sa fabrication, son installation et sa maintenance.

En raison de l'augmentation de la capacité photovoltaïque observée dans la plupart des pays du monde, la recherche sur la performance des installations photovoltaïques dans les conditions extérieures réelles est devenue un problème important.

L'évaluation des performances des systèmes PV est le meilleur moyen de déterminer le potentiel de production d'énergie PV dans une zone. Habituellement, les performances des modules photovoltaïques se réfèrent aux conditions des tests standards (STC) qui n'est pas toujours représentative du fonctionnement réel des modules. Différentes études ont été menées sur les paramètres de performance des centrales photovoltaïques installées dans différents lieux géographiques et différentes conditions climatiques.

Les performances et la fiabilité des systèmes photovoltaïques sont fortement influencées par les conditions environnementales. Par conséquent, les performances du module PV se dégradent en raison d'une exposition prolongée aux conditions extérieures. Pour cette raison, le taux de dégradation est également un paramètre important pour estimer les performances sur le terrain et la fiabilité du module PV. Il existe de nombreux modes de dégradation qui détériorent les performances du module PV comme le délaminage du module, la défaillance du hot spot, la corrosion, le bris de verre, l'électro-migration dans les couches de contact et l'interconnexion, la décoloration, l'ombrage, etc. Par conséquent, l'étude du mécanisme de dégradation est essentielle pour garantir la fiabilité et la longue durée de vie des modules PV.

Afin de rendre la technologie PV rentable et commercialement viable, il est important d'étudier la technologie, le comportement et les caractéristiques des systèmes PV à l'extérieur.

Dans le présent chapitre, une analyse des performances opérationnelles d'un système photovoltaïque en silicium poly-cristallin exposé sur le terrain est effectuée. La capacité installée du système est de 20 MW, et il est exposé à des climats arides dans le site d'Adrar (sud de l'Algérie).

L'objectif principal de ce chapitre est de comprendre les performances et les impacts de la dégradation. Une analyse détaillée des performances est effectuée sur la base des données surveillées de la centrale électrique en suivant les normes IEC PVPS qui définissent des indicateurs de performance clés permettant d'évaluer la performance énergétique globale de toute centrale photovoltaïque.

IV.2 L'énergie photovoltaïque en Algérie

IV.2.1 Potentiel solaire

À l'horizon 2020, le programme de développement des ENR a pour objectif de porter la part du solaire à 37% de la production d'électricité GWh/an. L'Algérie possède un gisement solaire parmi les plus élevés dans le monde, la durée moyenne d'ensoleillement dans le Sahara algérien est de 3500 heures, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable dans cette région, s'il est exploité de manière économique, le tableau IV.1 indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an au Nord et 2263 KWh/m²/an au sud du pays [1].

Régions	Région côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie %	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement	2650	3100	3600
Energie moyenne reçue (Kwh /m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau IV.1 : potentiel solaire en Algérie [2].

Les diverses études entreprises jusqu'à présent sur le potentiel énergétique solaire en Algérie font apparaître un potentiel considérable pour l'utilisation et l'exploitation de cette forme d'énergie.

Consciente de l'intérêt grandissant de l'énergie solaire et de ses enjeux, l'Algérie a intégré dans sa politique énergétique le développement de ce créneau par : l'adoption d'un cadre juridique favorable à l'expansion de cette énergie, la planification d'importants projets d'hybridation de centrales diesel, le lancement de deux grands programmes d'électrification.

IV.2.2 Programme de développement des énergies renouvelables

En 2011, l'Algérie a adopté le programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Le principal objectif de ce programme national était d'étendre l'utilisation des énergies renouvelables et de diversifier les sources d'énergie dans le pays. Au départ, le programme allait être élaboré en trois étapes. Le déploiement du programme de production d'électricité renouvelable (12 000 MW), dédié au marché national, allait également se dérouler en trois étapes. En 2011-2013, plusieurs projets pilotes devaient être entrepris afin de tester différentes technologies. De 2014 à 2015, l'élaboration du programme devait commencer. Enfin, de 2016 à 2020, le déploiement à grande échelle devait être développé.

Néanmoins, en 2015, le gouvernement algérien a mis à jour le programme 2011-2020, prévoyant l'installation de 22 000 MW des énergies renouvelables d'ici 2030. Dans ce programme, deux ensembles d'objectifs ont été définis. Le premier est lié à la promotion des

énergies renouvelables et le second à l'efficacité énergétique [3,4]. L'objectif principal du programme des énergies renouvelables est d'atteindre une part d'environ 27% des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité d'ici 2030.

Les objectifs établis des énergies renouvelables sont programmés pour être atteints en deux périodes (2015-2020 et 2021-2030), en promouvant de manière significative les investissements dans toutes les sources des énergies renouvelables (photovoltaïque, énergie solaire à concentration (CSP), géothermie, éolien, biomasse et cogénération). Le tableau IV.2 présente les principaux objectifs d'ER pour la production d'électricité au cours des deux périodes. D'ici 2030, il devrait produire un total de 22 000 MW en utilisant des énergies renouvelables, dont 12 000 MW consacrés au marché national et 10 000 MW aux exportations [3,5]. La production de cette quantité d'ER implique que plus de 300 milliards de m³ de gaz naturel seront économisés (cette quantité représente huit fois la consommation nationale de 2014) [6]. De plus, cela implique que 348 MtCO₂ équivalent d'émissions de CO₂ pourraient être réduits [7].

Pour atteindre les objectifs de la première étape, le gouvernement algérien a déjà établi une liste de projets de centrales électriques, qui devraient être construits au cours de la période 2011 à 2020. Au total, 60 projets de centrales ont été programmés, dont 27 photovoltaïques, pour connecter le réseau nord, six centrales solaires thermiques et sept éoliennes [5,8]. En plus de ces usines, l'Algérie a également inclus des objectifs liés au CSP pour la deuxième période.

Puissance électrique						
Source d'énergie	1 ^{ère} phase (2015-2020)		2 ^{ème} phase (2021-2030)		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%
Photovoltaïque	3000	66.3	10575	60.52	13575	61.70
Eolien	1010	22.32	4000	22.89	5010	22.77
CSP	-	-	2000	11.44	2000	9.09
Cogénération	150	3.31	250	1.43	400	1.82
Biomasse	360	7.95	640	3.66	1000	4.55
Géothermie	5	0.11	10	0.06	15	0.07
Total	4525		17475		22000	

Tableau. IV.2 : Le programme de développement des énergies renouvelables et efficacité énergétique (2015–2030) [3].

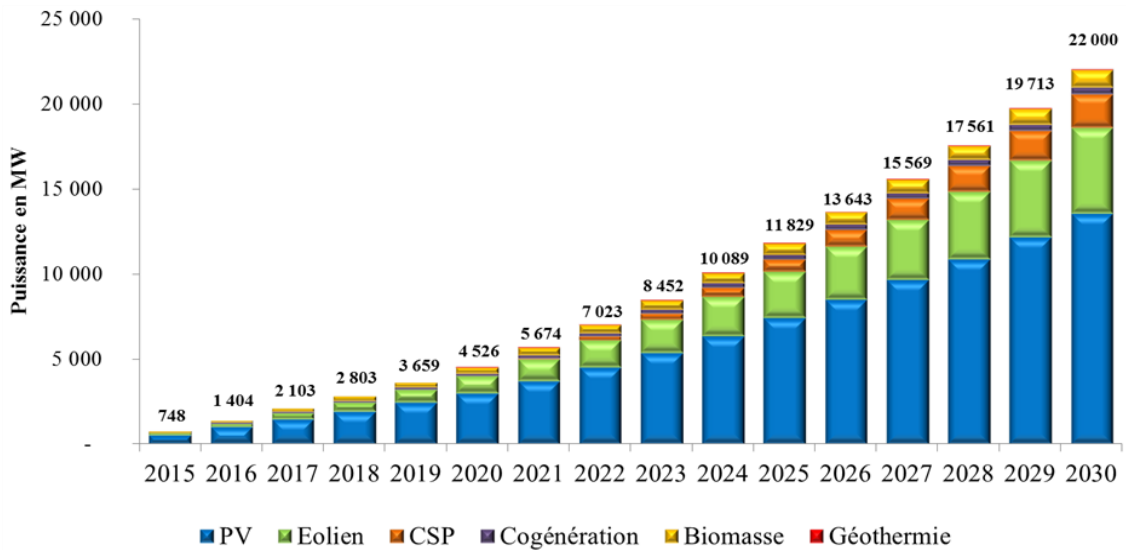


Figure. IV.1. Programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique [3].

En 2013 /2014 les Projet 400 MW en étai mis en services (voir figure IV.2). Ce projet consiste en la réalisation de 23 centrales solaires photovoltaïques, dans la région des hauts plateaux : Ain Azel (Sétif), Ras el oued (B.B Arreridj), Oued El Ma (Batna), Chelghoum El Aïd (Mila), Oued El Kebrit (Souk Ahras), Ain El Melh (M'sila), Ain El Ibil (Djelfa), El Khoung (Laghouat), Hdjiret (Ouargla), Ain Skhouna (Saïda), Sedrat Leghzel (Naâma), Labiodh Sid Cheikh (El Bayadh) et Telagh (Sidi Belabbes) ; et dans la région du sud-ouest : Aoulef, Zaouyet Kounta, Timimoun, Kabertene, Reggan, Adrar et Ain Salah pour une puissance globale de 318MW ; ainsi que dans la région du grand sud (Djanet (03MW), Tindouf (09MW) et Tamanrasset (13MW)) pour une puissance de 25MW. (57MW) sur les Réseaux Isolés du Sud (RIS) en hybridation.



Figure. IV.2 Carte géométrique des centrale ENR en Algérie [9]

IV.2.3. Bilan de réalisation des systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV connectés au réseau ont été employés au début des années 90 et se sont rapidement propagés dans les pays développés, la plupart du temps renforcés par de larges mesures incitatives des gouvernements. Le principal avantage de cette configuration, en plus de réduire les coûts en raison de l'absence des batteries, est que chaque surplus de génération d'énergie par rapport à la consommation de la charge est directement injecté au réseau de distribution. Ce dernier assurera l'appoint dans le cas contraire (faible génération d'énergie). Ainsi, l'intégration des systèmes PV au réseau de distribution est un enjeu important et stratégique dans les politiques énergétiques futures des pays du sud.

Les réalisations en matière d'installations photovoltaïques en l'Algérie concernent en plus grande partie les applications liées à l'électrification rurale avec près de 60%. En effet, avec un taux d'électrification au niveau national avoisinant les 98%, les foyers restants à électrifier sont très épars et éloignés du réseau conventionnel. La solution la plus adéquate techniquement et la plus compétitive financièrement est l'électrification par l'énergie photovoltaïque.

Le gouvernement vise à produire 27% de son énergie à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030 et a déjà mis en service six centrales solaires connectées au réseau d'une capacité de 48 MW dans la Willaya d'Adrar. Une centrale solaire de 20 MW près de la ville d'Adrar, et trois autres centrales dans la partie sud, une de (6 MW) et deux de (5 MW) dans les communes de Zaouiet Kounta, Reggane et Aoulef respectivement. Deux autres centrales solaires de (9 MW) et (3 MW) ont également été mise en service dans les communes de Timimoune et Tsabit (Kaberten) respectivement [10].

En plus des centrales solaires, de nombreuses autres installations ont été réalisées jusqu'à présent, à savoir 28 stations de pompage solaire, 20 chauffe-eau solaires et des balises couvrant 820 km de voies [11].

IV.2.4 Situation géographique d'Adrar

Adrar est situé au cœur du désert algérien avec une vaste superficie d'environ 427 368 km², elle a été sélectionnée pour cette étude en raison de son potentiel en énergies solaires. Le district d'Adrar est situé précisément à 27,52 ° au nord de latitude et 0,17 ° à l'ouest de longitude, il occupe 663 km² de toute la Willaya et compte une population d'environ 65000 habitants. Bien qu'il s'agisse d'un vaste district, les habitants vivent principalement dans la ville d'Adrar avec une densité de population estimée en janvier 2011 à 1,01 Inh / km² [12]. Le climat d'Adrar est un climat saharien aride. Quant à la topographie, l'Adrar se caractérise par un terrain relativement plat avec le point culminant atteignant 421 mètres.

L'Algérie est couverte par le réseau électrique national et Adrar ne fait pas exception, le réseau électrique de la région se compose de deux lignes électriques de 190 et 274 km, reliant le quartier à d'autres villes. Localement, le réseau héberge 4542 km de lignes dont 3142 km de lignes de tension moyenne et 1400 km de lignes de tension basse. Le réseau est principalement alimenté par la centrale à turbine à gaz d'Adrar d'une capacité de 115 MW, d'autres petites centrales y contribuent d'une capacité de 13,26 MW. La population a augmenté de manière significative ces derniers temps, ce qui a entraîné une croissance de 5% par an de la demande d'électricité [12].

IV.2.5. Conditions climatiques à Adrar

La région d'Adrar est caractérisée par un climat saharien chaud et très aride, des nuits froides en hiver, de très faibles précipitations et des tempêtes de sable saisonnières [13-15]. Le mois de juillet est le mois le plus chaud avec une température moyenne minimale de $26,8^{\circ}\text{C}$ et une température moyenne maximale de $44,9^{\circ}\text{C}$. En revanche, le mois le plus froid est janvier, au cours duquel les températures minimales et maximales moyennes atteignent respectivement $4,5^{\circ}\text{C}$ et $20,3^{\circ}\text{C}$ [16].

D'un autre côté, sur la base des données publiées dans l'Atlas éolien de l'Algérie [17], les vitesses moyennes sont les plus faibles d'environ 20 heures à 5 heures du matin à seulement 5 m / s. La vitesse maximale de près de 6,9 m / s est atteinte le matin vers 10 heures du matin et une moyenne de 6 m / s est maintenue tout au long de la journée.

En plus de faibles taux d'humidité (HR), l'Adrar est également connu pour avoir un potentiel hydrique élevé provenant de la couche intercalaire continentale souterraine.

Partie I : Analyse expérimentale d'une centrale solaire PV en milieu désertique

IV.I.1. Le site de mesures

La centrale photovoltaïque d'Adrar s'inscrit dans le cadre du programme nationale de développement des énergies renouvelables mis en place par le ministère de tutelle. C'est une centrale relevant de l'unité de production sud, entité de la filiale de SKTM (Sharikat Kahraba wa Taket Moutadjadida, société de production d'électricité) la mise en service le 12/10/2015. La centrale photovoltaïque SKTM est de superficie de 40 hectares. Elle est située à 10 km du centre-ville de la wilaya d'Adrar

La centrale PV d'Adrar contient 20 Sous-champs, chaque sous-champs produit 1 MWc. 93 Matrices, chaque matrice constituée de 44 panneaux devisée en 2 string, chaque string est constitué de 22 panneaux raccordés en série. Le nombre total des panneaux est 81840. Chaque 8 string (4 matrices) sont raccordés à une boîte de jonction, chaque trois boîtes de jonction sont raccordées à une boîte parallèle et chaque 4 boîtes parallèles sont raccordées à une boîte générale se trouvant dans un shelter. Un shelter contient 2 boîtes générales et 2 onduleurs. La boîte générale est reliée à l'onduleur (CC/AC) qui est relié au transformateur (élévateur 315 V/30 KV) et puis aux arrivées qui injectent au jeu de barres d'où on injecte au réseau électrique.

Les panneaux sont en silicium poly cristallin, orientés vers le sud d'une inclinaison de 27° . Il est mesuré à un spectre solaire AM1.5G, une irradiation 1000 W/m^2 et une température cellule de 25°C (conditions standards).

Paramètres	Spécification
Marque	YINGLI SOLAR
Type de module	YL245P-29b
Classe d'application	A
Puissance mesurée (W)	245
Tension mesurée (V)	29,6
Courant mesuré (A)	8,28
Fusible série Max (A)	15
Tension à circuit ouvert (V)	37,5
Courant de court-circuit (A)	8,83
Tension système max (V)	1000
Nombre de cellules	60
Dimensions du module (mm)	1640*990*35

Tableau IV.3 – Caractéristiques électriques des panneaux en silicium poly-cristallin

IV.I.2. Conditions environnementales de l'installation PV

Pour réaliser l'analyse des conditions environnementales du site, dans cette partie nous interprétons les données issues des différents capteurs (pyranomètre, thermomètre, anémomètre et girouette).

IV.I.2.1. Rayonnements solaires sur le site

Afin de comprendre l'environnement dans lequel évolue l'installation solaire photovoltaïque, nous avons illustré sur la figure IV.3 le rayonnement solaire global mensuel sur le plan des modules pendant les heures d'ensoleillement durant l'année 2019 d'exploitation de la centrale.

Figure. IV.3 apparaît le rayonnement solaire moyen mensuel mesuré sur les mois entiers de l'année 2019. Comme montré, pendant les mois d'été, le rayonnement solaire maximal est enregistré en juin ($1039,853 \text{ W/m}^2$); cependant, la valeur minimale était en janvier ($939,683 \text{ W/m}^2$).

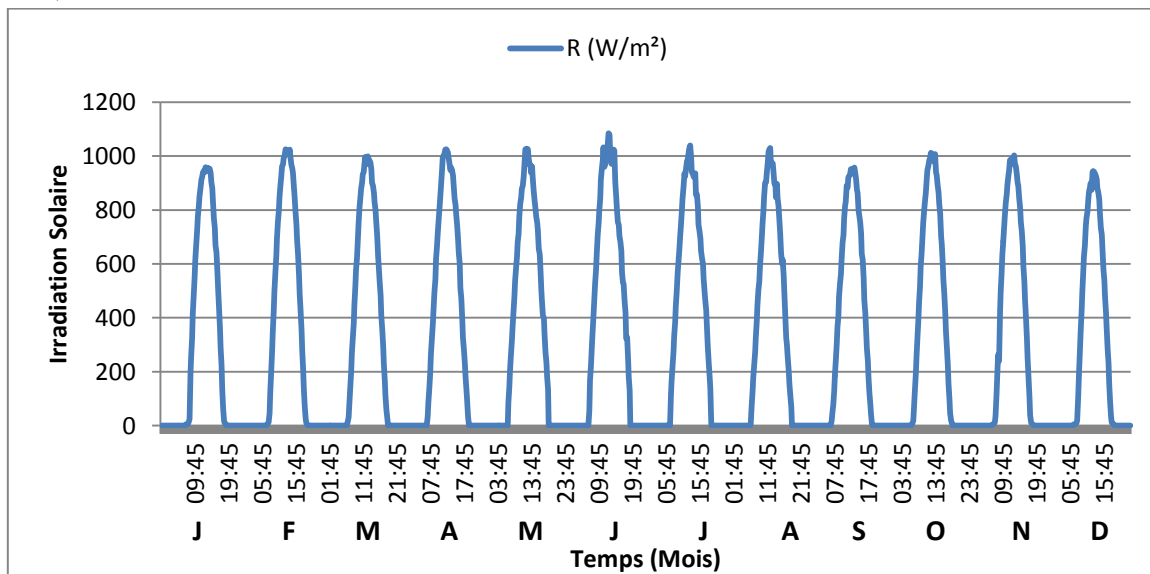


Figure. IV.3. Irradiation solaire moyenne mesuré pour chaque mois pendant une année sur le site.

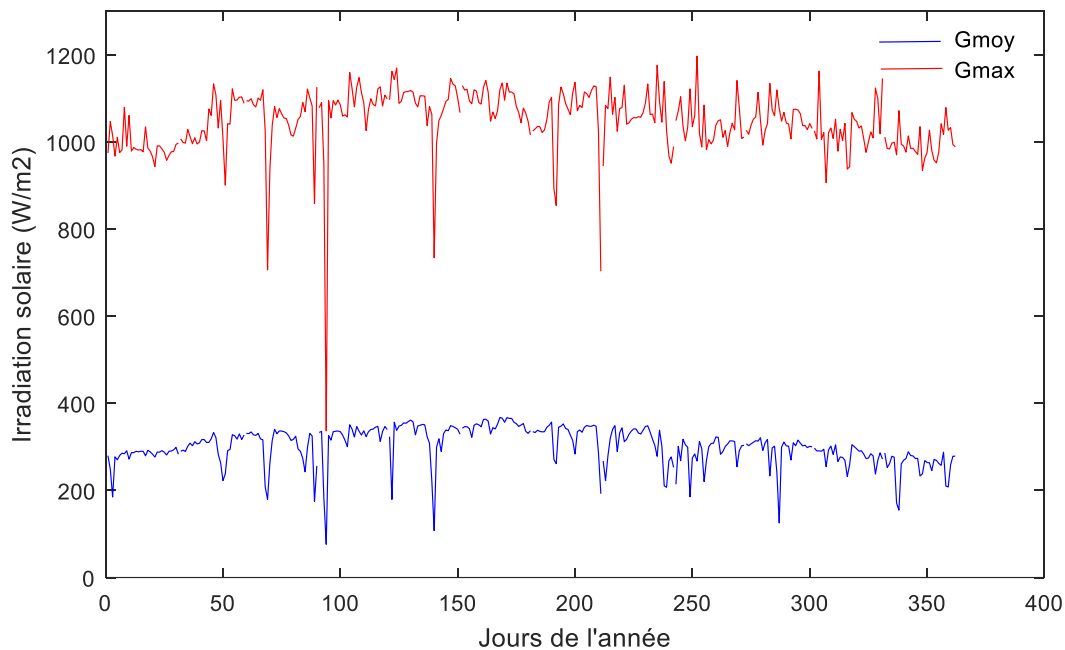


Figure. IV.4 Evolution quotidien du moyenne et maximum d'irradiation durant l'année 2019.

D'après l'analyse de graphe (figure.IV.4) de l'évolution annuelle de l'irradiation moyenne et maximale journalière durant l'année 2019, on peut remarquer que la valeur maximale du rayonnement varie en fonction de la saison d'une centrale PV où il est optimal pour l'été. En d'autre part, la valeur la plus basse du rayonnement a été enregistrée en mois d'avril en raison des nuages.

IV.I.2.2. Température ambiante et vitesse du vent du site :

Afin de comprendre l'environnement dans lequel évolue l'installation solaire photovoltaïque, nous avons illustré sur la figure.IV.4 la température ambiante (T_a) et la vitesse du vent enregistrés durant une année (Janvier 2019-Décembre 2019) d'exploitation de la centrale

La figure.IV.5(a) montre que le mois le plus chaud est juillet, caractérisé par une valeur moyenne maximale (T_{max}) égale à $46,61\text{ }^{\circ}\text{C}$; alors que la valeur moyenne minimale (T_{min}) est égale à $4,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ en janvier. Cependant, la vitesse du vent (figure.IV.5(b)) est un paramètre important pour estimer la productivité du système PV, sur une année, les vitesses du vent varient de 0 m/s à 17 m/s . La vitesse journalière maximale moyenne du vent de 10 m/s survient vers le 4 avril, diminuant très lentement pendant les mois de septembre à décembre et sa gamme de maximum mensuel moyen varie de $3,5\text{ m/s}$ (en janvier) à $5,2\text{ m/s}$ (en août).

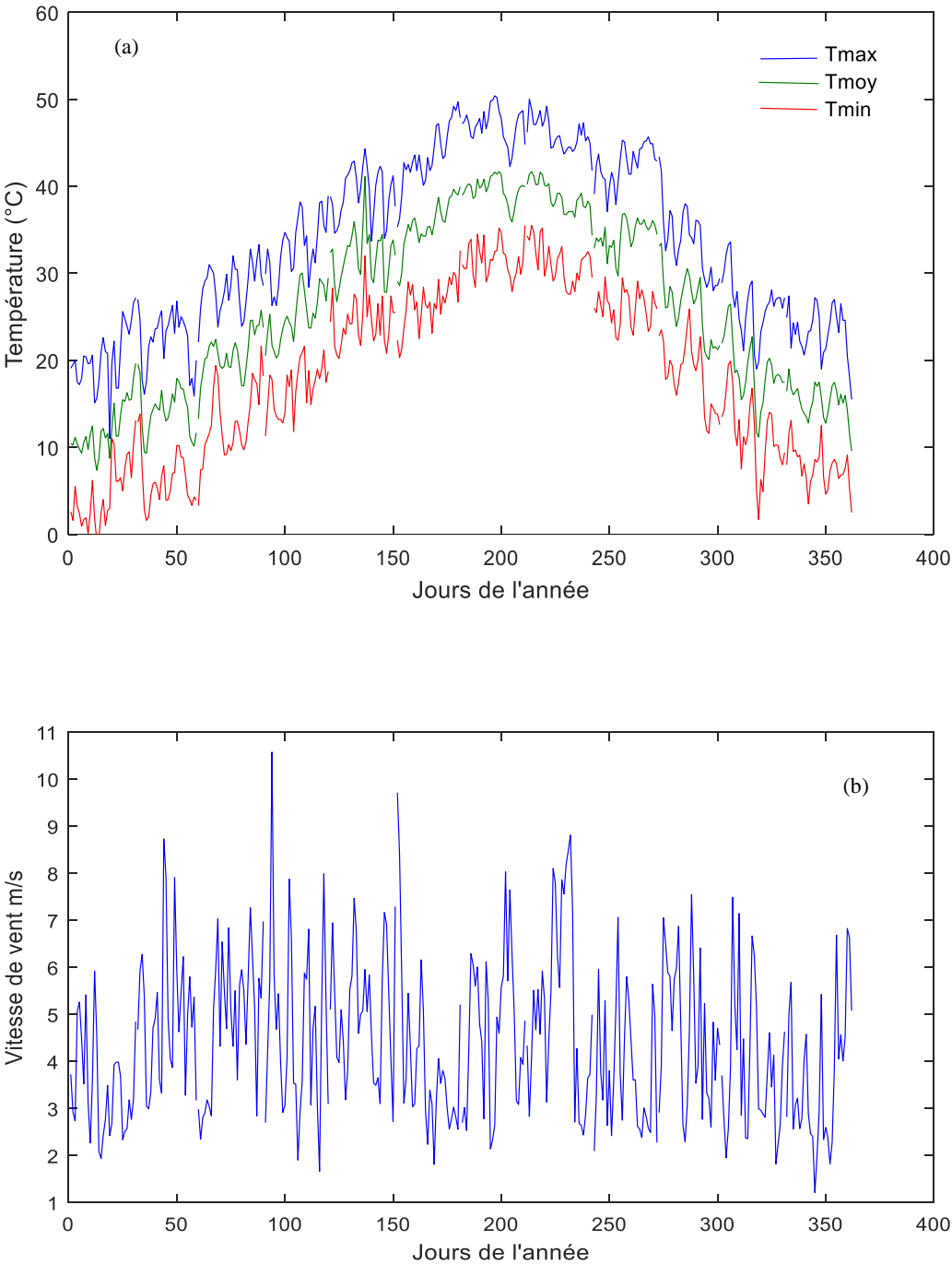


Figure IV.5.Variation quotidien de la température ambiante (a) et Vitesse du vent moyenne (b).

	Vitesse de Vent (V moy)	Température (T max)	Température (T min)	Température (T moy)
Janvier	3,4645	19,7032	4,8871	12.1377
Février	5,0221	22,1393	6,5500	14.2312
Mars	4,8748	28,0468	13,3064	20.7461
Avril	4,6952	32,3866	17,2466	25.0991
Mai	5,0591	38,6871	25,2806	30.0521
Juin	3,9994	43,1266	27,1900	35.6253
Juillet	4,6577	46,6100	32,2033	39.6411
Aout	5,2130	45,4742	31,8903	38.8033
Septembre	3,7565	41,8333	26,6448	34.2830
Octobre	4,6422	33,3241	18,7965	26.0866
Novembre	3,8728	26,2133	11,8867	18.8573
Décembre	3,6515	22,9709	8,10645	15.2569

Tableau IV.4 : Données climatiques de site de mesure (2019)

IV.I.3 La production de la centrale solaire d'Adrar

Après l'étude que nous avons faite sur les caractéristiques des sites, nous allons analyser l'influence de la température, l'intensité de rayonnement et la vitesse du vent sur les puissances délivrées de la centrale.

La figure IV.6(a) représente la variation de puissance maximale annuelle avec la variation de la température et l'irradiation correspondantes. Cette figure confirme l'influence de la puissance délivré par l'irradiation qui sont reliée entre eux à une relation proportionnelle. Par contre les fortes valeurs de température démunie considérablement la production. Normalement la trajectoire de la puissance suit la trajectoire de la radiation à chaque point mais par contre on remarque que la trajectoire de puissance ne suit pas la trajectoire de la radiation dans ce cas-là nous pourrions dire que la température est un paramètre qui perturbe l'évolution de la puissance et cela est évident en été (voir figure IV.6(b)).

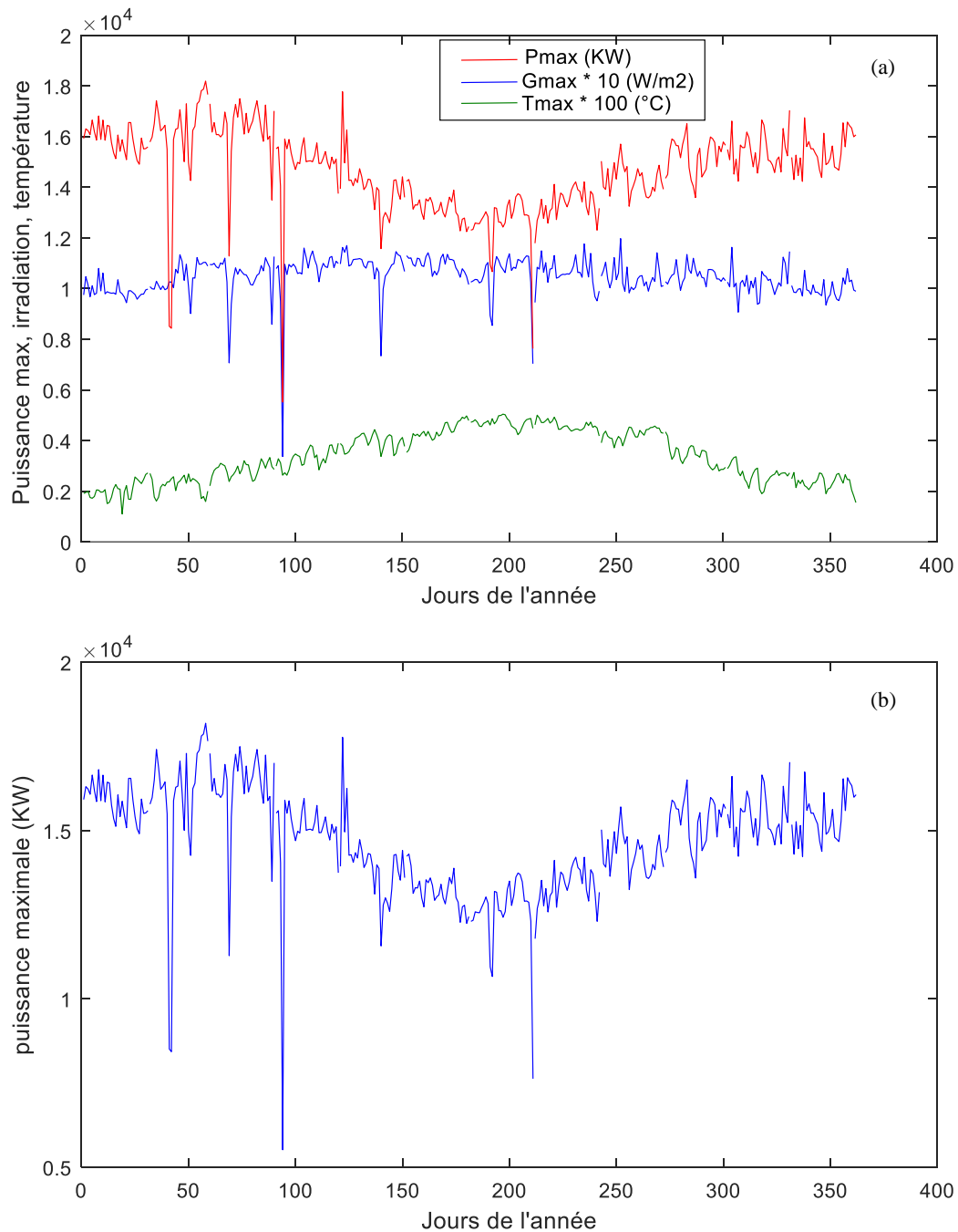


Figure VI.6 : La variation de puissance journalière avec la température et irradiation pour une Année.

IV.I.4. Évaluation et analyse des performances du système PV

Afin d'analyser les performances d'un système solaire PV, des paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724 [18]. Ces paramètres sont le rendement de référence (Y_r), le rendement final du système PV (Y_f), le rapport de performance (PR), les pertes du système (L_T), facteur de capacité et efficacité (CF) du système (η). Ces paramètres sont utilisés pour définir les performances du système dans

son ensemble par rapport à la production d'énergie, les ressources solaires et l'effet global des pertes du système photovoltaïque. L'ensemble des mesures de rendement examinées dans cette étude est résumé dans la suite.

- **Énergie sortie (E_{AC})**

La puissance de sortie finale est définie comme la quantité de courant alternatif (AC) produite par un système sur une période donnée. L'énergie totale quotidienne et mensuelle produite peut être déterminée comme suit [19]:

$$E_{AC,d} = \sum_{t=1}^{t=Trp} P_{ac} \times T_r \quad (IV.1)$$

$$E_{AC,m} = \sum_{d=1}^N E_{AC,d} \quad (IV.2)$$

Où T_p est la période de rapport, P_{AC} est la puissance AC en kW, T_r est l'intervalle de temps d'enregistrement ($T_r = 15mn$) et N est le nombre de jours dans le mois pendant lesquels l'installation photovoltaïque fonctionne.

- **Rendement de référence (Y_R) :**

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire G_i (kWh/m^2) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence G_{STC} ($1kW/m^2$) [20,21]. Ce paramètre représente le nombre d'heures durant lesquelles l'éclairement est égal à celui de référence, Y_R définit la ressource solaire pour le système PV.

$$Y_{R,d} = T_r \times \frac{\sum_d G_i}{G_{STC}} \quad (IV.3)$$

Le rendement de référence moyen mensuel est obtenu comme suit:

$$Y_{R,m} = \frac{1}{N} \sum_1^N Y_{R,d} \quad (IV.4)$$

- **Rendement final (Y_F) :**

Le rendement final correspond à l'énergie totale produite par le système PV, $E_{AC}(kWh)$ par rapport à la puissance nominale installée P_{PV} (kW_c). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale [20,21].

$$Y_{F,d} = \frac{E_{AC,d}}{P_{PV,rated}} \quad (IV.5)$$

Le rendement final moyen mensuel ($Y_{F,m}$) est donné par:

$$Y_{F,m} = \left(\frac{1}{N}\right) \sum_{d=1}^N Y_{F,d} \quad (IV.6)$$

- **Rapport de performance : PR**

Le rapport de performance PR indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV. Les valeurs de PR indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation. PR est défini par le ratio entre le rendement final et le rendement de référence, c'est une quantité adimensionnelle [22,23].

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \times 100 \quad [\%] \quad (IV.7)$$

- **Les pertes d'énergie totales (L_T) :**

Les pertes d'énergie totales (L_T) de l'installation photovoltaïque (combinant les pertes photovoltaïques dues au niveau d'irradiance et à la température et au module de qualité du générateur, câblage ohmique, discordance et pertes totales de l'onduleur) représentent numériquement la différence entre le rendement de référence (Y_R) et le rendement final (Y_F). Cela peut être exprimé par [24]:

$$L_T = Y_R - Y_F \quad (IV.8)$$

- **Rendement du système PV : η_{sys}**

Le rendement du système PV est le rapport de l'énergie totale générée par le système PV (E_{AC}) au produit de la quantité d'irradiation (H_t) sur le plan des panneaux et de la surface globale (A) du champ photovoltaïque [20,21].

$$\eta_{sys} = \frac{E_{AC}}{H_t \cdot A} \times 100 \quad [\%] \quad (IV.9)$$

Où :

$$H_t = \sum_{1}^N \left(T_r \cdot \sum_{1}^{24} G_i \right) \quad (IV.10)$$

• **Facteur de charge : FC**

Le facteur de charge est un moyen utilisé pour présenter l'énergie fournie par un système de production d'électricité [25] et il est défini comme le rapport de la production annuelle d'énergie réelle à la quantité d'énergie générée par la centrale solaire photovoltaïque si elle fonctionnait à puissance nominale maximale ($P_{PV, rated}$) pendant 24 h par jour pendant une année.. Le facteur de capacité annuel du système PV est donné par l'équation suivante:

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_{PV, rated} \times 8760} \times 100 \quad [\%] \quad (IV.11)$$

Le facteur de charge d'un système peut également être calculé comme suit:

$$CF_m = \frac{E_{AC, m}}{P_{PV, rated} \times 24 \times N} \quad (IV.12)$$

IV.I.5. Résultats et discussion

Dans cette section, une analyse des résultats de performance suivis pendant un an (2019) de données opérationnelles. D'après la simulation des données on trouve les résultats suivants

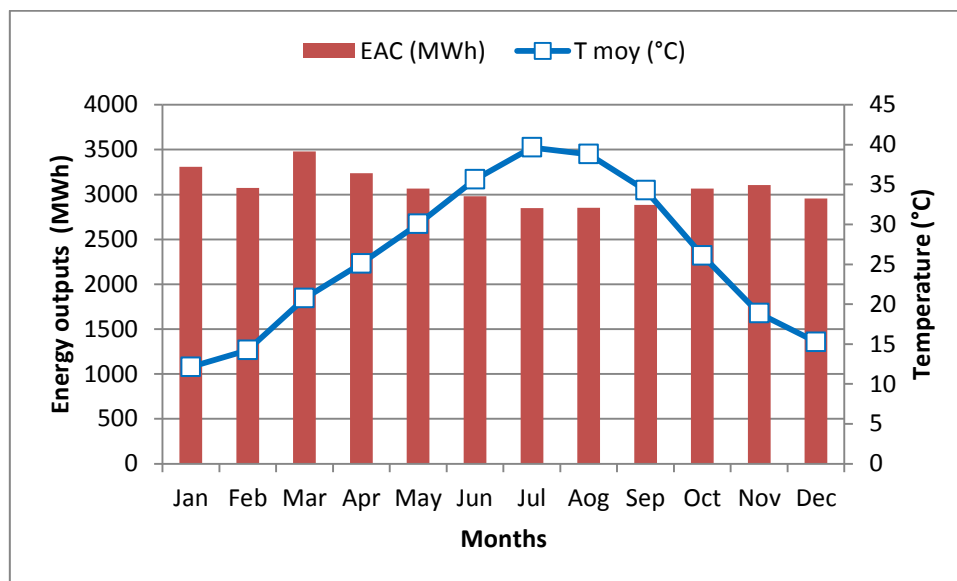


Figure IV.7 : Energie AC mensuelle générée et température ambiante

La figure IV.8 montre les moyennes mensuelles de l'incident de rayonnement solaire quotidien au niveau du générateur photovoltaïque et de la puissance de sortie. La mesure de rayonnement solaire la plus faible a été enregistrée en décembre (191,313 kWh / m²) et la plus élevée en juin (252,078 kWh / m²). En hiver, le rayonnement solaire varie de 191,313 à 203, 410 kWh / m² et en été, il varie entre 252,078 et 228,054 kWh / m². En termes de production d'énergie, l'énergie la plus faible a été mesurée en juillet (2 846, 953 MWh) et la

plus élevée en mars (3 478, 892 MWh). En hiver, la puissance mesurée varie de 2956,017 à 3072,148 MWh et en été, il varie entre 2981,089 et 2853,038 MWh. Cela signifie qu'il existe une relation entre la puissance totale en courant alternatif et le rayonnement solaire. D'habitude, l'irradiation totale augmente que la production d'énergie totale augmente. La faible valeur énergétique du mois de juillet malgré un rayonnement plus élevé en raison d'une température plus élevée par rapport aux autres mois, la température ambiante mensuelle moyenne variant entre 39,64 ° C en juillet et 12,14 ° C en janvier (figure IV.7).

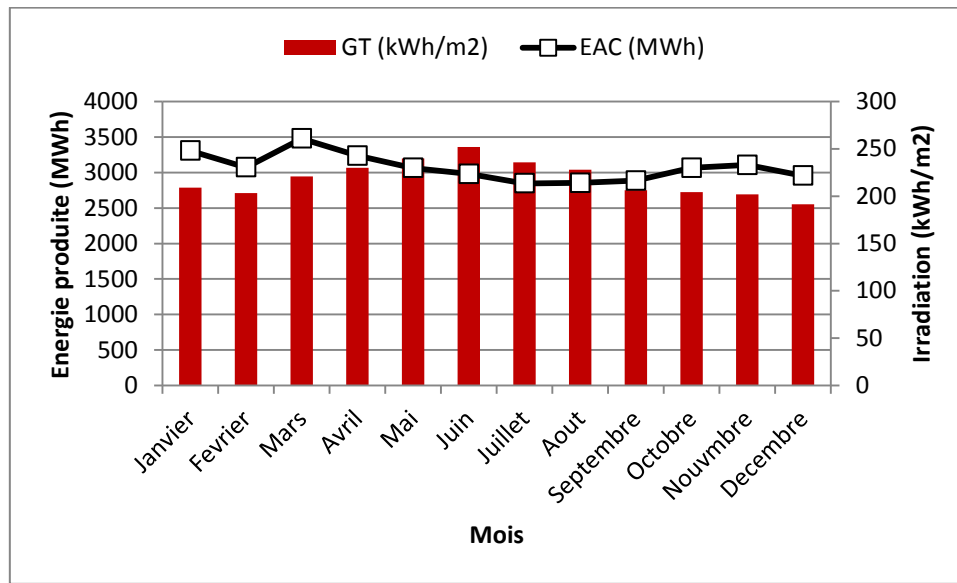


Figure IV.8 : Irradiation solaire moyenne mensuelle et énergie AC générée pendant une année

Les sorties d'énergie prévues du côté du générateur photovoltaïque accusent une baisse en quelques mois (généralement de mai à septembre) et cela est dû à l'influence des paramètres météorologiques, en particulier les températures des modules et d'autres composants du système. Pour comprendre les performances de manière plus détaillée, l'efficacité du système PV est estimée et illustrée à la Figure. IV.9. L'efficacité du système est estimée entre 8, 92% (en juin) et 11,93% (en janvier). La valeur minimale de l'efficacité de la matrice est prévue en juin, et cela est dû à la température élevée observée au cours de cette saison particulière (été). La plupart du temps, l'efficacité du générateur dans le système PV intégré au toit est affectée par la température en saison estivale. Ceci est dû à la longue exposition à l'irradiance solaire qui entraîne directement une augmentation de la température de la cellule. En dehors de cela, peu d'autres facteurs influencent également l'efficacité des baies telles que la qualité du module, l'inadéquation, la poussière, la dégradation, les pertes ohmiques, etc.

La figure IV.9 montre le facteur de charge moyen mensuel pour une année d'exploitation de l'installation solaire PV de 20 MW. Les FC varient entre 19.17% en Août et 23.38% pour le mois Mars. Cette valeur des FC est plus élevée par rapport aux autres centrales solaires photovoltaïques évoluant dans des pays avec un climat similaire. La baisse des FC est observée pour la période estivale rude de Mai à Août. Comme illustré sur la figure IV.9, le FC est un paramètre fortement influencé par les variations saisonnières illustrées et cela se traduit par un écart d'environ 4% entre les mois d'été (Mai à août) et les autres mois de l'année.

Comme les valeurs de FC dépendent de l'irradiation solaire et de la température ambiante, la période de Mai à Août correspond aux périodes où les températures sont les plus élevées (Figure IV.7). C'est la raison pour laquelle le FC diminue pendant cette période. Un facteur comme l'empoussièrement de l'installation photovoltaïque peut aussi contribuer à cette diminution.

De plus, le facteur de charge est significatif dans la conception des centrales solaires PV car il peut estimer si un système solaire photovoltaïque sur un site donné est potentiellement exploitable.

Par conséquent, CF ne semble pas un paramètre approprié qui définit les performances, d'où le nouveau paramètre, à savoir le rapport de performance (PR), a été introduit pour définir la qualité des performances du système PV. Le PR est raisonnablement maintenu à une valeur moyenne de mesure constante de 70,72% sur une année, variant entre un minimum de 59,13% (en juin) et un maximum de 79,05% (en janvier). Le PR prévu du système actuellement étudié a accusé une baisse en quelques mois (généralement de mai à Août) et cela est dû à l'influence des paramètres météorologiques, en particulier les températures élevées des modules qui entraînent une perte d'énergie globale.

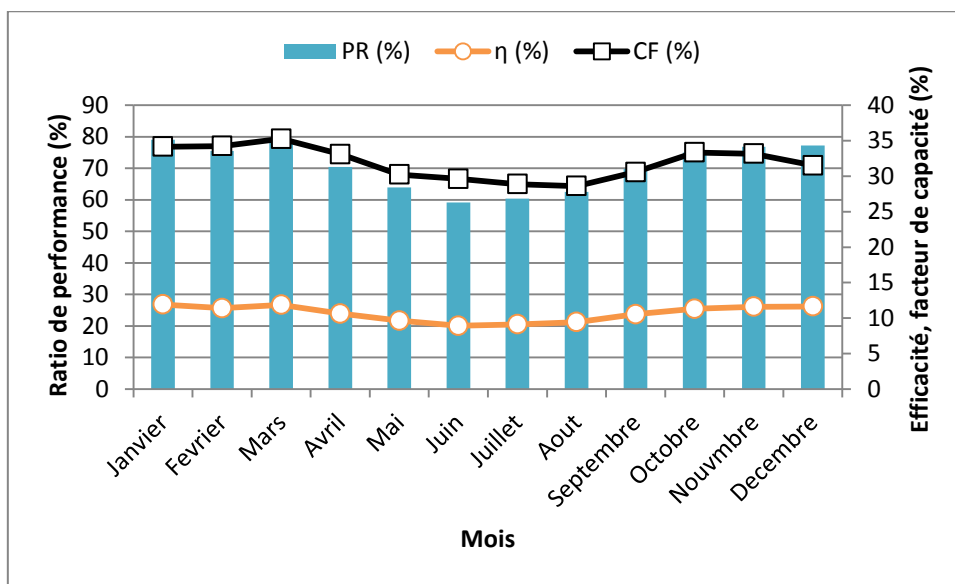


Figure IV.9 : Rapport de performance, facteur de charge et rendement du système PV pendant une année.

La figure IV.10 illustre le rendement final moyen (Y_f), le rendement de référence (Y_r) et les pertes de système (L_T) pendant une année d'exploitation de la centrale photovoltaïque. Y_f , Y_r et L_T sont exprimés en heure par jour (h/j). Le rendement final mensuel varie avec un minimum de 4,6 h/j en août et un maximum de 5,61 h/j en Mars avec une moyenne de 5,09 h/j. Y_f étant la productibilité de la centrale solaire PV est très influencée par la variation des rayonnements solaires. Nous notons également que Y_f est faible pendant les mois d'été de Mai à août. Bien que, la variabilité du rendement de référence (Y_r) est supérieure pendant cette période, en raison de la dépendance de Y_r à l'ensoleillement du site. Le rendement de référence est compris entre un minimum de 6,17 h/j en Décembre à un maximum de 8,4 h/j

en Juin. Les pertes L_T du système sont relativement stables avec d'un minimum de 1,4 h/j en Décembre à un maximum de 3,43 h/j en Juin. Des pertes importantes peuvent être observées en période estivale en raison des salissures, de la poussière et de la température ambiante plus élevée pendant cette période (Figure IV.7).

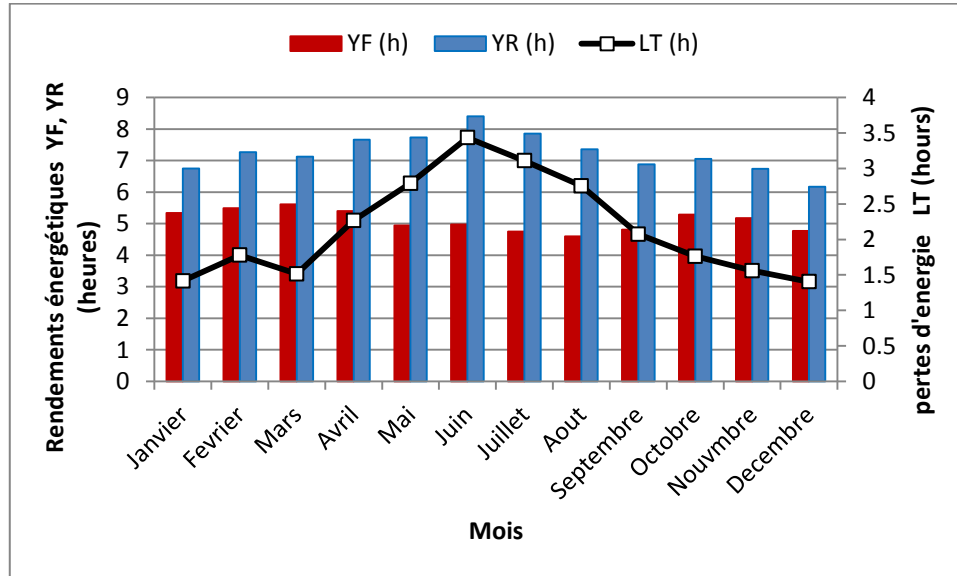


Figure IV.10 : Rendement final, rendement de référence et pertes total de système pendant une année

L'objectif de l'analyse de données issues d'un système photovoltaïque est de fournir un résumé des performances permettant de comparer des installations PV de dimensions différents fonctionnant sous différents climats et fournissant de l'énergie pour différents usages.

Les paramètres des performances incluent les rendements énergétiques, CF, PR et l'efficacité du système pour un type d'installation spécifique) qui sont donnée dans le tableau IV.5 est clair que les résultats obtenus dans cette étude semblent compatibles avec d'autres études en raison de l'abondance du potentiel solaire de la région, car les résultats de la comparaison ont montré que le système photovoltaïque étudié est parmi les systèmes les plus performants. Le PR moyen annuel est très proche des données disponibles pour l'Inde et le Ghana (environ 71%). Cependant, il est supérieur aux valeurs rapportées en Oman et en Grèce. Étant donné que cette étude a été menée dans une région à température relativement plus élevée dans le sud d'Algérie (Adrar) et compte tenu d'une défaillance inattendue des onduleurs survenue en juin et juillet, donc, la différence entre les production les plus élevé et notre production moyen annuel pourrait être justifiée. Par conséquent, nous pouvons conclure que le sud de l'Algérie (Adrar) est généralement une bonne région pour la création de systèmes PV.

Location	Climat	Type de module PV	YF [h/j]	CF (%)	PR [%]	rendements (%)	Référence
Dublin, Irlande	tempéré	p-Si (toiture)	2,4	10,1	81,5	12,6	[26]
Bhopal, Inde	Tempérée	p-Si	3.02	-	71.60	-	[27]
Karnataka, Inde	Désert et semi-aride	m-Si	3.73	-	72.00	-	[28]
Navrongo Ghana	Tropicale	p-Si	-	16.2	70.60	-	[29]
Nouakchott Mauritanie	Désert et semi-aride	a-Si	4.27	17.75	67.96	-	[30]
Oman, Muscat	Désert	p-Si	4.1	17	65	15	[31]
Meknès, Maroc	méditerranéen	p-Si m-Si	4.98 4.85	20.52 20.20	81.7 79.6	12.3 12.1	[32]
Bouzareah, Algérie		m-Si	2.15–4.30	-	71	-	[33]
Mugla, Turquie	-	p-Si	3.87	-	72	-	[34]
Lecce, Italie	Méditerranéenne	m-Si	3.8	15.6	84.4	14.9	[35]
Sitia, Grèce		p-Si	1.96–5.07	15,26	67,36	-	[36]
Adrar, Algérie	Désert et aride	p-Si	5,09	21,22	70,72	10,67	étude actuelle

Tableau IV.5 : Comparaison des performances des systèmes PV dans le monde par zone climatique

Partie II : Evaluation de la dégradation de module PV en couche mince exposés sous environnement saharien

La productivité des modules PV installés dans le sud de l'Algérie est affectée par les conditions environnementales difficiles du désert. Plusieurs facteurs doivent être pris en compte pour garantir la performance et la qualité de ce système. Dans cette partie, une plateforme pilote a été créée pour obtenir une base de données relative aux conditions environnementales réelles et aux paramètres de performance électrique des modules PV. Ce travail évalue l'impact des conditions climatiques sur le comportement de module PV amorphe du type QS-60DGF testés dans l'URERMS Adrar (unité de recherche dans le sud de l'Algérie). L'évaluation de la dégradation de module QS-60DGF a été réalisée avec divers défauts, en utilisant les caractéristiques électriques (I-V/P-V) dans les conditions météorologiques quotidiennes et un examen visuel (bris de verre).

IV.II.1. Outils de mesures des données climatiques

Les données climatologiques de la distribution de la densité du flux solaire, de la température moyenne et l'humidité relative ainsi que de la vitesse horaire moyenne du vent dans la région d'Adrar ont été mesurées à l'aide de la station radiométrique implémentée dans l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien "URER'MS" d'Adrar. Cette station de mesure radiométrique autonome est réalisée à la fin de l'année 2010. Ainsi, pour exploiter cette ressource énergétique des études expérimentales et théoriques ont été abordées par l'équipe du gisement solaire afin de caractériser d'une manière efficace le site d'Adrar du point de vue gisement solaire.

Cependant, cette station radiométrique de haute précision a été installée à l'Unité de Recherches en Energies Renouvelables d'Adrar, celle-ci utilise un système de poursuite tridimensionnel (SunTracker (MP-160)) (figure IV.13), comporte deux parties : Une partie fixe qui est constituée d'un pyranomètre type EKO, pour la mesure du rayonnement global reçu sur un plan horizontal, d'un thermohygromètre type TECNOEL pour la mesure de la température et de l'humidité, et d'un solarimètre. Une partie mobile, qui est capable de suivre la trajectoire du soleil depuis le coucher jusqu'au lever, grâce à un système robotique. Cette partie est pourvue d'un pyréliomètre qui est pointé vers le disque solaire, pour la mesure du rayonnement solaire direct intégré sur toute les longueurs d'ondes (entre 0,2 et 0,4 micromètre) reçues sur un plan normal, et d'un pyranometre type EKO pour la mesure de l'éclairement diffus sur un plan horizontal muni d'une boule sphérique pour cacher le flux radiatif venant directement du disque solaire. La somme de ces deux mesures (diffus+ direct), donne le rayonnement global.

Ces données sont ainsi analysées et exploitées dans le but de les utiliser dans beaucoup d'applications énergétiques notamment pour les systèmes à conversion thermique et photovoltaïque. La figure IV.11, présente une photo illustrative de cette station radiométrique d'URERMS d'Adrar [37].



Figure IV.11 : Photo de la station météorologique (NEAL) installée dans l'URERMS Adrar.

Le tableau IV.6 donne les informations climatiques de la moyenne mensuelle des paramètres météorologiques quotidiens tels que le rayonnement solaire G, les températures maximal et minimal (T_{max} , T_{min}), l'humidité relative HR; la vitesse du vent W_s , ces paramètres a été extraits des mesures de la station météorologique New Energy Algeria (NEAL) installée dans l'unité de recherche sur les énergies renouvelables dans le milieu saharien [37].

Mois	H (kWh/m ²)	Tmin(°C)	Tmax (°C)	HR (%)	V (m/s)
Janvier	4.33	6.07	20.89	31.38	2.69
Février	5.21	9.99	24.24	27.6	3
Mars	6.83	11.24	26.73	20.75	3.25
Avril	7.17	26.64	36.98	10	2.95
Mai	8.02	24.27	41.1	9.81	3.4
Juin	7.79	28.82	43.16	9.62	3.21
Juillet	7.82	29.27	43.97	12.68	3.83
Août	6.67	32.06	45.45	15.83	3.1
Septembre	5.85	28.13	40.61	22.18	2.8
Octobre	4.99	20.6	35.22	28.51	2.4
Novembre	4.52	13.71	27.56	35.44	3.18
Décembre	4.13	7.44	23.11	39.15	3.42
Moyenne mensuelle	4.33	6.07	20.89	20.69	2.69

Tableau IV.6 Moyenne mensuelle des paramètres météorologiques quotidiens (2015)

IV.II.2 Présentation de la plateforme de mesures

La plateforme de mesures présentée sur la Figure IV.12 est opérationnelle depuis Février 2019. Elle est constituée de module photovoltaïque, de capteurs de température, d'un pyranomètre, d'une centrale d'acquisition et d'un ordinateur.

L'évaluation de la performance et la dégradation de module PV amorphe est effectuée dans ce travail à l'aide du logiciel et du matériel de cet instrument (traceur MP-160), il est utilisé pour la mesure du champ des courbes caractéristiques I-V et des principaux paramètres caractéristiques d'une cellule solaire individuelle, d'un module ou d'un champ. L'instrument mesure simultanément la tension et le courant, ainsi que l'irradiation et la température solaires incidentes à l'aide d'un pyranomètre et d'un thermocouple. Les données acquises sont ensuite traitées et traduites aux conditions d'essai standard (STC) afin de procéder à la comparaison avec les données nominales (Valeurs de référence des paramètres de performance sous les conditions STC) déclarées par le fabricant de modules photovoltaïques (Tableau IV.7).

Les capteurs d'irradiation et de température sont utilisés par l'instrument de traçage MP 160 IV pour la caractérisation des modules testés dans des conditions de fonctionnement réelles (extérieures) et des conditions d'essai standard (STC). Le capteur d'irradiance est placé avec la même inclinaison du module PV (voir Figure IV.12), mais le capteur de température est monté en dessous (face arrière) du module PV.

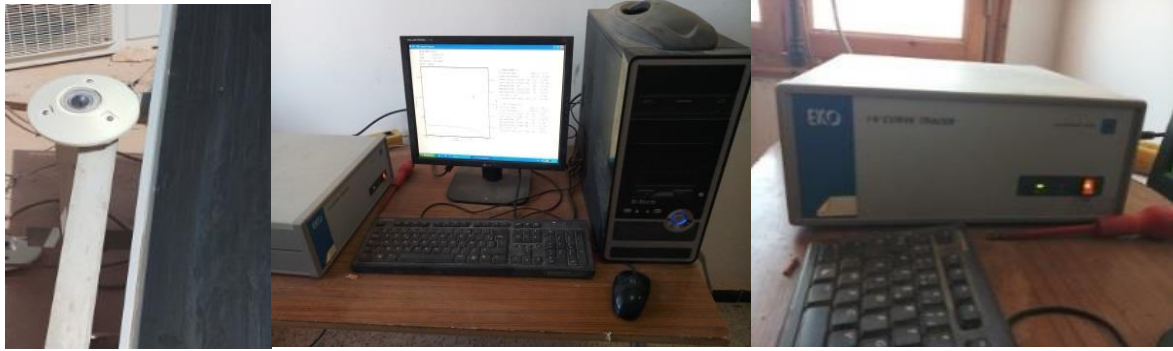


Figure IV.12 : Logiciel et matériel des instruments EKO (traceur MP-160 I – V).

Le module est en silicium amorphe d'une puissance crête de 60 Watt. Ils sont installés en champ libre (non intégré au bâti) avec un angle d'inclinaison de 15° par rapport à l'horizontal, une orientation vers le plein sud. Les spécifications techniques des modules données par le constructeur sont consignées dans le Tableau IV.8. Ces modules sont fabriqués par la société QS Solar.

Paramètres	Symbole	Couche Mince a-Si
		QS-60DGF
Puissance maximale	Pm (W)	60
Tension de circuit-ouvert	Voc (V)	80.3
Courant de court-circuit	Isc (A)	1.22
Tension à la puissance maximale	Vmp (V)	62.3
Courant à la puissance maximale	Imp (A)	0.96
Coefficient de température de la tension en circuit ouvert	Kv(%/K)	-0.28
Coefficient de température du courant de court-circuit	Ki(%/K)	0.09
Nombre de cellules	N	100
Dimension des cellules	D (mm)	1404*794*35

Tableau IV.7. Spécifications techniques de Module photovoltaïque.

Il existe plusieurs méthodes pour évaluer la dégradation des modules photovoltaïques telles que [38-42]: Inspection visuelle, mesure des caractéristiques I – V normalisées en condition STC et calculs analytiques des taux de dégradation.

L'évaluation des performances du module QS-60DGF a été réalisée dans des conditions climatiques réelles pendant deux jours différents (clair, nuageux) afin d'étudier l'effet de l'irradiance solaire et de la température sur les paramètres de performance (P_{max} , I_{mp} , V_{mp} , I_{sc} , V_{oc} , FF et η), les mesures des caractéristiques I-V et P-V ont été effectuées dans les deux jours (clair, nuageux) presque aux mêmes heures (13-03-2019 à 11:25 PM de jour clair et 04-04-2019 à 11:04 de jour nuageux).

IV.II.3 Résultats et discussion

La section suivante présente les résultats obtenus de la dégradation électrique des différentes mesures de paramètres des modules PV amorphe dans des conditions climatiques réelles de site d'Adrar.

IV.II.3.1 Evolution des caractéristiques électriques :

Le rayonnement solaire est le principal facteur qui affecte directement le courant de sortie du module photovoltaïque, du module ou de la matrice car la valeur du photo-courant est proportionnelle à la lumière du soleil incidente. Les tempêtes de sable et les nuages influencent les caractéristiques du rayonnement solaire et réduisent l'intensité de la lumière solaire (Figure. IV.14) transmise au module solaire photovoltaïque. Les données globales d'irradiation solaire ont été prises pour différents jours (voir Figure IV.13)

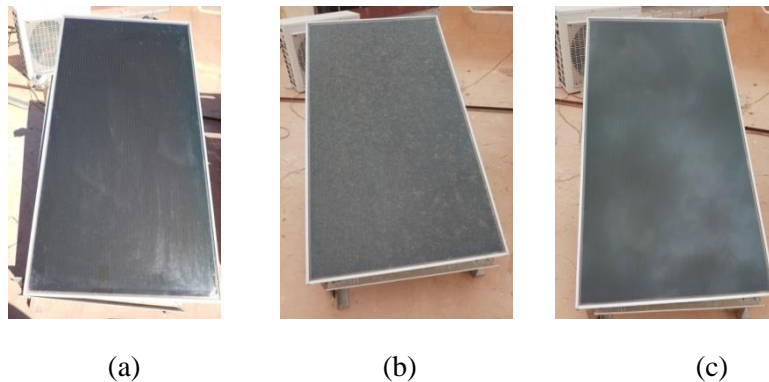


Figure IV.13– Module QS-60DGF: (a) jour clair avec module propre, (b) jours nuageux avec module poussiéreux, (c) jours nuageux avec module propre.

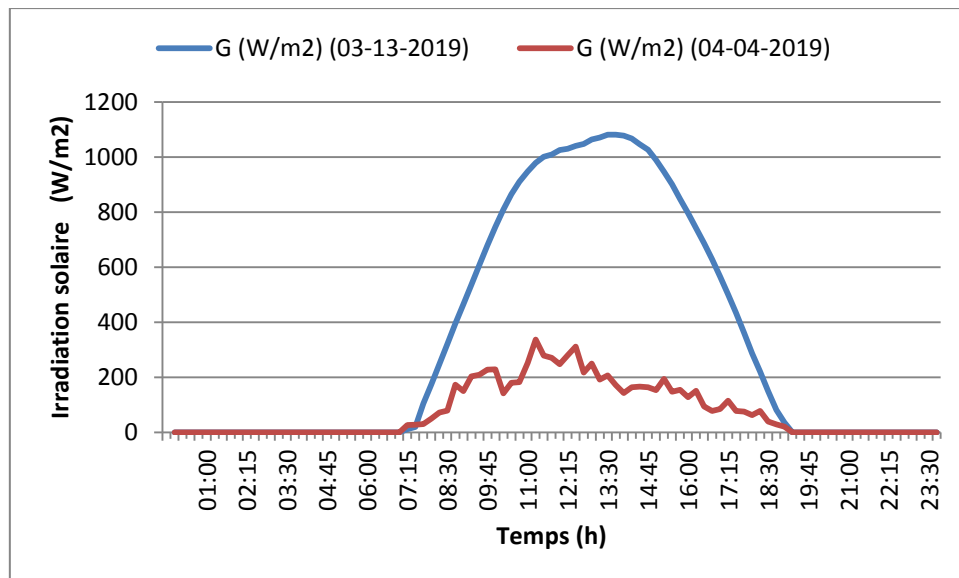


Figure IV.14 – Irradiation solaire des jours clairs (13-03-2019) et nuageux (04-04-2019)

Dans le cas de la journée ensoleillée du 13 mars 2019, l'irradiation solaire moyenne quotidienne était d'environ 680,73 W / m², culminant à 1081,7 W / m² à 13h45. Cependant, dans le second cas concernait une journée nuageuse, le rayonnement solaire a fortement fluctué et a culminé à 336,8 W / m² à 11h15, soit en moyenne à 152,52 W / m².

La figure IV.15 présente les résultats du test expérimental des jours clairs et nuageux. Les paramètres électriques de ce module poussiéreux et propre sont fournis dans le tableau IV.8. Afin d'évaluer l'effet d'une journée nuageuse et de la poussière sur la réduction de la puissance de sortie, avec l'augmentation de l'irradiation solaire la tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit augmentent et par conséquent, le point de puissance maximale varie.

On note que la différence de puissance de sortie entre le module propre en jour clair et le module propre en journée nuageuse est égale à (42,7 W) et la différence de puissance de sortie entre le module propre et le module poussiéreux en journée nuageuse est égale à (2,77 W)), la cause de cette variation est la réduction de l'intensité de la lumière solaire atteignant le module PV, entraînant la diminution du courant de court-circuit (I_{sc} de module clean (jour nuageux): 0,25 A, I_{sc} de module clean (jour clair): 1,21 A).

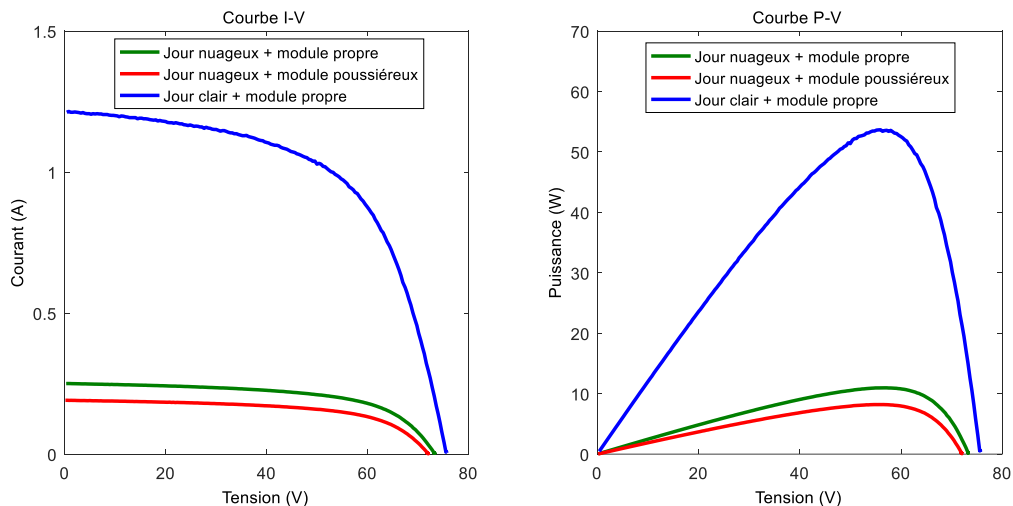


Figure IV.15– Courbes I-V et P-V de modules poussiéreux et propres dans des différentes conditions climatiques de fonctionnement.

paramètres	I _{sc} [A]	V _{oc} [V]	I _{pm} [A]	V _{pm} [V]	P _m [W]	FF	η [%]
Journée claire + module propre	1.21	75.67	0.97	55.43	53.66	0.58	4.90
Jour nuageux + module propre	0.25	73.39	0.19	56.57	10.96	0.59	4.59
Jour nuageux + module poussiéreux	0.19	72.1	0.15	56.09	8.19	0.59	4.35

Tableau IV.8– Paramètres électriques pour les modules propres et poussiéreux.

IV.II.3.2 Résultats de l'inspection visuelle

Le bris de verre est un facteur de dégradation important dans les modules photovoltaïques. Il est généralement causé par des facteurs externes tels que des emballages de mauvaise qualité lors du transport, de l'installation, de la maintenance, de la manipulation, du vent, des contraintes thermiques et de la projection de pierres [43,44].

Un module cassée ou fissuré peut continuer à fonctionner correctement. La figure IV.16, illustre ce défaut de surface en verre du module PV QS-60DGF où il a été caractérisé au champ extérieur d'URERMS Adrar. La comparaison courbes (V-I) et (V-P) des deux modules (non dégradé et dégradé) dans les mêmes conditions est représentée sur les Figures IV.17. Notant que pour les deux cas (courant ou puissance), la courbe du module dégradé présente des valeurs inférieures au module non dégradé. D'après le tableau IV.9, une perte de plus de 35% de la puissance de sortie est observée sur ce test. Le bris de verre est un événement qui peut être attribué à un stress thermique.

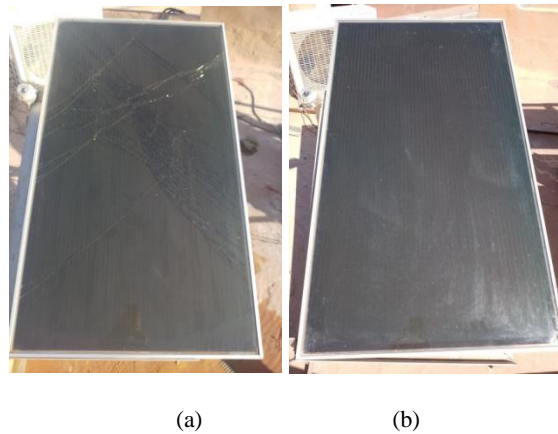


Figure IV.16– Module de surface Bris (a), module sans bris de verre (b).

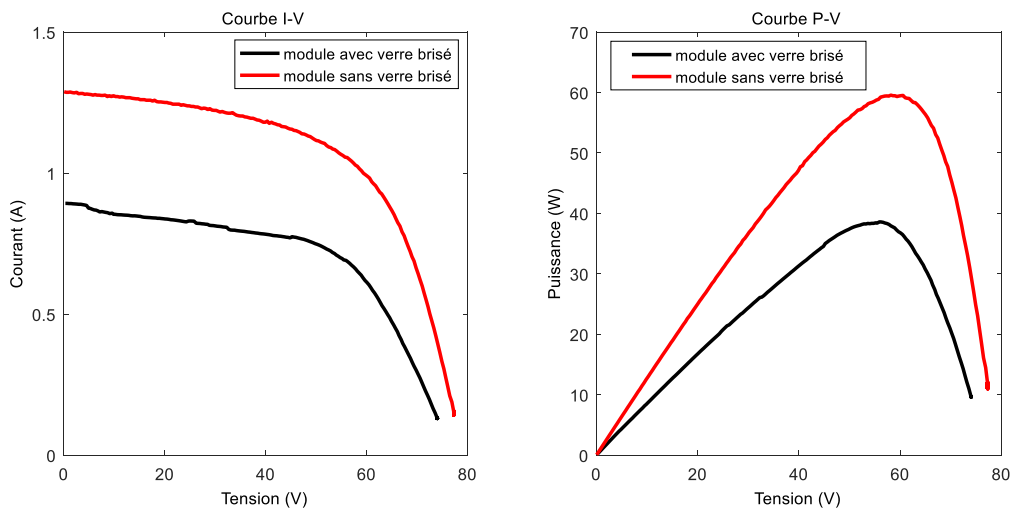


Figure IV.17 : Comparaison des courbes caractéristiques I-V et P-V de module QS-DGF60 (non dégradé et dégradé)

paramètres	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{pm} [A]	V_{pm} [V]	P_m [W]	FF	η [%]
Module non dégradé	1.29	79.21	1.02	58.45	59.51	0.58	5.34
Module dégradé	0.90	77.19	0.69	56.29	38.58	0.55	3.46

Tableau IV.9– Paramètres électriques pour module avec et sans verre brisé.

IV.II.3.3 Taux de dégradation

Dans cette partie, nous cherchons à déterminer l'impact des dépôts de poussière sur la surface des modules photovoltaïques sur leurs caractéristiques.

L'étude a duré une année pendant lesquels le module ont été exposés en conditions de fonctionnement réel sans être nettoyés.

La Figure IV.18 présente les modules exposés depuis une année sous l'ensoleillement naturel sans être nettoyés.



Figure IV.18. Modules exposés sous ensoleillement après un an sans nettoyage.

Les Figures (IV.19, IV.20) présentent les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) pour le module PV de type amorphe dans les trois conditions: conditions initiales, modules propres après six mois et modules avec une année d'accumulation de la poussière sur la surface. Les caractéristiques I-V et P-V correspondant aux conditions initiales et aux modules propres après six mois présentent clairement une forme normale.

On peut noter que les courbes I-V et P-V correspondant aux modules propres après six mois d'exposition ont présente un changement remarquable avec les courbes initiales. Cependant, une variation est à noter au niveau du courant de court-circuit (I_{cc}) comme la tension en circuit ouvert (V_{co}) varie davantage. Pour les caractéristiques P-V, une diminution de la puissance maximale (P_{max}) après six mois d'exposition a été notée. Ces variations de I_{cc} , V_{co} et P_{max} sur les modules propres après six mois de fonctionnement révèlent une dégradation de module probablement due à d'autres paramètres tels que la température,

l'humidité, la radiation UV [45]. En effet, la performance de modules PV varie selon les conditions climatiques et se dégrade peu à peu au fil du temps [46-48].

De même, on peut noter que les caractéristiques I-V et P-V des modules sont fortement modifiées après un an d'exposition sans nettoyage. Les caractéristiques I_{cc} , V_{oc} et P_{max} présentent d'importantes diminutions. La déformation anormale constatée sur les courbes I-V et P-V sont principalement dues à l'accumulation de la poussière durant une année sur la surface des modules. En effet, la poussière induit un ombrage généralement non uniforme sur la surface des modules PV et ainsi les chaînes de cellules PV ne reçoivent plus la même intensité d'ensoleillement. Par conséquent, ils n'ont plus le même comportement et les caractéristiques I-V et P-V de module se retrouvent modifiées. L'ombrage non uniforme du module PV va induire le phénomène de « mismatch » observé sur les caractéristiques I-V et P-V comme le montrent les Figures (IV.19, IV.20).

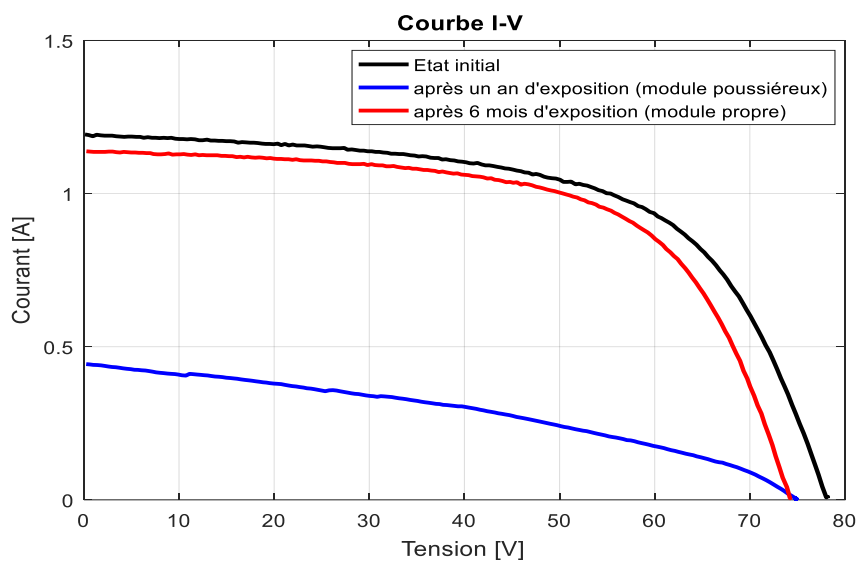


Figure IV.19. Caractéristiques I-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.

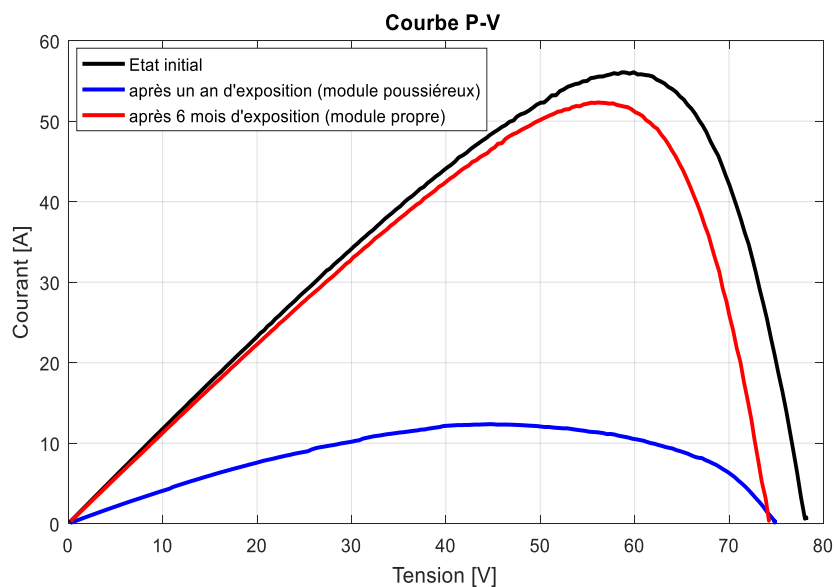


Figure IV.20. Caractéristiques P-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.

Le Tableau.IV.10 présente la variation des différentes caractéristiques après une année d'exposition de module sans nettoyage.

Pour évaluer l'impact de la poussière sur les caractéristiques de performance de module PV, nous calculons leur variation absolue et leur variation relative dans le cas où le module il est nettoyés après six mois et le cas où n'a pas été nettoyé pendant une année d'exposition de fonctionnement sous le même environnement.

Paramètres	Module propre (état initial)	module Nettoyer après 6 mois d'exposition	Module après un an d'exposition sans nettoyage	Différence absolue	Différence relative (%)
Pmax (W)	56.085	52.316	6.449	-45.867	-87.673
Vco (V)	78.184	74.219	76.492	2.273	3.0625
Icc (A)	1.191	1.139	0.229	-0.91	-79.895
Vmax (V)	59.920	56.050	48.817	-7.233	-12.904
Imax (A)	0.963	0.933	0.132	-0.801	-85.852
FF	0.602	0.619	0.368	-0.251	-40.549
η (%)	5.563	5.051	1.389	-3.662	-72.500

Tableau IV.10. Variation des paramètres des modules après un an d'exposition sans nettoyage.

Afin d'évaluer les performances des modules photovoltaïques dans des conditions climatiques désertiques, le taux de dégradation (RD) de chacun des paramètres tels que le courant de sortie maximum (Imax), la tension de sortie maximum (Vmax), la puissance de sortie maximum (Pmax), la tension de circuit ouvert (Voc) , le courant de court-circuit (Isc) et le facteur de remplissage (FF) ont été calculés analytiquement par les expressions suivantes [49,50]:

$$R_D(X)(\%) = \left(1 - \frac{X}{X_0}\right) \times 100 \tag{IV.13}$$

Où X = [Pmax, Imax, Vmax, Isc, Voc, FF] représentent la valeur du paramètre après la dégradation et X₀ = [Pmax₀, Imax₀, Vmax₀, Isc₀, Voc₀, FF₀] représente les valeurs de référence (nominales) des paramètres donnés par les données du fabricant sous conditions d'essai standard (STC).

Le taux de dégradation annuel (RD_a) est calculé à partir du facteur de dégradation global. Dans cette équation, Δt représente la période d'exposition du module (en années) depuis le premier jour de fonctionnement jusqu'à la date du test.

$$R_{Da}(X)(\%) = \frac{G_D}{\Delta t} \tag{IV.14}$$

Le tableau IV.11 contient les valeurs des taux de dégradation (RD) et du taux de dégradation annuel (RDa) pour chaque paramètre de performance des modules de bris de verre après 14 mois d'exposition à l'extérieur en conditions réelles.

On peut noter que les dépôts de poussière sur les modules diminuent fortement la puissance maximale pour avec 29,75%. Les résultats ont également montré que le courant de court-circuit (I_{cc}), le facteur de forme (FF) et le coefficient de conversion (η) sont affectés par les dépôts de poussière sur la surface de module PV. En effet, nous constatons que le facteur de forme (FF) diminue de 11,71%. Cependant, la tension en circuit ouvert (V_{co}) n'est pas affectée fortement par l'accumulation de poussière.

Afin de comparer les valeurs RDa trouvées de Pm sous notre climat avec d'autres climats, nous avons résumé différentes valeurs trouvées dans la littérature dans le tableau IV.12.

parameters	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{pm} [A]	V_{pm} [V]	P_m [W]	FF
R_D (%)	26.23	3.87	28.12	9.65	35.7	14.06
R_{Da} (%)	21.85	3.22	23.43	8.04	29.75	11.71

Tableau IV.11– Taux de dégradation (RD) et taux de dégradation annuel (RDa) du module PV QS-DGF60.

Site	Climat	Durée d'exposition	Technologies	Taux de dégradation annuel (RDa) (%/years)	Référence
Perth (Australie)	Tempéré	16–19 mois	a-Si	18.8	[51]
			CIS	12.6	
Mesa, Arizona (USA)	Désert	2.7 année	a-Si	3.52	[52]
		6.7 année	a-Si	1.16	
Cologne (Allemagne)	Sub-océanique	5 années	a-Si (A)	1.76	[53]
			a-Si (B)	2.21	
Benguerir (Maroc)	Désert	2.5 année	TF	1.73	[54]
Malaysia	Climat humide	16 mois	a-Si	20.4	[55]
Gurgaon, Inde	Sub-tropical	28 mois	a-Si	6.4	[38]
Jaén (Espagne)	Sec et ensoleillé	16 mois	a-Si	18.8	[56]
étude actuelle	Désert	14 mois	a-Si	29.7	

Tableau IV.12– Résumé de certaines études sur la dégradation des modules PV à couche mince dans le monde.

Par comparaison, la présente étude a démontré qu'en moyenne, le module PV a-Si rapportait des taux de dégradation de 29% / an alors que les études menées sur des modules PV a-Si exposés à l'extérieur ont montré des pertes de performance d'environ 1,76 à 2,21% / an en Allemagne mais il a été rapporté que les valeurs de RDa sont de 20,4% en Malaisie. Ces valeurs sont inférieures à ce que nous avons trouvé dans notre mesure, ceci est principalement dû aux conditions météorologiques rudes de notre région.

Une autre remarque importante des études précédentes est que le processus de dégradation suit deux étapes différentes: une dégradation rapide pendant les premières années d'exposition suivie d'un taux de dégradation linéaire lent [57].

IV.3 Conclusion

Dans ce chapitre, la performance du système PV de 20 MWp installé à Adrar sud de l'Algérie, a été étudiée entre janvier 2019 et décembre 2019, selon la norme CEI 61724. L'étude contribue à l'évaluation des performances des systèmes PV à grande échelle situés dans un climat désertique et aride.

La moyenne annuelle de l'ensoleillement dans le plan, de la température ambiante et de la vitesse du vent était respectivement de 218,60 kW h/m², 25,9 °C et 4,41 m/s. L'importance et l'effet de l'insolation solaire sur la production d'énergie sont soulignés. De plus, le rendement de référence quotidien moyen mensuel est de 7,24 h /jour, et le rendement final se révèle être de 5,09 h/jour. Les facteurs d'efficacité et de capacité du système sont respectivement de 10,67% et 21,22%. Le rapport de performance d'un système PV est de 70,72%.

Le rendement final et le rapport de performance sont comparés aux résultats des centrales PV d'autres sites du monde. Il a été démontré qu'en général, le système étudié à Adrar possède des indicateurs de performance plus élevés que d'autres installations en Grèce, à Oman et en Afrique du Sud. On peut conclure que la région d'Adrar peut convenir à la production d'énergie solaire photovoltaïque.

De plus, une étude de dégradation du module PV est également évaluée. L'objectif est d'analyser les défauts de module PV à base de silicium amorphe (QS-DGF60) installée dans l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URER.MS) ADRAR par une étude démonstrative.

Une inspection visuelle de cette module a été réalisée pendant une année et de rassembler des données sur les modes de dégradation et de défaillance en cours dans la zone désertique et de recherche afin d'améliorer la durée de vie et le processus de fabrication des panneaux PV.

On note que le taux de dégradation des différents paramètres (Voc, Isc, Pmax, Imax, Vmax, FF) est une fonction directe pour les conditions climatiques aux quelles les panneaux sont exposés. Les taux de dégradation annuels du courant de court-circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant à puissance maximale et la tension à puissance maximale sont 21.85 %, 3.22 %, 29.75 %, 23.43 % et 8.04 % respectivement.

Une comparaison des études de dégradation de la littérature pour la technologie des modules silicium amorphe dans différentes conditions climatiques est également présentée.

Cette comparaison montre que les valeurs de dégradation de la littérature sont inférieures à ce que nous avons trouvé dans notre mesure, ceci est principalement dû aux conditions météorologiques rudes de notre région.

Références

- [1] S. Bouchakour, "Contribution à l'Etude et Commande d'un Couplage des Systèmes Hybrides (Réseaux et Photovoltaïc) pour la Production d'Énergie Électrique," Thèse Doctorat Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbes, 2015.
- [2] A. Boudghene Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, and Y. Kitamura., "A review on the renewable energy Development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, 2012.
- [3] Algerian Ministry of Energy. *Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Énergie*; Algerian Ministry of Energy: Algiers, Algeria, 2019.
- [4] World Energy Council. *World Energy Issues Monitors*; World Energy Council: London, UK, 2019.
- [5] Nations Unies—UNECA. *Le Secteur des Énergies Renouvelables en Afrique du Nord. Situation Actuelle et Perspectives*; Nations Unies, Commission Economique pour l'Afrique Bureau pour l'Afrique du Nord (UNECA): Rabat, Morocco, 2012.
- [6] Boulakhras, C. *Rapport Sur Les Projets Réalisés Dans le Cadre du Programme Nationale des Energies Renouvelables*; SKTM, Filiale du Groupe Sonelgaz: Ghardaïa, Algeria, 2018.
- [7] Sahnoune, F.; Imessad, K. Analysis and impact of the measure to mitigate climate change in Algeria. *Energy Procedia*, Vol.136, pp.494–500, 2017.
- [8] SKTM. *Projet 343 MWc en Photovoltaïque*; SKTM, Filiale du Groupe Sonelgaz: Ghardaïa, Algeria, 2018.
- [9] Site société de SKTM <http://www.sktm.dz/?page=article&id=11>
- [10] M. Yaneva, "Algeria's Adrar commissions 48 MW of solar power," *Renewables Now*, 2016.
- [11] E. H. S, "Énergie Solaire à Adrar," *Le Soir d'Algérie*, 2010.
- [12] M. Djamai and N. Kasbadji Merzouk, "Wind farm feasibility study and site selection in Adrar, Algeria," *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 136–142, 2011.
- [13] A. Bouraiou et al., "Analysis and evaluation of the impact of climatic conditions on the photovoltaic modules performance in the desert environment," *Energy Convers. Manag.*, vol. 106, pp. 1345–1355, 2015.
- [14] A. Bouraiou et al., "Experimental evaluation of the performance and degradation of single crystalline silicon photovoltaic modules in the Saharan environment," *Energy*, vol. 132, pp. 22–30, 2017.
- [15] A. Bouraiou et al., "Experimental investigation of observed defects in crystalline silicon PV modules under outdoor hot dry climatic conditions in Algeria," *Sol. Energy*, vol. 159, pp. 475–487, 2018.
- [16] Ministère de Transport, "Recueil de Données," *Atlas Climatologique National*. Office national de la météorologie, 2008.
- [17] B. Bouzidi, "Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions - Case study Adrar," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4436–4442, 2011.
- [18] International Standard IEC 61724, *Photovoltaic system performance monitoring guidelines for measurement, Data exchange and analysis*, 1998.
- [19] Adaramola MS, Va°gnes EET. Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions. *Energy Convers Manag*, Vol.90, pp.458-465, 2015.
- [20] Sundaram S, Babu JSC. Performance evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India. *Energy Convers Manage*, Vol.100, pp.429-439, 2015.

- [21] Sharma Vikrant, Chandel SS. Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India. *Energy*, Vol.55, pp.476–485, 2013.
- [22] Trillo-Montero D, Santiago I, Luna-Rodriguez J, Real-Calvo R. Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of gridconnected photovoltaic systems. *Energy Convers Manage*, Vol.81, pp.144–159, 2014.
- [23] Ozden T, Akinoglu BG, Turan R. Long term outdoor performance of three different on-grid PV arrays in central Anatolia – an extended analysis. *Renew Energy*, Vol.101, pp.182–195, 2017.
- [24] Allouhi A, Saadani R, Kousksou T, Saidur R, Jamil A, Rahmoune M. Grid connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance. *Energy and Buildings*, Vol.130, pp.188-201, 2016.
- [25] Elhadj Sidi CEB, Ndiaye ML, Bah ME, Mbodji A, Ndiaye A, Ndiaye PA. Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania. *Energy Convers Manag*, Vol.119, pp;411–421, 2016.
- [26] Ayompe, L. M., Duffy, A., McCormack, S. J., & Conlon, M. Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. *Energy conversion and management*, Vol.52, N°2, pp.816-825, 2011.
- [27] Shukla, A.K., Sudhakar, K., Baredar, P. Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: a comparative analysis of various PV technology. *Energy Rep*. Vol.2, pp.82–88, 2016.
- [28] Padmavathi, K., Daniel, S.A. Performance analysis of a 3MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Sustain. Dev*. Vol.17, pp.615–625, 2013.
- [29] Mensah, L.D., Yamoah, J.O., Adaramola, M.S. Performance evaluation of a utilityscale grid-tied solar photovoltaic (PV) installation in Ghana. *Energy Sustain. Dev*. Vol.48, pp.82–87, 2019.
- [30] Elhadj Sidi, C.E.B., Ndiaye, M.L., El Bah, M., Mbodji, A., Ndiaye, A., Ndiaye, P.A. Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania. *Energy Convers. Manage*. Vol.119, pp.411–421, 2016.
- [31] Al-Badi AH. Measured performance evaluation of a 1.4 kW grid connected desert type PV in Oman. *Energy for Sustainable Development*, Vol.47, pp.107-113, 2018.
- [32] Allouhi A, Saadani R, Kousksou T, Saidur R, Jamil A, Rahmoune M. Gridconnected PV systems installed on institutional buildings: technology comparison, energy analysis and economic performance. *Energy Build*, Vol,130, pp.188–201, 2016.
- [33] Cherfa F, Hadj Arab A, Oussaid R, Abdeladim K, Bouchakour S. Performance analysis of the mini-grid connected photovoltaic system at Algiers. *Energy Procedia*, Vol.83, pp.226–36, 2015.
- [34] Eke R, Demircan H. Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey. *Energy Convers Manage*, Vol.65, pp.580–586, 2013.
- [35] M. Malvoni, A. Leggieri, G. Maggiotto, P.M. Congedo, M.G. De Giorgi. Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate. *Energy Conversion and Management*, Vol.145, pp.169–181, 2017.
- [36] Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou TM. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Convers Manage*, Vol.50, pp.433–438, 2009.
- [37] A. Necaibia et al., “Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 171, N° June, pp. 778–786, 2018.
- [38] Sharma Vikrant, Sastry OS, Kumar Arun, Bora Birinchi, Chandel SS. Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetro-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. *Energy*, Vol.72, pp.536–46, 2014.

- [39] Munoz MA, Alonso-Garcia MC, Vela Nieves, Chenlo F. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Sol Energy*, Vol.85, pp.2264–2274, 2011.
- [40] Chandel SS, NagarajuNaik M, Sharma Vikrant, Chandel Rahul. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. *Renewable Energy*, Vol.78, pp.193–202, 2015.
- [41] Buerhop Cl, Schlegel D, Niess M, Vodermayr C, Weißmann R, Brabec CJ. Reliability of IR imaging of PV-plants under operating conditions. *Sol Energy Mater Sol Cells*, Vol.107, pp.154–164, 2012.
- [42] Jordan Dirk C, Sekulic B, Marion B, Kurtz Sarah R. Performance and aging of a 20-year-old silicon PV system. *IEEE J Photovoltaics*, Vol.5, N°3, pp.744–751, 2015.
- [43] AbabacarNdiaye. Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques – Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance. Thèse de doctorat université de Dakar, 2013.
- [44] Wenham SR, Green MA, Watt ME CR. *Applied Photovoltaics*. 2nd ed. Earthscan; 2007.
- [45] Ababacar Ndiaye, Cheikh M. F. Kébé, Pape A. Ndiaye, Abdérafi Charki, Abdessamad Kobi, Vincent Sambou. “Impact of dust on the PV modules characteristics after an exposition year in Sahelian environment: the case of Senegal”. *International Journal of Physical Sciences*, Vol. 8, N°21, pp. 1166-1173, 2013.
- [46] Adelstein J., Sekulic B. “Performance and reliability of a 1-kW amorphous silicon photovoltaic roofing system”. *Proc. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1627-1630, 2005.
- [47] Sanchez-Friera P., Piliougine M., Pelaez J., Carretero J., Sidrach M. “Analysis of Degradation Mechanisms of Crystalline Silicon PV Modules After 12 Years of Operation in Southern Europe”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, January 2011.
- [48] Osterwald C.R., Adelstein J., Del Cueto J.A., Kroposki B., Trudell D., Moriarty T. “Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power”. *Proceedings of the 4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Waikoloa, USA, pp. 2085-2088, May 2006.
- [49] Ndiaye A, Kébé CMF, Charki A, Ndiaye PA, Sambou V, Kobi A. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Sol Energy*, Vol.103, pp.70–77, 2014.
- [50] Tsanakas JA, Ha L, Buerhop C. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. *Renew Sustain Energy Rev*, Vol .62, pp.695–709, 2016.
- [51] Carr AJ, Pryor TL. A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates, *Solar Energy*, Vol.76, pp.285–294, 2004.
- [52] Raghuraman B, Laksman V, Kuitche J, Shisler W, Tamizhani G, Kapoor H. An overview of SMUDs outdoor photovoltaic test program at Arizona State University. *4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Hawaii, USA, 2006.
- [53] I. Faye, A. Ndiaye, D. Kobor, U. Blieske, M. Ayituv. Comparative experimental study of performance degradation of amorphous silicon and crystalline silicon in outdoor exposed in Cologne. *African Journal of Environmental Science and Technology*, Vol.12, N°12, pp.461-468, 2018.
- [54] A. Bouaichi, A. Alami Merrouni, C. Hajjaj, H. Zitouni, A. Ghennioui, A. El Amrani, C. Messaoudi. In-situ inspection and measurement of degradation mechanisms for crystalline and thin film PV systems under harsh climatic conditions, *Technologies and Materials for*

Renewable Energy, Environment and Sustainability, TMREES18, 19–21 September 2018, Athens, Greece, Energy Procedia, Vol.157, pp.1210–1219, 2019.

- [55] Hussin M, Shaari S, Omar A, Zain Z. Amorphous silicon thin-film: behaviour of light-induced degradation. *Renew Sustain Energy Rev*, Vol.43, pp.388–402, 2015.
- [56] S. Kichou, S. Silvestre, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, A. Chouder, D. Guasch. Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure, *Energy*, Vol.96, pp.231-241, 2016.
- [57] Osterwald CR, Benner JP, Pruett J, Anderberg A, Rummeland S, Ottoson L. Degradation in weathered crystalline silicon PV modules apparently caused by UV radiation. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, pp.2911–2915, 2003.

Conclusion générale

Dans le cadre de programme Algérien des énergies renouvelables et d'efficacités énergétiques, Sonelgaz a introduit la filière solaire photovoltaïque pour 20 villages isolés du sud, inscrits dans le programme national d'électrification dans le but d'impulser l'utilisation des énergies renouvelables et non polluantes. Economiquement, une alimentation conventionnelle par extension des réseaux n'est pas adaptée aux centres éloignés, comme c'est le cas pour les villages du Sahara. L'ensoleillement de ces régions a permis de recourir à l'électrification par l'énergie solaire. Cette technologie présente une solution technico-économique au problème d'alimentation des zones isolées.

En Algérie, les régions sahariennes sont exposées à des niveaux élevés de la température et d'éclairement. La combinaison de la température avec la forte irradiation UV constitue des conditions de fonctionnement défavorables pour les modules photovoltaïques (PV). Les conditions de caractérisation des modules PV sur lesquelles les fabricants s'appuient pour allonger les durées de vie et de garantie des modules sont très différentes aux conditions de fonctionnement en milieu saharien.

Pour répondre à ces problèmes dans l'utilisation des systèmes PV dans les régions sahariennes, des recherches importantes et des études ont été lancées dans ce but de notre travail présenté dans cette thèse, qui est une contribution qui porte sur deux parties : en première partie, une modélisation et simulation des différents paramètres électriques avec des plusieurs modèles analytiques en utilisant aussi l'intelligence artificielle (réseau des neurones) afin d'améliorer les modèles électriques des cellules solaires. Dans la deuxième partie, une analyse expérimentale de la performance de système PV installées en milieu désertique (Adrar) aussi l'évaluation de dégradation de module PV amorphe en fonction des conditions climatiques de la région saharienne a été présentée.

Dans ce travail, une analyse détaillée a été effectuée pour évaluer les performances électriques des modèles mathématiques disponibles utilisés pour caractériser les modules solaires dans des conditions météorologiques variables (rayonnement et température). L'évaluation est effectuée pour les modules solaires cristallins les plus utilisés en Algérie et aussi les technologies en couche mince. L'étude montre des variations significatives dans les résultats modélisés par rapport aux valeurs mesurées fournies par les fabricants suivant le modèle, pour les modèles à une diode et les modèles à deux diodes données de bonnes estimations à STC, mais les écarts augmentent généralement pour les rayonnements plus faibles.

Le modèle à une diode d'Esram présente un bon compromis entre complexité et précision. Cette modèle a bien fonctionné pour simuler et prédire les paramètres des modules PV pour les technologies couche mince. En fonction de la méthode d'estimation de ses paramètres de modèle, les valeurs de l'erreur relative de la puissance obtenues pour les faibles rayonnements, sont inférieures à 4%, sinon les valeurs de l'erreur relative obtenues pour les conditions de test standard ne dépassent pas 0.2%. Par contre les modèles de Villalva et Ishaque donnent des écarts supérieurs à 10%.

Cependant, pour les modules cristallin, le modèle à deux diode de Ishaque montre de bon résultat avec des écarts d'environ 4% à 10%, bien que l'erreur relative de deux autres modèles est dépassé 10% et ceci à faible rayonnement.

Ensuit dans notre travail on a analysé les comportements de module PV amorphe par l'étude de la variation des paramètres de cette module PV amorphe en conditions réelles de site d'Adrar. Par conséquent, cette étude comprend des techniques d'extraction de paramètres afin de trouver l'ensemble des paramètres du modèle de cellule solaire capables de reproduire le comportement réel de l'ensemble du système photovoltaïque avec un bon degré de précision.

Dans ce contexte, on a utilisé une autre méthode plus performant pour l'estimation des paramètres du modèle équivalent d'une diode des cellules solaires basé sur la méthode de Levenberg-Marquardt, en se basant sur les différentes valeurs d'éclairement et température réel. Les valeurs déterminées des ces paramètres électriques de module solaire obtenues par l'algorithme de Levenberg-Marquardt sont très proches aux valeurs expérimentales avec un écart ne dépasse pas 3% dans tous les conditions météorologiques, en raison de la capacité de cet algorithme à combiner entre les caractéristiques de l'algorithme de descente la plus rapide et l'algorithme de Gauss Newton qui assurent une minimisation maximale de l'erreur quadratique moyenne. Dans la Deuxième étape, la mise en œuvre d'un simulation par réseau de neurone pour estimer les paramètres du module PV amorphe en condition standard (STC) avec les entrées du réseau sont le rayonnement et la température et les valeur estimé par la simulation sont les paramètres électriques du module solaire. Le principal avantage de cette méthode est que, une fois le réseau entraîné, les paramètres renvoyés par la simulation seront toujours uniques pour chaque entrée fournie. De plus, cette méthode peut être directement appliquée à d'autres problèmes similaires, uniquement en modifiant les entrées et sorties du réseau. Les résultats ont montrés que la modélisation par les réseaux de neurones est en très bon accord avec les données expérimentales et les courbes obtenues sont pratiquement collées et les erreurs sont tés faibles.

D'autre part, nous avons évaluée les performances électriques fournies par cette méthode RNA. Cette évaluation est assurée via la comparaison des résultats de simulation obtenus par rapport à d'autres méthodes à une diode ainsi que les données expérimentales enregistrés. Les résultats obtenus ont montrés que la technique neuronale en obtenant un modèle neuronal du panneau PV présente de bons résultats par rapport au modèle mathématique présenté sous forme d'équation mathématique, essentiellement dans les pires conditions météorologiques avec un erreur que ne dépasse pas 0.1%

Dans la dernière partie de ce travail, une étude d'analyse des performances d'un système PV de 20 MW situé à Adrar (sud de l'Algérie) sur une long période en fonction des conditions climatiques réelles de site. L'étude fournit une analyse détaillée des paramètres énergétiques et électriques du système PV en climat désertique.

Le rayonnement solaire est varié au cours de la journée, atteignant son maximum à midi 12 :00h environ 1000 watts par mètre carré, ses valeurs sont plus faibles dans le lever et le

coucher du soleil en raison de la diminution des valeurs de la hauteur du solaire, avec une augmentation dans les mois chauds et une réduction dans les mois froids. D'autre part, on déduit que les performances et l'efficacité du système PV sont bonnes pour la saison d'hiver bien que l'ensoleillement soit moindre dû à la température baisse en hiver d'environ 20°C tandis que pour l'été il dépasse 45 °C. L'augmentation de la température du module entraîne en outre une augmentation de la destruction par énergie thermique, réduisant ainsi les performances du module. Dans lequel l'écart de l'efficacité énergétique moyenne annuelle globale compte entre l'hiver et l'été est d'environ 3%, Alors que l'écart de rapport de performance avec les conditions théorique de fonctionnement du système photovoltaïque est de l'ordre de 9% entre l'hiver et l'été. Comme on le voit, l'efficacité énergétique réduite se produit en raison de la génération des pertes thermiques élevées qui dépendent de la température et l'accumulation de poussière. La perte thermique peut être minimisé en réduisant la largeur de bande interdite entre la couche p et la couche n de cellule solaire pendant la fabrication ou en contrôlant la température du module qui se fait par le refroidissement de surface inférieure.

Notre travail a été porté encore sur l'évaluation de la dégradation des panneaux PV en silicium amorphe testé dans l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URER.MS-ADRAR) après une long période d'exposition sous l'effet des conditions climatiques de l'environnement saharien en utilisant l'inspection visuelle, les mesures des caractéristiques normalisée aux conditions STC et le calcul des taux de dégradation en fonction de temps .

Une plateforme expérimentale a été mise en place dans le cadre de cette étude permettant ainsi de déterminer les conditions climatiques dominantes de fonctionnement de module PV amorphe dans notre site d'étude. Ce travail a principalement porté sur les caractéristiques électriques de performance en l'occurrence le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, le facteur de forme, la puissance maximale, le courant et la tension maximale mais également sur les caractéristiques de transfert courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V).

On remarque de ces résultats expérimentaux que la plupart des paramètres électriques des modules présentent une dégradation mesurable au bout de plus d'une année d'exposition du module. Cependant, la tension en circuit-ouvert présente une faible dégradation. L'impact des dépôts de poussière sur les caractéristiques de performance des modules PV est mis en évidence encours via cette étude expérimentale. Celle-ci a montré une dégradation annuelle de la puissance maximale d'environ 29% observée sur le module (QS-DGF60) après une long période d'exposition sans nettoyage.

Aussi ce test pratique nous montre que les modules PV amorphe présente une adéquation une male adaptation de ce type de technologie pour les systèmes PV à grande échelle avec un climat similaire à celle d'Adrar.

Cette thèse ouvre plusieurs perspectives de recherche intéressantes:

- Développer un modèle neuronal qui pourra être utilisé pour prédire le vieillissement dans les systèmes photovoltaïques et pour améliorer le rendement des panneaux photovoltaïques.
- La disponibilité des données météorologiques et des performances mesurées du système PV actuel pourrait être utile comme ensemble de données pour la prévision par réseaux de neurones de la sortie du système solaire PV avec une précision raisonnable, utile dans la gestion d'un système d'alimentation électrique pour répondre aux besoins en énergie. Les prévisions énergétiques pourraient être utilisées pour étudier les performances des systèmes PV dans différentes conditions climatiques.
- Une étude approfondie de la dégradation des modules PV à couche mince sur une période plus longue avec une comparaison par d'autres technologies PV et dans différentes zones d'étude.
- L'effet de la poussière sur les propriétés de performance électrique des modules PV peut faire l'objet d'une étude plus approfondie. Il peut être approprié de prendre en compte le type de poussière par l'évaluation des caractéristiques de l'empoussièrement à la surface des modules PV et tenir compte de la modification spectrale de l'irradiation due à la poussière suspendue dans la prédiction énergétique. Un autre problème important à étudier est l'effet d'ombrage sur la surface des modules PV


ANNEXE

Annexe 1 : Fiche technique de module PV amorphe (QS-60DGF)


QS Solar

Powering Your Future

- ▶ **Solar Panels with World Class Quality and Performance**
- ▶ **Manufactured with Leading Edge Technology Imported from the United States**
- ▶ **Main Specifications:**
 - Nominal power output above 60 watts (P_{max})
 - Panel size exceeds 1 square meter : 787 mm X 1397 mm
 - TÜV and UL Norms




• IEC Compliance :



IEC 61646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - design qualification and type approval
IEC 61730: Photovoltaic module safety qualification (Safety Class II)

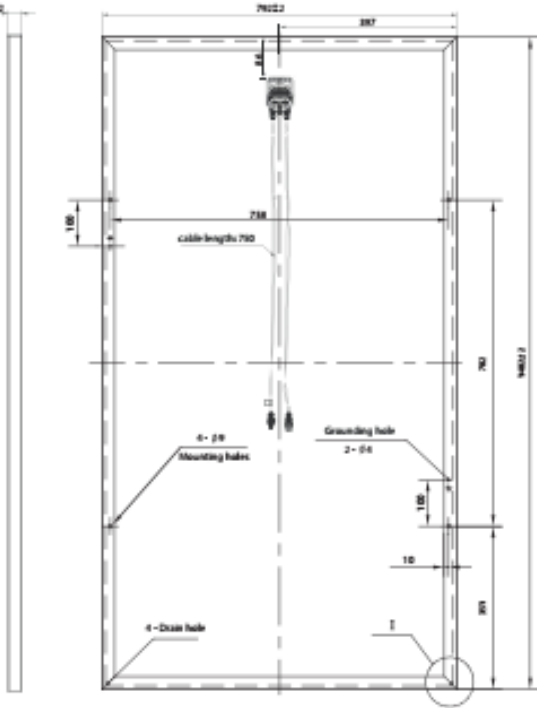
- Guaranteed 90% of specified min Power for 10 years, 80% for 25 years
- 5 Years guarantee on the product




60W Modules

- ▶ **Proven Manufacturing Quality and Capability**
 - Since 1993
 - ISO Certified Factory
- ▶ **Global Standards for Esthetics and Ease of Installations**
 - Anodized optional Aluminum frame
 - Pre-installed connectors
 - Integrated bypass diodes

Unit: mm



Product Code:
OS60DGF (Framed)
OS60DGU (Unframed)



Annexe 2 : Composition et raccordement de la centrale PV d'Adrar (20MW)



Figure .1 – SKTM vue par Google Map de centrale PV d'Adrar

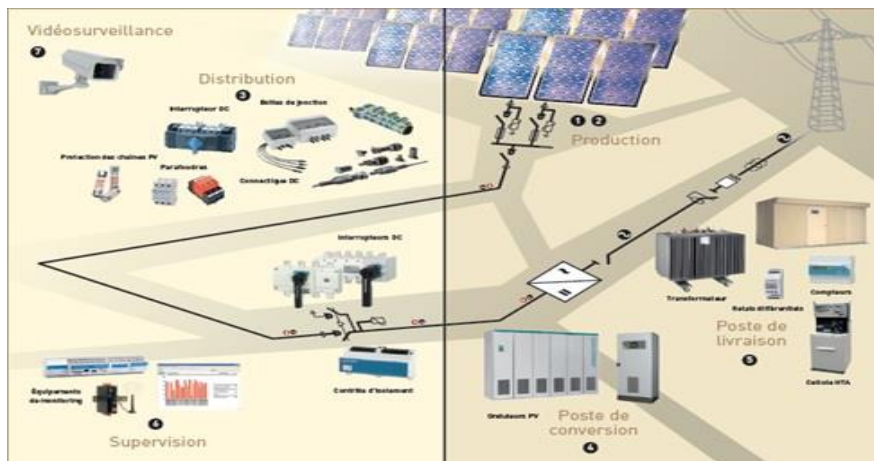


Figure .2 – Schéma de la centrale de production d'électricité PV

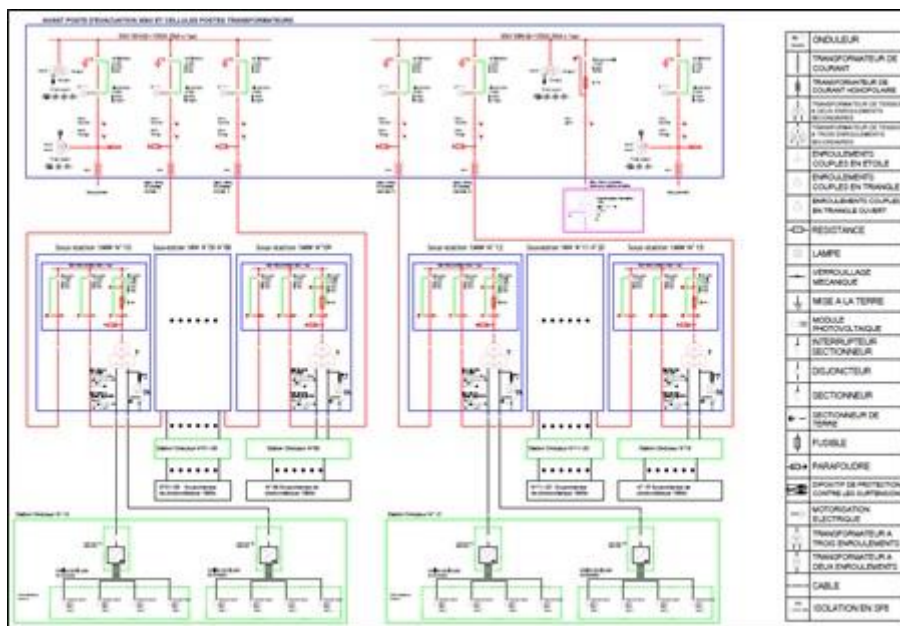


Figure .3 – Système électrique, schéma unifilaire général, site d'Adrar (20 MWc)

Annexe 3 : La variation de puissance annuelle avec la température et irradiation pendant une Année.

