

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DES FRERES MENTOURI CONSTANTINE  
FACULTE DES SCIENCES EXACTES  
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

N° d'ordre :.....

N° de Série :.....

THESE

POUR OBTENIR LE DIPLOME DE DOCTORAT EN SCIENCES EN PHYSIQUE

Spécialité

PHYSIQUE ENERGETIQUE

THEME

**Evaluation et validation de la performance des  
modèles de circuits équivalents de la cellule  
photovoltaïque**

Présentée Par:

**AOUN Nouar**

Soutenue le : 20 /04/ 2016

Devant le jury

Président:	Mohamed Salah AIDA	Pr. Université des Frères Mentouri Constantine
Rapporteur:	Nahman BOUKHEIT	Pr. Université des Frères Mentouri Constantine
Co-rapporteur:	Rachid CHENNI	Pr. Université des Frères Mentouri Constantine
Examineurs:	Messaoud HAMOUDA	Pr. Université Ahmed Draïa Adrar
	Khaled TOUAFEK	Maitre de recherche A à U.R.A.E.R Ghardaïa
	Mourad ZAABAT	Pr. Université Larbi Ben M'hidi Oum El-Bouaghi

## DÉDICACES

*À mes chers parents, **Hadj** et **Saïda Aoun***

*À mes frères et sœurs  
A ma chère et brave épouse  
A ma famille*

*Et à tous ceux qui m'ont aimé, je dédie ce présent travail.*

## REMERCIEMENTS

Je voudrais tout d'abord saisir cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude à mes encadreurs, Pr. **Nahman BOUKHEIT** et Pr. **Rachid CHENNI** enseignants à l'université des frères mentouri Constantine, pour avoir accepté de diriger mes travaux, et pour leur support, conseil, et motivation durant tout le projet.

Je remercie vivement :

Monsieur Mohamed Salah AIDA; Pr. Université des Frères Mentouri Constantine

Monsieur Messaoud HAMMOUDA; Pr. Université Ahmed Draia Adrar.

Monsieur TOUAFEK Khaled; Maitre de Recherche (A) à l'URAER Ghardaïa

Monsieur Mourad ZAABAT; Pr. Université Larbi Ben M'hidi Oum El-Bouaghi

De m'avoir fait l'honneur d'accepter de participer à mon jury de soutenance.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance éternelle pour mes parents et ma famille pour leur amour et leur soutien.

Que toute personne ayant contribué de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Enfin, je ne pourrais terminer sans une pensée à l'ensemble de mes enseignants qu'ils trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude.

# Table des matières

## *Dédicace*

## *Remerciements*

Table des figures.....	I
Table des tableaux.....	V
Nomenclature.....	VI
<b>Introduction Générale.....</b>	<b>01</b>

## **Chapitre I**

### **Etat de l'art du générateur photovoltaïque**

I.1.	Introduction.....	05
I.2.	Principe de conversion photoélectrique.....	05
I.3.	La bande interdite (bandgap).....	06
I.4.	Les différentes technologies photovoltaïques.....	07
	a) Silicium poly-cristallin.....	08
	b) Silicium monocristallin.....	08
	c) Silicium amorphe.....	08
I.5.	Modélisation des modules photovoltaïques.....	08
I.6.	Association des cellules/modules photovoltaïques.....	10
I.6.1.	Association en série.....	10
I.6.2.	Association en parallèle.....	11
I.6.3.	Association mixte (série et parallèle).....	11
I.7.	Impact des différents paramètres sur la caractéristique $I-V$ .....	12
I.7.1.	Impact de la température ambiante.....	12
I.7.2.	Impact de l'éclairement solaire.....	13
I.7.3.	Impact du facteur d'idéalité.....	13
I.7.4.	Impact de la résistance série.....	14
I.7.5.	Impact de la résistance shunt.....	15
I.8.	Caractéristiques électriques du module photovoltaïque.....	16
	➤ Le courant de court-circuit $I_{sc}$ .....	16
	➤ La tension de circuit ouvert.....	17

	➤ Le point de puissance maximum.....	17
	➤ Le facteur de forme.....	17
	➤ Le rendement.....	18
	➤ Le ratio de performance.....	18
I.9.	La dégradation du module photovoltaïque.....	18
	➤ La décoloration.....	19
	➤ La delamination.....	19
	➤ La corrosion.....	20
	➤ La rupture de la vitre et la fissure de la cellule PV.....	21
I.10.	Conclusion.....	22

## **Chapitre II**

### **Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque**

II.1.	Introduction.....	25
II.2.	Etat de l'art.....	25
II.3.	Le modèle à cinq paramètres proposé.....	26
II.4.	Effet des conditions réelles sur les paramètres électriques.....	28
II.5.	Validation les résultats de simulation du modèle proposé au STC.....	29
II.6.	La température de cellule photovoltaïque.....	32
II.7.	Le point de puissance maximum.....	32
II.8.	Le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.....	32
II.9.	Vérification du modèle proposé à STC.....	32
II.10.	Comparaison des modèles photovoltaïques avec le modèle proposé.....	34
II.10.1.	Le modèle à deux diodes.....	34
II.10.2.	Modèle à cinq paramètres.....	35
II.10.3.	Modèle à quatre paramètres.....	36
II.11.	Résultat et discussion.....	37
II.12.	Conclusion.....	45

## **Chapitre III**

### **Modélisation et vérification de la température du module photovoltaïque**

III.1.	Introduction.....	47
III.2.	Configuration photovoltaïque.....	47
III.3.	Estimation de la température du module PV.....	49
III.4.	Calcul de la température de la cellule PV.....	52

III.4.1.	Modèle linéaire.....	52
III.4.2.	Modèle thermique.....	54
III.5.	Résultats et discussions.....	57
III.5.1.	Ciel clair.....	57
III.5.2.	Ciel nuageux.....	60
III.6.	Conclusion.....	64

## Chapitre IV

### Evaluation de la performance du module photovoltaïque

IV.1.	Introduction.....	67
IV.2.	Etat de l'art.....	67
IV.3.	Modélisation du module photovoltaïque.....	68
IV.4.	Le ratio de performance et le rendement photovoltaïque.....	69
IV.5.	Evaluation statistique.....	70
IV.6.	Résultats et discussions.....	71
IV.6.1.	Les performances horaires.....	71
IV.6.2.	La performance énergétique journalière.....	77
IV.6.3.	La performance énergétique mensuelle.....	80
IV.7.	Évaluation de la dégradation du module après une année de fonctionnement.....	86
IV.7.1.	Facteur de dégradation.....	88
IV.8.	Conclusion.....	90
	<b>Conclusion générale</b> .....	93
	<b>Référence</b> .....	96

### *Résumé*

## LISTE DES FIGURES

### Chapitre I : Etat de l'art du générateur photovoltaïque

Figure 1.1	Longueur d'onde absorbée par différents types de semi-conducteurs.	06
Figure 1.2	Variations de bande interdite en fonction de la température.....	07
Figure 1.3	Quelque types des cellules photovoltaïques : a) mono-cristalline, b) poly-cristalline, c) amorphe.....	07
Figure 1.4	Les circuits électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque : a) sept paramètres, b) cinq paramètres, c) quatre paramètres, d) idéale..	09
Figure 1.5.	Association des modules photovoltaïques en série.....	11
Figure 1.6.	Association des modules photovoltaïques en parallèle.....	11
Figure 1.7.	Association mixte des modules photovoltaïques.....	12
Figure 1.8.	Influence de la température sur les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ .....	12
Figure 1.9.	Influence de l'éclairement sur les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ .....	13
Figure 1.10.	Influence du facteur de qualité sur $I-V$ pour une cellule PV, $n=\gamma$ .....	14
Figure 1.11.	Influence de la résistance série sur la caractéristique $I-V$ .....	15
Figure 1.12.	Influence de la résistance shunt sur la caractéristique $I-V$ .....	15
Figure 1.13.	Les points remarquables de la caractéristique $I-V$ et $P-V$ .....	16
Figure 1.14.	Exemple de la décoloration d'un module PV.....	19
Figure 1.15	Exemple de délamination dans un module photovoltaïque du type UDTS-50.....	20
Figure 1.16	Exemple de la corrosion d'un module PV.....	20
Figure 1.17.	Exemple de rupture d'un module photovoltaïque.....	21
Figure 1. 18	Influence de différents types de dégradation sur la caractéristique $I-V$ d'un module photovoltaïque, UDTS-50, (a) Délamination avec décoloration (b) Rupture de la vitre avec fissure et décoloration des cellules PV.....	22

**Chapitre II : Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque**

Figure 2.1	Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres.....	26
Figure 2.2	La puissance maximale calculée pour différentes valeurs données du facteur d'idéalité à STC du module BP MSX-60.....	30
Figure 2.3	L'erreur relative du point de puissance maximale à différentes valeurs du facteur d'idéalité $\gamma$ à STC pour le module BP MSX-60....	30
Figure 2.4	Courbes courant-tension tracées à différentes valeurs du facteur d'idéalité $\gamma$ à standard test de condition.....	31
Figure 2.5	Courbes puissance-tension tracées à différentes valeurs du facteur d'idéalité $\gamma$ à standard test de condition.....	31
Figure 2.6	Courbes $I-V$ et $P-V$ pour le module MSX-60 en silicium polycristallin à STC.....	33
Figure 2.7	Courbe $I-V$ et $P-V$ pour le module PVL-136 en silicium amorphe à STC.....	33
Figure 2.8	Courbe $I-V$ et $P-V$ pour le module SP-70 en silicium monocristallin à STC.....	33
Figure 2.9	Erreur relative de $P_p$ , $V_{oc}$ et $I_{sc}$ à STC.....	34
Figure 2.10	Caractéristiques $I-V$ du module Shell S70 pour différents éclairagements et températures.....	39
Figure 2.11	Caractéristiques $I-V$ du module Shell ST40 pour différents éclairagements et températures.....	39
Figure 2.12	Caractéristiques $I-V$ du module SQ150PC pour différents éclairagements et températures.....	39
Figure 2.13	L'erreur relative pour $P_p$ des trois modules photovoltaïques pour différentes températures et à éclairement constant $1000 \text{ W/m}^2$ .....	40
Figure 2.14	L'erreur relative pour $I_{sc}$ des trois modules photovoltaïques pour différentes températures et à éclairement constant $1000 \text{ W/m}^2$ .....	40
Figure 2.15	L'erreur relative pour $V_{oc}$ des trois modules photovoltaïques pour différentes températures et à éclairement constant $1000 \text{ W/m}^2$ .....	41
Figure 2.16	L'erreur relative pour $P_p$ des trois modules photovoltaïques pour différents éclairagements et à température constant $25^\circ\text{C}$ .....	42

Figure 2. 17	L'erreur relative pour $I_{sc}$ des trois modules photovoltaïques pour différents éclairagements et à température constant 25°C.....	43
Figure 2. 18	L'erreur relative pour $V_{oc}$ des trois modules photovoltaïques pour différents éclairagements et à température constant 25°C.....	43
Figure 2. 19	Caractéristiques $I-V$ et $P-V$ du module S-Energie 250 dans des conditions extérieures.....	44

### Chapitre III : Modélisation et vérification de la température du module photovoltaïque

Figure 3. 1	La chaine expérimentale: a) Module photovoltaïque monocristallin placé sur le toit de l'URER/MS; b) Les deux thermocouples du type K placé a l'arrière le module ; c) La station météorologique de NEAL ; d) L'acquisition de données (Fluck Hydra 2548).....	48
Figure 3. 2	Variation de l'éclairement solaire.....	49
Figure 3. 3	Variation de la vitesse du vent.....	49
Figure 3. 4	Variation de la température ambiante.....	49
Figure 3. 5	Les températures $T_c$ mesurées par les deux thermocouples, 07 Décembre 2014.....	51
Figure 3. 6	Les températures $T_c$ mesurées par les deux thermocouples, 03 Juillet 2014.....	51
Figure 3. 7	La variation de $\Delta T$ , en fonction de l'éclairement solaire et l'approximation linéaire des données pour le mois de juin 2014.....	53
Figure 3. 8	La variation de $\Delta T$ , en fonction de l'éclairement solaire et l'approximation linéaire des données pour le mois de décembre 2014.....	53
Figure 3. 9	Schéma représentatif d'échanges thermiques.....	55
Figure 3. 10	a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel clair. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 29/07/2014.....	58
Figure 3. 11	a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel clair. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 11/12/2014.....	59
Figure 3. 12	a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel nuageux. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 03/07/2014.....	60

Figure 3. 13	a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel nuageux. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 07/12/2014.....	61
Figure 3. 14	La corrélation entre la valeur mesurée et la température expérimentale à la surface arrière du module PV du mois de juillet...	62
Figure 3. 15	La corrélation entre la valeur mesurée et la température expérimentale à la surface arrière du module PV du mois de décembre.....	63

#### Chapitre IV : Evaluation de la performance du module photovoltaïque

Figure 4.1	L'irradiation horaire pendant les cinq jours des tests.....	72
Figure 4.2	La température ambiante horaire durant les cinq jours de tests.....	73
Figure 4.3	L'énergie de la puissance horaire durant les cinq jours de tests.....	74
Figure 4.4	Le ratio de performance horaire durant les cinq jours de tests.....	75
Figure 4.5	Le rendement horaire durant les cinq jours de tests.....	75
Figure 4.6	Les températures ambiantes moyennes quotidiennes mesurées durant les deux mois de test.....	77
Figure 4.7	L'irradiation et l'énergie journalières pendant les deux mois de tests.....	78
Figure 4.8	Le ratio de performance et le rendement journalier durant les mois de juillet et de décembre.....	79
Figure 4.9	Déviations de l'énergie mensuelle en juillet et décembre.....	80
Figure 4.10	Variation mensuelle moyenne de l'irradiation $G$ , la température ambiante $T_a$ et la température de module (expérimentale $T_{c, exp}$ et calculée $T_{c, cal}$ ).....	81
Figure 4.11	L'énergie mensuelle moyenne.....	82
Figure 4.12	Erreur relative (%), de l'énergie moyenne mensuelle des quatre modèles.....	82
Figure 4.13	Le ratio de performance mensuelle moyenne.....	83
Figure 4.14	Le rendement mensuel moyen.....	84
Figure 4.15	Erreur relative (%), du ratio de performance.....	84
Figure 4.16	Erreur relative (%), du rendement.....	85
Figure 4.17	La décoloration des cellules PV et les lignes de décoloration (Snail Trail) observée sur le module PV après un an d'exposition.....	86
Figure 4.18	Courbe $I-V$ aux conditions STC avant et après exposition.....	90

# LISTE DES TABLEAUX

## Chapitre I : Etat de l'art de générateur photovoltaïque

Tableau 1.1	Les paramètres expérimentaux indiquent dans l'équation (I-2) de certains semi-conducteurs.....	06
Tableau 1.2	Le facteur de qualité de différentes technologies [22].....	13

## Chapitre II : Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque

Tableau 2. 1	Les spécifications photovoltaïques paramètres.....	37
Tableau 2. 2	Les paramètres calculés par le modèle à quatre paramètres [71].....	38
Tableau 2. 3	Les paramètres calculés par le modèle proposé.....	38
Tableau 2. 4	Les paramètres calculés par le modèle à cinq paramètres [62].....	38
Tableau 2. 5	Les paramètres calculés par le modèle à deux diodes [72].....	38
Tableau 2. 6	Comparaison théorique et expérimentale des trois points caractéristiques.....	45

## Chapitre III : Modélisation et vérification de la température du module photovoltaïque

Tableau 3. 1	Le coefficient $k$ et le coefficient de détermination $R^2$ .....	54
Tableau 3. 2	Erreur quadratique moyenne ( $RMSE$ ) et le coefficient de détermination ( $R^2$ ) pendant onze mois.....	64

## Chapitre IV : Evaluation de la performance du module photovoltaïque

Tableau 4. 1	Caractéristiques électriques du module.....	68
Tableau 4. 2	Les paramètres électriques calculés par les quatre modèles.....	69
Tableau 4. 3	Classification des jours par types du ciel observé.....	71
Tableau 4. 4	Déviations d'énergie horaire.....	76
Tableau 4. 5	Déviations d'énergie mensuelle.....	86
Tableau 4. 6	Les valeurs du paramètre ( $I_{sc}$ , $V_{oc}$ et $P_p$ ) initiales et calculées par la méthode de A. J. Anderson [123] après un an de fonctionnement et le facteur de dégradation.....	88

## LISTE DES SYMBOLES

---

$E_{ph}$	Quantité d'énergie (Joule)
$h$	Constante de Planck (Joule.M <sup>3</sup> /sec)
$c$	Vitesse de la lumière $3.10^8$ (m/sec)
$\lambda$	Longueur d'onde (m)
$E_g$	Bande interdite (eV)
$q$	Charge de l'électron ( $1.9.10^{-19}$ coul)
$I_{ph}$	Source de courant (A)
$I_{01}$	Courant de saturation par diffusion (A)
$I_{02}$	Courant de saturation par recombinaison (A)
$k$	Constante de Boltzmann (J/K)
$T_c$	Température de la cellule (°C)
$T_a$	Température ambiante (°C)
$T_b$	Température de la surface à l'arrière du module (°C)
$T_{sky}$	Température de ciel (°C)
$T_{ground}$	Température de sol (°C)
$W_s$	Vitesse de vent (m/s)
$\gamma_1$	Facteur d'idéalité dans la diode (1)
$\gamma_2$	Facteur d'idéalité dans la diode (2)
$R_{sh}$	Résistance shunt ( $\Omega$ )
$R_s$	Résistance série ( $\Omega$ )
$I_{sc}$	Courant de court-circuit (A)
$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert (V)
$P_p$	Puissance maximale (W)
$P_{max}$	Puissance maximale aux conditions de test standard (STC)
$I_p$	Courant maximal (A)
$V_p$	Tension maximale (V)
$G$	Rayonnement solaire (W/m <sup>2</sup> )

$G_{ref}$	Rayonnement solaire aux conditions de test standard ( $W/m^2$ )
$G_T$	Irradiation solaire ( $Wh/m^2$ )
$FF$	Facteur de forme
$\mu_{Isc}$	Coefficient de température du courant de court-circuit ( $^{\circ}C^{-1}$ )
$\mu_{Voc}$	Coefficient de température de la tension en circuit ouvert ( $^{\circ}C^{-1}$ )
$\mu_p$	Le coefficient de température de la puissance maximale ( $^{\circ}C^{-1}$ )
$\delta$	coefficient d'irradiation solaire (sans unité)
$\eta$	Rendement
$E$	Energie (Wh)
$A$	Surface du module ( $m^2$ )
RP	Ratio de performance
$\eta\alpha$	Transmission-absorption
$U_{loss}$	Pertes thermiques par convection et par radiation
$h_{conv}$	Coefficient d'échange convectif
$\epsilon_{glass}$	Coefficient d'émissivité du verre
$\epsilon_{back}$	Coefficient d'émissivité du couvre à l'arrière du module
$\zeta$	Constante de Stefane Boltzman
STC	Conditions de test standard ( $1000 W/m^2$ et $25^{\circ}C$ )
NOCT	Température normale de fonctionnement de la cellule
FD	Facteur de dégradation
DR	Taux de dégradation annuel
$\Delta t$	Durée de fonctionnement de module photovoltaïque en année
ref	Indice indiqué les paramètres de références
mes	Indice indiqué les paramètres mesurés
cal	Indice indiqué les paramètres calculés
$R^2$	Coefficient de détermination
R	Coefficient de corrélation
RMSE	Erreur quadratique moyenne
MBE	Erreur moyenne

# INTRODUCTION GENERALE

## INTRODUCTION GENERALE

En raison des effets dommage de la pollution et les émissions de carbone sur l'environnement et la vie sur terre, de nombreux pays ont officiellement signé le protocole de Kyoto (un accord international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre) afin de réduire cette pollution, et à cause de la croissance de la demande mondiale d'énergie et que la production mondiale d'énergies fossiles en 2050 sera diminuée jusqu'à la moitié de celle d'aujourd'hui [1], l'utilisation des nouvelles ressources énergétiques renouvelables et non polluantes sont nécessaires.

L'une des meilleures solutions pour exploiter la gigantesque source d'énergie solaire est d'utiliser les modules photovoltaïques qui peuvent répondre à la majorité des besoins en électricité mondiale, ses avantages sont: la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique, non polluante, pas de pièces mécaniques en mouvement, silencieuse et la source d'énergie reçue à partir du soleil est gratuite, ... etc.

Par conséquent, le marché mondial des modules photovoltaïques est en croissance à un rythme phénoménal: environ 35% par an [2]. L'Algérie est l'un des pays dans le monde qui a adopté un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables qui vise à produire une capacité de 22 000 MWatts, ce qui couvrira 40% de la consommation énergétique du pays à l'horizon de 2030. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc jusqu'en 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030 [3].

Pour comprendre le comportement physique et électrique de fonctionnement des modules photovoltaïques, il est nécessaire d'étudier leur fonctionnement théoriquement et connaître le rôle des paramètres électriques représentés dans le circuit équivalent. En conséquence, la description mathématique de la caractéristique électrique  $I-V$  de la cellule photovoltaïque est en général représentée par un système d'équations non linéaires selon leurs paramètres inconnus (Ces paramètres ne sont pas généralement des quantités mesurables ou incluses dans les données de la fabrication).

- ✓ Modèle à quatre paramètres: ce modèle fait intervenir quatre paramètres, à savoir: le photo-courant  $I_{ph}$ , le courant de saturation,  $I_0$ , le facteur d'idéalité de la diode  $\gamma$  et la résistance en série  $R_s$ .
- ✓ Modèle à cinq paramètres: l'addition d'une résistance en shunt  $R_{sh}$ , augmente le nombre de paramètres inconnus en cinq.
- ✓ Modèle à deux diodes (ou sept paramètres): ce modèle consiste en deux diodes en parallèles et deux autres paramètres sont inclus, le courant de saturation  $I_{02}$  et le facteur d'idéalité de la deuxième diode  $\gamma_2$ .

L'énergie fournie par un module photovoltaïque dépend principalement du rayonnement solaire et de la température ambiante. La température du module photovoltaïque est un paramètre très important pour l'évaluation de la performance des systèmes photovoltaïques et les variations annuelles de la production d'énergie électrique. L'augmentation de 1°C de la température du module en silicium cristallin, provoque une baisse de rendement du module de 0,45%.

Après l'installation du dispositif photovoltaïque à des conditions climatiques réelles, le système photovoltaïque sera affecté par des dégradations sur sa performance de production. Ces types de dégradations seront par la suite reportés à la cellule solaire ou à l'élément de protection du module (vitre avant, encapsulation, couche EVA,... etc).

Pour évaluer les performances des modules photovoltaïques, il est important d'étudier et d'analyser le comportement énergétique fourni par le système dans des conditions réelles.

L'objectif de cette étude consiste à comprendre la méthodologie de simulation de quelques modèles et proposer un modèle qui rapprocherait le comportement électrique et climatique de la cellule photovoltaïque en présentant deux modèles d'estimation de la température de la cellule photovoltaïque et explorer la performance d'un module photovoltaïque pendant une longue période du test.

Pour cela, le travail présenté dans cette thèse sera décomposé en 04 chapitres et une conclusion générale, et le manuscrit sera organisé comme suit :

Dans le premier chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du sujet en général, nous avons expliqué le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, la variation de l'énergie de bande gap par rapport à la température, les différents types des cellules solaires et aussi l'influence du rayonnement et de la température, et les caractéristiques des cellules sur la courbe  $I-V$  et  $P-V$ , et on termine par une note technique sur les impacts de dégradation de leur performance.

Dans le second chapitre, nous nous intéressons à développer un modèle simple de caractérisations des modules, c'est un modèle à cinq paramètres, il utilise seulement les informations fournies par le fabricant des panneaux photovoltaïques. Ensuite, une validation et une comparaison de ce dernier par rapport à d'autres modèles existant dans la littérature sera présentée.

Dans le troisième chapitre et en raison de l'importance de la température de la cellule photovoltaïque sur la performance des systèmes photovoltaïques et les variations instantanées et annuelles de la production d'énergie, nous avons testé et validé deux modèles dans des conditions climatiques différentes (climat chaud et froid avec des situations à ciel clair et autre nuageux).

Pour évaluer les performances des modules photovoltaïques, il est important d'étudier et d'analyser le comportement énergétique fourni par le système dans des conditions réelles.

Dans le quatrième chapitre, nous avons étudié et analysé le ratio de performance  $RP$ , le rendement et l'énergie journalière, mensuelle et annuelle, fournies par le module photovoltaïque monocristallin à différentes conditions météorologiques (chaud et froid) au cours de la première année d'opération extérieure dans un environnement désertique du sud Algérien (Adrar).

# Chapitre I

Etat de l'art du générateur photovoltaïque

#### I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à la performance des systèmes photovoltaïques. Il est adéquat de décrire le principe de fonctionnement de la cellule et du module photovoltaïque ainsi que les différents paramètres pouvant influencer sur son fonctionnement. Enfin, nous terminons par une note technique sur les impacts de dégradation de leur performance.

#### I.2. Principe de conversion photoélectrique

Les cellules photovoltaïques sont composées de semi-conducteurs qui leur permettent de transformer directement une énergie électromagnétique sous forme de photon reçu par le soleil en énergie électrique sous forme d'un courant continu. Les énergies des photons absorbés par le matériau semi-conducteur créent des porteurs de charges appelés électrons et trous.

Pour chaque photon, son énergie dépend de sa fréquence par la relation  $E_{ph} = h\nu$  (où  $\nu$  : la fréquence associée à la longueur d'onde du photon et  $h$  : la constante de Planck.). Pour passer de l'énergie de photon  $E_{ph}$  à la longueur d'onde, on utilise la relation suivante où  $\lambda$  ( $\lambda$  ( $\mu\text{m}$ )= $c / \nu$ , avec  $c$  la célérité de la lumière dans le vide):

$$E_{ph} = \frac{1.24}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

La cellule solaire n'est sensible que dans un domaine de longueur d'onde particulier et seul un matériau semi-conducteur dispose de la structure de bande nécessaire à la génération, à partir du rayonnement solaire, de la paire (électron et trou) utilisable. En effet, dans un métal, tous les niveaux supérieurs au niveau de *Fermi* sont autorisés et toutes les longueurs d'onde sont donc susceptibles d'être absorbées. Cependant, les paires électron/trou générées se recombinent quasi-instantanément, ce qui ne laisse pas la possibilité de les exploiter. Un matériau isolant possède un gap d'énergie (intervalle entre la bande de convection et la bande de valence) d'au moins 8 eV. Le photon incident, pour interagir avec un électron, devra donc fournir une énergie supérieure à 8 eV, ce qui correspond à des  $\lambda < 0.15 \mu\text{m}$ , domaine ultra-violet qui ne couvre pas le rayonnement solaire. Dans un semi-conducteur, la structure des bandes de conduction et de valence définit un gap plus faible que dans le cas des isolants de 0.3 à 3 eV.

La figure 1.1 présente une partie des différents semi-conducteurs selon la longueur d'onde et la bande de gap [4].

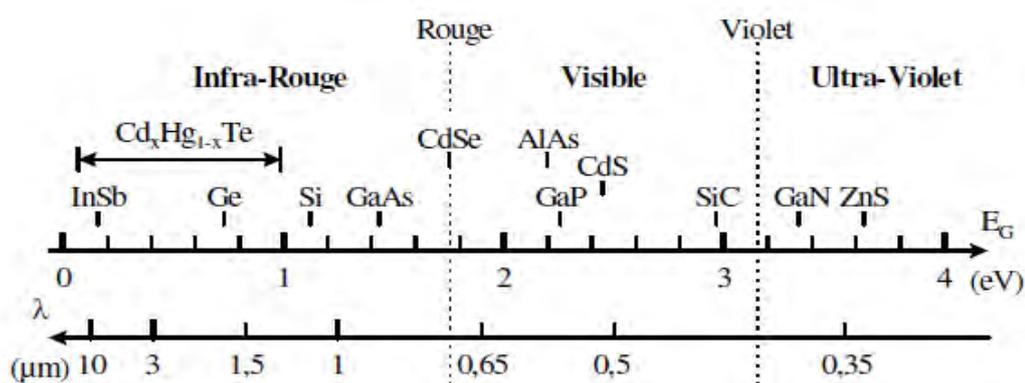


Figure 1.1. Longueur d'onde absorbée par différents types de semi-conducteurs [4].

### I.3. La bande interdite (*bandgap*)

Les résultats expérimentaux montrent que les bandes interdites de la plupart des semi-conducteurs diminuent légèrement lorsque la température augmente. La dépendance en température de la bande interdite a été déterminée expérimentalement par l'expression suivante [5]:

$$E_g(T) \approx E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (\text{I-2})$$

Où  $E_g(0)$ ,  $\alpha$  et  $\beta$  sont des paramètres expérimentaux. Ces paramètres sont représentés pour quelques semi-conducteurs dans le tableau 1.1 ci-dessous [6-9].

**Tableau 1.1.** Les paramètres expérimentaux indiquent dans l'équation (I-2) de certains semi-conducteurs [5-9].

Semi-conducteur	$E_g(0)$ (eV)	$\alpha$ (eV/K)	$\beta$ (K)
GaAs	1.519	$5.4 \text{ e}^{-4}$	204
Si	1.169	$4.9 \text{ e}^{-4}$	655
Ge	0.7437	$4.77 \text{ e}^{-4}$	235
InP	1.42	$4.906 \text{ e}^{-4}$	327
4H-SiC (c)	3.263	$6.5 \text{ e}^{-4}$	1300
GaN (c)	3.47	$7.7 \text{ e}^{-4}$	600

La figure 1.2 montre les variations de bande interdite en fonction de la température selon l'équation (I-2) et le tableau 1.1, de Si, Ge et GaAs.

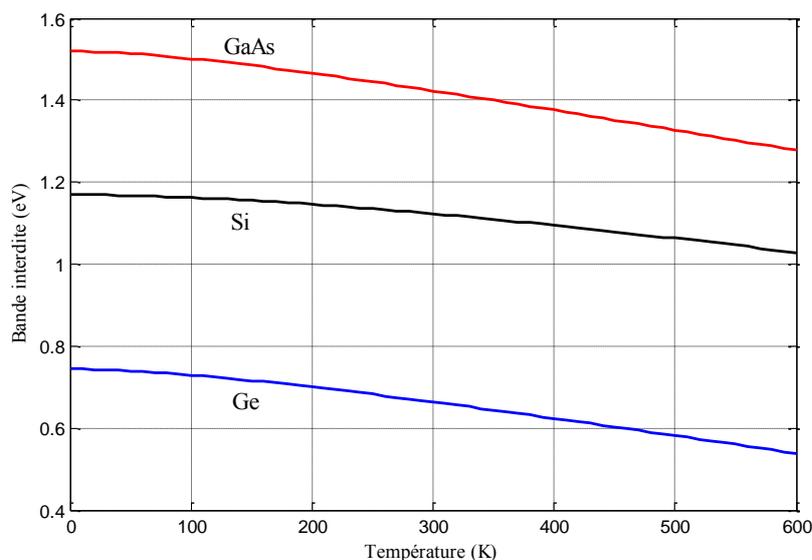


Figure 1.2. Variations de bande interdite en fonction de la température.

#### I.4. Les différentes technologies photovoltaïques

Il existe différentes technologies constituant les cellules photovoltaïques. Les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium à cause de sa disponibilité et son faible coût de production. Les cellules photovoltaïques monocristallines et poly-cristallines sont les principaux matériaux dans l'industrie photovoltaïque mondiale, plus de 80% [10]. Ils sont capables de convertir l'énergie solaire en énergie électrique dans un large spectre, typiquement entre 350 et 1200 nm, avec un rendement quantique plus élevé proche dans la bande infrarouge [11-14].

Il est prévu aussi que les dispositifs photovoltaïques à couche mince joueront un rôle important dans le marché mondial dans le futur, 9% d'installations mondiales [10]. La production des modules à couche mince est augmentée par rapport aux technologies de silicium monocristallin et poly-cristallin grâce à deux impacts importants: la variation du rendement quotidien et l'énergie fournie, en fonction de paramètres météorologiques.

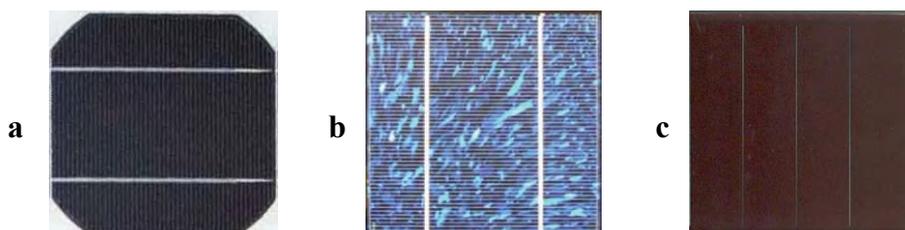


Figure 1.3. Quelques types des cellules photovoltaïques : a) mono-cristalline, b) poly-cristalline, c) amorphe.

#### **a) Silicium poly-cristallin**

Le silicium poly-cristallin est la technologie la plus répandue sur le marché mondial. Leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Les cellules poly cristallines possèdent un rendement de 12-15% [15].

#### **b) Silicium monocristallin**

Il est constitué d'un seul cristal offrant à la cellule un arrangement parfait des atomes et présente un rendement légèrement supérieur au silicium poly-cristallin. La technologie photovoltaïque la plus courante sur le marché est le silicium monocristallin (c-Si). En général, caractérisé par un rendement typiquement dans la gamme de 11 à 20% et un coefficient de température de la puissance entre 0,3 et 0,5% / K [16]. Néanmoins, il reste assez onéreux en raison de son exigence de grande pureté et de l'importante quantité d'énergie nécessaire à sa fabrication.

#### **c) Silicium amorphe**

Le silicium amorphe, apparut en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption (la fraction de l'énergie absorbée par unité de profondeur) supérieur à celui du silicium cristallin. Le rendement de conversion est faible de 7 à 10 % et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière. D'autre part, le ratio de performance (RP) des modules photovoltaïques amorphes (a-Si) dépend beaucoup de la distribution du spectre radiatif par rapport à la température [17].

D'autres technologies prometteuses comme les matériaux organiques, les matériaux nanocristallins ou les structures multi-jonctions laissent présager d'excellentes performances futures et sont aujourd'hui au stade de la recherche.

### **I.5. Modélisation des modules photovoltaïques**

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques pour décrire les cellules photovoltaïques. Les quatre célèbres modèles étudiés par les chercheurs sont présentés dans la figure 1.4.

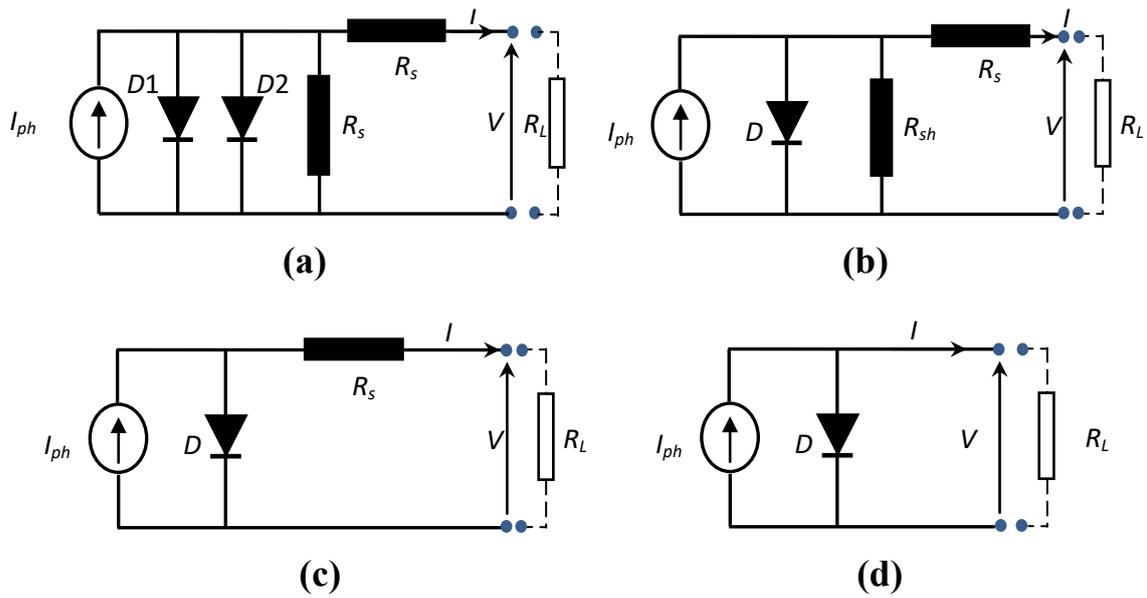


Figure 1.4. Les circuits électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque : a) sept paramètres, b) cinq paramètres, c) quatre paramètres, d) idéale.

a- Le modèle à deux diodes: ce modèle nommé aussi le modèle à sept paramètres décrit les caractéristiques de diffusion et de recombinaison des porteurs de charges dans le matériau et dans la zone de charge d'espace comme représenté sur la figure 1.4 (a). Le modèle contient sept paramètres inconnus, i.e.,  $I_{ph}$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $\gamma_1$ ,  $\gamma_2$ ,  $R_s$  et  $R_{sh}$ . La caractéristique courant-tension ( $I-V$ ) peut être décrit par l'équation (I-3):

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{\gamma_1 k T_c} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{\gamma_2 k T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (I-3)$$

Où  $I_{01}$  (A) et  $I_{02}$  (A) est le courant de saturation par diffusion et par recombinaison respectivement,  $k$  (J/K) la constante de Boltzmann,  $T_c$  (K) la température de la cellule,  $q$  (C) la charge de l'électron,  $\gamma_1$  et  $\gamma_2$  le facteur d'idéalité dans la diode (1) et dans la diode (2) respectivement,  $R_{sh}$  ( $\Omega$ ) la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et  $R_s$  ( $\Omega$ ) la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions. Ce modèle est plus proche au comportement réel de la cellule photovoltaïque.

b- Le modèle à une diode: pour simplifier le modèle à deux diodes, la recombinaison dans la zone de charge d'espace est supposée négligeable et le modèle à réduit à un modèle d'une diode. Ce modèle est partagé en deux types selon l'existence de la résistance shunt comme présenté dans la figure 1.4 (b) et (c):

- Le modèle à cinq paramètres qui contient cinq paramètres inconnus i.e.,  $\gamma$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $R_s$  et  $R_{sh}$ . La caractéristique courant-tension est décrit par l'équation (I-4).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{\gamma k T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (I-4)$$

- Le modèle à quatre paramètres qui contient quatre paramètres inconnus i.e.,  $\gamma$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_0$ , et  $R_s$ . La caractéristique  $I-V$  est décrite par l'équation (I-5).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{\gamma k T_c} \right) - 1 \right] \quad (I-5)$$

- c- Enfin, le modèle photovoltaïque de circuit équivalent idéal: ce modèle ne rend pas compte les comportements réels d'une cellule photovoltaïque (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...), c-à-d  $R_s = 0$  et  $R_{sh} = \alpha$ . Le circuit équivalent peut être simplifié comme dans la figure 1.4 (d) et la caractéristique courant-tension est décrit par l'équation (I-6).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{qV}{\gamma k T_c} \right) - 1 \right] \quad (I-6)$$

#### **I.6. Association des cellules/modules photovoltaïques**

Une cellule photovoltaïque produit une tension d'environ 0.6 V, pour augmenter cette tension on connecte un certain nombre des cellules (36 ou 72 cellules) en série/parallèle pour aboutir à une tension désirée de l'ordre de 21V par exemple. Quand les cellules connectées en série/parallèle sont placées dans une encapsulation, l'ensemble constitue un module photovoltaïque. Un module de 36 cellules fournit une tension appropriée pour charger une batterie de 12 V. Les modules doivent être alors connectés en configurations soient en série, en parallèle ou en configuration mixte à produire suffisamment d'énergie pour les applications haute puissance. Dans ce sous-chapitre, nous avons choisi le module photovoltaïque du type Solarex MSX60 comme exemple.

##### **I.6.1. Association en série**

Les modules photovoltaïques peuvent se connecter en série. Comme illustré sur la figure 1.5 ci-dessous, le même courant traverse chaque cellule tandis que la tension globale est la somme des tensions à travers toutes les cellules.

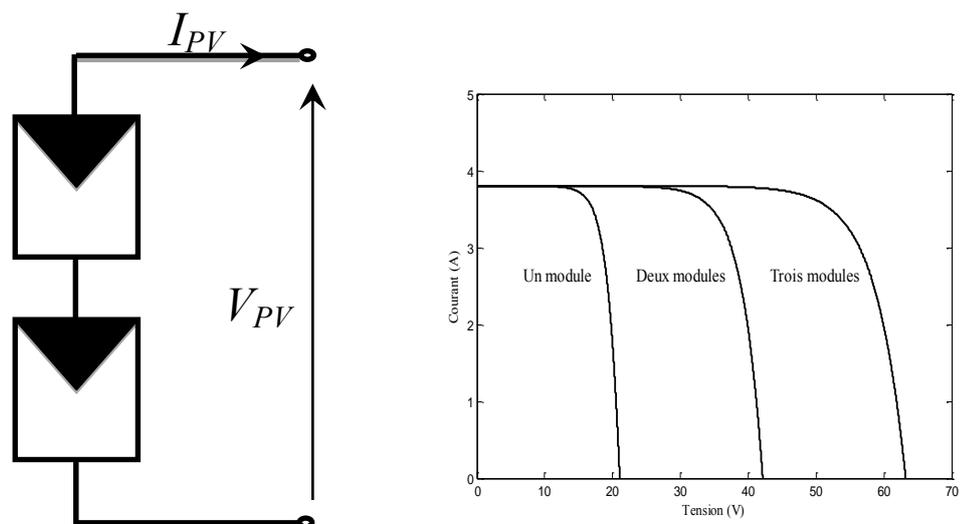


Figure 1.5. Association des modules photovoltaïques en série.

### I.6.2 Association en parallèle

Lorsque les cellules sont connectées en parallèle, ce sont les courants qui s'ajoutent et la tension qui restera constante. Il faudra donc appairer les tensions et non les courants, lors de la mise en parallèle des modules photovoltaïques pour constituer un générateur plus puissant comme présenté dans la figure 1.6.

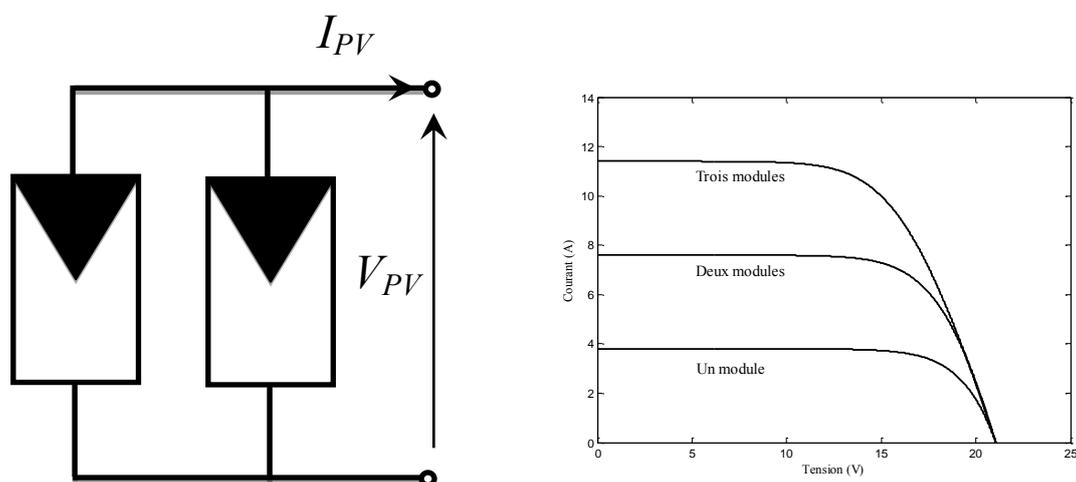


Figure 1.6. Association des modules photovoltaïques en parallèle.

### I.6.3. Association mixte (série et parallèle)

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il faut associer les modules en série et en parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque. Figure 1.7 représente un exemple de couplage mixte.

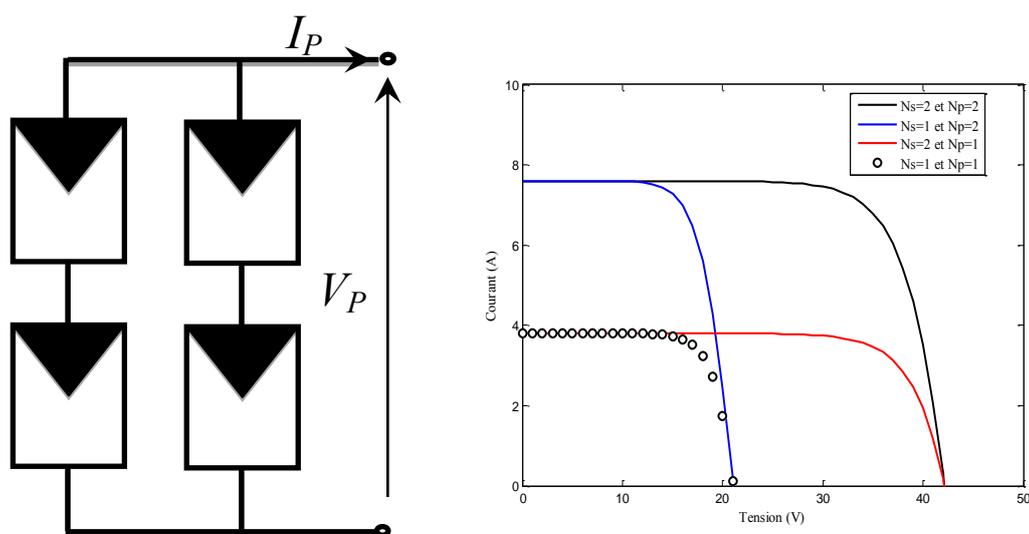


Figure 1.7. Association mixte des modules photovoltaïques.

## 1.7. Impact des différents paramètres sur la caractéristique $I-V$

### 1.7.1. Impact de la température ambiante

Quand la température des cellules augmente, la tension de circuit ouvert diminue sensiblement tandis que le courant de court-circuit augmente légèrement. Alors, on peut remarquer que les cellules PV ont de meilleures performances dans un environnement froid avec ciel dégagé, au contraire d'un environnement chaud. Comme présenté sur la figure 1.8.

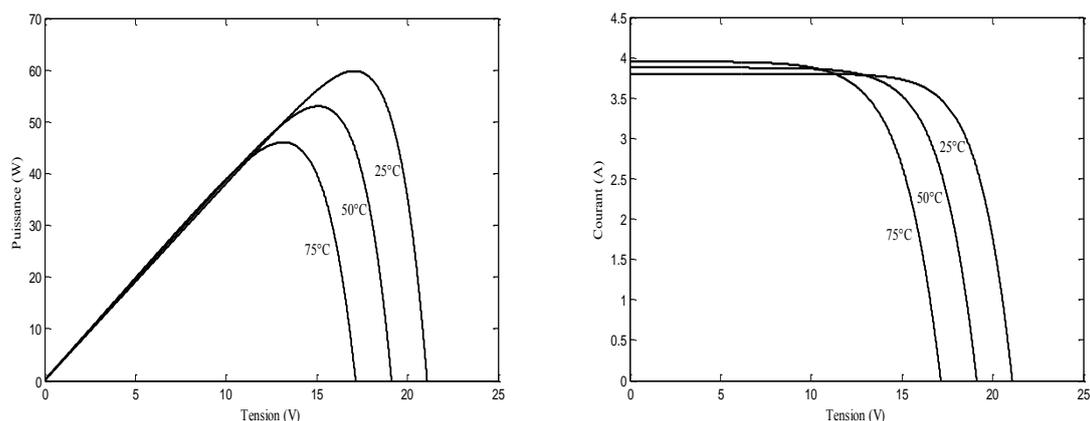


Figure 1.8. Influence de la température sur les caractéristiques  $I-V$  et  $P-V$ .

Pour les cellules en silicium cristallin,  $V_{oc}$  baisse d'environ 0.37 % pour chaque degré celsius de plus,  $I_{sc}$  augmente de 0.05% pour les mêmes conditions. En outre, le module PV perd jusqu'à 7% de sa puissance lorsqu'il fonctionne à des températures de l'ordre de 40 °C

[18]. Également, L'augmentation de la température de 1°C, va diminuer le rendement du module monocristallin environ 0,06% [19].

### 1.7.2. Impact de l'éclairement solaire

La température de la cellule photovoltaïque ( $T_c$ ) dépend non seulement de la température ambiante mais aussi de l'éclairement solaire reçu. À une valeur faible d'ensoleillement inférieur à 200 W/m<sup>2</sup>, le rendement d'un module photovoltaïque a diminué de 30% de sa valeur au STC [20]. La figure 1.9 représente l'influence de l'éclairement sur la caractéristique  $I-V$  et  $P-V$  d'un module photovoltaïque.

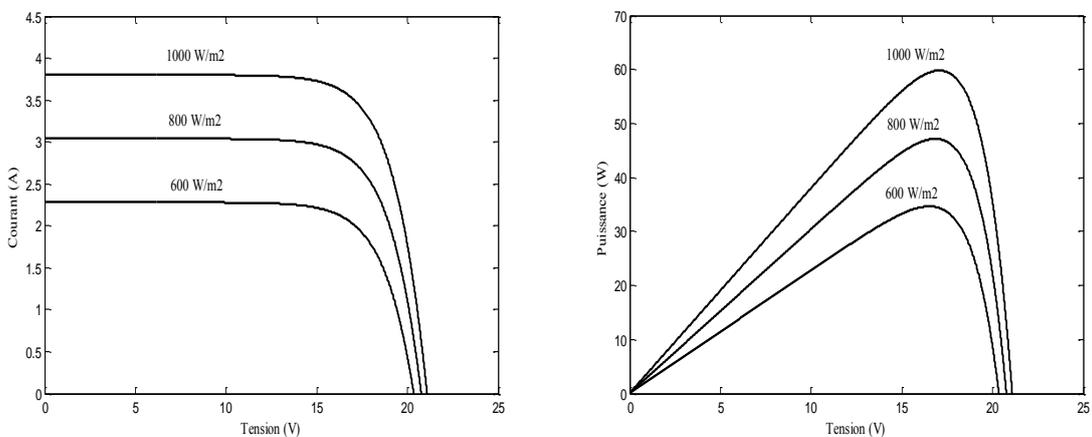


Figure 1.9. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques  $I-V$  et  $P-V$ .

### 1.7.3. Impact du facteur d'idéalité

Le facteur de qualité,  $\gamma$  (constante empirique) permet de qualifier les mécanismes de conduction [21]. Sa valeur comme classée dans le tableau 1.2 est fonction de la technologie photovoltaïque utilisée [22].

Tableau 1.2. Le facteur de qualité de différentes technologies

Technologies	$\gamma$
Si-mono	1.2
Si-poly	1.3
a-Si: H	1.8
a-Si: H tandem	3.3
a-Si: H triple	5
CdTe	1.5
CIS	1.5
AsGa	1.3

De nombreux chercheurs supposent la valeur du facteur de qualité comme constante dans la modélisation des cellules photovoltaïques [23-24]. En effet, une approximation fixée pour une technologie donnée peut ne pas être adaptée à une autre, c'est-à-dire le choix de la valeur du facteur d'idéalité affecte la courbe  $I-V$  de la cellule photovoltaïque et diminue la précision du modèle [25].

Également, l'augmentation du facteur d'idéalité influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement, comme illustré dans la figure 1.10.

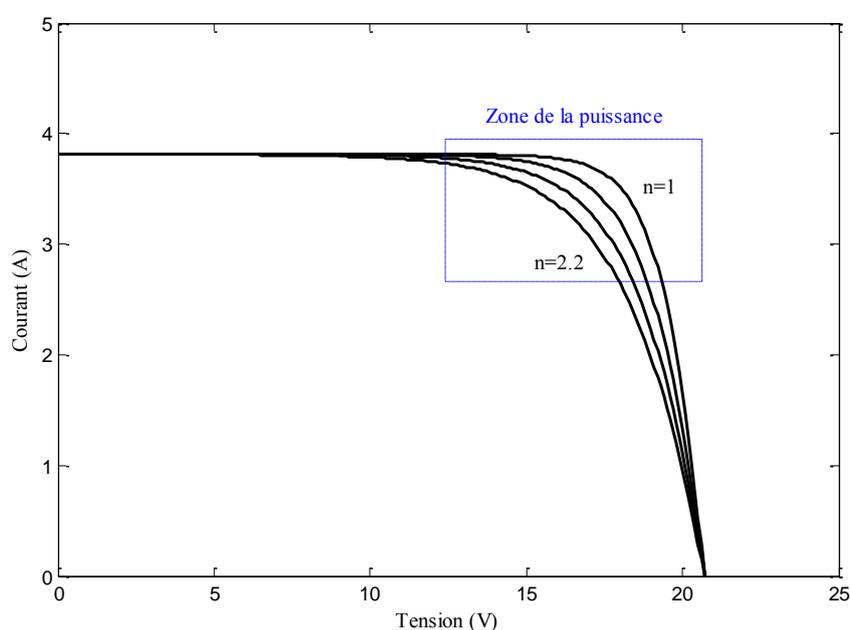


Figure 1.10. Influence du facteur de qualité sur  $I-V$  pour une cellule photovoltaïque,  $n=\gamma$ .

#### 1.7.4. Impact de la résistance série

La résistance série prend en compte la résistivité propre aux contacts entre les différentes régions constitutives de la cellule, à savoir l'émetteur, la base et les contacts métalliques.

Elle agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension, comme présenté dans la figure 1.11. Une faible variation de la résistance série affectera de manière significative la puissance du module photovoltaïque. Son effet devient très remarquable dans un module photovoltaïque composé de beaucoup de cellules connectées en série, et la valeur de la résistance est multipliée par le nombre de cellules.

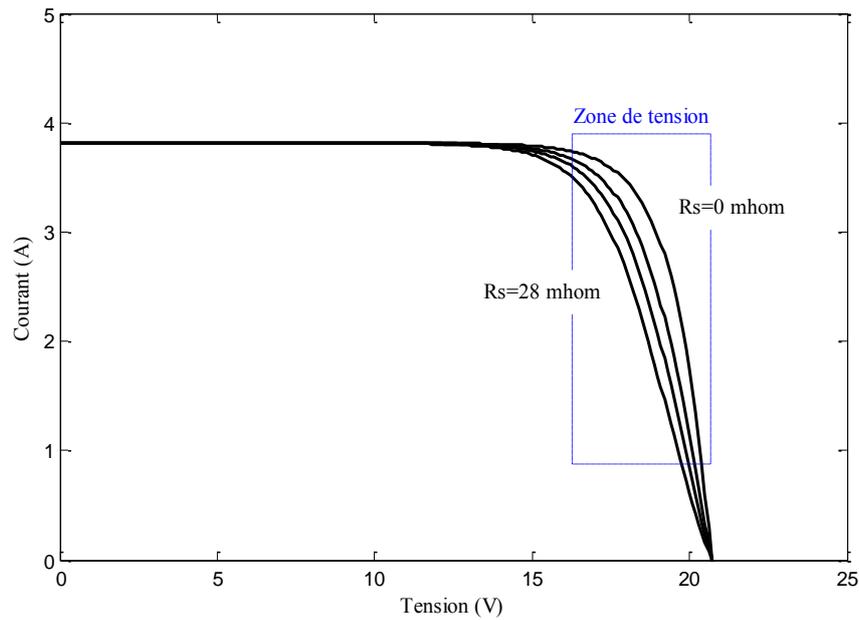


Figure 1.11. Influence de la résistance série sur la caractéristique  $I-V$ .

### I.7.5. Impact de la résistance shunt

La résistance parallèle  $R_{sh}$  (également connue sous le nom de résistance shunt) représente le courant de fuite qui est perdu en grande partie dans l'interface p-n de la diode et le long des fils. Leur valeur devra être la plus élevée possible.

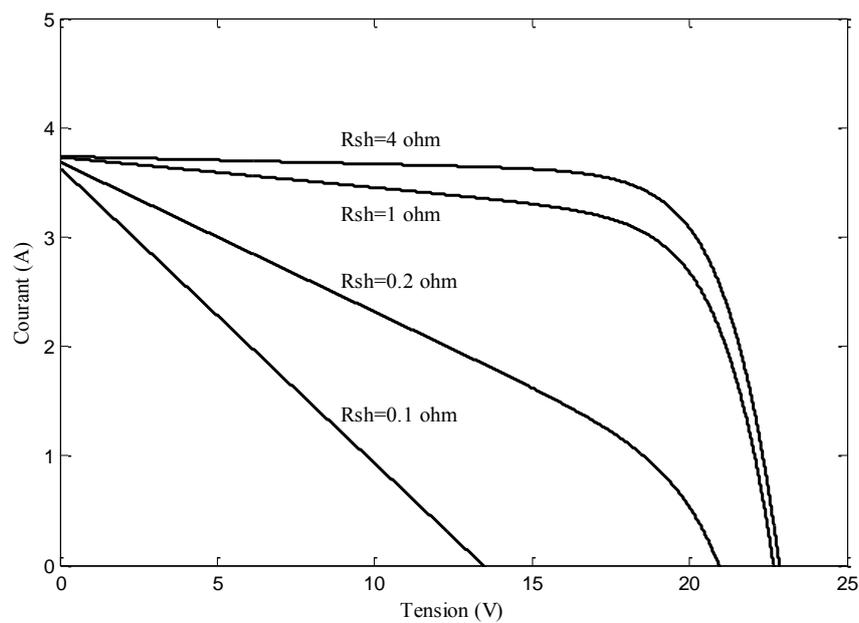


Figure 1.12. Influence de la résistance shunt sur la caractéristique  $I-V$ .

La figure 1.12 montre que, lorsque la résistance shunt diminue, la tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit sont diminués aussi. En outre, l'influence sur la puissance maximale du module photovoltaïque à des valeurs très petites est très remarquable.

### I.8. Caractéristiques électriques du module photovoltaïque

Les plus importantes caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque sont les courbes  $I-V$  et  $P-V$ , le courant de court-circuit  $I_{sc}$ , la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$ , la puissance maximale  $P_p$ , le facteur de forme  $FF$ , comme présentée sur la figure 1.13, qu'il représente un exemple du module photovoltaïque du type Solarex MSX-60.

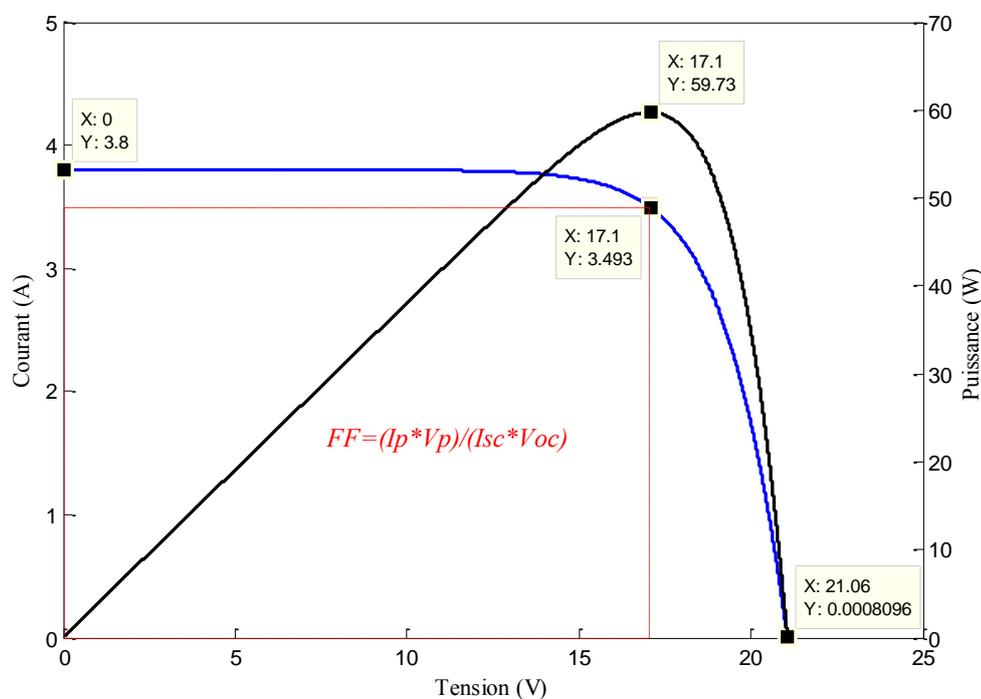


Figure 1.13. Les points remarquables de la caractéristique  $I-V$  et  $P-V$ .

#### ➤ **Le courant de court-circuit $I_{sc}$**

Le courant de court-circuit  $I_{sc}$  des modules photovoltaïques est le courant maximal généré par la cellule à court-circuit, comme présenté dans la figure 1.13. Il a tendance à augmenter légèrement avec l'augmentation de la température du module. La variation du courant de court-circuit  $I_{sc}$  par rapport à la variation de l'irradiation  $G$  et la température  $T_c$  est généralement exprimée [26-27].

$$I_{sc} = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) I_{sc,ref} + \mu_{I_{sc}}(T_c - T_{c,ref}) \quad (I-7)$$

Où :  $\mu_{I_{sc}}$  est le coefficient de température du courant de court-circuit ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

#### ➤ *La tension de circuit ouvert*

La tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  des modules photovoltaïques est la tension aux bornes de la cellule à circuit ouvert où le courant généré est nul (sans charge). Elle reflète la tension de seuil de la jonction  $pn$ . La variation de la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  par rapport à la variation de l'irradiation et la température sont généralement exprimée par [26]-[28].

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + \frac{\gamma k T_c}{q} \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) + \mu_{V_{oc}}(T_c - T_{c,ref}) \quad (I-8)$$

Où :  $\mu_{V_{oc}}$  est le coefficient de température de la tension en circuit ouvert ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

#### ➤ *Le point de puissance maximum*

Le point de puissance maximum est le point de fonctionnement où la cellule solaire génère sa puissance maximale,  $P_p = V_p * I_p$ . La variation du courant et de la tension au point de puissance maximale à différentes conditions climatiques de l'irradiation et de la température sont [25].

$$I_p = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) I_{p,ref} + \mu_{I_{sc}}(T_c - T_{c,ref}) \quad (I-9)$$

$$V_p = V_{p,ref} + \frac{\gamma k T_c}{q} \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) + \mu_{V_{oc}}(T_c - T_{c,ref}) \quad (I-10)$$

#### ➤ *Le facteur de forme*

Le facteur de forme  $FF$ ; il correspond au rapport de la puissance maximale et le produit de  $V_{oc}$  et  $I_{sc}$ . Il permet de juger de la qualité d'une cellule photovoltaïque [29].

$$FF = \frac{I_p V_p}{I_{sc} V_{oc}} \quad (I-11)$$

Pour comprendre le comportement de la performance énergétique d'un module photovoltaïque sous condition extérieure, il s'agit d'étudier et analyser deux grandeurs importantes, ces grandeurs sont: le rendement et le ratio de performance énergétique.

#### ➤ *Le rendement*

Le rendement de la cellule photovoltaïque est le rapport de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, qui est égal au rapport de la puissance maximale de sortie sur la puissance des radiations lumineuses (correspondant au produit de l'aire de la cellule/module par l'irradiation). L'équation (I-12) représente cette définition :

$$\eta = \frac{E}{G_T \times A} \quad (\text{I-12})$$

$E$  : Energie produite par le module photovoltaïque (Wh) dans le temps choisi, i.e., l'énergie horaire, quotidienne ou mensuelle.

$G_T$  : Irradiation solaire incidente ( $\text{Wh/m}^2$ ) dans le temps choisi, i.e., l'irradiation horaire, quotidienne et mensuelle.

$A$  : La surface du module ( $\text{m}^2$ )

#### ➤ *Le ratio de performance*

Le ratio de performance ( $RP$ ) photovoltaïque est le rapport entre l'énergie réelle obtenue par un module photovoltaïque et l'énergie surfacique aux conditions STC [30]. Il peut être défini par l'équation (I-13), selon la norme IEC 61724 standard [31].

$$RP = \frac{E \times G_{ref}}{G_T \times P_{max}} \quad (\text{I-13})$$

$P_{max}$  : Puissance maximale aux conditions de test standard (STC) mesurée pendant l'intervalle de temps choisi.

$G_{ref}$  : Rayonnement solaire aux conditions de test standard (STC) ( $\text{W/m}^2$ ).

Le rendement et le ratio de performance sont calculés à un instant donné ou sur une période longue (journalière, mensuelle ou annuelle), à l'échelle d'un module ou d'une installation complète. Pour calculer ces deux grandeurs à une période du temps, on ne considère plus les puissances instantanées, mais les énergies fournies par le module.

### **I.9. La dégradation du module photovoltaïque**

La performance énergétique des modules photovoltaïques dépend de nombreux paramètres comme la latitude du site et les conditions météorologiques (la température ambiante, la vitesse du vent et le rayonnement solaire) et se dégrade progressivement au cours de l'année [32-35].

Lorsque la puissance maximale d'un module photovoltaïque est inférieure à 80% de sa puissance initiale (donné par le constructeur à STC), alors nous avons devant nous un cas de dégradation [36].

Les types de dégradations de module photovoltaïque le plus fréquentes sont présentés dans diverses recherches telles que [34]-[36]:

#### ➤ *La décoloration*

La décoloration de module est un changement de couleur du matériau qui devient jaune ou brun. Elle modifie la transmittance de la lumière pendant la couche d'éthylène-acétate de vinyle (EVA) et donc la puissance engendrée par le module photovoltaïque est réduite. Il s'agit généralement d'une dégradation d'EVA ou le matériau adhésif entre le verre et les cellules. La cause principale du défaut de la décoloration dans la couche d'EVA est les rayons UV [37-40]. En outre, la décoloration dégrade le courant de court-circuit  $I_{sc}$  du module PV; cette dégradation peut varier de 6% à 8% pour une décoloration partielle et de 10% à 13% pour la décoloration totale [35].

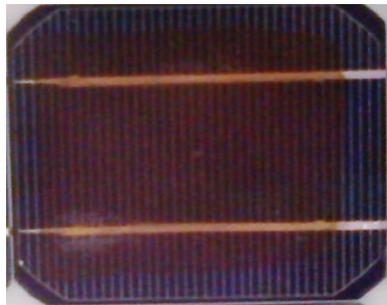


Figure 1.14. Exemple de la décoloration d'un module PV

#### ➤ *La délamination*

La délamination est la perte d'adhérence entre les différents composants du module photovoltaïque : entre le polymère d'encapsulation et les cellules ou entre les cellules et la vitre avant [41]. Parmi les raisons qui provoquent la délamination sont: l'accumulation de sels et la pénétration d'humidité dans le module PV [42]. Lorsque, un module photovoltaïque affecté par le problème de la délamination, deux effets se montrent: l'un est l'augmentation de la réflexion de la lumière et la deuxième est la pénétration de l'eau dans la structure du module [34]. De plus, la délamination est plus grave si elle se produit dans les frontières du module photovoltaïque, car en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque les risques électriques par la pénétration de l'humidité dans le module [34]. En

outre, la pénétration de l'humidité dans le module provoque différentes dégradations chimiques et physiques telles que la corrosion. La figure 1.15 représente un module PV affecté par la délamination.



Figure 1.15. Exemple de délamination dans un module photovoltaïque du type UDTS-50.

#### ➤ *La corrosion*

La corrosion causée par l'humidité à l'intérieur d'encapsulation du module et produite par divers facteurs comme, la réaction chimique entre l'humidité et le sodium (contenu dans le verre) et entre l'humidité et l'oxygène [43-46].

En effet, la corrosion attaque les connexions métalliques entre les cellules photovoltaïques et augmente les courants de fuite. Il a été démontré que la corrosion a commencé à apparaître après 1000 h d'exposition sous 85°C de température et de 85% d'humidité relative [40].



Figure 1.16. Exemple de la corrosion d'un module PV.

#### ➤ *La rupture de la vitre et la fissure de la cellule PV*

La rupture de vitre et la fissure de la cellule PV se produisent pendant l'installation, l'entretien et le transport des modules. A. Ndiaye et al indiquent qu'un module photovoltaïque poly-cristallin installé et fonctionnant pendant cinq ans présente une rupture de vitre avant sans aucune dégradation de puissance importante [35]. Mais, malheureusement, les ruptures et les fissures sont généralement suivies par d'autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration et la délamination [47].

Généralement, il est impossible de détecter les fissures sur le module PV déjà opérationnel à l'œil nu seulement. La détection peut être effectuée en utilisant des appareils de mesure comme l'électroluminescence (EL), elle permet l'identification des défauts dans les modules photovoltaïques tels que les micro-fissures et les contacts électriques pauvres qui vont limiter la durée de vie du module [48-49]. La figure 1.17 représente un module PV avec une rupture de vitre avant.



Figure 1.17. Exemple de rupture d'un module photovoltaïque.

Il est déclaré dans de nombreuses études que les principaux types de dégradation de module photovoltaïque les plus fréquents sont : la corrosion et la décoloration [47]-[50-51]. En outre, la délamination est le type de dégradation le plus affecté sur la dégradation du courant de court-circuit, du facteur de forme et de la puissance maximum.

La figure 1.18 représente l'influence de quelques types de dégradation sur la caractéristique  $I-V$  de deux modules photovoltaïques de type UDTS-50. L'un possède une délamination avec décoloration dans toutes les cellules du module comme représenté sur la figure 1.15, et le deuxième module possède une rupture sur leur vitre avant avec une fissure d'une cellule et décoloration dans toutes les autres cellules du module comme représenté sur la figure 1.17. La caractéristique  $I-V$  des modules photovoltaïques présente une sorte de déformation graphique dans la zone de courant, comme présenté dans la figure 1.18(a) et dans la figure 1.18(b), la courbe  $I-V$  possède une déformation de tout le graphe.

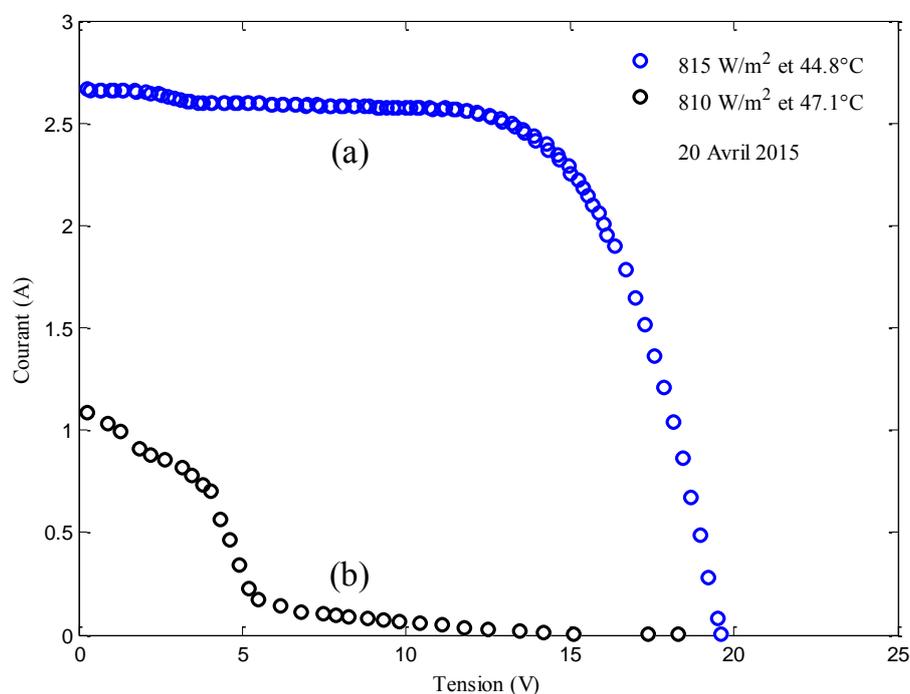


Figure 1. 18. Influence de différents types de dégradation sur la caractéristique  $I-V$  d'un module photovoltaïque, UDTS-50, (a) Délamination avec décoloration (b) Rupture de la vitre avec fissure et décoloration des cellules PV.

### I.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du sujet en général. Nous avons donné une explication sur le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, les différents types des cellules solaires, l'influence du rayonnement, de la température et les différents paramètres  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $\gamma$  sur les caractéristiques des cellules photovoltaïques.

## Chapitre I

### Etat de l'art du générateur photovoltaïque

---

Comme il est connu, la performance énergétique des modules photovoltaïques dépend de nombreux paramètres physiques et météorologiques. Cependant, au cours du temps de fonctionnement, le dispositif photovoltaïque se dégrade progressivement par différents types de dégradation. Enfin, les plus fréquents sont présentés dans ce chapitre.

# Chapitre II

Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque

#### II.1. Introduction

La description mathématique de la caractéristique électrique de la cellule photovoltaïque est en général représentée par des systèmes des équations non linéaires. Dans la littérature, on trouve principalement le modèle mathématique équivalent à quatre paramètres [24-25]-[52]. Ce modèle fait intervenir quatre paramètres, c'est-à-dire: le photocourant  $I_{ph}$ , le courant de saturation  $I_0$ , le facteur d'idéalité de la diode  $\gamma$  et la résistance série  $R_s$ . Ces paramètres ne sont pas généralement des quantités mesurables ou incluses dans les données de la fabrication. En conséquence, ils doivent être déterminés à partir d'un système d'équations régissant la caractéristique  $I-V$  à divers points de fonctionnement données par le constructeur ou tirés à partir des essais expérimentaux. Une extension du modèle d'une seule diode, comprenant une résistance shunt supplémentaire  $R_{sh}$  est proposé par de nombreux auteurs [23]-[53-56]. L'addition de la résistance shunt, le nombre des paramètres inconnus, augmente à cinq.

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à développer un modèle simple de la modélisation et les caractérisations de modèle à cinq paramètres. Ce modèle utilise seulement les informations fournies par les constructeurs des panneaux photovoltaïques.

#### II.2. Etat de l'art

La plupart des modèles mathématiques développés dans la littérature sont basés sur les relations courant-tension qui résultent de simplifications au modèle de double diode proposé par D. S. H. Chan et al [57]. Le modèle à une diode est supposé suffisant pour décrire les caractéristiques de la cellule photovoltaïque. De nombreuses chercheurs ont développé des méthodes pour résoudre ce modèle [58]. B. Fry [59] a développé une méthode explicite simplifiée en supposant que le courant photoélectrique  $I_{ph}$  est égal au courant du court-circuit  $I_{sc}$ . W. Zhou et al [60] introduisent le concept du facteur de forme ( $FF$ ) pour résoudre le point de puissance maximum ( $P_p$ ). D. L. King [61] a développé un modèle à reproduire la courbe  $I-V$  en utilisant trois importants points: court-circuit, circuit ouvert, et le point de puissance maximale sur la courbe  $I-V$ . W. Desoto et al [23] décrivent une méthode pour trouver ces paramètres en utilisant seulement les données disponibles dans les fiches techniques du module PV. La fiche technique d'un module photovoltaïque fournit les données nécessaires pour la modélisation dans les conditions de test standard (STC). Ces points sont: le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert, le point de

puissance maximale, les coefficients de température du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert. M. G. Villalva et al [62] définirent explicitement le facteur d'idéalité  $\gamma$ , puis résolurent les autres paramètres itérativement.

### II.3. Le modèle à cinq paramètres proposé

Le modèle photovoltaïque à cinq paramètres contient une source de courant  $I_{ph}$  qui représente l'ensoleillement reçu par le soleil et une diode pour la modélisation de la jonction p-n de la cellule, une résistance série  $R_s$  et une résistance shunt  $R_{sh}$ . La figure 2.1 présente le circuit équivalent correspondant à ce modèle.

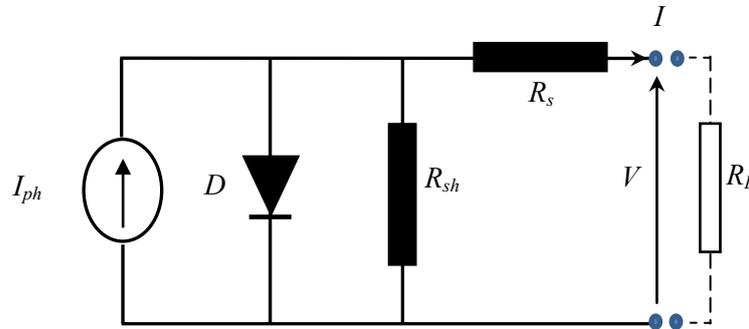


Figure 2.1. Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres.

Comme il est montré dans la figure 2.1, le modèle à une seule diode avec une résistance parallèle  $R_{sh}$  décrit par l'équation non linéaire et implicite:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V+IR_s}{R_{sh}}\right) \quad (\text{II-1})$$

Où  $q$  la charge électronique,  $k$  la constante de Boltzmann,  $T_c$  la température de la cellule,  $\gamma$  le facteur d'idéalité,  $I_{ph}$  la source de courant,  $I_0$  le courant inverse de saturation de la diode,  $R_s$  la résistance série et  $R_{sh}$  la résistance shunt.

Les cinq paramètres apparaissant dans l'équation (II-1) correspondant aux conditions de tests standards sont:  $\gamma$ ,  $I_0$ ,  $I_{ph}$ ,  $R_s$ , et  $R_{sh}$ . En général, ces cinq paramètres dépendent du rayonnement solaire et de la température ambiante.

Trois couples des points de la caractéristique courant-tension sont normalement fournis par le fabricant: le courant de court-circuit  $I_{sc}$ , la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  et le courant et la tension au point de puissance maximum ( $I_p$ ,  $V_p$ , respectivement). Nous obtenons l'ensemble d'équations suivantes employées pour identifier les paramètres inconnus:

➤ Courant de court-circuit:  $I = I_{sc}$ ,  $V = 0$

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qR_s I_{sc}}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right] - \left(\frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}\right) \quad (II-2)$$

➤ Tension de circuit ouvert:  $I = 0$ ,  $V = V_{oc}$

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{oc}}{R_{sh}}\right) \quad (II-3)$$

➤ Point de puissance maximum:  $I = I_p$ ,  $V = V_p$

$$I_p = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V_p + R_s I_p)}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_p + R_s I_p}{R_{sh}}\right) \quad (II-4)$$

Dans [63], la méthode de Newton-Raphson a été choisie pour calculer la valeur de la résistance série et également son temps de convergence pour différentes valeurs initiales de la résistance série  $R_{s0}$ . B. Mustapha [63] a utilisé les équations suivantes, afin de calculer les cinq paramètres inconnus  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $R_s$  et  $R_{sh}$  et la valeur du facteur d'idéalité  $\gamma$  est supposé constante:

$$I_{ph} = \det^{-1} \cdot (V_{oc} I_{sc} A - V_{oc} I_p B - V_p I_{sc} C) \quad (II-5)$$

$$I_0 = \det^{-1} \cdot (V_{oc} I_{sc} - V_{oc} I_p - V_p I_{sc}) \quad (II-6)$$

$$R_{sh}^{-1} = \det^{-1} \cdot [I_{sc} A - I_p B - (I_{sc} - I_p) C] \quad (II-7)$$

$$A = \exp\left(\frac{q(V_p + R_s I_p)}{\gamma k T_c}\right) - 1 \quad (II-8)$$

$$B = \exp\left(\frac{qR_s I_{sc}}{\gamma k T_c}\right) - 1 \quad (II-9)$$

$$C = \exp\left(\frac{qV_{oc}}{\gamma k T_c}\right) - 1 \quad (II-10)$$

Avec

$$\det = (V_{oc} - R_s I_{sc}) \cdot A + (-V_{oc} + V_p + R_s I_p) \cdot B + (-V_p + R_s [I_{sc} - I_p]) \cdot C \quad (II-11)$$

Il est évident que la dérivée de la puissance au point de puissance maximum est nulle:

$$\left. \frac{d(IV)}{dV} \right|_p = I_p - V_p \left. \frac{dI}{dV} \right|_p = 0 \quad (II-12)$$

Avec  $dI/dV|_p$  est calculé par la relation suivante :

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_p = \left\{ \frac{-qI_0}{\gamma k T_c} \exp\left(\frac{q(V_p + I_p R_s)}{\gamma k T_c}\right) - \frac{1}{R_{sh}} / 1 + \frac{qI_0 R_s}{\gamma k T_c} \exp\left(\frac{q(V_p + I_p R_s)}{\gamma k T_c}\right) + \frac{R_s}{R_{sh}} \right\} \quad (II-13)$$

La dérivée de l'équation (II-1) par rapport à la tension peut être exprimée par :

$$\frac{dI}{dV} = - \left\{ R_s + \left( \frac{qI_0}{\gamma kT} \exp \frac{q(V+R_s I)}{\gamma kT} + \frac{1}{R_{sh}} \right)^{-1} \right\}^{-1} \quad (\text{II-14})$$

Les auteures introduisent l'équation (II-12) dans l'équation (II-14), puis ils définissent une fonction  $f_{R_s}$  donnée par:

$$f_{R_s} = I_p - (V_p - R_s I_p) \left( \frac{qI_0}{\gamma kT} \exp \frac{q(V_p + R_s I_p)}{\gamma kT} + \frac{1}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II-15})$$

$$V_T = \frac{q}{\gamma kT} \quad (\text{II-16})$$

Dans ce travail, nous modifions cette méthode pour calculer les quatre paramètres inconnus  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $R_s$  et  $R_{sh}$  à différentes valeurs de facteur d'idéalité  $\gamma$ . Dans la littérature et pour simplifier le calcul, plusieurs auteurs prennent une valeur fixe de facteur d'idéalité. Dans ce modèle, nous changeons pour chaque itération la valeur du facteur d'idéalité, pour choisir sa valeur qui donne une erreur relative minimale du point de puissance maximale.

Comme  $I_0$  et  $R_{sh}$  dépendent de  $R_s$ , la fonction  $f_{R_s}$  l'est également. Pour calculer la résistance série  $R_s$ ; la résolution de l'équation non linéaire équation (II-15) est faite en utilisant la fonction *fsolve* contenue dans la boîte à outils de MatLab<sup>®</sup> [64]. On suppose que la valeur initiale de la résistance série pour les modules cristallins est donnée par la fonction d'approximation dans l'équation (II-17) [65].

$$R_{s0} = \frac{V_{oc,ref}}{I_{sc,ref}} \left( \alpha_1 \frac{I_{p,ref} V_{p,ref}}{I_{sc,ref} V_{oc,ref}} + \alpha_2 \frac{V_{p,ref}}{V_{oc,ref}} + \alpha_3 \frac{I_{p,ref}}{I_{sc,ref}} + \alpha_4 \right) \quad (\text{II-17})$$

Avec:  $\alpha_i$  ( $i=1, 2, 3$  et  $4$ ) constant.

$$\alpha_i = \begin{pmatrix} -5.411 \\ 6.45 \\ 3.417 \\ -4.422 \end{pmatrix} \quad (\text{II-18})$$

Et pour les autres types des modules, on suppose  $R_{s0}$  égale 0.

Nous notons que l'équation (II-18) est indépendante des propriétés des matériaux de la cellule solaire [65-66].

#### II.4. Effet des conditions réelles sur les paramètres électriques

Les paramètres électriques inconnus ont été mesurés dans des conditions de test standard ( $1000 \text{ W/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$ ) rarement trouvé dans l'environnement extérieur. De plus, la dépendance des paramètres avec les conditions réelles (température ambiante et éclairage) est décrite dans les équations (II-19) - (II-23) [53]-[67-68].

$$I_0 = I_{0,ref} \left( \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^{\gamma} \exp \left[ \frac{q}{\gamma k} \left( \frac{E_g}{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T_c} \right) \right] \quad (\text{II-19})$$

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} [I_{ph,ref} + \mu_{Isc}(T_c - T_{c,ref})] \quad (\text{II-20})$$

$$n = n_{ref} \quad (\text{II-21})$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (\text{II-22})$$

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \frac{G_{ref}}{G} \quad (\text{II-23})$$

Où  $E_g$  est l'énergie de bande interdite.

### II.5. Validation les résultats de simulation du modèle proposé au STC

La performance du modèle proposé dans des conditions de fonctionnement spécifiques à savoir 25°C et 1000 W/m<sup>2</sup> a été simulée pour différents types des modules photovoltaïques illustrés dans le tableau 2. 1.

La puissance maximale pour le module PV de type BP MSX-60 et l'erreur relative de la puissance maximale décrit par le modèle proposé en fonction du facteur d'idéalité, sont illustrés dans les figures 2.2 et 2.3. Les nuages des points représentés sur la figure 2.2 montrent que la valeur de facteur d'idéalité  $\gamma = 1.257$  nous donne une puissance maximale à peu près égale à celle du fabricant.

Nous notons que la puissance maximale des modules PV étudiés aux conditions de test standard est calculée à partir du fiche technique par la multiplication du courant et de la tension maximum, c'est-à-dire,  $P_p = I_p \times V_p$ . Le constructeur donne dans les conditions standard (1000W/m<sup>2</sup> avec 25°C) la valeur de la puissance maximale égale 59.85 W, et la simulation nous donne  $P_p = 59.818$  W. Toutefois, l'erreur relative de la puissance maximale est très faible 0.053 %.

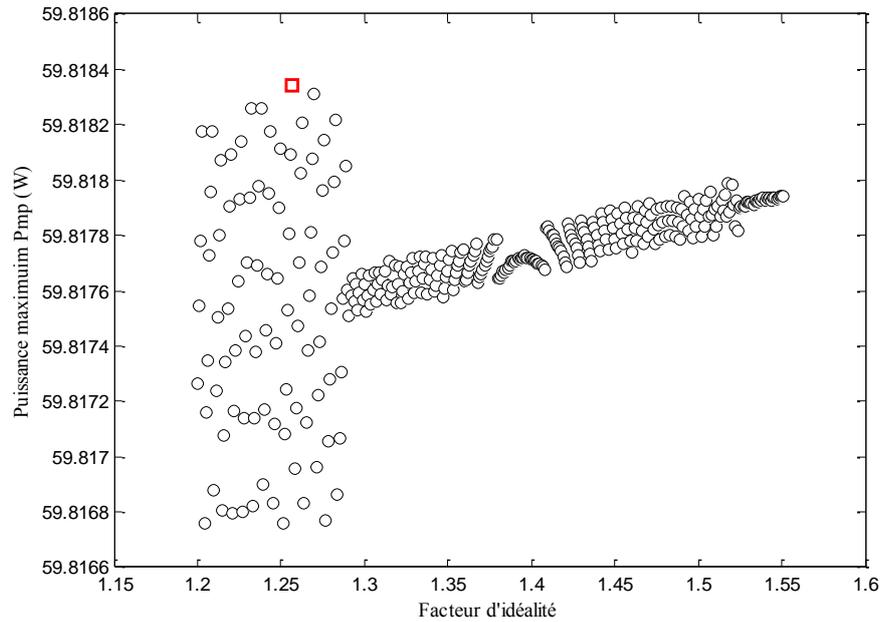


Figure 2.2. La puissance maximale calculée pour différentes valeurs données du facteur d'idéalité à STC du module BP MSX-60.

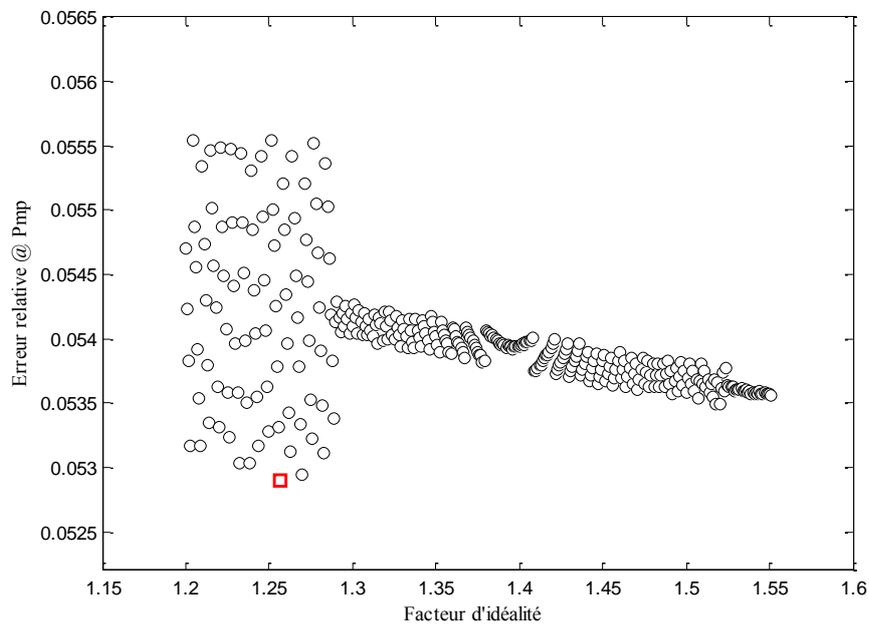


Figure 2.3. L'erreur relative du point de puissance maximale à différentes valeurs du facteur d'idéalité  $\gamma$  à STC pour le module BP MSX-60.

Les figures 2.4 et 2.5 présentent les courbes  $I-V$  et  $P-V$ , respectivement de toutes les valeurs acceptables (on néglige les négatives valeurs et les points illogiques) du module photovoltaïque BP MSX-60 à STC. On constate que la majorité des valeurs simulées sont

en très bon accord avec les trois points remarquables: courant de court-circuit, point de puissance maximale et tension en circuit ouvert.

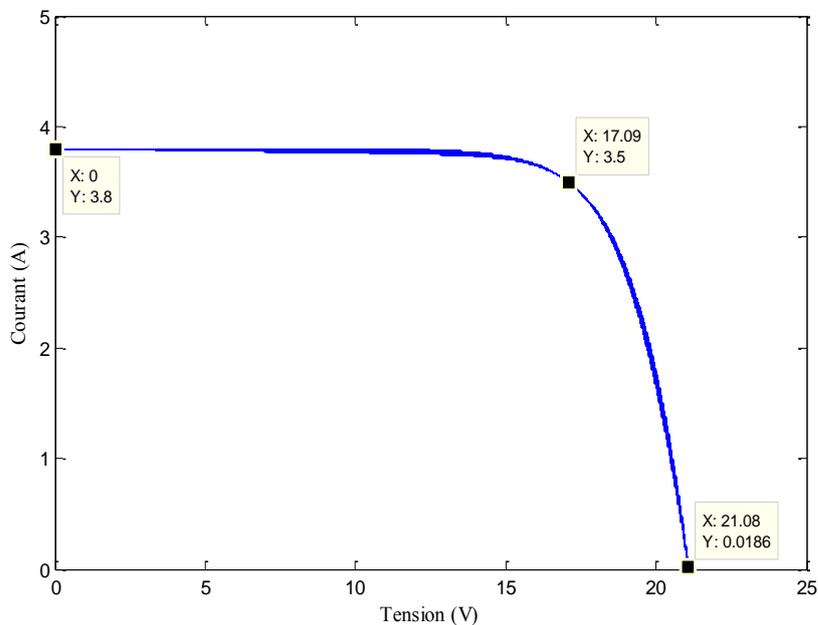


Figure 2.4. Courbes courant-tension tracées à différentes valeurs du facteur d'idéalité  $\gamma$  à standard test de condition.

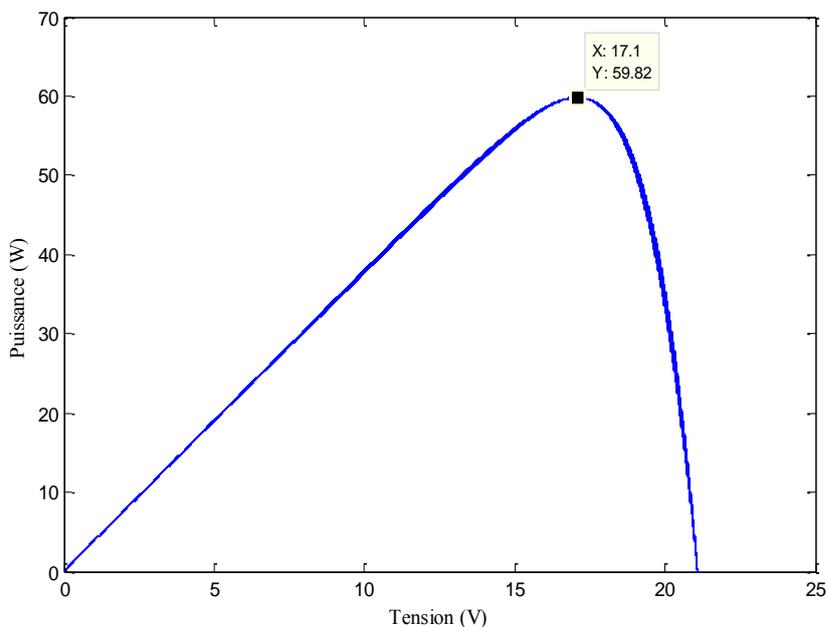


Figure 2.5. Courbes puissance-tension tracées à différentes valeurs du facteur d'idéalité  $\gamma$  à standard test de condition.

### II.6. La température de cellule photovoltaïque

En littérature, la modélisation mathématique de la température de la cellule photovoltaïque est obtenue par plusieurs modèles mathématiques de corrélations en fonction de l'éclairement solaire ( $G$ ), la température ambiante ( $T_a$ ), la vitesse de vent ( $W_s$ ), etc..., [69]. Deux modèles sont discutés et validés par des tests expérimentaux dans le chapitre III. Dans cette section l'équation (II-24) est employée pour le calcul [10]-[70].

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{NOCT-20}{0.8} \quad (II-24)$$

NOCT : température normale de fonctionnement de la cellule (Normal Operating Cell Temperature). Sa valeur est généralement fournie par le fabricant.

### II.7. Le point de puissance maximum

À n'importe quelle condition de fonctionnement, le courant et la tension de puissance maximum dans les équations (II-25) et (II-26) peuvent être obtenus par une méthode itérative, dans notre cas nous utilisons l'instrument  $f_{solve}$  dans MatLab<sup>@</sup> [64].

$$I_p = I_p - I_0 \left( \exp\left(\frac{q(V_p + I_p R_s)}{\gamma k T_c}\right) - 1 \right) - \frac{V_p + I_p R_s}{R_{sh}} \quad (II-25)$$

$$V_p = \frac{I_p \left[ 1 + \frac{q I_0 R_s}{\gamma k T_c} \exp\left(\frac{q(V_p + I_p R_s)}{\gamma k T_c}\right) + \frac{R_s}{R_{sh}} \right]}{\frac{q I_0}{\gamma k T_c} \exp\left(\frac{q(V_p + I_p R_s)}{\gamma k T_c}\right) + \frac{1}{R_{sh}}} \quad (II-26)$$

### II.8. Le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert

La tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit d'un module photovoltaïque à une température et éclairement différents de la valeur de condition standard STC, peuvent être obtenu par la résolution des équations (II-2) et (II-3) simultanément, en utilisant l'instrument  $f_{solve}$  dans MatLab<sup>@</sup> [64].

### II.9. Vérification du modèle proposé à STC

Les figures 2.6 et 2.8 présentent les courbes  $I-V$  et  $P-V$  générés par le modèle proposé et les données expérimentales à STC. Trois modules à différentes technologies (monocristallin, poly-cristallin et amorphe) sont présentés.

L'analyse de courbes expérimentales et théoriques montre que les paramètres obtenus avec le modèle proposé s'adaptent très bien les courbes  $I-V$  et  $P-V$  pour les modules mono et poly-cristallins sous STC. Cependant, il existe un écart significatif dans les trois points importants ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ) pour le module photovoltaïque amorphe.

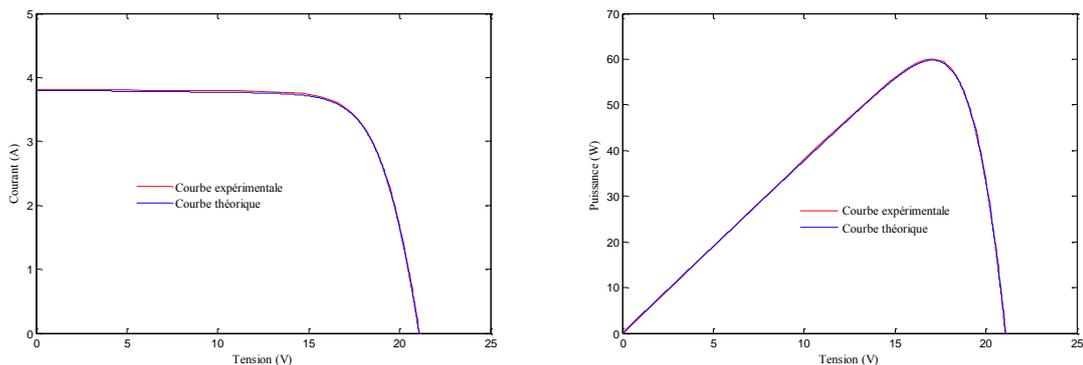


Figure 2.6. Courbes  $I-V$  et  $P-V$  pour le module MSX-60 en silicium poly-cristallin à STC.

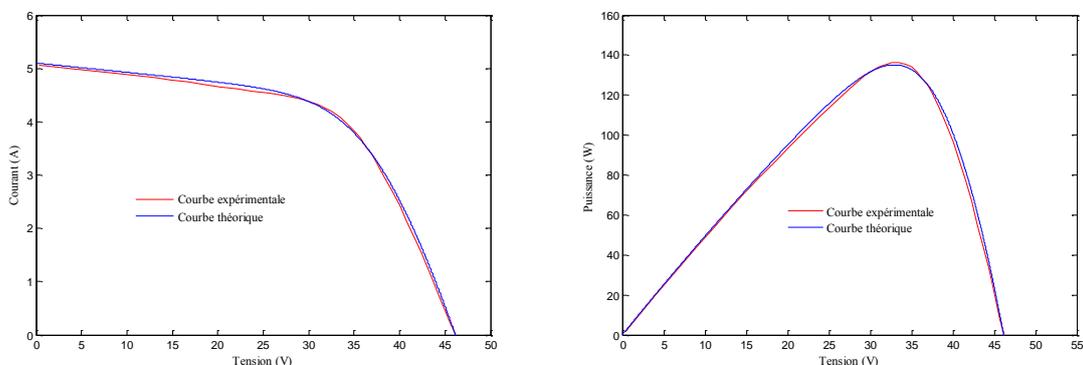


Figure 2. 7. Courbe  $I-V$  et  $P-V$  pour le module PVL-136 en silicium amorphe à STC.

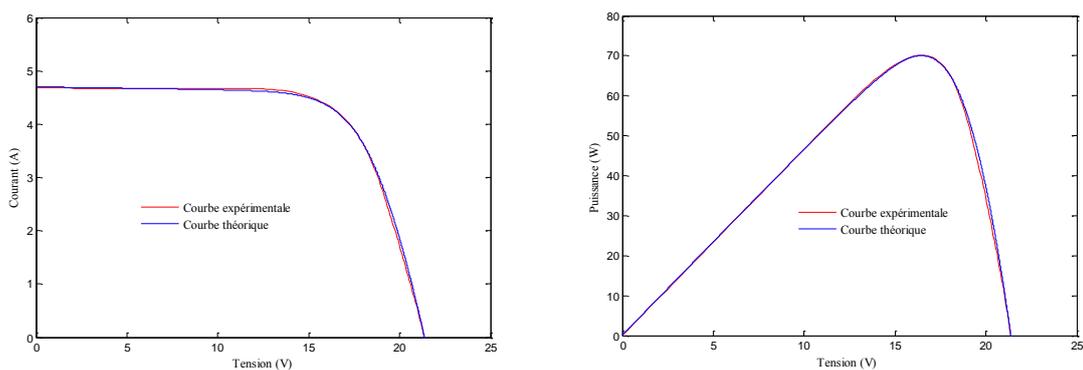
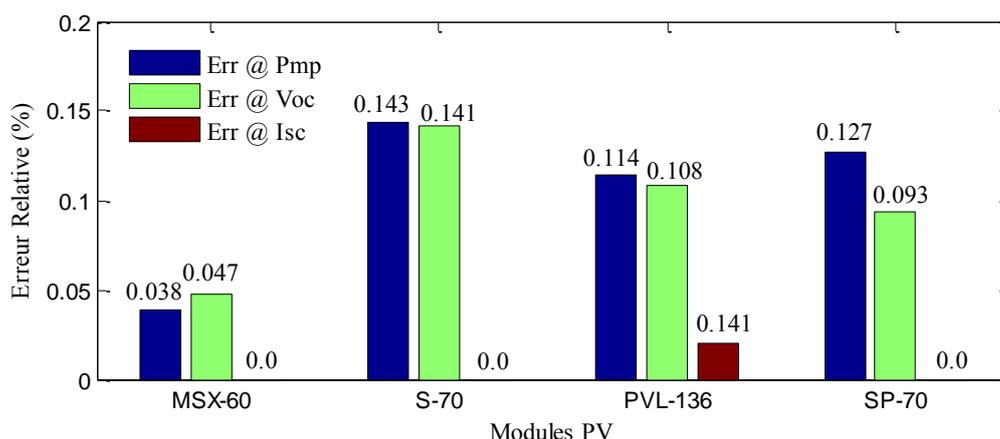


Figure 2. 8. Courbe  $I-V$  et  $P-V$  pour le module SP-70 en silicium monocristallin à STC.

La figure 2.9 montre l'analyse d'erreur relative de:  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$  pour les modules à différentes technologies BP MSX-60, Shell S-70, PVL-136 et Shell SP-70 à STC. Comme on peut le voir, il y a une très petite différence dans les valeurs de  $V_{oc}$  et  $P_p$  pour les trois technologies.

Figure 2. 9. Erreur relative de  $P_p$ ,  $V_{oc}$  et  $I_{sc}$  à STC.

Cependant, il existe un écart significatif de courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) pour le module photovoltaïque amorphe. D'autre part, pour les autres modules, on peut remarquer une grande précision de la valeur du courant de court-circuit. Un bon ajustement entre les valeurs mesurées et simulées est obtenu et l'erreur relative inférieure de 0.143%.

## II.10. Comparaison des modèles photovoltaïques avec le modèle proposé

En vue de vérifier le modèle proposé, une comparaison est effectuée avec le modèle à quatre paramètres [71], le modèle à cinq paramètres [62] et le modèle à deux diodes [72] en utilisant des mesures expérimentales extraites à partir de la fiche technique des modules photovoltaïques.

### II.10.1. Le modèle à deux diodes

K. Ishaque et al [72] ont proposé une approche de modélisation pour le modèle à deux diodes et ils ont indiqué qu'une plus grande précision peut être obtenue en utilisant le modèle de sept paramètres, ce qui nécessite de calcul les paramètres:  $I_{ph}$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $R_{sh}$ ,  $R_s$ ,  $\gamma_1$  et  $\gamma_2$ . Pour simplifier cette méthode, ils proposent que le courant de saturation de recombinaison soit égale au courant de saturation de diffusion ( $I_{01} = I_{02}$ ) et le facteur d'idéalité  $\gamma_1 = 1$ . Cependant, le facteur d'idéalité  $\gamma_2$  peut être tiré à partir de l'équation :

$$\frac{\gamma_1 + \gamma_2}{p} = 1 \quad (\text{II-27})$$

Où la variable  $p$  peut être choisi  $\geq 2.2$ .

La relation courant-tension du module photovoltaïque à deux diodes pour un éclairement et une température déterminée devient:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{kT}\right) + \exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{(p-1)kT}\right) + 2 \right] - \frac{(V+IR_s)}{R_{sh}} \quad (\text{II-28})$$

Pour calculer les deux courants de saturation  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ , ils proposent une modification de l'équation de courant de saturation proposée dans [62] et appliquer cette modification au modèle à deux diodes, comme le montre dans l'équation (II-29):

$$I_{01} = I_{02} = I_0 = \frac{(I_{sc,ref} + \mu_{Isc} \Delta T)}{\exp[q(V_{oc,ref} + \mu_{Voc} \Delta T) / ((\gamma_1 + \gamma_2) / p) \cdot kT] - 1} \quad (\text{II-29})$$

$$I_{ph} \approx I_{sc} \quad (\text{II-30})$$

Les deux autres paramètres de l'équation (II-28), i.e.,  $R_s$  et  $R_{sh}$  sont obtenus par une méthode itération simultanément, où l'expression de  $R_{sh}$  peut s'écrire:

$$R_{sh} = \frac{V_p + I_p R_s}{\{I_{ph} - I_0 [\exp(q(V_p + I_p R_s) / kT) + \exp(q(V_p + I_p R_s) / (p-1)kT) + 2] - P_{p,exp} / V_p\}} \quad (\text{II-31})$$

Selon l'égalité de la puissance maximale calculée et expérimentale, ils calculent de manière itérative et simultanément la valeur de la résistance série  $R_s$  et parallèle  $R_{sh}$ .

Pour plus de compréhension de la méthode de simulation, le code de programme a été publié dans [73].

### II.10.2. Modèle à cinq paramètres

M. G. Villalva et al [62] ont développé un modèle pour prédire les performances électriques des systèmes photovoltaïques sur la base du circuit électrique équivalent à une diode.

Dans leur méthode, pendant le processus d'estimation des paramètres, l'un des cinq paramètres, i.e., Le facteur de qualité  $\gamma$ , est explicitement spécifié et choisi arbitrairement (Généralement  $1 \leq \gamma \leq 1.5$ ). Les autres paramètres sont calculés à l'aide des données de performance du module PV disponibles dans la fiche technique. Le photo-courant  $I_{ph}$  et le courant de saturation  $I_0$  sont exprimés par:

$$I_0 = \frac{(I_{sc} + \mu_{Isc} \Delta T)}{\exp(q(V_{oc} + \mu_{Voc} \Delta T) / \gamma kT) - 1} \quad (\text{II-32})$$

$$I_{ph,ref} = \frac{R_{sh} - R_s}{R_{sh}} I_{sc,ref} \quad (\text{II-33})$$

Les résistances  $R_s$  et  $R_{sh}$  sont calculées par une méthode itérative qui assure que la puissance maximale calculée par l'équation (II-34) est égale à la puissance maximale expérimentale donnée dans la fiche technique.

Au cours du processus itératif, la résistance série  $R_s$  doit être incrémenté lentement à partir de  $R_s = 0$  et pour chaque itération la valeur de  $R_{sh}$  est calculée simultanément par l'équation (II-35).

$$P_{p,cal} = P_{p,exp} = V_p \left\{ I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V_p + I_p R_s)}{\gamma k T} \right) - 1 \right] - \left( \frac{V_p + I_p R_s}{R_{sh}} \right) \right\} \quad (\text{II-34})$$

$$R_{sh} = \frac{V_p + I_p R_s}{\left\{ I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V_p + I_p R_s)}{\gamma k T} \right) - 1 \right] - \frac{P_{p,exp}}{V_p} \right\}} \quad (\text{II-35})$$

La valeur initiale de la résistance shunt  $R_{sh}$  est donnée par [62]:

$$R_{sh,inf} = \frac{V_p}{I_{sc} - I_p} - \frac{V_{oc} - V_p}{I_p} \quad (\text{II-36})$$

Le code Matlab de simulation a été publié dans [74].

### II.10.3. Modèle à quatre paramètres

Le modèle à quatre paramètres est fondé sur l'hypothèse que la résistance shunt est suffisamment élevée et alors considéré comme infinie et négligée, les quatre paramètres inconnus sont:  $R_s$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_0$  et  $\gamma$ . Pour notre comparaison, nous utilisons le modèle à quatre paramètres proposés par R. Chenni et al [71]. Les chercheurs utilisent, la méthode de bisection pour extraire la valeur de la résistance série  $R_s$  puis les trois autres paramètres inconnus.

L'utilisation de la méthode de bisection nécessite une limite inférieure et une limite supérieure. Pour cela, la limite inférieure choisie de la résistance série est égale à zéro ( $R_{s,inf}=0$ ), et la limite supérieur est mesurée par l'équation (II-37).

$$R_{s,sup} = \frac{1}{I_{p,ref}} \left[ V_{oc,ref} - V_{p,ref} + \frac{kT_{c,ref}}{q} \ln \left( 1 - \frac{I_{p,ref}}{I_{sc,ref}} \right) \right] \quad (\text{II-37})$$

Le photo-courant ( $I_{ph}$ ) est supposé égal au courant du court-circuit ( $I_{sc}$ ).

$$I_{ph,ref} = I_{sc,ref} \quad (\text{II-38})$$

Pour les autres paramètres, les équations (II-39) et (II-40) sont utilisées :

$$\gamma_{inf} = \frac{q(V_{p,ref} - V_{oc,ref})}{kT_{c,ref} \ln \left[ 1 - \left( \frac{I_{p,ref}}{I_{sc,ref}} \right) \right]} \quad (\text{II-39})$$

$$I_{0,inf} = I_{sc,ref} \exp \left( \frac{-qV_{oc,ref}}{\gamma_{inf} k T_{c,ref}} \right) \quad (\text{II-40})$$

La méthode de bisection a utilisé les deux coefficients de la température de tension de circuit ouvert mesurés de façon expérimentale et théorique pour la convergence.

Le coefficient théorique de température de tension de circuit ouvert  $\mu_{VOC}$  est calculé par :

$$\mu_{V_{oc}} = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} = \frac{\gamma k}{q} \left[ \ln \left( \frac{I_{sc}}{I_0} \right) + \frac{\mu_{I_{sc}} T}{I_{sc}} - \left( 3 + \frac{q E_g}{\gamma k T} \right) \right] \quad (\text{II-41})$$

Cependant, il faut noter également que ce modèle n'a toujours pas donné des résultats acceptables. Dans certains modules photovoltaïques il donne des valeurs négatives pour la résistance série [75].

### II.11. Résultat et discussion

Dans cette section, le modèle à cinq paramètres proposés dans ce chapitre est comparé avec les trois autres modèles présentés précédemment (i.e., Le modèle à quatre paramètres, le modèle à cinq paramètres et le modèle à deux diodes).

Tableau 2. 1. Les spécifications photovoltaïques paramètres.

Modules	$I_{sc}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_p$ (A)	$V_p$ (V)	$a_{I_{sc}}$ (mA/°C)	$a_{V_{oc}}$ (mV/°C)	$N_s$
<b>Poly-cristallin</b>							
<b>MSX60</b>	3.8	21.1	3.5	17.1	3	-80	36
<b>Shell S70</b>	4.5	21.2	4.12	17	2	-76	36
<b>Amorphe</b>							
<b>PVL-136</b>	5.1	46.2	4.1	33	5.1	-176	66
<b>Shell ST40</b>	2.68	23.3	2.41	16.6	0.35	-100	36
<b>Monocristallin</b>							
<b>Shell SQ150</b>	4.8	43.4	4.4	34	1.4	-128	60
<b>S-Energy</b>	9.13	38.7	8.34	30	4.6	-154.8	60
<b>Shell SP70</b>	4.7	21.4	4.25	16.5	2	-76	36

Pour vérifier et comparer les modèles précédents, sept modules photovoltaïques de différentes technologies (i.e., monocristallin, poly-cristallin et amorphe) sont étudiés. Les spécifications paramètres électriques des modules à STC sont résumées dans le tableau 2-1.

Les tableaux 2-2 à 2-5 présentent les paramètres électriques calculés par le modèle à quatre paramètres [71], le modèle proposé, le modèle à cinq paramètres [62] et le modèle à deux diodes [72], respectivement.

Tableau 2. 2. Les paramètres calculés par le modèle à quatre paramètres [71].

Module	MSX60	S70	PVL-136	ST40	SQ150-PC	S-Energy	SP70
$I_{ph}$	3.8	4.5	5.116	2.68	4.8	9.13	4.7
$\gamma$	1.55	1.653	4.724	1.614	1.873	1.703	1.766
$R_s$	0.1017	0.102	0.033	1.358	0.505	0.2724	0.251
$I_0$	$1.566e^{-6}$	$4.289e^{-6}$	0.0161	$4.473e^{-7}$	$1.435e^{-6}$	$3.642e^{-6}$	$9.658e^{-6}$

Tableau 2. 3. Les paramètres calculés par le modèle proposé.

Module	MSX60	S70	PVL-136	ST40	SQ150-PC	S-Energy	SP70
$I_{ph}$	3.803	4.502	5.221	2.682	4.808	9.135	4.709
$\gamma$	1.257	1.43	1.972	1.55	1.5	1.58	1.41
$R_s$	0.24	0.186	1.339	1.395	0.731	0.30989	0.375
$R_{sh}$	318.39	353.49	56.466	1659.910	452.736	560.118	192.700
$I_0$	$4.870e^{-8}$	$4.889e^{-7}$	$4.424e^{-6}$	$2.348e^{-7}$	$3.350e^{-8}$	$1.147e^{-6}$	$3.459e^{-7}$

Tableau 2. 4. Les paramètres calculés par le modèle à cinq paramètres [62].

Module	MSX60	S70	PVL-136	ST40	SQ150-PC	S-Energy	SP70
$I_{ph}$	3.8	4.5	5.294	2.696	4.815	9.155	4.715
$\gamma$	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
$R_s$	0.2	0.25	1.68	1.51	0.84	0.39	0.4
$R_{sh}$	304.83	311.81	44.167	266.547	276.279	156.48	133.131
$I_0$	$9.09e^{-8}$	$9.89e^{-8}$	$4.0336e^{-9}$	$1.029e^{-8}$	$1.888e^{-9}$	$3.747e^{-8}$	$8.764e^{-8}$

Tableau 2. 5. Les paramètres calculés par le modèle à deux diodes [72].

Module	MSX60	S70	PVL-136	ST40	SQ150-PC	S-Energy	SP70
$I_{ph}$	3.8	4.5	5.1	2.68	4.8	9.13	4.7
$\gamma$	1.48	1.40	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
$R_s$	0.35	0.35	1.96	1.71	1.05	0.5	0.52
$R_{sh}$	176.4	173.168	54.250	198.941	210.736	112.49	97.894
$I_{oi}$	$4.704e^{-10}$	$4.984e^{-10}$	$7.501e^{-12}$	$3.075e^{-11}$	$2.847e^{-12}$	$1.142e^{-10}$	$4.206e^{-10}$

Les figures 2.10 à 2.12 montrent une comparaison entre les quatre modèles présentés au-dessus et les tests expérimentaux pour trois modules photovoltaïques à différentes technologies de fabrication. Ces modules sont : Shell S70 du type poly-cristallin, SQ150 PC du type monocristallin et Shell ST40 du type amorphe. Les tests sont effectués à différents éclaircements ou/et températures. Il faut noter que les données expérimentales sont obtenues à partir des fiches de données des modules.

Les courbes  $I-V$  pour une température et éclairement constant présentent une analogie acceptable entre les résultats obtenus par les quatre modèles et les données expérimentales en particulier pour les modules poly-cristallin et monocristallin, et sur les trois points importants (i.e.,  $P_p$ ,  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$ ).

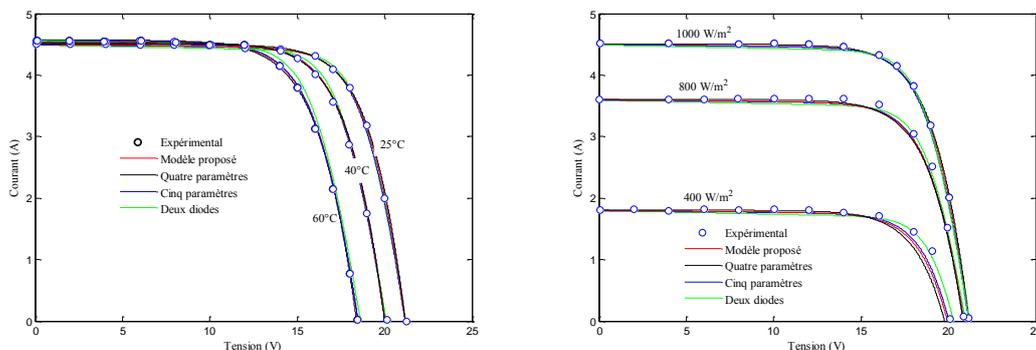


Figure 2. 10. Caractéristiques  $I-V$  du module Shell S70 pour différents éclairagements et températures.

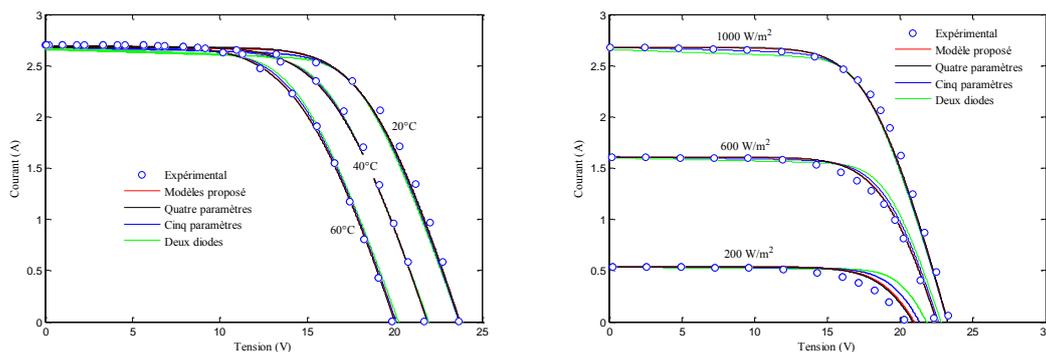


Figure 2. 11. Caractéristiques  $I-V$  du module Shell ST40 pour différents éclairagements et températures.

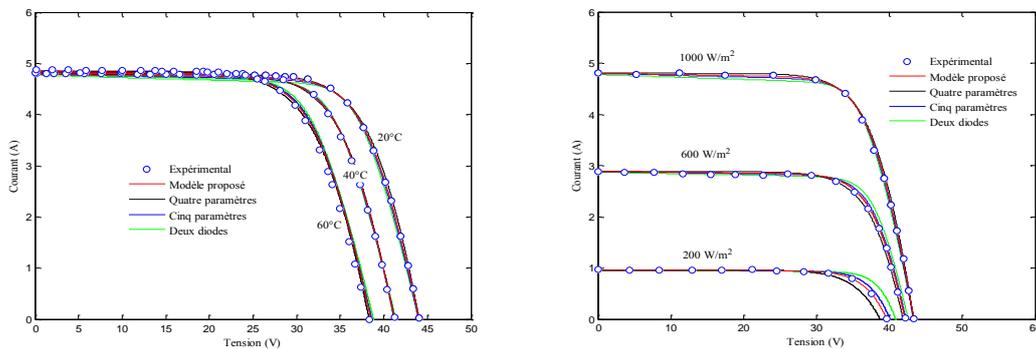


Figure 2.12. Caractéristiques  $I-V$  du module SQ150PC pour différents éclairagements et températures.

Pour plus d'informations sur la précision des quatre modèles sur les trois points importants pour différentes températures et éclairagements, les figures 2.13-2.18 présentent l'erreur relative de ces points pour différentes technologies (i.e., poly-cristallin, monocristallin et amorphe).

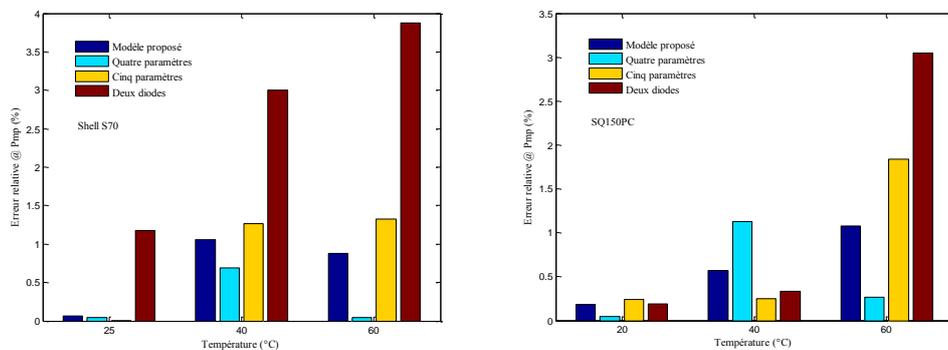


Figure 2.13. L'erreur relative pour  $P_p$  des trois modules photovoltaïques pour différentes températures et à éclairage constant  $1000 \text{ W/m}^2$ .

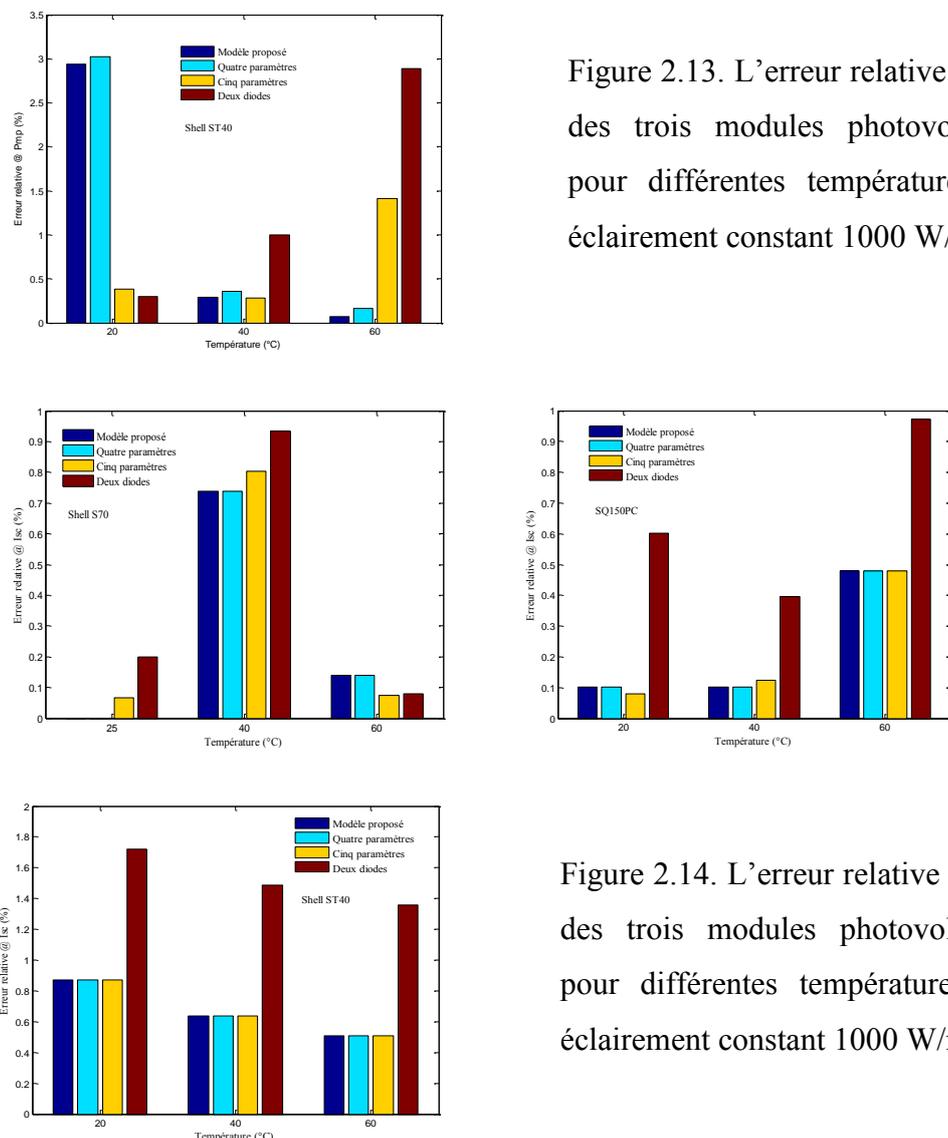


Figure 2.14. L'erreur relative pour  $I_{sc}$  des trois modules photovoltaïques pour différentes températures et à éclairage constant  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Les figures 2.13-2.15 présentent l'erreur relative de  $P_p$ ,  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$  pour différentes températures et éclairement constant ( $1000 \text{ W/m}^2$ ).

Nous remarquons, que le modèle à deux diodes et le modèle à cinq paramètres sont les modèles les moins précis aux trois points remarquables à 40 et à 60°C par rapport aux deux autres modèles. Cette remarque est logique, parce que la valeur du facteur d'idéalité est supposée fixe dans le modèle à cinq paramètres et le modèle à deux diodes d'une part et d'autre part, les valeurs du courant de saturation de recombinaison et de diffusion sont supposées égales dans le modèle à deux diodes. Par conséquent, la valeur de facteur d'idéalité influe sur le point de puissance maximale et la valeur du courant de saturation influe dans la zone de tension et particulièrement sur le point de tension de circuit ouvert. Pour cela on remarque une déviation intéressante suivant ces deux modèles.

Le modèle proposé et le modèle à quatre paramètres sont les modèles les plus précis. L'erreur relative du point de puissance maximum, du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert pour les trois modules est inférieure de 1%.

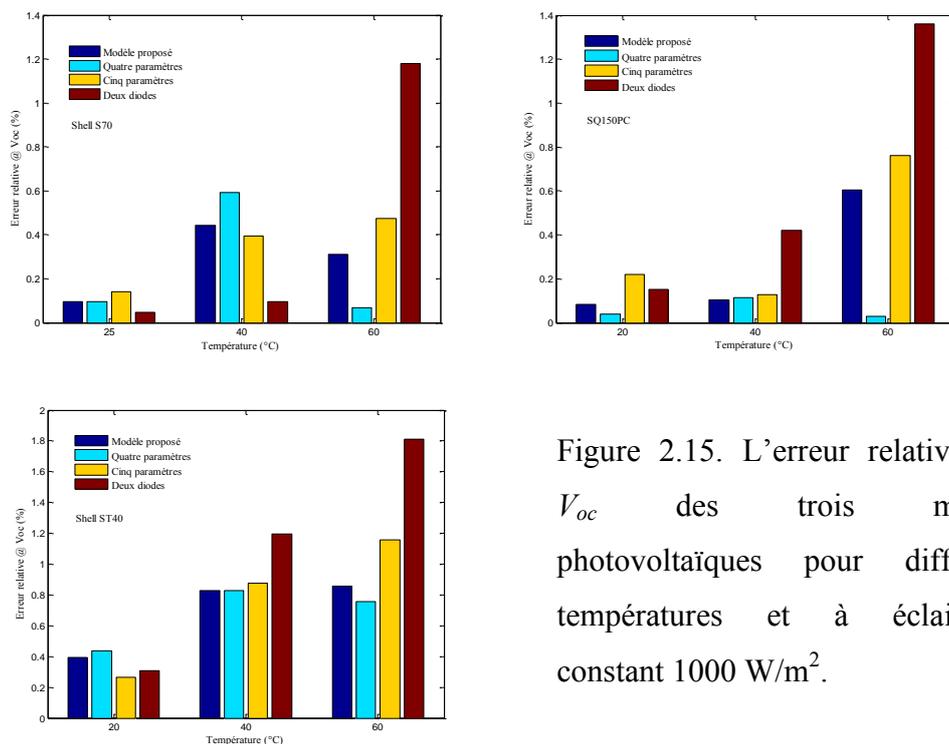


Figure 2.15. L'erreur relative pour  $V_{oc}$  des trois modules photovoltaïques pour différentes températures et à éclairement constant  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Les figures 2.16-2.18 présentent l'erreur relative de  $P_p$ ,  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$  pour différents éclairements et à température constante ( $25^\circ\text{C}$ ).

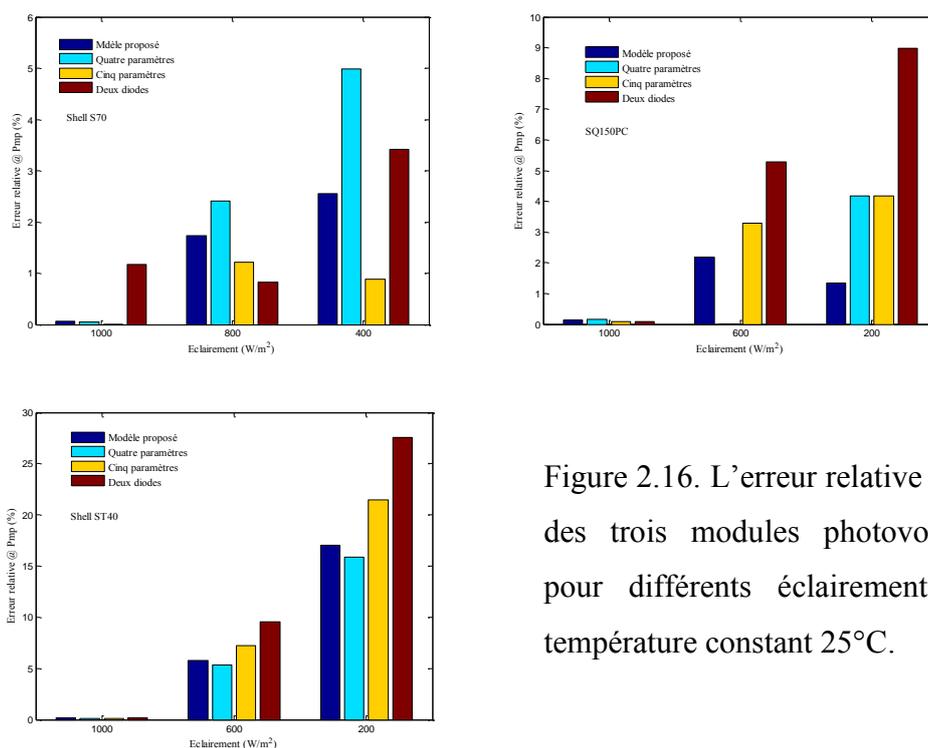


Figure 2.16. L'erreur relative pour  $P_p$  des trois modules photovoltaïques pour différents éclairagements et à température constant 25°C.

L'erreur relative du  $P_p$ ,  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$  à l'éclairement de référence (1000  $W/m^2$ ) est inférieure de 0.16% pour tous les modules photovoltaïques sauf celle du module S70 qui présente une erreur relative de  $P_p$  égale 1.18%.

Cependant, comme l'éclairement est réduit, les quatre modèles donnent un écart significatif de  $P_p$  pour les trois technologies, particulièrement pour le module amorphe, figure 2.16.

En général, le modèle proposé est précis dans le calcul de la puissance maximale  $P_p$  pour les modules poly et monocristallin à toutes les valeurs de l'éclairement. Également, l'erreur relative de  $P_p$  est inférieure de 2.5 %. Cependant, à éclairement réduit l'erreur est très remarquable et pourrait atteindre plus de 17% pour le module amorphe.

En outre, les quatre modèles sont précis pour calculer le courant de court-circuit pour les différentes techniques en particulier à éclairement de référence, mais à différents éclairagements les précisions diminuent, mais restent acceptables et inférieures de 1.3%.

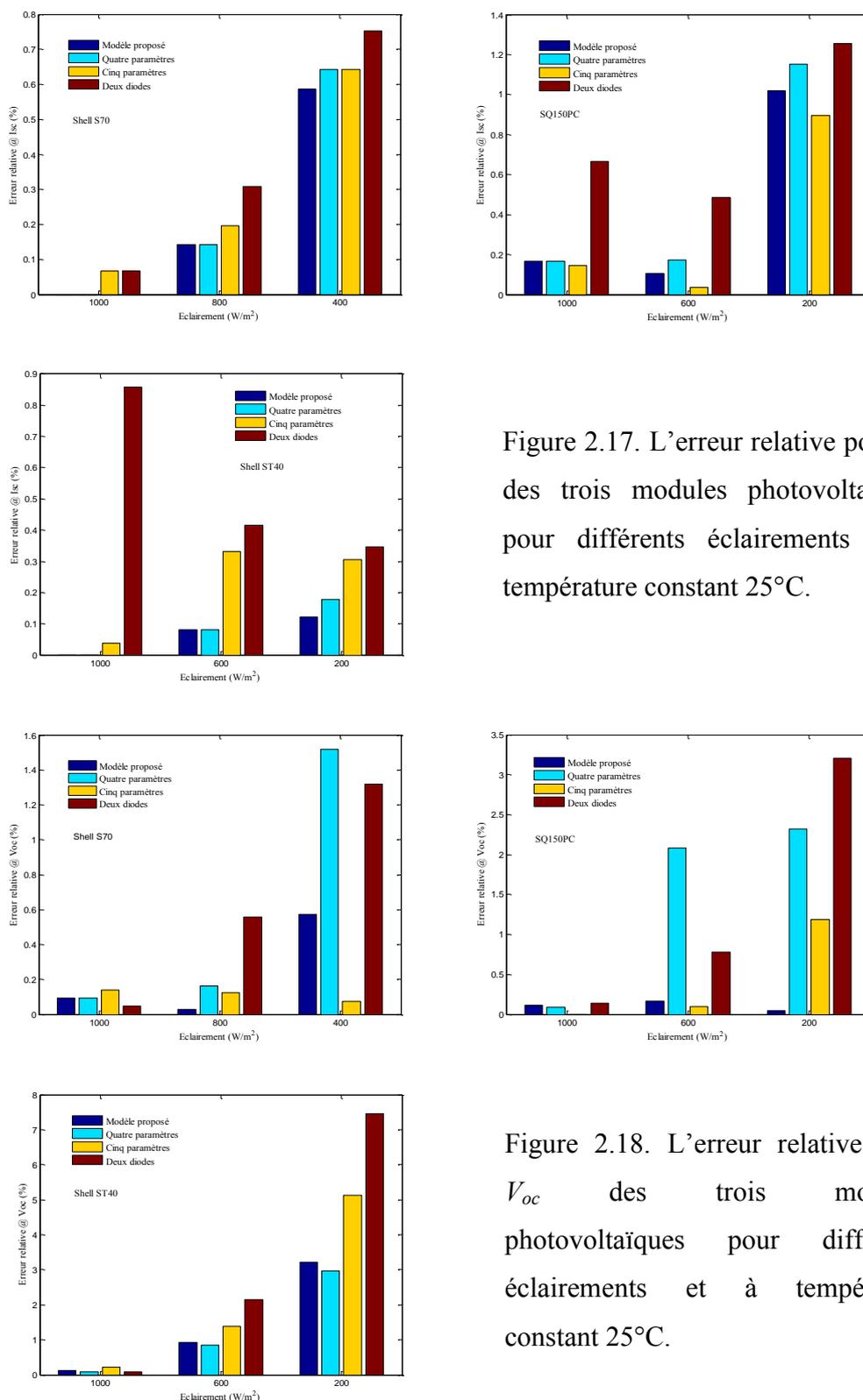


Figure 2.17. L'erreur relative pour  $I_{sc}$  des trois modules photovoltaïques pour différents éclairagements et à température constant 25°C.

Figure 2.18. L'erreur relative pour  $V_{oc}$  des trois modules photovoltaïques pour différents éclairagements et à température constant 25°C.

La précision du modèle proposé à la tension de circuit ouvert est présentée dans la figure 2.18. L'erreur relative de  $V_{oc}$  est inférieure de 0.15 % à la température de référence

25°C. En outre, à différents éclaircements la précision du modèle proposé reste acceptable, elle est inférieure à 0.6%, 0.06% et 3.3% pour les modules S70, SQ150PC et ST40, respectivement.

Pour la validation de notre modèle dans un environnement atmosphérique réel, nous choisissons le module photovoltaïque monocristallin S-Energie 250 expérimentalement pour exécuter le procédé de la caractérisation et la modélisation.

La figure 2.19 montre les caractéristiques  $I-V$  et  $P-V$  du module S-Energie 250 dans des conditions extérieures. Les points dispersés représentent les résultats expérimentaux et les lignes continues représentent les résultats du modèle. Nous pouvons voir que la courbe  $I-V$  et  $P-V$  extraites du modèle proposé est en bon accord avec les données expérimentales à la région de courant.

Par contre dans la zone de tension et de puissance maximale, il existe une différence entre les valeurs expérimentales et calculées. Les différences entre les données expérimentales et les valeurs calculées ont eu lieu en raison de limitations dans le modèle lui-même, ainsi que dans la méthode utilisée.

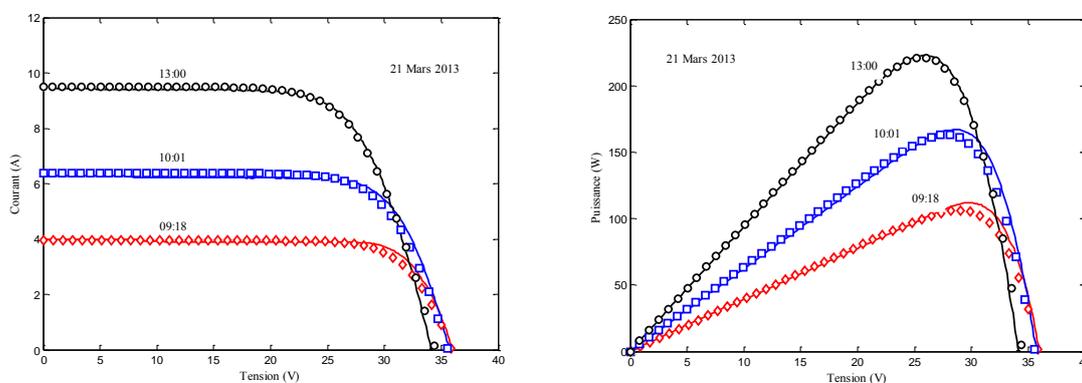


Figure 2. 19. Caractéristiques  $I-V$  et  $P-V$  du module S-Energie 250 dans des conditions extérieures.

Le tableau 2.6 présente la variation dans les trois importants points en fonction du temps. On remarque que les trois points caractéristiques du modèle proposé sont très proches des points expérimentaux et la précision est très acceptable.

Tableau. 2. 6. Comparaison théorique et expérimentale des trois points caractéristiques

Temps	$T_c$	$G$	$I_{sc}$ (A)			$V_{oc}$ (V)			$P_p$ (W)		
			<i>mes</i>	<i>cal</i>	<i>Err (%)</i>	<i>mes</i>	<i>cal</i>	<i>Err (%)</i>	<i>mes</i>	<i>cal</i>	<i>Err (%)</i>
09 :20	26.85	440	3.998	4.022	0.6	36.02	36.1	0.222	111.889	107.14	4.244
10 :00	41.29	690	6.295	6.352	0.9	35.68	35.8	0.336	167.057	164.78	1.363
13 :00	62.58	1040	9.45	9.672	2.35	34.11	34.24	0.381	222.774	220.74	0.913

## II.12. Conclusion

Dans ce chapitre, une approche générale concernant la modélisation des modules photovoltaïques est présentée. Le modèle proposé utilise des données fournies par le fabricant. Trois types de modules photovoltaïques ont été modélisés et évalués (i.e., monocristallin, poly-cristallin et amorphe). La précision du modèle proposé est également analysée par la comparaison avec les données expérimentales fournies par le constructeur et avec d'autres modèles existant dans la littérature.

En effet, les paramètres caractéristiques du matériau peuvent influencer fortement sur la courbe  $I-V$  de telle sorte qu'une approximation fixée pour une technologie donnée peut ne pas être adaptée à une autre. Par conséquent, quelques hypothèses sont remarquées :

- L'hypothèse qui suppose  $\gamma_1 = 1$  et  $\gamma_2 = 2$  dans le modèle à deux diodes comme indiqué dans [72] n'est pas toujours vraie et la précision du modèle va diminuer dans la zone de puissance.
- En outre, L'hypothèse qui suppose  $I_{01} = I_{02}$ , serait incorrecte parce que la recherche montre que  $I_{02}$  est plus grand de trois à quatre fois que  $I_{01}$  [72] et la précision du modèle va diminuer dans la zone de tension.

Par conséquent, il faut calculer tous les paramètres inconnus sans fixer l'un des paramètres.

En général, notre modèle fournit une certaine analogie avec les données expérimentales extraites à partir de la fiche technique des fabricants. En conséquence, il est prévu que le modèle proposé peut être un outil utile devant les constructeurs des outils de simulation PV.

# Chapitre III

Modélisation et vérification de la température du module  
photovoltaïque

#### III.1. Introduction

La température du module photovoltaïque est un paramètre très important pour l'évaluation de la performance des systèmes photovoltaïques et les variations annuelles de la production d'énergie électrique. Cette température dépend de nombreux paramètres tels que les propriétés thermiques des matériaux utilisés dans la fabrication des modules PV, les types de cellules photovoltaïques utilisés, la configuration de l'installation des panneaux photovoltaïques ainsi que les conditions climatiques du milieu caractérisé par l'éclairement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent [77]. Ce qui est confirmé dans [78-79], que l'augmentation de la température du module en silicium cristallin de 1°C, provoque une baisse de rendement du module de 0.45%.

Le but de ce chapitre est le développement d'un modèle d'estimation de la température du module photovoltaïque monté sur le toit d'un immeuble à l'URERMS, ([urerms.cder.dz](http://urerms.cder.dz)). Nous avons basé sur deux modèles qui ont été validés par la suite dans des conditions différentes (climat chaud et froid avec des situations à ciel nuageux et ciel clair), ceux-ci ont été sélectionnés de manière à représenter les diverses situations de température et de rayonnement global.

#### III.2. Configuration photovoltaïque

Les données expérimentales ont été mesurées sur la terrasse de l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien URER/MS, Adrar (0,18 W, 27,82 N). Les données ont été rassemblées de juin 2014 jusqu'à mai 2015. Notons que les résultats du mois d'octobre 2014 sont manquants à cause de la maintenance des équipements.

La configuration consiste en un module photovoltaïque monocristallin (SYP80S-M) incliné à un angle d'environ 28° avec une orientation plein sud, voire figure 3. 1(a). Les paramètres spécifiques du module aux conditions de référence sont: le courant de court-circuit  $I_{sc} = 5$  A, la tension de circuit ouvert  $V_{oc} = 21.6$  V, le courant au point de puissance maximale  $I_p = 4.65$  A, la tension au point de puissance maximum  $V_p = 17.2$  V, le point de puissance maximum  $P_p = 80$  W, le nombre de cellules  $N_s = 36$  et la surface  $A = 1195\text{mm} \times 541\text{mm}$ .

La température de module PV a été mesurée par un thermocouple du type K placé à l'arrière du module PV, figure 3.1(b). Enfin, la température ambiante, la vitesse du vent et le

## Chapitre III

### Modélisation et vérification de la température du module photovoltaïque

rayonnement solaire global sont mesurés par la station météorologique de NEAL (**New Energy Algeria**) installée dans les mêmes conditions du système à URER/MS, figure 3.1(c). Le rayonnement solaire global incliné est mesuré à l'aide d'un pyranomètre du type *Kipp & Zonen* installé dans le plan du module photovoltaïque. Les mesures ont été réalisées avec un pas de temps de deux minutes et sont stockées via une acquisition de données de type Fluck Hydra 2548, figure 3.1(d).



Figure 3. 1. La chaîne expérimentale: a) Module photovoltaïque monocristallin placé sur le toit de l'URER/MS; b) Les deux thermocouples du type K placés à l'arrière du module ; c) La station météorologique de NEAL ; d) L'acquisition de données (Fluck Hydra 2635A).

La vitesse du vent et la température ambiante varient entre 0 et 13 m/s et 3°C et 56°C, respectivement. Comme on peut l'observer sur la figure 3.2, le rayonnement global varie entre 0 et 1200 W/m<sup>2</sup>.

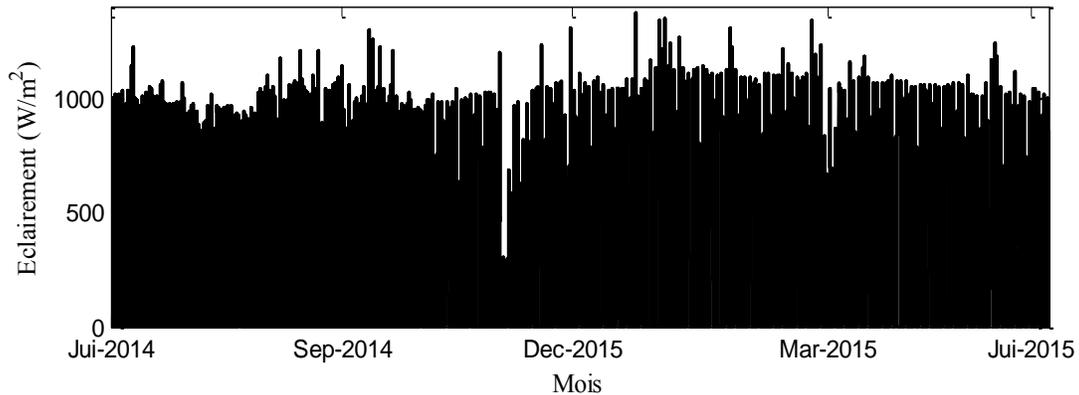


Figure 3. 2. Variation de l'éclairement solaire.

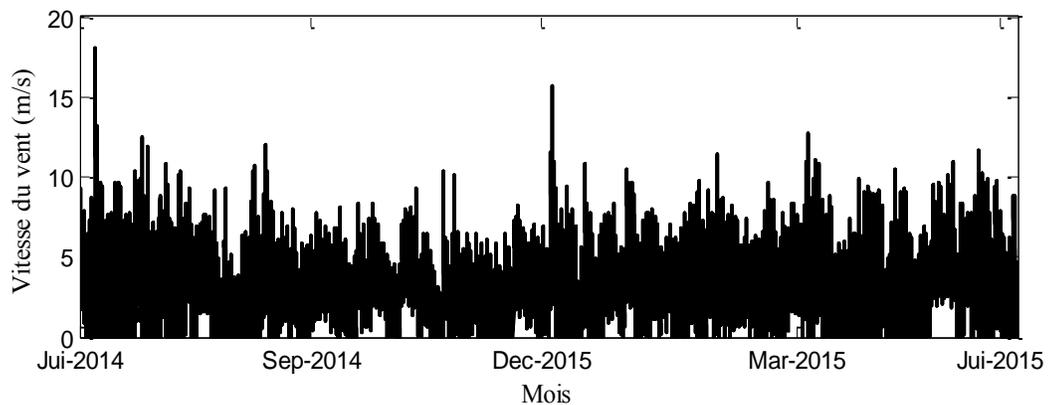


Figure 3. 3. Variation de la vitesse du vent.

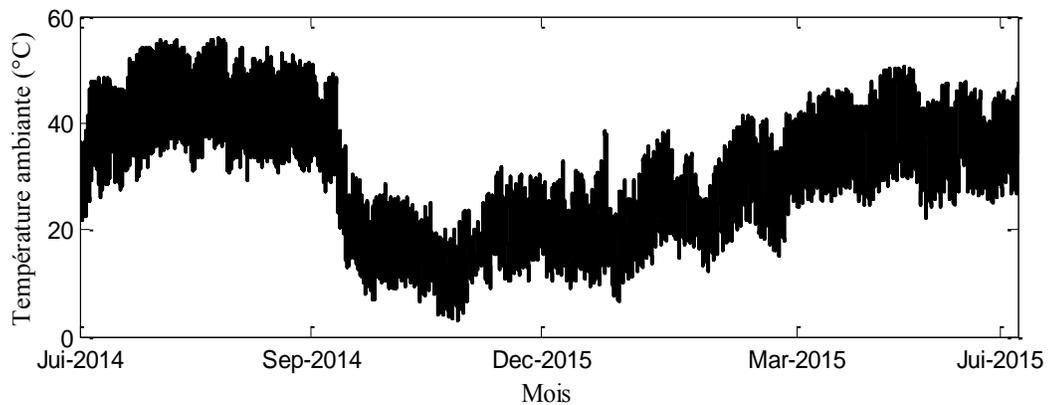


Figure 3. 4. Variation de la température ambiante.

### III.3. Estimation de la température du module PV

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles qui prédisent la température du module photovoltaïque. Ces modèles peuvent être regroupés généralement en trois catégories: les modèles empiriques, les modèles semi-empiriques et les modèles théoriques. Les modèles

empiriques sont très précis, car ils sont basés sur de données expérimentales. Mais il est impossible de prédire la température du module avant l'installation du système [80]. Les modèles semi-empiriques sont similaires aux modèles théoriques mais qui seront modifiés par quelques données expérimentales [81-83]. Par contre, les modèles théoriques n'ont pas besoin des valeurs expérimentales ce qui les rend moins précis par rapport aux deux premiers modèles.

E. Skoplaki et al ont présentés des modèles additionnels explicites et implicites pour le calcul de la température de cellule photovoltaïque [78]. Les modèles explicites calculent la valeur de la température de la cellule ( $T_c$ ) directement, tandis que, les corrélations implicites impliquent des variables qui dépendent eux-mêmes de ( $T_c$ ) aussi, une procédure d'itération est nécessaire pour le calcul des modèles implicites.

En fait, la température des cellules ( $T_c$ ) est significativement différente de la température de la surface à l'arrière du module ( $T_b$ ). Le degré de différence dépend de la structure du module et du type de montage [80]. Pour un module photovoltaïque avec une configuration *Verre/Cellules/Tedlar* installé à des conditions extérieures, la différence de températures entre les cellules et la surface arrière du module est d'environ 3°C, à un niveau de rayonnement solaire de 1000 W/m<sup>2</sup>. Ce qui nous conduit généralement à mesurer la température à l'arrière du module ( $T_b$ ) et supposée égale à ( $T_c$ ).

De même, la position du point de fixation du thermocouple à l'arrière du module photovoltaïque influe sur la valeur de la température mesurée. Nous remarquons par exemple dans les figures 3.5 et 3.6 qui correspondent aux dates du 07 décembre et du 03 juillet 2014 où la différence entre les deux thermocouples fixés sur différentes cellules est de l'ordre de 2.5°C au maximum.

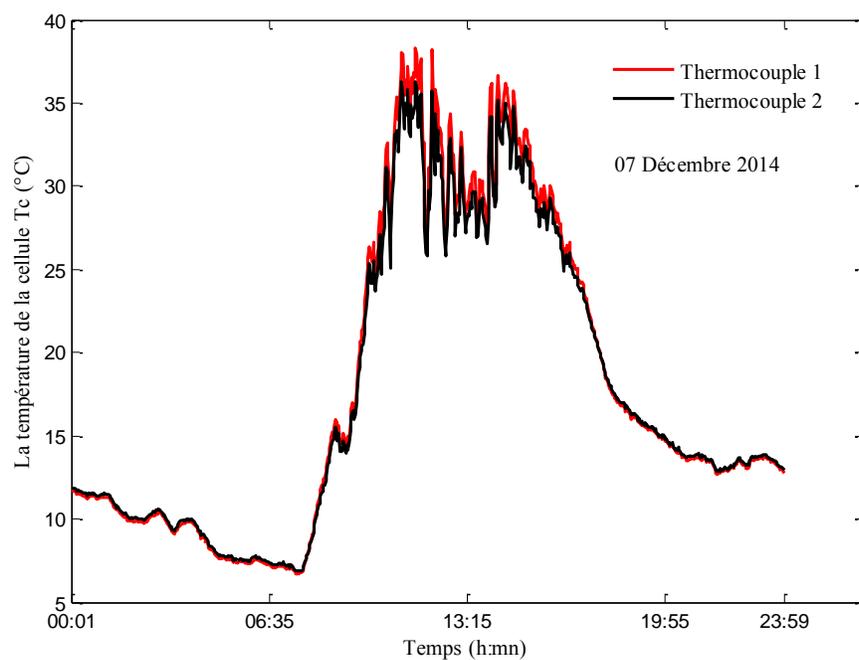


Figure 3. 5. Les températures  $T_c$  mesurées par les deux thermocouples, 07 Décembre 2014.

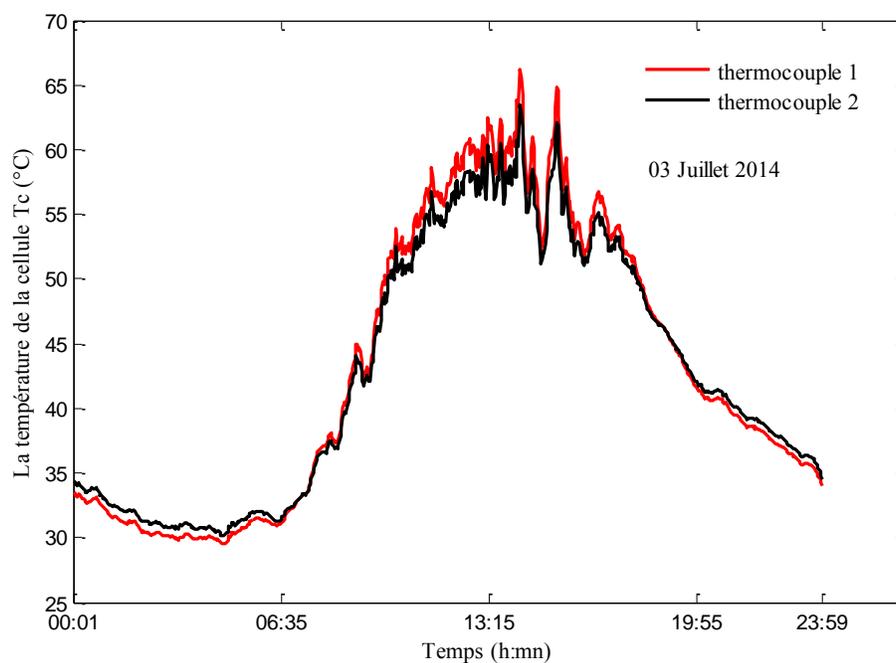


Figure 3. 6. Les températures  $T_c$  mesurées par les deux thermocouples, 03 Juillet 2014.

Dans notre analyse, nous avons supposé que  $T_c = T_b$  et le thermocouple choisi pour la comparaison expérimentale est le numéro 1 dans la figure 3.1(b).

#### III.4. Calcul de la température de la cellule PV

Deux différents modèles ont été testés pour découvrir le comportement de la température du module PV en fonction des paramètres météorologiques (vitesse de vent, rayonnement solaire et température ambiante) dans un site désertique.

##### III.4.1. Modèle linéaire

La plus simple équation explicite pour estimer la température de la cellule photovoltaïque en fonction de la température ambiante et le rayonnement est proposée par R.G. Ross [84]:

$$T_c = T_a + k \cdot G \quad (\text{III-1})$$

Dans cette expression linéaire, le paramètre " $k$ ", est la pente de  $\Delta T$  ( $\Delta T = T_c - T_a$ ) en fonction de rayonnement solaire, généralement comprise entre 0.02 à 0.05 K.m<sup>2</sup>/W [85]. Il dépend du type de module PV, de la façon dont il est installé et du vide à l'arrière du module photovoltaïque.

Les figures 3.7 et 3.8 montrent un exemple de la variation de  $\Delta T = T_c - T_a$ , en fonction de l'éclairement solaire et l'approximation linéaire des données pour les deux mois : le mois juin (climat chaud) et le mois décembre (climat froid).

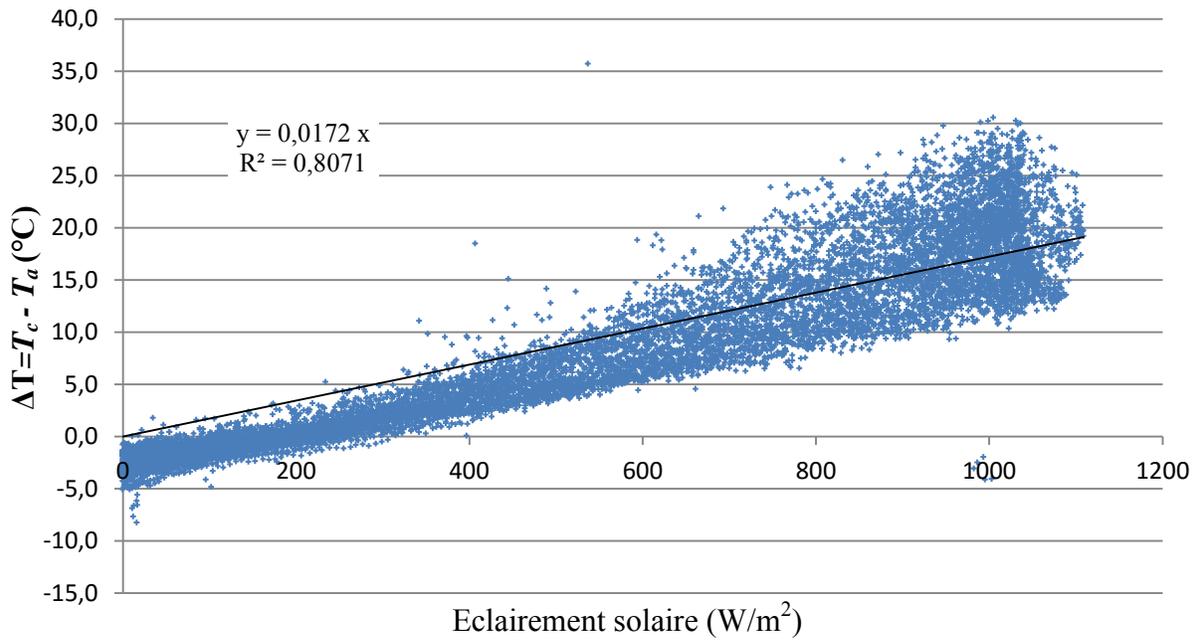


Figure 3. 7. La variation de  $\Delta T$ , en fonction de l'éclairement solaire et l'approximation linéaire des données pour le mois de juin 2014.

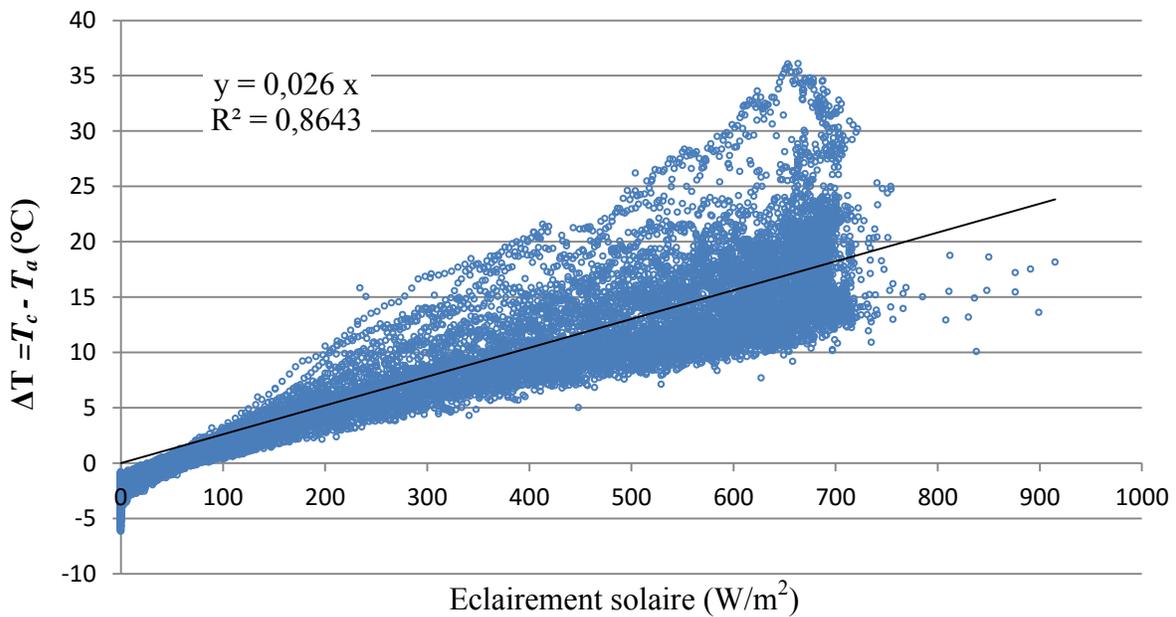


Figure 3. 8. La variation de  $\Delta T$ , en fonction de l'éclairement solaire et l'approximation linéaire des données pour le mois de décembre 2014.

Plusieurs facteurs influent sur la valeur de ( $k$ ), notamment: le type de matériaux de construction utilisé pour la toiture, la ventilation, module et d'autres conditions environnementales [86]. Tableau 3.1, présente les valeurs estimées du coefficient ( $k$ ) et le coefficient de détermination à chaque mois.

Tableau 3. 1. Le coefficient  $k$  et le coefficient de détermination  $R^2$ .

Mois	$k$	$R^2$
Jui-14	0.0172	0.807
Juil-14	0.0178	0.844
Aou-14	0.0186	0.857
Sep-14	0.0195	0.802
Nov-14	0.0282	0.840
Déc-14	0.026	0.864
Jan-15	0.0273	0.857
Fév-15	0.0241	0.874
Mar-15	0.0193	0.882
Avr-15	0.0172	0.843
Mai-15	0.0148	0.812

#### III.4.2. Modèle thermique

Dans la littérature, des dizaines d'analyses de corrélations expérimentales de la température de la cellule photovoltaïque  $T_c$ , en fonction du temps, à savoir, la température ambiante  $T_a$ , la vitesse du vent  $W_s$  et le rayonnement global  $G$ , [87-88] ont été étudiées. Ces corrélations comprennent aussi des paramètres dépendant de la propriété physique des matériaux tels que la transmission et l'absorbance de la couverture à l'avant et à l'arrière du module photovoltaïque, etc [89].

Le bilan énergétique du régime permanent traditionnel qui conduit à la détermination de la température de fonctionnement de la cellule photovoltaïque nécessite comme entrée [78]:

- Les propriétés thermiques et physiques de la cellule photovoltaïque;
- Les données météorologiques;
- Les coefficients de transfert de chaleur.

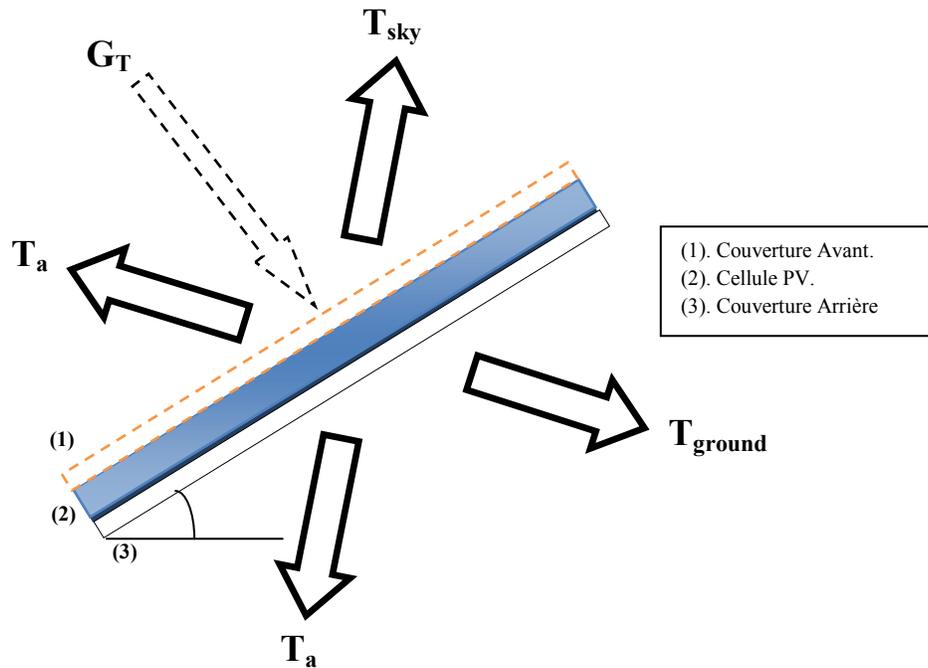


Figure 3.9. Schéma représentatif d'échanges thermiques.

M. K. Fuentes [90] modélise la température du module photovoltaïque à travers l'évaluation des énergies absorbées et transmises par rayonnement, par convection et par conduction. Aussi l'énergie produite par le module photovoltaïque dans un état d'équilibre.

Un modèle de bilan énergétique a été modifié pour le calcul de la température de la cellule photovoltaïque. Ce modèle a été simplifié et validé à l'aide de mesures expérimentales.

La figure 3.9 présente le schéma équivalent des échanges d'énergie thermique entre un module photovoltaïque et l'environnement, qui impliquent des variables et des paramètres.

Le bilan énergétique dans un état d'équilibre est montré dans l'équation (III-2). En supposant que l'énergie incidente sur le module photovoltaïque est égale à l'énergie électrique fournie par le module photovoltaïque ainsi que la somme des pertes énergétiques par unité de surface soit par convection ou par rayonnement.

$$\left[ \begin{array}{l} \text{Energie incident} \\ \text{sur PV module} \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{Energie fournie} \\ \text{par PV module} \end{array} \right] + \sum \left[ \begin{array}{l} \text{Perte d'énergies par} \\ \text{unité de surface PV} \end{array} \right] \quad (\text{III-2})$$

L'équation mathématique du bilan énergétique résultant est donnée par:

$$\tau\alpha \cdot G = \eta \cdot G + U_{loss}(T_c - T_a) \quad (\text{III-3})$$

$\tau\alpha$  : *Transmission-absorption* =0.81 [91],  $U_{loss}$  : Les pertes thermiques par convection et par radiation.

Les pertes thermiques ( $U_{loss}$ ) d'un capteur solaire représentent une partie importante du bilan énergétique global et dépendent fortement du vent induit par convection. Des simples corrélations ont été développées pour le calcul des coefficients de convection externes dus au vent, qui sont présentés dans [92-94], elles ont démontré que les pertes par convection sont 3 à 4 fois plus grandes par rapport aux pertes par rayonnement.

$$U_{loss} = \sum h_{rad} + h_{conv} = h_{rad,sky} + h_{rad,ground} + h_{conv,amb} \quad (\text{III-4})$$

Le module PV étant situé à l'extérieur, l'influence du vent doit être prise en compte et un coefficient d'échange convectif forcé doit être utilisé d'après [95].

$$h_{conv} = 2.8 + 3 W_s \quad (\text{III-5})$$

L'équation (III-4) peut être écrite sous la formule suivante :

$$U_{loss} = \left\{ \begin{array}{l} \varepsilon_{glass} \cdot \sigma \cdot (T_c^2 + T_{sky}^2) \cdot (T_c + T_{sky}) + \\ \varepsilon_{back} \cdot \sigma \cdot (T_c^2 + T_{ground}^2) \cdot (T_c + T_{ground}) \end{array} \right\} + \{2.8 + 3 \cdot W_s\} \quad (\text{III-6})$$

Où :  $\varepsilon_{glass}$ =0.85: Coefficient d'émissivité du verre qui couvre le module PV [96],

$\varepsilon_{back}$ =0.91 : Coefficient d'émissivité du couvre à l'arrière du module [96],

$\sigma$  : Constante de Stefane Boltzman ( $5.6697 \cdot 10^{-8} \text{Wm}^{-2} \text{K}^{-4}$ ),

$T_{sky}$  : Température de ciel et  $T_{ground}$  : Température de sol.

La température de sol est estimée par l'équation linéaire (III-7) développée par M. Ouzzane et al [97]. Le coefficient de détermination ( $R^2$ ) obtenu pour cette équation égal à 0.98.

$$T_{ground} = 17.898 + 0.951 \cdot T_a \quad (\text{III-7})$$

La mesure de la température du ciel est complexe et rarement disponible. Compte tenu du fait que la contribution de la température ambiante est plus importante parmi les paramètres météorologiques,  $T_{ground}$  peut être calculée seulement en fonction de la température ambiante. L'équation. (III-8) proposée par W. C. Swinbank [98] a été utilisée dans plusieurs travaux

scientifiques [96]-[99-100]. Grâce à sa simplicité (ne nécessite que la température ambiante) nous l'utilisons pour calculer la température de ciel:

$$T_{sky} = 0.0552 \cdot T_a^{1.5} \quad (III-8)$$

Le rendement du module photovoltaïque ( $\eta_p$ ) en fonction de la température de la cellule ( $T_c$ ) est défini par:

$$\eta = \eta_{ref} [1 - \mu_p (T_c - T_{c,ref})] \quad (III-9)$$

Où:  $\mu_p$  est le coefficient de température de la puissance maximale ( $^{\circ} C^{-1}$ ).

Enfin, la température du module photovoltaïque est calculée par l'équation suivante:

$$T_c = \frac{\tau \alpha \cdot G - \eta \cdot G}{U_{loss}} + T_a \quad (III-10)$$

$G$  ( $W/m^2$ ): Le rayonnement solaire au cours de la période d'essai et sa valeur est donné expérimentalement.

### III.5. Résultats et discussions

Deux principaux types de climat sont identifiés et étudiés : climat froid et climat chaud. Prenons en compte de deux types de situations pour chaque climat la première pour un ciel clair et la deuxième pour un ciel partiellement nuageux.

#### III.5.1. Ciel clair

Les figures 3.10 (a) et 3.11 (a) représentent les températures expérimentales du module et celles simulées par les deux modèles dans des situations de ciel clair. Les conditions météorologiques (éclairage solaire et température ambiante) pendant les deux journées du 29 juillet et du 11 décembre sont présentées respectivement sur les figures 3.10 (b) et 3.11 (b).

La figure 3.10 (b) présente le tracé dans un climat chaud avec une température ambiante comprise entre 28 et 47°C, tandis que la figure 3.11 (b) présente une situation d'un climat froid avec une température ambiante inférieure de 17°C.

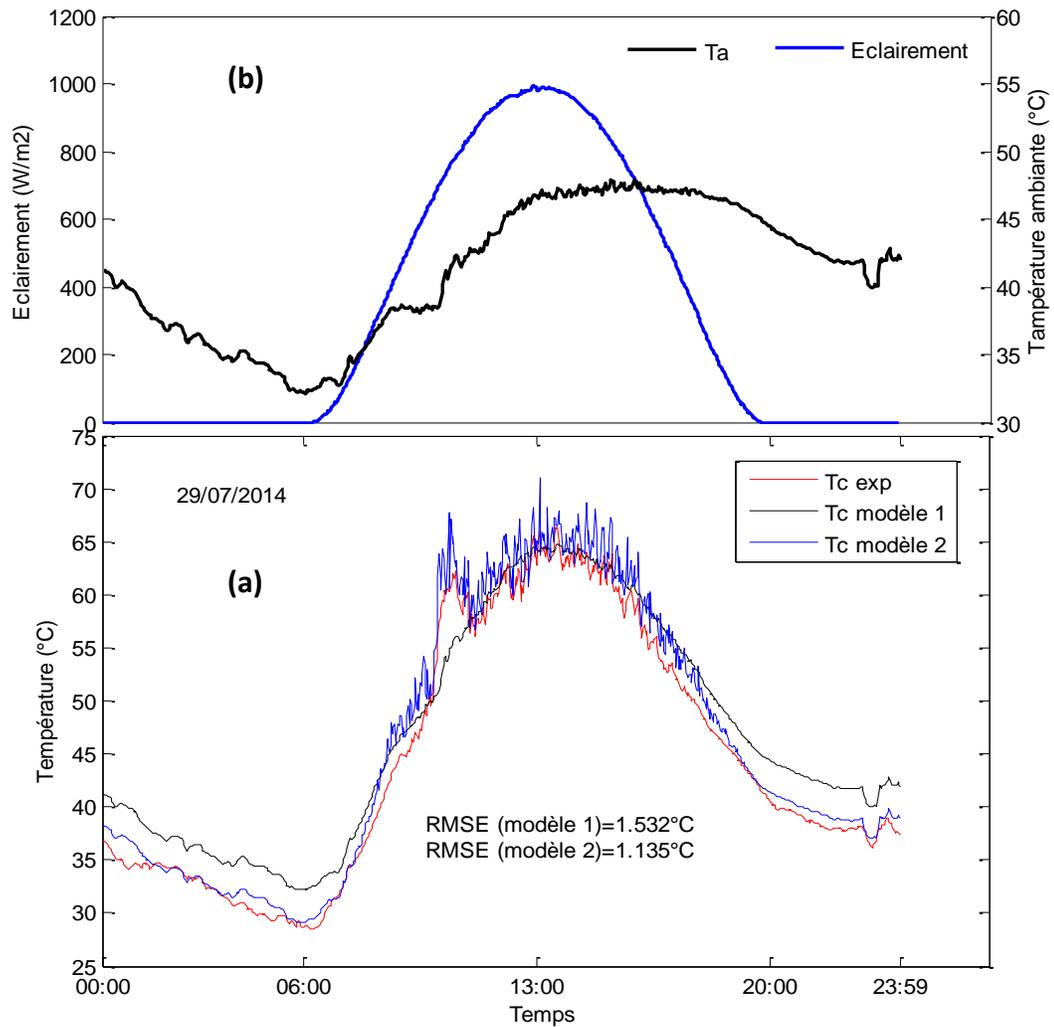


Figure 3.10. a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel clair. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 29/07/2014.

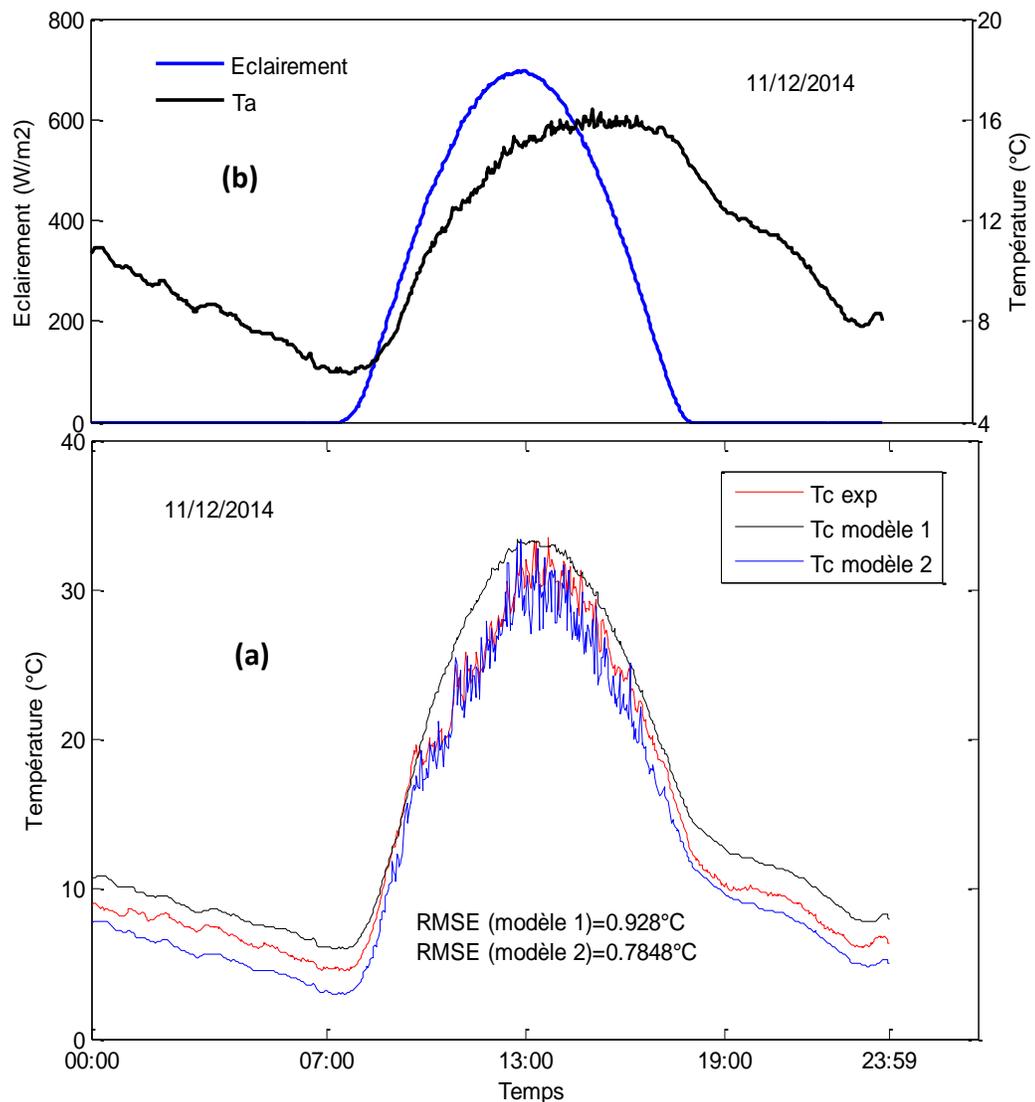


Figure 3.11. a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel clair. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 11/12/2014.

On observe à partir de la figure 3.10 (a) qu'il y a un accord entre les valeurs expérimentales et théoriques de la température de la cellule pendant le climat chaud. L'erreur quadratique moyenne ( $RMSE$ ) varie entre 1.532  $^{\circ}C$  à 1.135  $^{\circ}C$  respectivement pour le 1<sup>ier</sup> et le 2<sup>ième</sup> modèle.

Par contre, pour un climat froid, l'erreur quadratique moyenne ( $RMSE$ ) est un peu réduite par rapport à la première situation elle varie entre 0.928  $^{\circ}C$  et 0.785  $^{\circ}C$  pour les modèles (1) et (2). D'après cette analyse qui prouve que le modèle (2) est plus précis que le modèle (1) au

cours des deux climats, et cela est justifié par la prise en compte des pertes thermiques par rayonnement et par convection contrairement à ce dernier.

### III.5.2. Ciel nuageux

D'autre part, Les figures 3.12 (b) et 3.13 (b) représentent les températures expérimentales et celles simulées du module PV pour les deux modèles par situations nuageuses. Les conditions météorologiques (éclairage solaire et température ambiante) pendant les deux journées du 03 juillet et du 05 novembre 2014 sont présentées respectivement sur les figures 3.12 (a) et 3.13 (a).

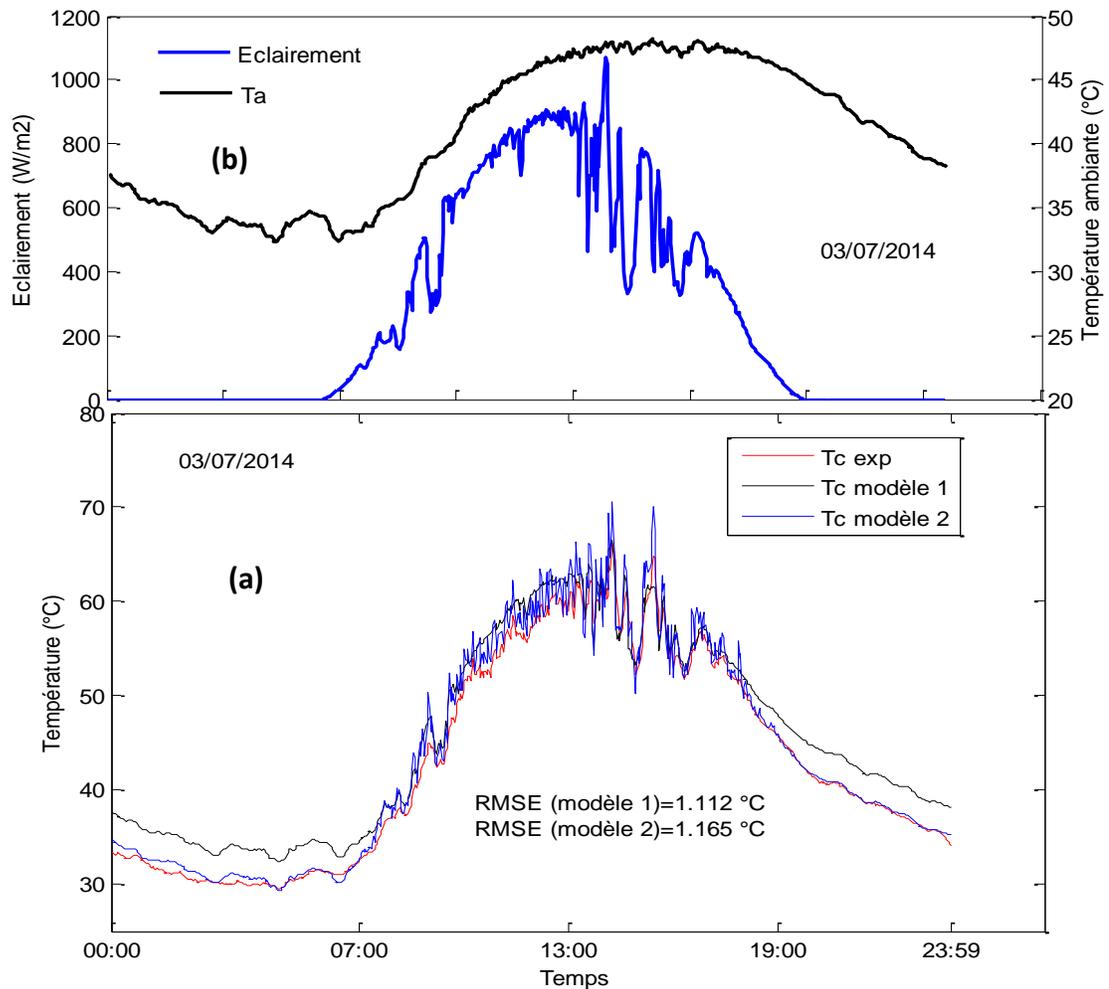


Figure 3. 12. a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel nuageux. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 03/07/2014.

La figure 3.12 (b) représente les tests pendant un climat chaud avec une température ambiante comprise entre 33°C et 48°C. Tandis que, la figure 3.13 (b) présente les tracés pendant un climat froid avec une température ambiante comprise entre 12°C et 24.3°C. On observe qu'il y a une analogie entre les valeurs expérimentales et celles simulées pour le climat chaud. L'erreur quadratique moyenne (*RMSE*) varie entre 1.112°C et 1.165°C respectivement pour le 1<sup>ier</sup> et le 2<sup>ième</sup> modèle.

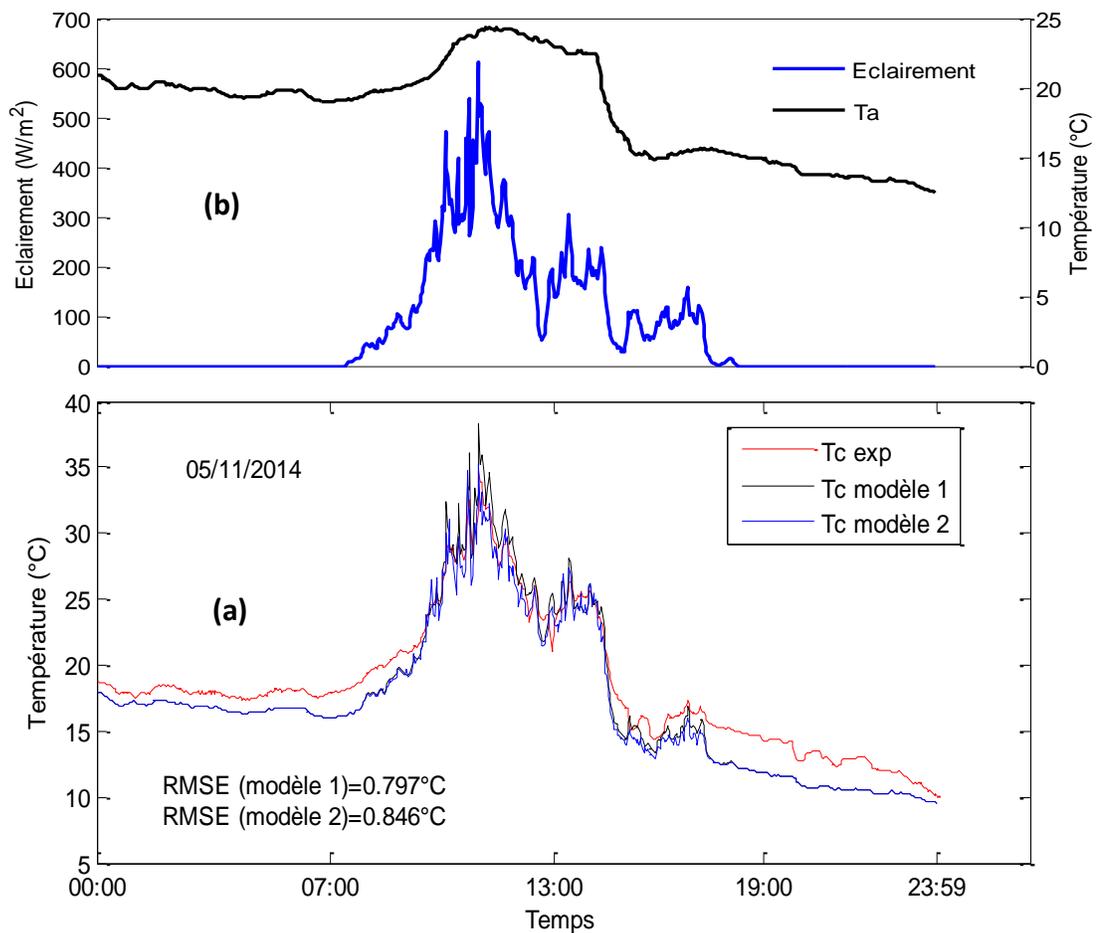


Figure 3. 13. a) Comparaison entre les températures de modules photovoltaïques théoriques et expérimentales pour le ciel nuageux. b) L'éclairement solaire et la température ambiante correspondant au 05/11/2014.

Quant à la période du climat froid, l'erreur quadratique moyenne *RMSE* varie entre 0.797°C et 0.846°C respectivement pour le 1<sup>ier</sup> et le 2<sup>ième</sup> modèle. Nous constatons que le modèle (1) est un plus précis par rapport au 1<sup>ier</sup> modèle pendant un climat froid.

Les figures 3.14 et 3.15 ci-dessous décrivent respectivement les nuages de points formés des couples des températures calculées et celles mesurées du module durant le mois de juillet et celui de décembre 2014. Pour chaque Figure, on donne le coefficient de détermination ( $R^2$ ) ainsi que l'erreur quadratique moyenne ( $RMSE$ ).

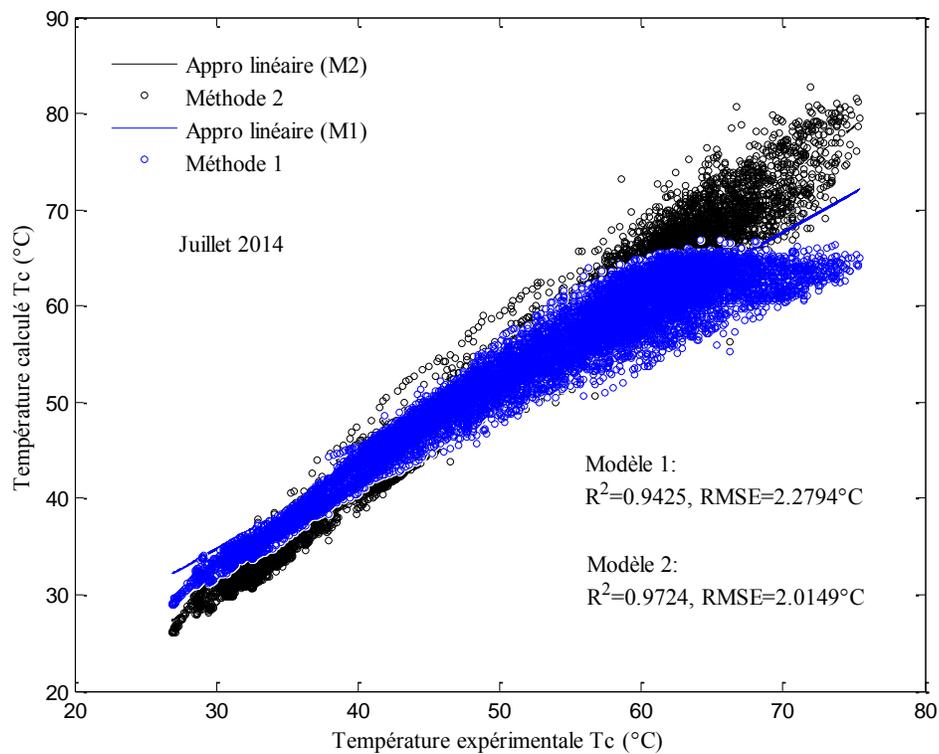


Figure 3. 14. La corrélation entre la valeur mesurée et la température expérimentale à la surface arrière du module PV du mois de juillet.

On trouve que la dispersion du nuage de points est très forte autour de la droite de régression, avec des coefficients qui dépassent 0,94 pour les deux modèles, et qui donne une  $RMSE$  de l'ordre de 2.3°C.

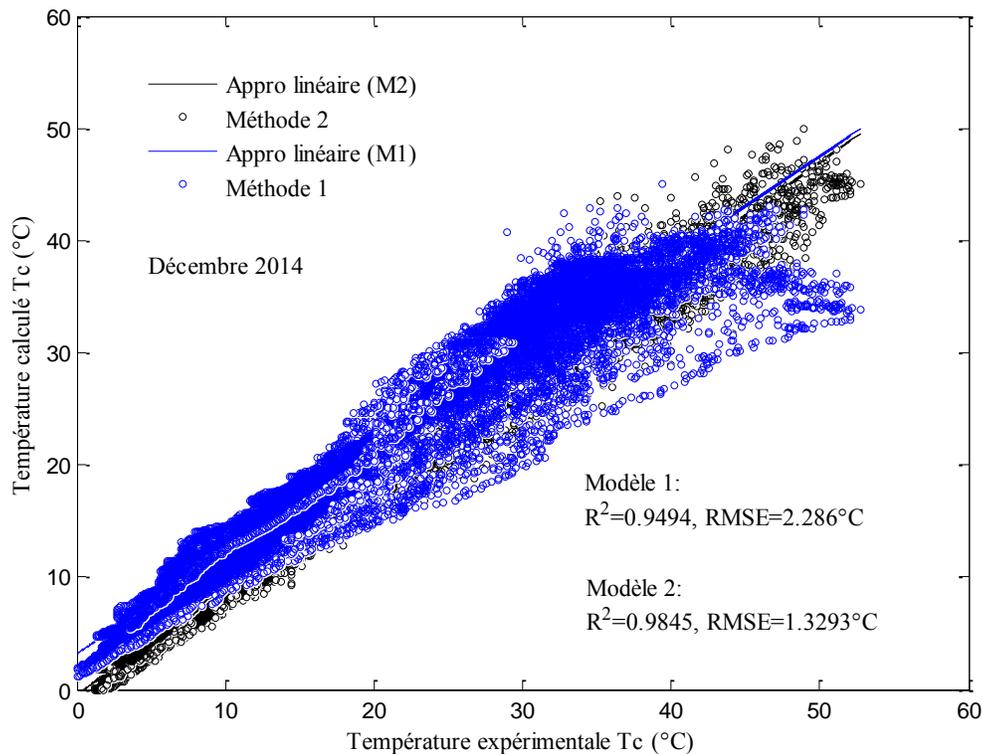


Figure 3. 15. La corrélation entre la valeur mesurée et la température expérimentale à la surface arrière du module PV du mois de décembre.

En ce qui concerne la figure 3.15, le nuage de points présente une dispersion moins forte autour de la droite de régression que celle représentées dans la figure 3.14, mais avec des coefficients qui dépassent 0,98 pour le deuxième modèle, et qui donne une *RMSE* inférieure à 1.4°C. On peut constater que les résultats des deux modèles sont meilleurs pour les deux situations, avec un coefficient de détermination de plus de 94%, et une *RMSE* inférieure à 2.3°C.

Généralement, les deux modèles donnent des résultats acceptables et plus proches des valeurs expérimentales. Le tableau 3.2 résume les paramètres statistiques obtenus (L'erreur quadratique moyenne (*RMSE*) et le coefficient de détermination ( $R^2$ )) en comparant températures calculées et celles mesurées du module par les deux modèles pendant onze mois. On remarque que les résultats des deux modèles génèrent une erreur quadratique moyenne faible inférieure de 3°C, avec un coefficient de détermination supérieur à 94%. D'autre part, le

modèle thermique donne des résultats plus précis que le modèle linéaire plus particulièrement pendant les mois avec un climat froid.

Tableau 3. 2. Erreur quadratique moyenne (*RMSE*) et le coefficient de détermination ( $R^2$ ) pendant onze mois.

Mois	Modèles	RMSE (°C)	$R^2$
Juin	Modèle 1	2.393	0.943
	Modèle 2	2.493	0.965
Juillet	Modèle 1	2.279	0.942
	Modèle 2	2.015	0.972
Aout	Modèle 1	2.495	0.943
	Modèle 2	2.120	0.972
Septembre	Modèle 1	2.828	0.925
	Modèle 2	1.899	0.975
Novembre	Modèle 1	2.725	0.934
	Modèle 2	1.605	0.979
Décembre	Modèle 1	2.286	0.949
	Modèle 2	1.329	0.984
Janvier	Modèle 1	2.531	0.943
	Modèle 2	1.563	0.981
Février	Modèle 1	2.417	0.947
	Modèle 2	1.543	0.982
Mars	Modèle 1	2.177	0.963
	Modèle 2	1.651	0.985
Avril	Modèle 1	2.459	0.958
	Modèle 2	1.856	0.983
Mai	Modèle 1	2.461	0.952
	Modèle 2	2.008	0.981

### III.6. Conclusion

Les résultats de simulation de la température du module photovoltaïque par deux modèles ont été présentés dans cette partie. Le premier est un modèle linéaire basé sur l'extraction du coefficient de *Ross* représentatif de chaque mois, l'autre est un modèle thermique basé sur le calcul des pertes thermiques dues aux rayonnements et celles dues aux convections. Nous avons exposé les résultats des deux modèles à travers l'utilisation des données expérimentales dans des situations différentes dans une région désertique (Sud Algérien).

## Chapitre III

### Modélisation et vérification de la température du module photovoltaïque

---

Nous avons constaté que, l'erreur quadratique moyenne (*RMSE*) est inférieure de 2.85°C et 2.5°C et le coefficient de détermination ( $R^2$ ) est supérieur de 92% et 96% pour le modèle linéaire et le modèle thermique, durant les onze mois.

En général, le modèle thermique donne une meilleure précision pour les températures du module par rapport à celles données par le modèle linéaire, qui justifie la prise en compte de l'influence des pertes énergétiques par les surfaces du module photovoltaïque pour le deuxième modèle.

# Chapitre IV

Evaluation de la performance du module photovoltaïque

#### IV.1. Introduction

La performance d'un module photovoltaïque dépend largement de nombreux paramètres physiques et météorologiques (la latitude du site, la température ambiante, la vitesse du vent et le rayonnement solaire),... etc. Pour évaluer les performances des modules photovoltaïques, il est important d'étudier et d'analyser le comportement énergétique fourni par le système dans des conditions réelles.

L'objectif de ce chapitre est de présenter et d'analyser les performances d'un module photovoltaïque du type monocristallin (SYP80S-M) au cours de la première année d'opération extérieure. Les résultats expérimentaux sont comparés avec les résultats calculés par les quatre modèles présentés dans le chapitre II.

#### IV.2. Etat de l'art

En général, le rendement et le ratio de performance d'un module PV dépendent fortement de l'irradiation et de la température ambiante. L'augmentation de la température de la cellule en cours de fonctionnement dégrade généralement la performance du module PV. La connaissance de la performance des systèmes PV dans des conditions de fonctionnement réelles est essentielle pour le choix du bon produit et la prévision précise de la production d'électricité.

Dans la littérature, de nombreuses études montrent que les performances de différentes technologies photovoltaïques dépendent des conditions climatiques spécifiques de chaque emplacement.

A. J. Carr et al ont étudié la performance énergétique de cinq différentes technologies photovoltaïques. Ces études confirment que la technologie de couche mince (a-Si) donne le meilleur résultat [101]. K. Akhmad et al ont comparé la performance des modules photovoltaïques au silicium poly-cristallin et amorphe et ont conclu que les modules amorphes sont les plus recommandés pour les climats tropicaux [102]. S. Rehman et al [103] ont évalué des modules photovoltaïques du type poly-cristallin, les résultats indiquent que le rendement énergétique est très dépendant de la température du module. S. Ubertini et al [104] ont étudié un générateur de 15 kWc de modules photovoltaïques poly-cristallin qui a été installé sur un toit. Ils constataient que le rendement diminue lorsque la température augmente d'environ 0,025% / °C.

La performance de deux systèmes photovoltaïques de puissance respectivement de 85.05 kWc et 21.6 kWc de cellules solaires de type CIGS ( Cuivre, Indium, Gallium et Sélénium ) à couches minces a été analysée sur une durée de 12 mois des tests expérimentaux par A. Al-Otaibi et al [105]. Les résultats indiquent que le nettoyage périodique des modules photovoltaïques chaque semaine est suffisant pour optimiser la production d'énergie (moins de 1,7% de pertes par semaine).

### IV.3. Modélisation du module photovoltaïque

Dans cette section, la puissance calculée par le modèle à cinq paramètres proposé dans le chapitre II, et les trois autres-modèles (i.e., Le modèle à quatre paramètres, le modèle à cinq paramètres et le modèle à deux diodes) sont comparés avec la puissance expérimentale produite par le module photovoltaïque SYP80S-M du type monocristallin.

Les paramètres spécifications du module à STC (25°C et 1000 W/m<sup>2</sup>) sont résumés dans le tableau 4.1. Le tableau 4.2 présente les paramètres électriques calculés par le modèle à quatre paramètres [71], le modèle proposé, le modèle à cinq paramètres [62] et le modèle à deux diodes [72] dans des conditions de fonctionnement spécifiques à savoir 25°C et 1000 W/m<sup>2</sup>.

Tableau 4. 1. Caractéristiques électriques du module.

Paramètres spécifique	
I <sub>sc</sub> (A)	5
V <sub>oc</sub> (V)	21.6
I <sub>p</sub> (A)	4.65
V <sub>p</sub> (V)	17.2
a <sub>Isc</sub> (%/°C)	0.02
a <sub>Voc</sub> (%/°C)	0.37
P <sub>p</sub>	80
Ns	36

Tableau 4. 2. Les paramètres électriques calculés par les quatre modèles.

	Quatre paramètres	Modèle proposé	Cinq paramètres	Deux diodes
$I_{ph}$	5	5.000034	5.002	5
$\gamma$	1.3018	1.3	1.3	1.3
$R_s$	0.2574	0.258	0.25	0.36
$R_{sh}$		1056.9827	1391.29	221.494
$I_0$	$8.1497e^{-8}$	$7.9491e^{-8}$	$7.8952e^{-8}$	$3.6048e^{-10}$

#### IV.4. Le ratio de performance et le rendement photovoltaïque

Le rendement ( $\eta$ ) et le ratio de performance ( $RP$ ) sont les paramètres les plus couramment utilisés pour comparer les performances de différentes technologies photovoltaïques [106-107]. Le ratio de performance ( $RP$ ) correspond à l'énergie obtenue réellement (mesurée expérimentalement) par un module photovoltaïque par rapport à l'énergie qu'il aurait dû produire dans des conditions standards, ils peuvent être définis dans l'équation (IV-1), selon la norme IEC 61724 standard [31].

$$RP = \frac{E \times G_{ref}}{G_T \times P_{max}} \quad (IV-1)$$

Le rendement est le rapport de l'énergie totale produite par le module photovoltaïque et l'énergie solaire totale incidente sur le module photovoltaïque:

$$\eta = \frac{E}{G_T \times A} \quad (IV-2)$$

$E$  : Energie produite par le module photovoltaïque (Wh) durant le temps choisi, i.e., l'énergie horaire, quotidienne ou mensuelle.

$G_T$  : Irradiation solaire incident ( $Wh/m^2$ ) dans le temps choisi, i.e., horaire, quotidienne et mensuelle.

$P_{max}$  : Puissance maximale aux conditions de test standard (STC) mesurée pendant l'intervalle de temps choisi.

$G_{ref}$  : Irradiation solaire aux conditions de test standard (STC) ( $W/m^2$ ).

$A$  : La surface du module ( $m^2$ )

Les énergies: horaires ( $E_h$ ), quotidiennes ( $E_j$ ) et mensuelles ( $E_m$ ) générées par le module photovoltaïque sont données par:

$$E_h(\text{Wh}) = \int P_p \cdot dt \quad (\text{IV-3})$$

$$E_j(\text{Wh}) = \sum_{\text{Lever}}^{\text{Coucher}} E_h \quad (\text{IV-4})$$

$$E_m(\text{Wh}) = \sum_1^J E_j \quad (\text{IV-5})$$

Où:  $J$  est le nombre de jours dans le mois.

De la même manière nous calculons l'irradiation : horaire ( $G_h$ ), quotidien ( $G_j$ ) et mensuel ( $G_m$ ). On note que la méthode de trapèze a été utilisée pour le calcul d'énergie.

#### IV.5. Evaluation statistique

Pour évaluer les simulations réalisées d'un point de vue statistique, nous avons calculé: L'erreur moyenne ( $MBE$ ), l'erreur quadratique moyenne ( $RMSE$ ) et le coefficient de corrélation ( $R$ ). Les tests statistiques peuvent être exprimés sous forme mathématiquement dans les équations (IV-6)-(IV-8).

L'erreur moyenne  $MBE$ , permet de montrer une différence systématique entre les simulations et les observations, ça valeur varie de  $-\infty$  à  $+\infty$ , et un score pour une simulation parfaite est égale à 0. L'erreur quadratique moyenne  $RMSE$ , permet de mesure l'amplitude de l'erreur du modèle, et plus la valeur du  $RMSE$  tend vers zéro plus la simulation est correcte. Le coefficient de corrélation  $R$ , nous donne le comportement des simulations par rapport aux observations. Plus la corrélation est élevée, plus les variations des simulations sont bien placées, et un score pour une simulation parfaite est égale à 1.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_{cal,i} - X_{exp,i}) \quad (\text{IV-6})$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_{cal,i} - X_{exp,i})^2} \quad (\text{IV-7})$$

$$R = \frac{\sum_{i=1}^N (X_{exp,i} - \bar{X}_{exp})(X_{cal,i} - \bar{X}_{cal})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_{exp,i} - \bar{X}_{exp})^2} \times \sqrt{\sum_{i=1}^N (X_{cal,i} - \bar{X}_{cal})^2}} \quad (\text{IV-8})$$

Où  $X$  est l'indice considéré, l'indice ( $exp$ ) et ( $cal$ ) représente les valeurs observées et simulées, respectivement.  $N$  est le nombre de données considérées.

#### IV.6. Résultats et discussions

La performance du module PV dans cette étude a été analysée en trois genres des performances: horaires, journaliers et mensuels avec des conditions météorologiques différentes: ciel ensoleillé et partiellement nuageux et à deux principaux types de climat (climat froid et climat chaud) comme présenté ci-dessous.

En termes de la classification des types de ciel, l'indice de clarté  $k_t$  (défini comme le rapport de l'irradiation solaire globale horizontale et le rayonnement solaire extraterrestre, [108] est utilisé car il ne dépend que de l'irradiation solaire globale [109-110]. Où, l'indice de clarté indique le niveau de disponibilité du rayonnement solaire et les conditions météorologiques dans un endroit particulier sur la surface de la terre [111]. Dans ce travail, les valeurs de  $k_t$  proposé dans [112] ont été utilisées pour la classification du ciel comme suit:  $0 < k_t \leq 0,2$  pour un ciel nuageux,  $0,2 < k_t \leq 0,6$  pour un ciel partiellement nuageux,  $0,6 < k_t \leq 0,75$  pour un ciel ensoleillé et  $0,75 < k_t \leq 1$  pour un ciel très ensoleillé.

##### IV.6.1. Les performances horaires

La performance horaire du module sous différentes conditions météorologiques a été étudiée et comparée dans cette section. Deux principaux types de climat (climat froid et climat chaud) sont choisis pour représenter la variation de l'énergie, le rendement et le ratio de performance. Le tableau 4.3, présente les informations nécessaires pour les cinq jours sélectionnés pour étudier l'effet des conditions météorologiques sur le module photovoltaïque.

Tableau 4. 3. Classification des jours par types du ciel observé

Jours	Indice de clarté $k_t$	Types de climat	Ciel
03/07/2014	0.5284	Chaud	Partiellement nuageux
29/07/2014	0.6513		Ensoleillé
05/11/2014	0.2314	Froid	Partiellement nuageux
11/12/2014	0.6861		Ensoleillé
07/12/2014	0.6158		Ensoleillé

Les figures 4.1 et 4.2 présentent l'irradiation solaire journalière observée et la variation de la température ambiante mesurée pendant les cinq jours du test, respectivement.

D'autre part, les performances horaires i.e., l'énergie, le ratio de performance et le rendement du module photovoltaïque durant ces cinq jours sont présentés sur les figures 4.3, 4.4 et 4.5, respectivement.

Comme prévu, le ratio de performance et le rendement du module c-Si diminuent lorsque la température ambiante et l'irradiation quotidienne augmentent. Par exemple, en date du 03 et 29 Juillet 2014, quand la température ambiante et l'irradiation atteignent leurs valeurs maximales, le ratio de performance et le rendement atteindront leur valeur minimale, égale à environ 83.6% et 10.19%, durant le jour de 03 Juillet, et à environ 82.6% et 10.06% durant le jour de 29 Juillet, respectivement.

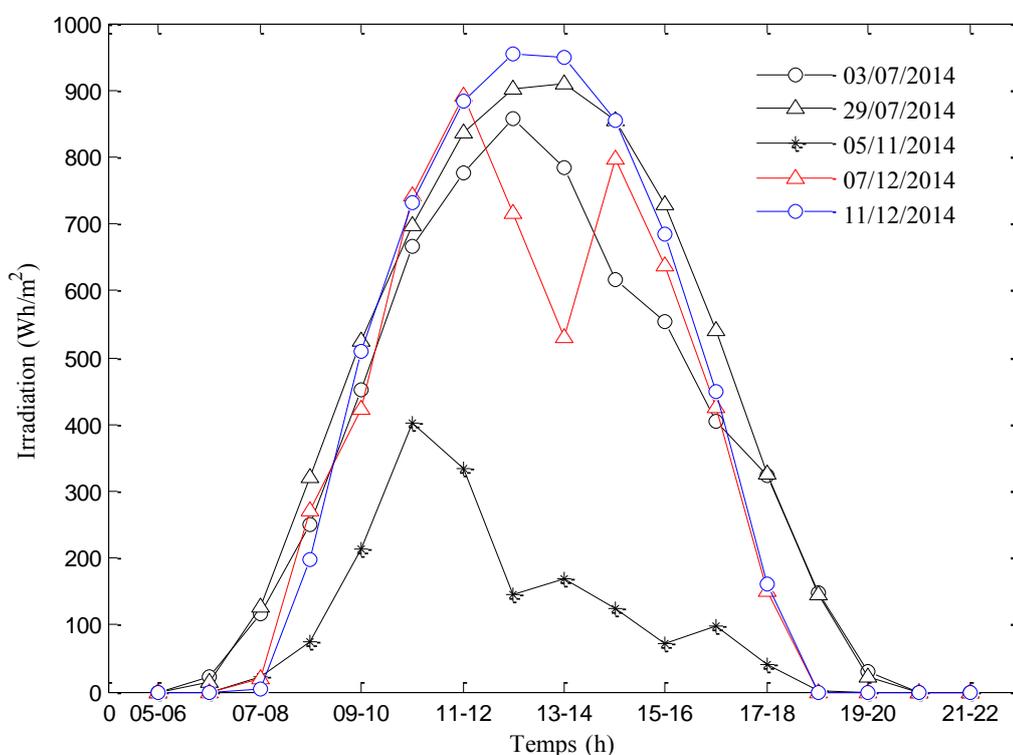


Figure 4.1. L'irradiation horaire pendant les cinq jours des tests.

Dans les figures 4.4 et 4.5, nous observons que le module produit une grande valeur de ratio de performance et de rendement horaire durant la journée de 05/11/2014, par rapport aux autres jours, particulièrement à une faible valeur d'irradiation et de température ambiante (13 :00-18 :00). Par contre, l'énergie quotidienne atteint sa valeur minimale, durant ce jour.

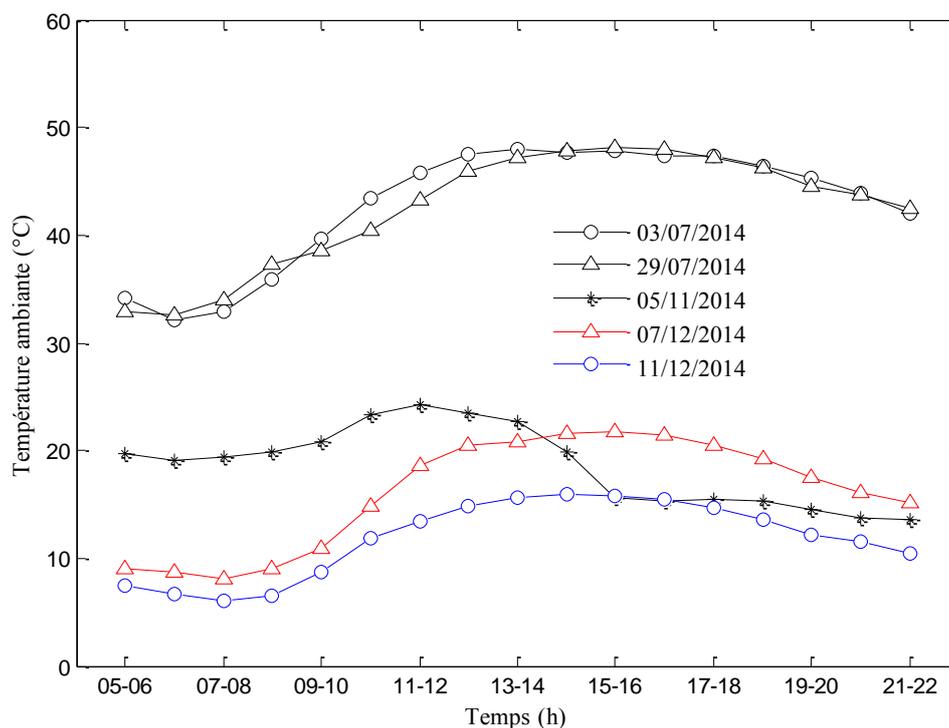


Figure 4.2. La température ambiante horaire durant les cinq jours de tests.

Durant les jours chauds (03-29/07/2014), le ratio de performance et le rendement sont faibles, cela est dû à la grande valeur de la température ambiante (supérieure de 32 °C). Par exemple, si la température ambiante est maximale ( $T_a = 48$  °C), la valeur du ratio de performance et du rendement devient minimum (i.e., 84% et 10%, respectivement). Mais par contre, pendant les jours froids (i.e., 05/11/2014 et 07-11/12/2014), le ratio de performance et le rendement sont très remarquables ( $95\% < RP < 104\%$  et  $11.5\% < \eta < 12.6\%$ ).

Dans la figure 4.3, on observe que l'énergie horaire est proportionnelle d'une façon importante à l'irradiation. Par exemple, durant les deux jours du 03 et 29 Juillet 2014, l'irradiation horaire (14h-15h) égale  $615.4 \text{Wh/m}^2$  et  $854.5 \text{Wh/m}^2$ , à la même température ambiante moyenne de  $47.76^\circ\text{C}$ , on observe que l'énergie est de  $39.54 \text{Wh}$  et  $57.35 \text{Wh}$ , respectivement. Alors le jour le plus énergétique est le jour le plus ensoleillé.

En général l'irradiation et la température ambiante sont les deux facteurs importants sur l'influence de la performance du module photovoltaïque particulièrement sur le rendement et le ratio de performance. Alors, pour affirmer le facteur le plus influent sur la performance du module photovoltaïque, nous choisissons les deux journées du 03 juillet

2014 et du 29 juillet 2014. Le choix de ces deux jours est à cause de la variation de la température ambiante qui est presque la même comme présenté dans la figure 4.2, mais avec une fluctuation d'irradiation horaire différente, figure 4.1. Bien que, la fluctuation d'irradiation horaire selon les deux jours soit différente néanmoins, nous observons une cohérence entre les valeurs du ratio de performance et du rendement. D'autre part, les valeurs observées de l'énergie horaire dans ces jours sont différentes et le jour pour obtenir le plus d'énergie correspondant au jour le plus ensoleillé.

Ce qui nous permet de conclure que la température ambiante est le paramètre le plus influent sur la valeur du ratio de performance et du rendement fournie par le module photovoltaïque monocristallin par rapport à l'irradiation. Mais au contraire, l'influence la plus importante sur l'énergie produite par le module est constituée par l'irradiation.

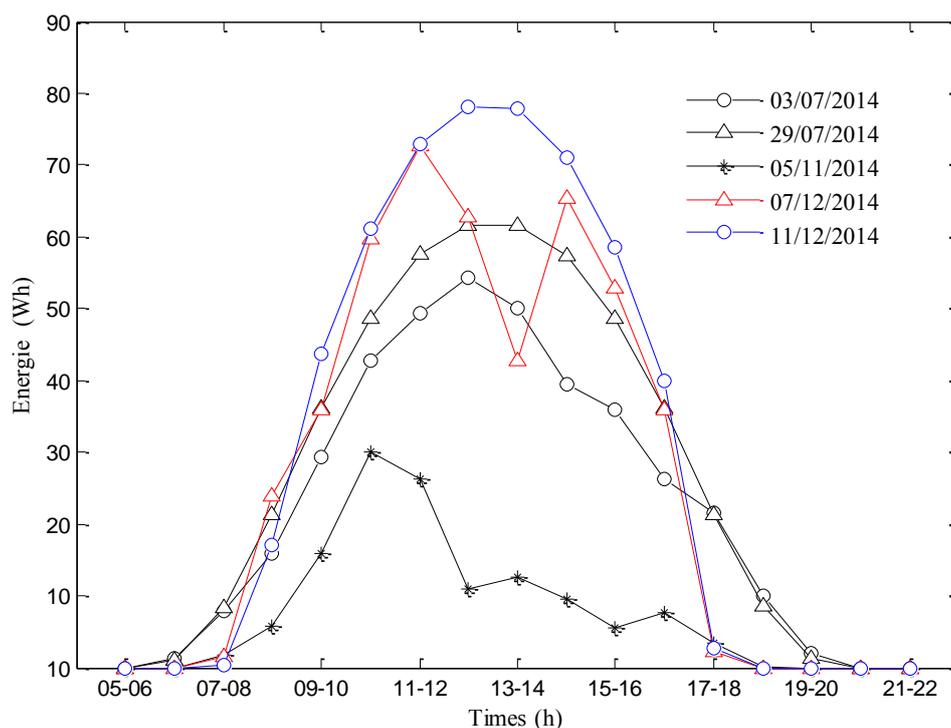


Figure 4.3. L'énergie de la puissance horaire durant les cinq jours de tests.

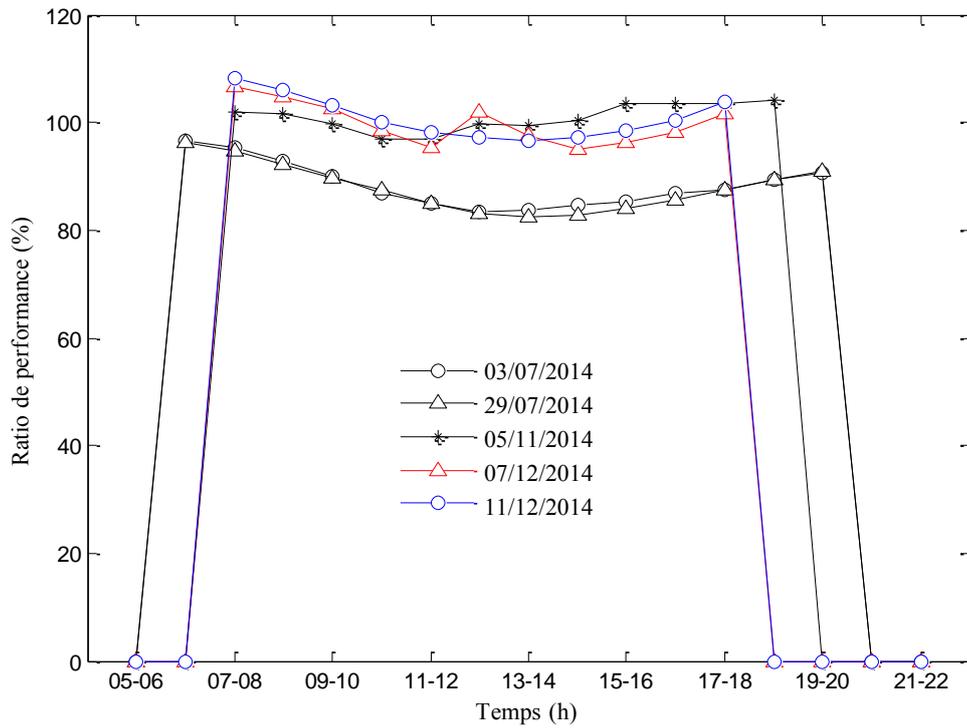


Figure 4.4. Le ratio de performance horaire durant les cinq jours de tests.

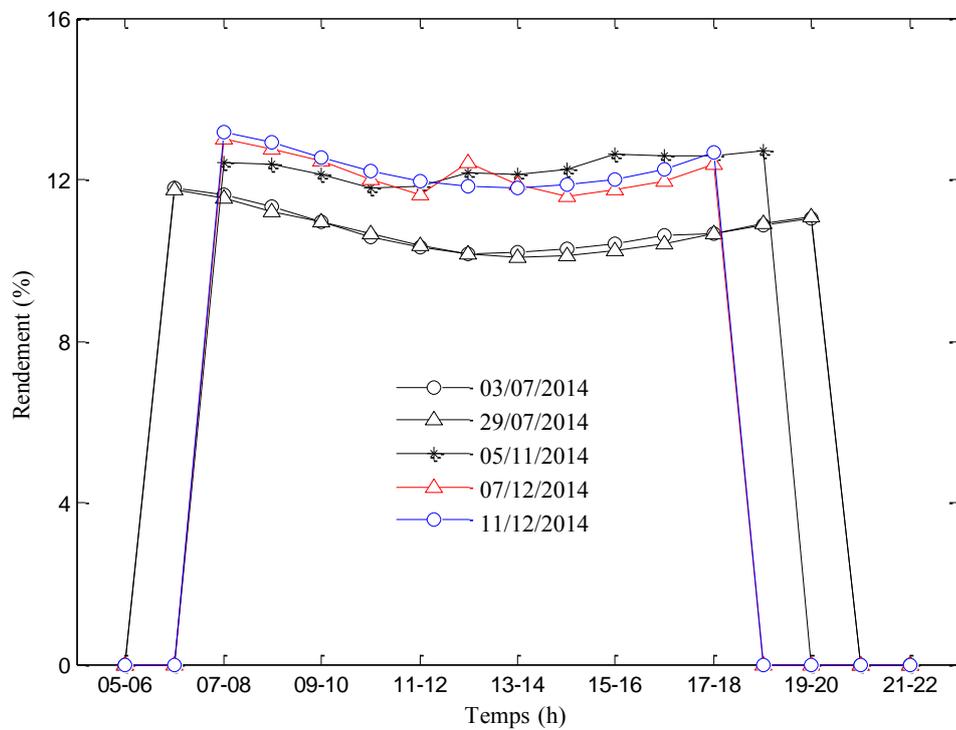


Figure 4.5. Le rendement horaire durant les cinq jours de tests.

Pour évaluer les simulations réalisées d'un point de vue statistique du modèle proposé, et les trois autres modèles (voir chapitre II), nous avons calculé: L'erreur moyenne *MBE* (Wh), l'erreur quadratique moyenne *RMSE* (Wh) et le coefficient de corrélation *R* (%).

Tableau 4.4. Déviation d'énergie horaire

		03/07/2014	29/07/2014	05/11/2014	07/12/2014	11/12/2014
<b>RMSE</b>	4 P	1.6612	2.1774	2.7172	9.1376	4.8244
	Modèle prop	1.6124	2.2671	2.7146	9.1802	4.9252
	5 P	1.6771	2.1355	2.7181	9.1344	4.8158
	2 Diodes	2.4342	1.6128	2.7702	8.9432	4.6260
<b>MBE</b>	4 P	0.5983	-1.2542	-0.1864	-1.9875	-1.7390
	Modèle prop	0.5226	-1.3442	-0.2219	-2.1200	-1.9003
	5 P	0.6167	-1.2250	-0.1940	-1.9858	-1.7365
	2 Diodes	1.7161	-0.0839	0.4422	-1.1193	-1.0542
<b>R</b>	4 P	99.718	99.901	96.219	93.336	98.98
	Modèle prop	99.718	99.902	96.220	93.337	98.98
	5 P	99.729	99.904	96.217	93.334	98.98
	2 Diodes	99.729	99.86	96.323	93.435	98.99

Comme représenté dans le tableau 4.4, les valeurs du coefficient de corrélation *R* pour les cinq jours sont très élevées, variantes de 93.33% et 99.86%. Donc une forte corrélation existe entre les données expérimentales et mesurées, ce qui démontre la grande précision des quatre modèles de simulation à différentes conditions météorologiques et climatiques.

La meilleure valeur observée du coefficient de corrélation *R* (supérieure de 99.72%) est obtenue pendant les journées chaudes (i.e., 03 et 29 Juillet 2014). La faible valeur est observée pendant les journées froides i.e., 07/12/2014 (93.33% $<R<$ 93.43%) et 11/12/2014 (98.88% $<R<$ 98.99%) et en particulier pendant le jour ensoleillé (i.e., 07/12/2014). Cette remarque est observée à tous les modèles de comparaisons.

Nous notons également, que le *RMSE* et les valeurs de *MBE* sont très faibles. La valeur de *RMSE* est diminuée pendant les jours partiellement nuageux et en particulier pendant les jours chauds et le modèle le plus précis est le modèle proposé correspondant à 1.61 Wh. En général, nous observons un très bon accord entre les résultats expérimentaux et calculés.

#### IV.6.2. La performance énergétique journalière

Dans la section suivante, nous étudions et comparons les performances journalières du module pendant deux mois aux conditions climatiques différentes (chaud et froid). Les deux mois choisis sont juillet et décembre 2014. La température ambiante moyenne journalière du mois de juillet varie entre 40.21°C et 44.13°C et pour le mois de décembre, elle varie entre 7.24°C et 18.18°C. Dans la figure 4.6, nous remarquons que la différence de température ambiante moyenne quotidienne entre les deux mois pouvant atteindre 35 °C. Ainsi, le mois de juillet est plus ensoleillé que le mois de décembre, leur irradiation journalière varie de 4471 Wh/m<sup>2</sup>/jour à 7523 Wh/m<sup>2</sup>/jour et durant le mois de décembre, elle varie de 5190 et 6834 Wh/m<sup>2</sup>/jour.

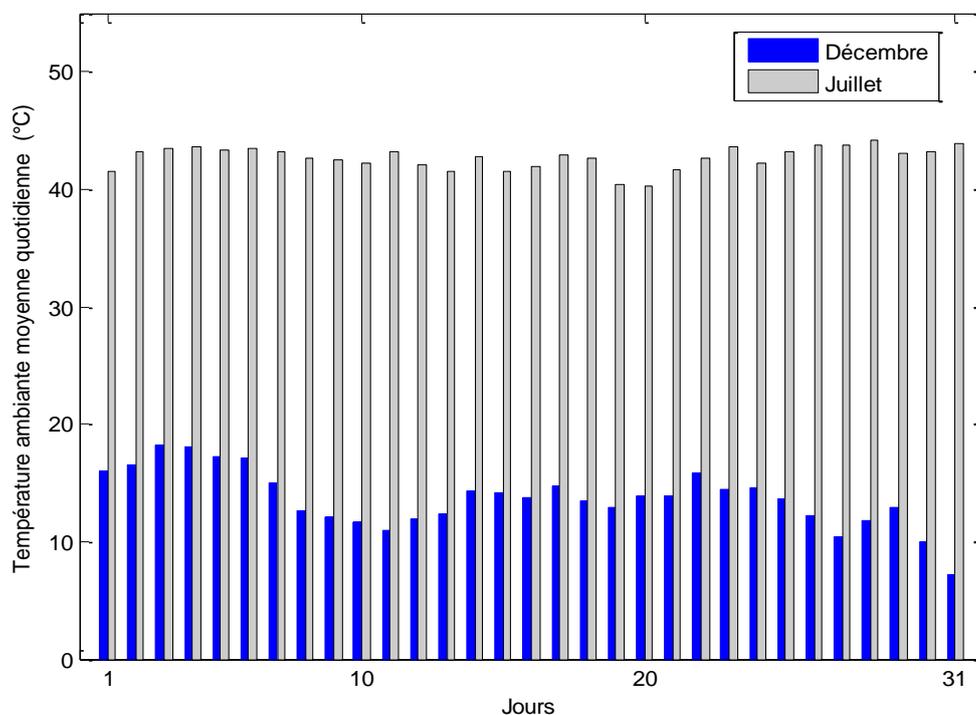


Figure 4.6. Les températures ambiantes moyennes quotidiennes mesurées durant les deux mois de test.

La figure 4.7 représente l'irradiation et l'énergie fournie par le module photovoltaïque et la figure 4.8 représente le ratio de performance et le rendement quotidien durant les deux mois.

Comme prévu dans des nombreux ouvrages scientifiques [113-116], l'énergie, le rendement et le ratio de performance d'un module photovoltaïque sont affectés par le rayonnement solaire et la température ambiante.

Dans les figures 4.7 et 4.8, on remarque que l'irradiation quotidienne observée pour la plupart des jours du mois de juillet est plus grande que ceux de décembre, mais contrairement, on remarque que l'énergie, le rendement et le ratio de performance observée en décembre sont les plus grands que ceux de juillet.

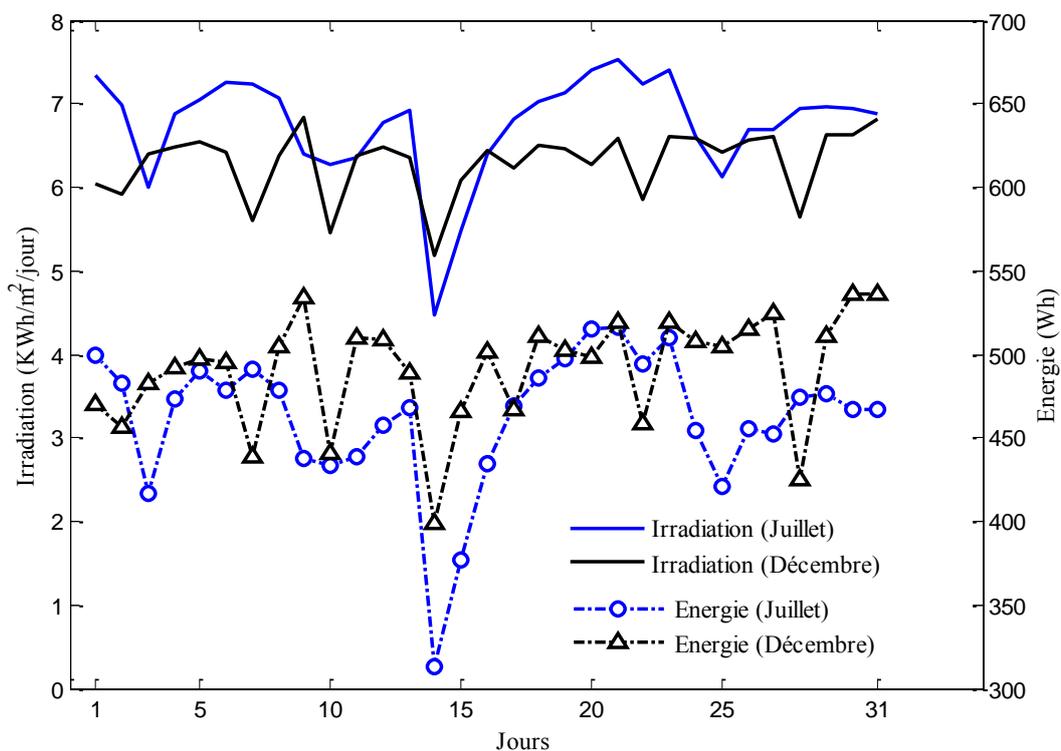


Figure 4.7. L'irradiation et l'énergie journalières pendant les deux mois de tests.

Dans la figure 4.7, on observe que, l'irradiation en juillet augmente 6% par rapport de décembre (cette augmentation est négligeable). D'autre part, l'énergie mensuelle moyenne, le ratio de performance et le rendement sont diminués en juillet par rapport en décembre de 10.3%, 13.8% et 14.2%, respectivement. Cette, diminutions sont à cause de la valeur la plus élevée de la température ambiante moyenne qu'il est augmenté de 168.5% en juillet par rapport de décembre. On peut alors conclure que, la température ambiante jouer le rôle important sur le fonctionnement du module photovoltaïque et leur performance inversement proportionnelle à la température ambiante.

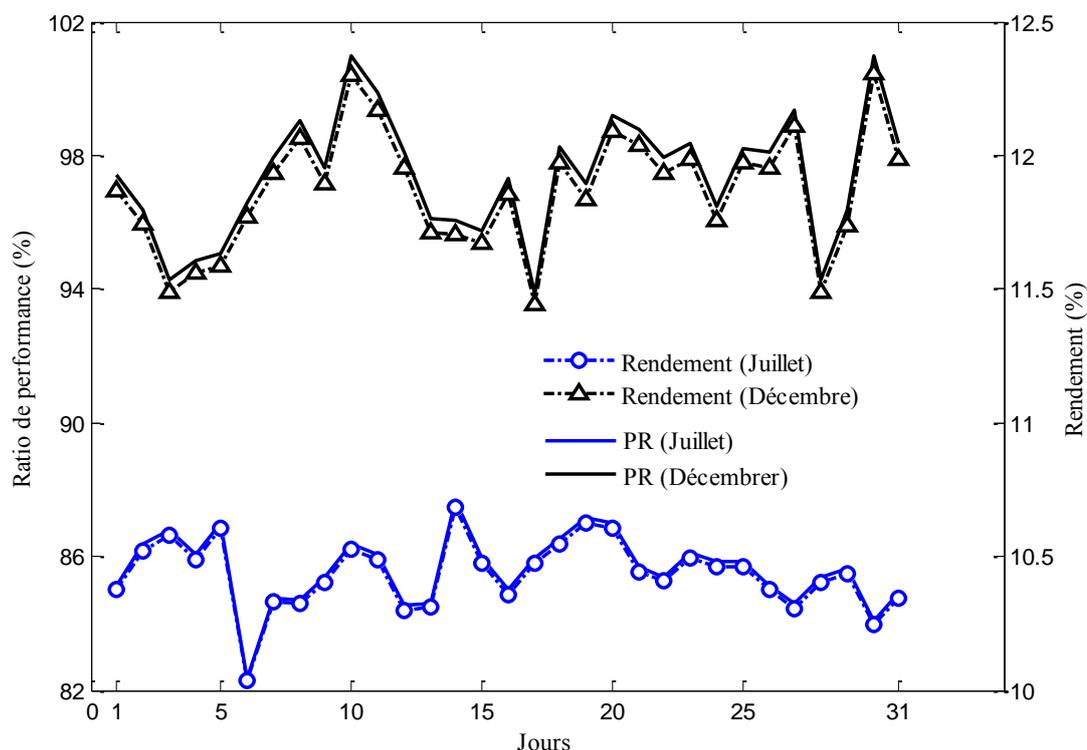


Figure 4.8. Le ratio de performance et le rendement journalier durant les mois de juillet et de décembre.

Les précisions des modèles électriques sont présentées dans la figure 4.9, qui présente les valeurs mensuelles de l'erreur moyenne  $MBE$  (Wh), l'erreur quadratique moyenne  $RMSE$  (Wh) et le coefficient de corrélation  $R$  (%).

La meilleure précision des modèles est observée en juillet où les valeurs de  $MBE$  sont inférieures de 0.75 Wh,  $RMSE$  sont inférieures 2.7 Wh et le coefficient de corrélation  $R$  sont supérieurs de 99.31% de tous les modèles. Également, le modèle proposé présente une grande précision entre les valeurs mesurées et calculées en juillet où  $MBE$ ,  $RMSE$  et  $R$  sont -0.744 Wh, 2.703 Wh et 99.323%, respectivement. Par contre, ces valeurs sont grandes pendant le mois de décembre où  $MBE$ ,  $RMSE$  et  $R$  sont -2.53 Wh, 5.726 Wh et 98.407%, respectivement. Nous remarquons que même en décembre la précision du modèle proposé reste encore plus élevée.

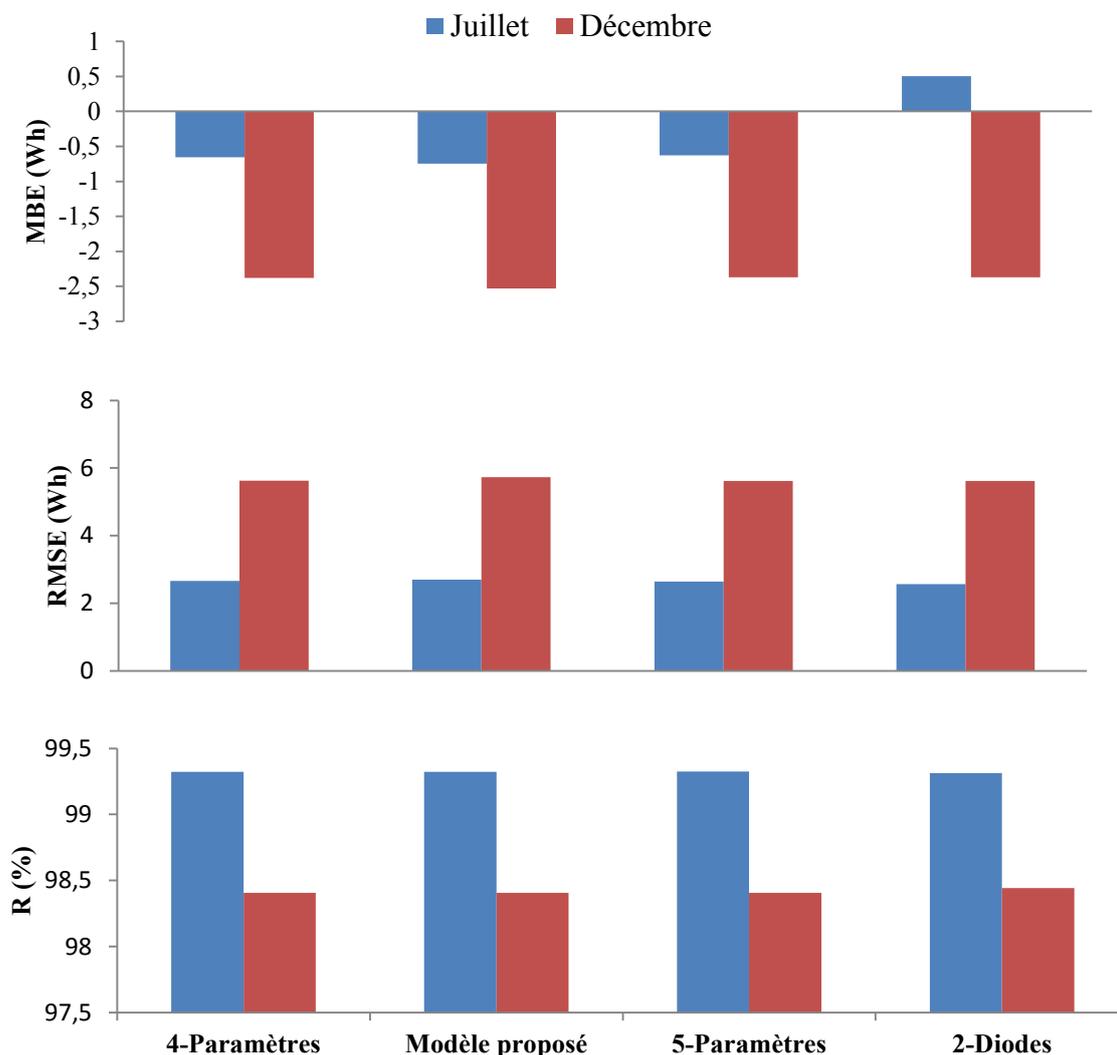


Figure 4.9. Déviation de l'énergie mensuelle en juillet et décembre.

#### IV.6.3. La performance énergétique mensuelle

La moyenne mensuelle de l'irradiation, la température ambiante et la température du module (expérimentale  $T_{c,exp}$  et calculé  $T_{c,cal}$ ) sont représentées dans la figure 4.10. Nous notons que, la température du module calculé  $T_{c,cal}$  est estimée par le modèle 1 dans le chapitre 3. Dans la figure 4.10, nous observons que les valeurs expérimentales de la température moyenne mensuelle du module coïncident avec les valeurs estimées. La température ambiante moyenne mensuelle varie de 15.8-23°C en hiver et de 37.7-43°C en été. La température moyenne mensuelle du module varie de 26.7-34°C en hiver et de 47-52.2°C en été. L'irradiation moyenne mensuelle varie de 5442.34 Wh/m<sup>2</sup> en novembre à 7647.8 Wh/m<sup>2</sup> en mars. Pendant les mois chauds, l'irradiation varie entre 6168 Wh/m<sup>2</sup> en

septembre et  $7174.8 \text{ Wh/m}^2$  en juin, et pendant les mois froids, l'irradiation varie entre  $5442.3 \text{ Wh/m}^2$  en novembre et  $7647.8 \text{ Wh/m}^2$  en mars.

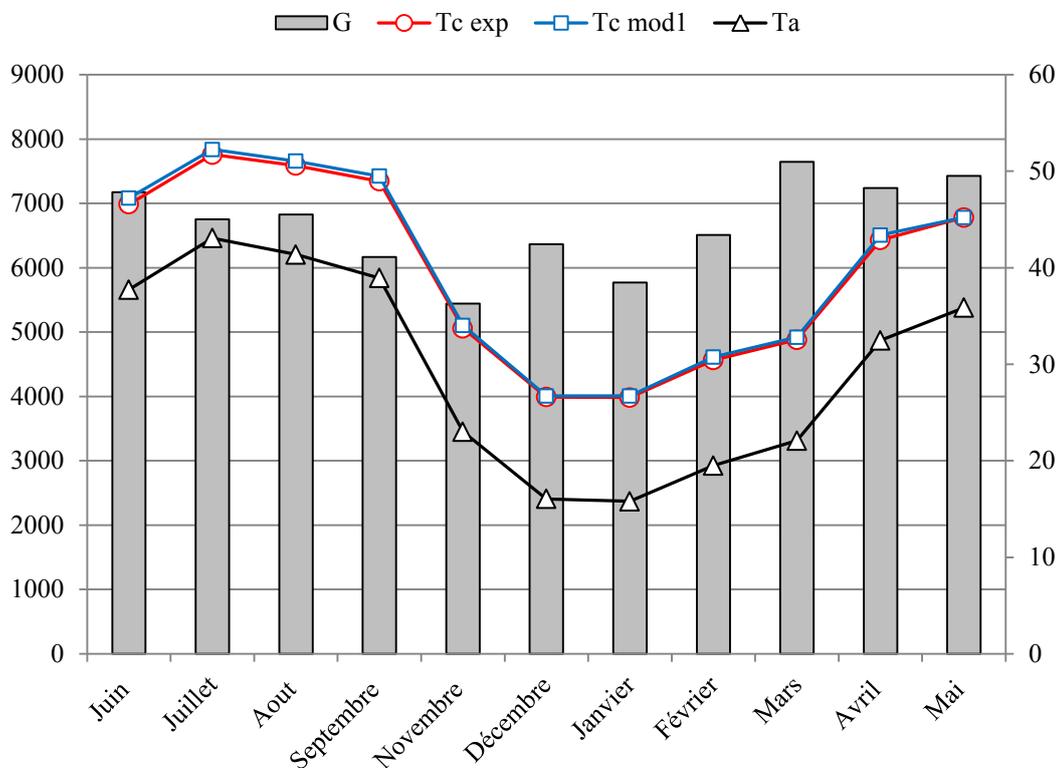


Figure 4.10. Variation mensuelle moyenne de l'irradiation  $G$ , la température ambiante  $T_a$  et la température du module (expérimentale  $T_{c,exp}$  et calculée  $T_{c,cal}$ ).

Les figures 4.11, 4.13 et 4.14 présentent les valeurs moyennes mensuelles de l'énergie, le ratio de performance et le rendement respectivement. Les comparaisons sont effectuées entre les résultats expérimentaux et calculés par les quatre modèles étudiés dans le chapitre II. L'énergie moyenne mensuelle générée pendant les mois froids est supérieure à l'énergie générée pendant les mois chauds en raison des températures ambiantes élevées, qui ont une influence négative sur le fonctionnement du panneau solaire.

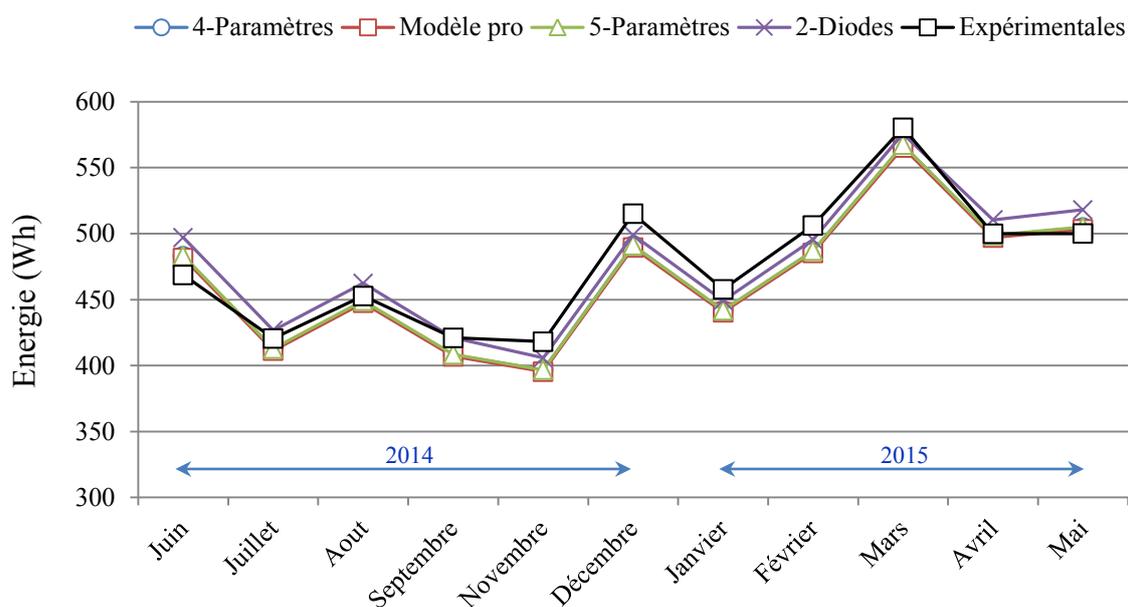


Figure 4.11. L'énergie mensuelle moyenne.

Nous pouvons voir dans la figure 4.11, que les résultats expérimentaux suivent le même schéma que pour les résultats calculés par les quatre modèles et l'énergie expérimentale est beaucoup plus proche de l'énergie calculée. Pendant les mois chauds (juin-2014, juillet-2014, aout-2014, avril-2015 et mai-2015,), nous remarquons, que le modèle à deux diodes est le modèle le moins précis par rapport aux autres modèles où l'erreur relative varie de 0%-6% et seulement de 0.2%-3 % pour les autres modèles, figure 4.12.

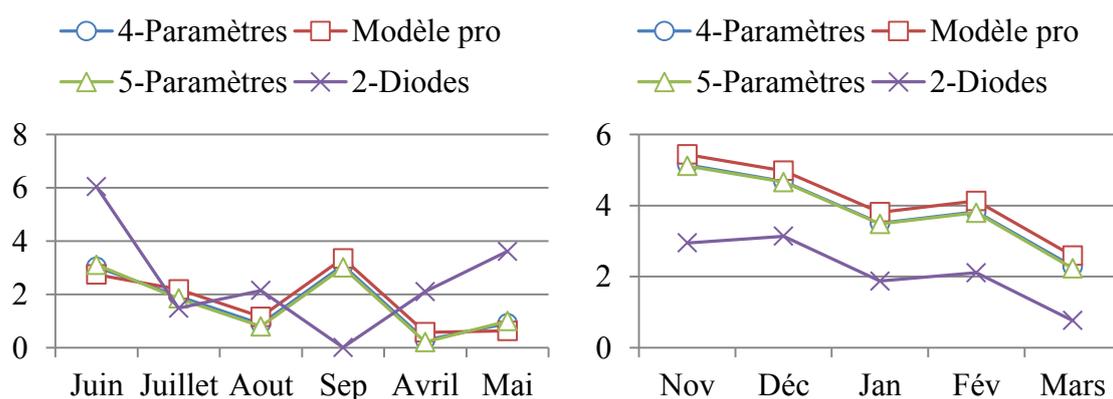


Figure 4.12. Erreur relative (%), de l'énergie moyenne mensuelle des quatre modèles.

Par contre, pendant les mois froids (septembre-2014--mars-2014), nous remarquons, que le modèle à deux diodes est le modèle le plus précis par rapport aux autres modèles et leur erreur relative varie de 0.76%-3.13%.

Evaluation de la performance du module photovoltaïque

Dans les figures 4.13 et 4.14, nous remarquons que les meilleures valeurs du ratio de performance et le rendement ont été observées en hiver (décembre-2014 jusqu'à mars-2015) et varient de 94,5%-97,6% et de 11,5%-11,9%, respectivement, avec une température moyenne mensuelle variant de 15,8°C-22°C, tandis que durant les mois d'été (juin-2014 à septembre-2014) le ratio de performance et le rendement sont diminués et varient d'environ 85,6%-87,7% et 10,4%-10,7%, respectivement, la température varie de 37,7°C-43°C. Ces faibles valeurs du ratio de performance et de rendement durant les mois chauds sont causées par la valeur la plus élevée de la température ambiante.

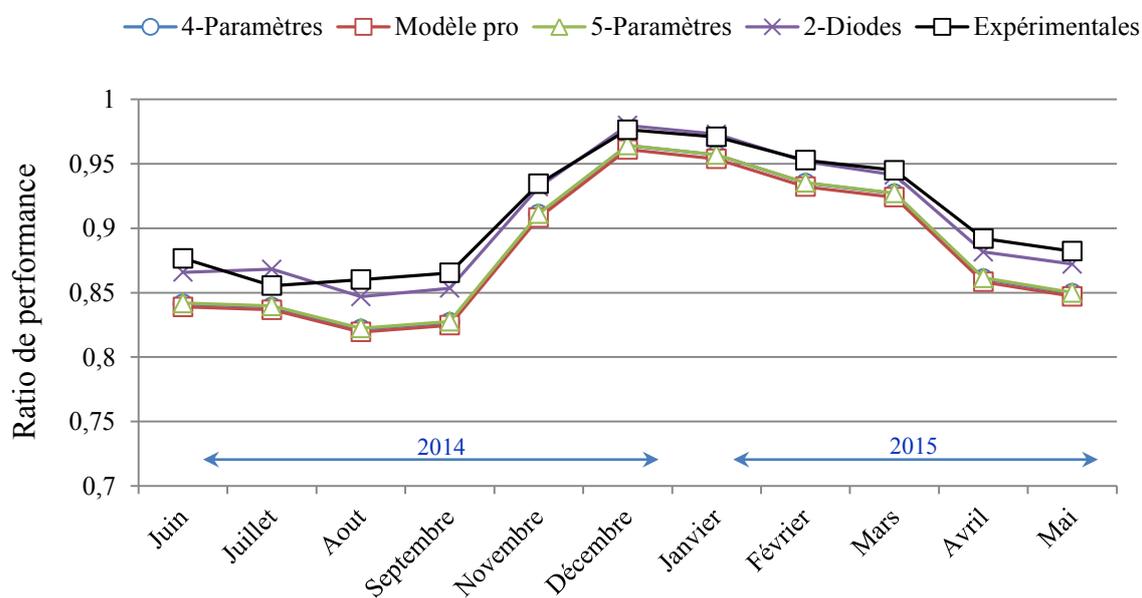


Figure 4.13. Le ratio de performance mensuelle moyenne.

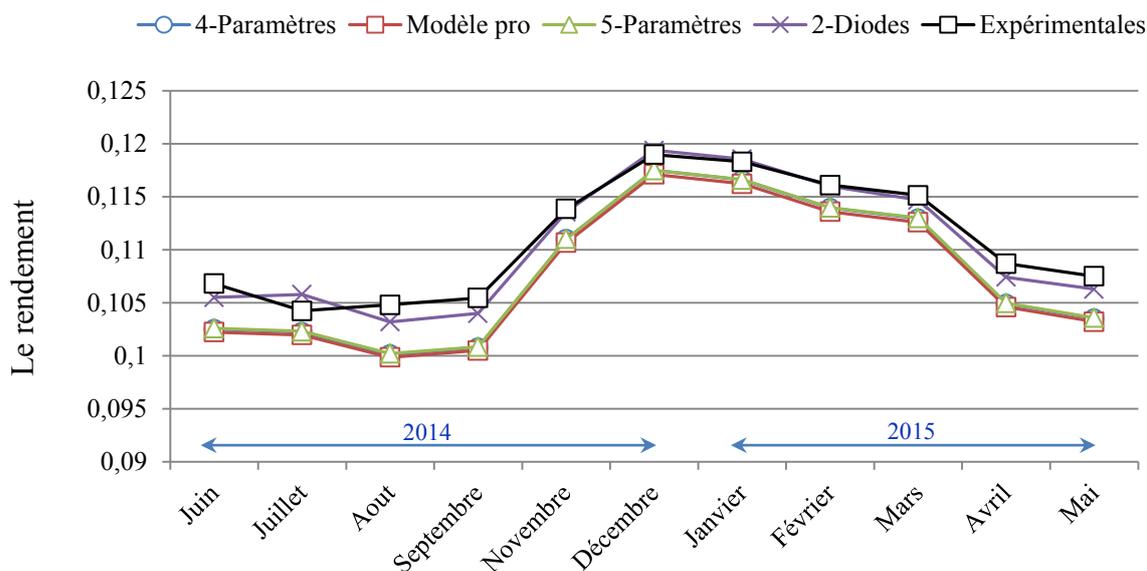


Figure 4.14. Le rendement mensuel moyen.

Durant les mois froids (novembre-2014 jusqu'à mars-2015), les résultats expérimentaux coïncident avec les résultats calculés par le modèle à deux diodes et l'erreur relative (du ratio de performance et du rendement) sont de 0.1%-0.4%. Par contre, l'erreur relative (du ratio de performance et du rendement) des autres modèles sont remarquables et varient de 1.25%-2.5%, 1.56%-2.5% et 1.23%-2.47%, pour le modèle à quatre paramètres, le modèle proposé et le modèle à cinq paramètres, respectivement.

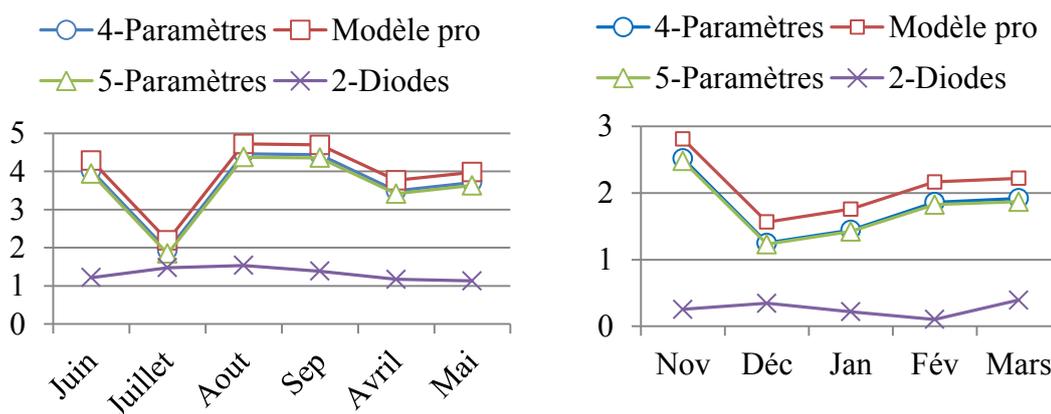


Figure 4.15. Erreur relative (%), du ratio de performance.

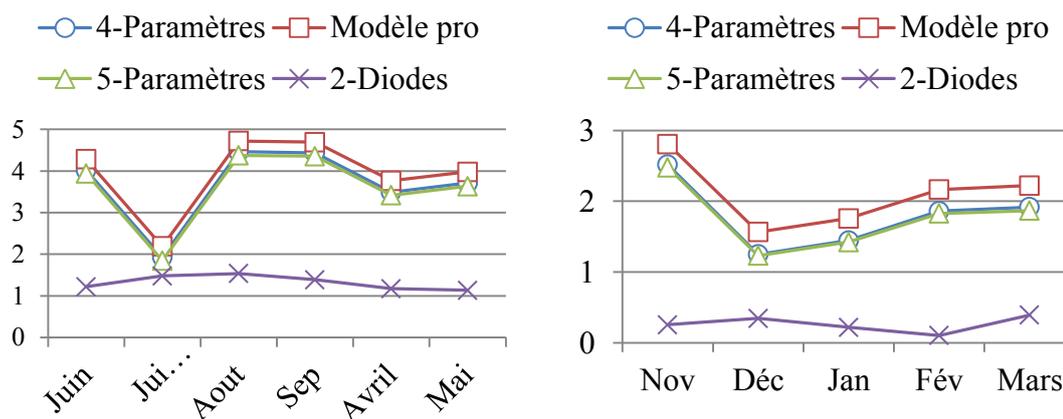


Figure 4.16. Erreur relative (%), du rendement.

Durant les mois chauds, nous avons observé que l'erreur relative concernant les quatre modèles est élevée, mais le modèle à deux diodes reste le plus précis, comme présenté dans les figures 4.15 et 4.16.

L'évaluation statistique de la précision de l'énergie moyenne mensuelle pendant les 11 mois,  $RMSE$  (Wh),  $MAE$  (Wh) et  $R$  des quatre modèles sont représentés dans le tableau 4.5. Nous notons que tous les modèles ont une bonne correspondance avec les données expérimentales. La grande valeur du coefficient de corrélation ( $R$ ) est supérieure de 0.995 de tous les modèles et les meilleures valeurs sont observées pendant les mois chauds de l'année (juin-2014, juillet-2014, aout-2014, avril-2015 et mai-2015). Tandis que la plus faible valeur du coefficient de corrélation est de 0,9686, et est observée en janvier-2015 pour tous les modèles.

En général, la précision des modèles est augmentée durant les mois chauds. Cette augmentation est à cause de la stabilité de l'éclairement solaire durant le temps. Par contre, aux mois froids (mois d'hiver), la fluctuation d'éclairement solaire influe sur la mesure expérimentale de la puissance et de l'éclairement qui influe lui-même sur le calcul théorique (augmente les pertes des calculs). En général, le modèle proposé est très précis et ces valeurs de  $RMSE$ ,  $MBE$  et  $R$  varient de (0.228)-(7.239) Wh, (-0.953)-(2.530) Wh et de (96.9)-(99.5) %, respectivement.

Tableau 4. 5. Déviation d'énergie mensuelle

		Jui	Juil	Août	Sep	Nov	Déc	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai
<b>RMSE</b>	4 P	3,006	2,665	2,206	3,605	6,240	5,630	7,188	5,763	4,689	4,342	3,120
	Modèle prop	2,960	2,703	2,228	3,644	6,299	5,726	7,239	5,822	4,745	4,343	3,108
	5 P	3,015	2,645	2,192	3,585	6,224	5,617	7,180	5,751	4,675	4,341	3,120
	2 Diodes	3,536	2,564	2,269	3,350	5,911	5,617	7,029	5,532	4,545	4,400	3,382
<b>MBE</b>	4 P	1,052	-0,656	-0,323	-1,101	-2,076	-2,378	-1,614	-1,766	-1,130	-0,112	0,343
	Modèle prop	0,953	-0,744	-0,420	-1,195	-2,191	-2,530	-1,754	-1,903	-1,279	-0,225	0,237
	5 P	1,080	-0,627	-0,290	-1,073	-2,062	-2,369	-1,604	-1,750	-1,105	-0,081	0,374
	2 Diodes	2,096	0,502	0,778	0,003	-1,189	-2,369	-0,863	-0,971	-0,379	0,842	1,360
<b>R</b>	4 P	0,992	0,993	0,995	0,988	0,977	0,984	0,969	0,979	0,987	0,984	0,991
	Modèle prop	0,992	0,993	0,995	0,988	0,977	0,984	0,969	0,979	0,987	0,984	0,991
	5 P	0,992	0,993	0,995	0,988	0,977	0,984	0,969	0,979	0,987	0,984	0,991
	2 Diodes	0,992	0,993	0,995	0,989	0,977	0,984	0,969	0,980	0,987	0,984	0,991

#### IV.7. Évaluation de la dégradation du module après une année de fonctionnement

Comme présenté dans le chapitre 1, les modules photovoltaïques peuvent subir une dégradation au cours du temps de fonctionnement qui se manifeste par un changement des valeurs de ses paramètres et ses performances [117-118].

Par conséquent, après une année de fonctionnement dans un environnement désertique, nous avons remarqué quelques changements apparaissant sur la surface extérieure du module photovoltaïque étudié, comme présenté dans la figure 4.17.

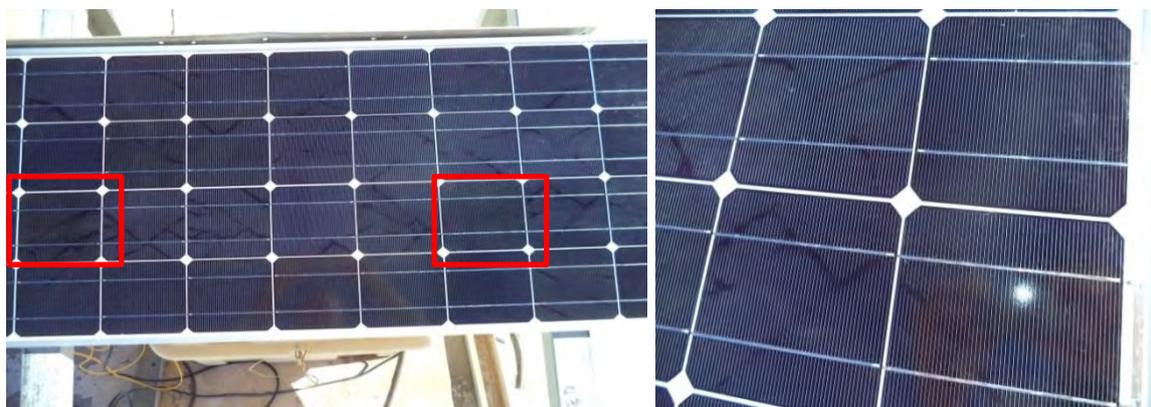


Figure 4.17. La décoloration des cellules PV et les lignes de décoloration (Snail Trail) observée sur le module PV après un an d'exposition.

Cette figure montre des cellules en train de décoloration (carré rouge) dans la couche d'EVA et des lignes de décoloration observée presque sur toutes les cellules du module SYP80S-M. On note que la cause principale de la décoloration dans la couche d'EVA est les rayons UV et affecte en particulier la valeur du courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) du module photovoltaïque [35]-[37-40].

Le phénomène de ligne de décoloration est relativement nouveau et s'appelle **Snail Trail**. Ce phénomène est observé à l'œil nu sur la face avant de certains modules photovoltaïques de type cristallin et se crée à cause des nanoparticules de type  $Ag_2CO_3$  qui ont été observés sur les surfaces des grilles d'argent et qui se décolorent lorsqu'ils absorbent de la lumière ou à cause des microfissures à l'intérieure des cellules [119-121]. Cependant, il a été constaté dans [122] que le phénomène de "Snail Trail" n'altère pas les modules photovoltaïques qui sont stockés; mais après 3 mois à 1 an d'exposition à un environnement extérieur, ils peuvent apparaître. Malheureusement, dans notre cas, les lignes de "Snail Trail" sont apparues à partir seulement de deux mois après l'installation.

Afin de connaître le taux de dégradation des paramètres du module photovoltaïque, nous avons utilisé la méthode de conversion proposée par A. J. Anderson [123]. Cette méthode est capable de transformer les valeurs des paramètres mesurés à conditions climatiques réelles en conditions de test standard STC avec une précision en général moins de 5%. Les équations (IV-9)-(IV-13) présentent la procédure de conversion par la méthode de A. J. Anderson [123]:

$$I_{sc,STC} = \frac{I_{sc,mes} \cdot \left(\frac{G_{ref}}{G_{mes}}\right)}{[1 + \mu_{Isc} \cdot (T_{c,mes} - T_{c,ref})]} \quad (IV-9)$$

$$V_{oc,STC} = \frac{V_{oc,mes}}{[1 + \mu_{Voc} \cdot (T_{c,mes} - T_{c,ref})] \cdot \left[1 + \delta \cdot \ln\left(\frac{G_{mes}}{G_{ref}}\right)\right]} \quad (IV-10)$$

$$P_{p,STC} = \frac{P_{p,mes} \cdot \left(\frac{G_{ref}}{G_{mes}}\right)}{[1 + \mu_P \cdot (T_{c,mes} - T_{c,ref})] \cdot \left[1 + \delta \cdot \ln\left(\frac{G_{mes}}{G_{ref}}\right)\right]} \quad (IV-11)$$

$$V_{STC} = V_{mes} \cdot \left(\frac{V_{oc,STC}}{V_{oc,mes}}\right) \quad (IV-12)$$

$$I_{STC} = I_{mes} \cdot \left(\frac{I_{sc,STC}}{I_{sc,mes}}\right) \quad (IV-13)$$

Où  $\mu_{I_{sc}}$  coefficient de température du courant de court-circuit ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ),  $\mu_{V_{oc}}$  coefficient de température de la tension en circuit ouvert ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ),  $\mu_p$  coefficient de température de la puissance maximal ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ),  $\delta$  coefficient d'irradiation solaire (sans unité) et l'indice (*mes*) indique les paramètres mesurés.

#### IV.7.1. Facteur de dégradation

Le facteur de dégradation (*FD*) est le taux de changement du paramètre considéré ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ) par rapport à la valeur initiale calculée par la méthode de [A. J. Anderson \[123\]](#). Ce facteur de dégradation est calculé selon l'équation (IV-11) [36]-[124]:

$$FD(\%) = \left(1 - \frac{X_t}{X_{t0}}\right) \cdot 100 \quad (\text{IV-11})$$

Où

$X_{t0}$  : valeur initiale du paramètre considéré ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ).

$X_t$  : valeur du paramètre après dégradation.

Le taux de dégradation annuel est donné par l'équation suivante [125]-[3]:

$$DR(\%) = \frac{FD}{\Delta t} \quad (\text{IV-12})$$

$\Delta t$ : est la durée de fonctionnement de module photovoltaïque en année.

Le tableau 4.6 présente les valeurs des paramètres considérés ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ) initiales (données par le constructeur) et calculés par la méthode de [A. J. Anderson \[123\]](#) après un an de fonctionnement et leur facteur de dégradation. On note que les paramètres sont mesurés durant un jour à ciel clair, i.e., le 10/06/2015 à 11h14. On note que les valeurs négatives impliquent la diminution des performances durant le temps.

Tableau 4. 6. Les valeurs du paramètre ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ) initiales et calculées par la méthode de [A. J. Anderson \[123\]](#) après un an de fonctionnement et le facteur de dégradation

Paramètres	Initial	STC calculé	FD (%)
$P_p$	80	76.54	-3.478
$I_{sc}$	5	4.993	-0.13
$V_{oc}$	21.6	21.612	0.056
$T$	54		
$G$	669		

Dans le tableau 4.6, nous observons que la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) est presque la même et ne se dégrade pas après l'exposition mais la puissance maximale et le courant de

court-circuit présentent des dégradations remarquables. La puissance maximale ( $P_p$ ) présente la plus grande perte qui peut être de 3.5%/an et les pertes du courant de court-circuit est de 0.13%/an.

Cependant pour le module PV monocristallin, le taux de dégradation de la puissance maximale est plus grand de 0.5%/an en comparaison avec les résultats observés dans [36].

Peng Peng et al [121] ont déclaré que la combinaison du rayonnement ultraviolet et la température semblent jouer un rôle important dans la dégradation des modules photovoltaïques. Pour cela, la différence entre le résultat obtenu et observé par A. Ndiaye et al [36] est logique parce que le climat du site d'Adrar est cité comme étant le plus aride et le plus sec avec un rayonnement solaire plus intense par rapport au climat du site de Dakar (Dakar est située dans une zone tropicale subdésertique).

La figure 4.18 montre une comparaison des courbes  $I-V$  du module PV étudié entre l'état initial sous STC données par le constructeur et calculées par la méthode de A. J. Anderson [123] après une année de fonctionnement. À première vue, nous remarquons une diminution de la courbe  $I-V$  au point de puissance maximum, au point du courant de court-circuit et de façon claire à la zone de tension. Dans le chapitre 1, nous avons observé que la zone de tension est dégradé lorsque la résistance série augmente d'une part et d'autre part, une diminution du point de puissance maximale (voir paragraphe: 1.7.4). M. Bressan [126] indique que l'augmentation de la résistance série du module photovoltaïque peut être causée par l'oxydation au niveau des contacts métalliques de la cellule et au niveau de la boîte de jonction.

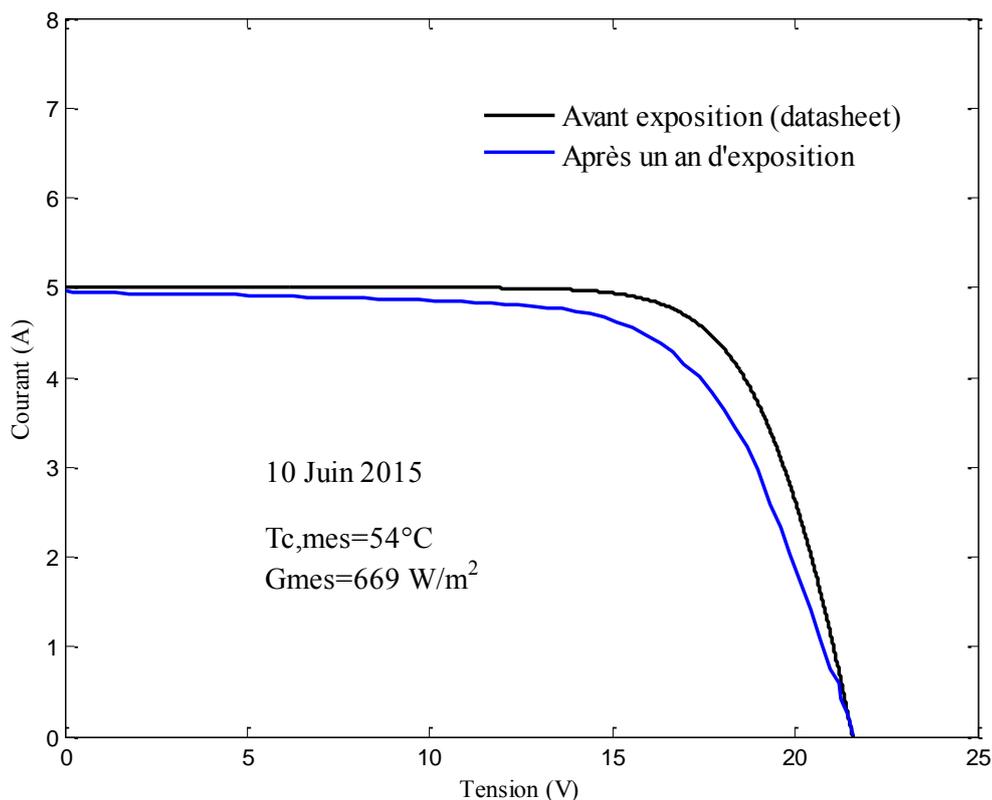


Figure 4.18. Courbe  $I-V$  aux conditions STC avant et après exposition.

#### IV.8.1. Conclusion

La performance d'un module photovoltaïque de type monocristallin a été étudiée au cours de la première année d'opération dans le sud Algérien. Le ratio de performance, le rendement et l'énergie fournie par le module photovoltaïque, sont mesurés et analysés en trois genres de périodes (horaires, journaliers et mensuels) et dans différentes conditions météorologiques (chaud et froid). En conséquence, les résultats expérimentaux sont comparés avec des résultats théoriques calculés par quatre modèles électriques i.e., à quatre paramètres, modèle proposé, à cinq paramètres et à deux diodes.

La température ambiante joue un rôle important sur la performance du module photovoltaïque par rapport à l'éclairement solaire, et le module fonctionne bien en hiver que durant les mois d'été.

## Chapitre IV

### Evaluation de la performance du module photovoltaïque

---

Le modèle proposé n'est pas le modèle le plus précis, mais acceptable et ses valeurs de  $RMSE$ ,  $MBE$  et  $R$  varient entre 0.228 et 7.239 Wh, -0.953 et 2.530 Wh et 0.969 et -0.995, respectivement.

Enfin, la dégradation des performances du module PV après un an d'exposition a été également étudiée. Nous avons constaté que la tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) n'est pas dégradée, le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) est dégradé à environ 0,13 %/an et la grande dégradation a été observée sur la puissance maximale ( $P_p$ ) et cette dégradation vaut 3,5% / an.

# CONCLUSION GENERALE

## CONCLUSION GENERALE

Le climat chaud du sud et les variations brusques des conditions climatiques durant la journée (la température, l'irradiation et la vitesse du vent) ont un effet important sur la performance de fonctionnement du module photovoltaïque, dans ce contexte, notre but était d'étudier l'impact de la variation de ces conditions (chaude et froid), en prenant en compte le type de ciel (ciel clair, nuageux ou opaque), pour un système installé en zone opérationnelle et d'étudier son fonctionnement en mode journalière, mensuelle et annuelle.

Dans la première partie de la thèse, une approche générale concernant la modélisation des modules photovoltaïques est présentée. La précision du modèle est également analysée en comparant entre les données du produit et les résultats de simulation. En conséquence, il est prévu que le modèle proposé peut devenir un outil important pour les utilisateurs et les constructeurs, comme moyen de simulation des systèmes PV.

Les résultats de simulation de la température du module photovoltaïque par deux modèles ont été présentés dans le troisième chapitre. Le premier est un modèle linéaire basée sur l'extraction du coefficient de *Ross* représentatif pour chaque mois, le deuxième est un modèle thermique basée sur le calcul des pertes thermiques dû aux rayonnements et celles dû aux convections. Nous avons exposé les résultats des deux modèles à travers l'utilisation des données expérimentales dans des situations différentes dans une région désertique (Sud Algérien). Nous avons constaté que, pour le modèle linéaire et le modèle thermique, l'erreur quadratique moyenne (*RMSE*) est respectivement inférieure à 2.85°C et 2.5°C et le coefficient de corrélation ( $R^2$ ) est supérieur de 92% et de 96%, durant une période de sept mois. En général, le modèle thermique donne une meilleure précision pour les températures du module par rapport à celle donnée par le modèle linéaire, qui est justifié par la prise en compte de l'influence des pertes énergétiques des surfaces du module photovoltaïque.

Pour évaluer les performances des modules photovoltaïques, il est important d'étudier et d'analyser le comportement énergétique fourni par le système dans des conditions réelles.

Dans le dernier chapitre, nous avons présenté la performance de module photovoltaïque de la technologie monocristallin, pendant son fonctionnement. L'impact de la variation de la température ambiante et l'irradiation sur le ratio de performance, le rendement et l'énergie fournie en mode journalier, mensuel et annuel ont été calculés et analysés au cours de la première année d'opération. En conséquence, les résultats expérimentaux sont comparés avec des résultats théoriques calculés par quatre modèles électriques i.e., à quatre paramètres, modèle proposé, à cinq paramètres et à deux diodes. Les principales remarques sont les suivantes:

- La température ambiante joue un rôle important sur la performance du module photovoltaïque par rapport à l'éclairement solaire.
- Le module fonctionne bien en hiver que durant les mois d'été.
- Le modèle proposé n'est pas le modèle le plus précis, mais acceptable et ses valeurs de  $RMSE$ ,  $MBE$  et  $R$  varient entre 0.228 et 7.239 Wh, -0.953 et 2.530 Wh et 0.969 et -0.995, respectivement.
- La dégradation des performances du module PV après un an d'exposition a été également étudiée, et nous avons constaté que la tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) n'est pas dégradée, le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) est dégradé à environ 0,13 %/an et la grande dégradation a été observée sur la puissance maximale ( $P_p$ ) et cette dégradation vaut 3,5% / an.

# REFERENCES

## REFERENCES

- [1] B. Lloyd, A. S. Forest, “ The transition to renewables: Can PV provide an answer to the peak oil and climate change challenges?“, *Energy Policy*, Vol. 38, pp. 7378–7394, 2010.
- [2] B. Kim, J. Lee, K. Kim, T. Hur, “ Evaluation of the environmental performance of sc-Si and mc-Si PV systems in Korea“, *Solar Energy*, Vol. 99, pp. 100–114, 2014.
- [3] Site Internet: <http://www.mem-algeria.org/>.
- [4] A. Chovet, P. Masson, “ Physique des semi-conducteurs“, Cours universitaire, Ecole polytechnique, Université de Marseille, 2004.
- [5] Y. P. Varshni, “ Temperature dependence of the energy gap in semiconductors”, *Physica*, Vol. 34, pp. 149–154, 1967.
- [6] B. Monemar, “ Fundamental energy gap of GaN from photoluminescence excitation spectra”, *Phys. Rev. B*, Vol. 10, pp. 676, 1974.
- [7] J. Lutz, H. Schlangenotto, U. Scheuermann, R. D. Doncker, “ Semiconductor power devices physics, characteristics, reliability“, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2011.
- [8] D. Wolpert, P. Ampadu, “ Managing temperature effects in nanoscale adaptive systems“, Springer, New York, 2012.
- [9] S. M. Sze, “ Physics of semiconductor devices“, 2<sup>nd</sup> ed. John Wiley and Sons, NY, 1981.
- [10] A. Luque, S. Hegedus, “ Handbook of photovoltaic science and engineering“, John Wiley & Sons Ltd., Chichester, 2003.
- [11] C. Sirisamphanwong, N. Ketjoy, “ Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions“, *Renew. Energy*, Vol. 38, pp. 69–74, 2012.
- [12] R. Gottschalg, T. R. Betts, D. G. Infield, M. J. Kearney, “ The effect of spectral variations on the performance parameters of single and double junction amorphous silicon solar cells“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 52, pp. 11-25. 1998.

- [13] Y. Hirata, T. Tani, “ Output variation of photovoltaic modules with environmental factors-I: the effect of spectral solar radiation on photovoltaic module output“, *Solar Energy*, Vol. 55, No. 6, pp. 463-468, 1995.
- [14] Y. Hirata, T. Inasaka, T. Tani, “ Output variation of photovoltaic modules with environmental factors — II: seasonal variation“, *Solar Energy*, Vol. 63, No. 3, pp. 185–189, 1998.
- [15] T. M. Razykov, C. S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H. S. Ullal, H.M. Upadhyaya, “ Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects“. *Solar Energy*, Vol. 85, pp. 1580–1608, 2011.
- [16] G. N. Tiwari, R. K. Mishra, S. C. Solanki, “ Photovoltaic modules and their applications: a review on thermal modelling“, *Appl. Energy*, Vol. 88, pp. 2287–2304, 2011.
- [17] T. Minemoto, S. Fukushige, H. Takakura, “ Difference in the outdoor performance of bulk and thin-film silicon-based photovoltaic modules“, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 93, pp. 1062–1065, 2009.
- [18] E. E. van Dyk, B. J. Scott, E. L. Meyer, A. W. R. Leitch, “ Temperature dependence of performance of crystalline silicon modules“, *S Afr J Sci*, Vol. 96, pp. 198–200, 2000.
- [19] M. C. Gonzalez, J. J. Carroll, “ Solar cells efficiency variations with varying atmospheric conditions“, *Solar Energy*, Vol. 53, No. 5, pp. 395–402, 1994.
- [20] K. Bücher, G. Kleiss, D. Dätzner, “ Photovoltaic modules in buildings: performance and safety“, *Renewable Energy*, Vol. 15, pp. 545–51, 1998.
- [21] J. P. Charles, A. Haddi, A. Maouad, H. Bakhtiar, A. Zerga, A. Hoffmann, P. Mialhe. “ La jonction, du solaire à la microélectronique“. *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 3, pp. 1-16, 2000.
- [22] H. L. Tsai, “ Insolation-oriented model of photovoltaic module using Matlab/Simulink“, *Solar Energy*, Vol. 84, pp. 1318–1326, 2010.
- [23] W. Desoto, S. Klein, W. Beckman, “ Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance“, *Solar Energy*, Vol. 80, pp. 78–88, 2006.
- [24] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, “ PV panel model based on datasheet values“, In: *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE'07*, pp. 2392–2396, 2007.

- [25] R. Khezzer, M. Zereg, A. Khezzer, “ Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules“, Solar Energy, Vol. 110, pp. 452–462, 2014.
- [26] A. Hadj Arab, F. Chenlo, M. Benghanem, “ Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems“, Solar Energy, Vol. 76, pp. 713–723, 2004.
- [27] E. Skoplaki, J. Palyvos, “ On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/ power correlations“, Solar Energy, Vol. 83, No. 5, pp. 614–624, 2009.
- [28] G. Blaesser, E. Rossi, “ Extrapolation of outdoor measurements of PV array I-V characteristics to standard test conditions“, Solar Cells, Vol. 25, pp. 91–96, 1988.
- [29] E. Saloux, A. Teysseidou, M. Sorin, “ Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point“, Solar Energy, Vol. 85, pp. 713–722, 2011.
- [30] A. Kamei, S. Yoshida, H. Takakura, T. Minemoto, “ Ten years outdoor operation of silicon based photovoltaic modules at central latitude of Japan“, Renewable Energy, Vol. 65, pp. 78-82, 2014.
- [31] IEC 61724, “ Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurements, data exchange and analysis“, 1st ed. Geneva (Switzerland): International Electro-technical Commission, 1998.
- [32] J. H. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, P. Monus, J. Miller, “ Long term reliability of photovoltaic modules“, Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the IEEE 4th World Conference, Vol. 2, pp. 2050-2053, 2006.
- [33] S.S. Chandel, M. N. Naik, V. Sharma, R. Chandel, “ 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.
- [34] M. A. Munoz, M. C. Alonso-Garcia, V. Nieves, F. Chenlo, “ Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions“, Solar Energy, Vol. 85, pp. 2264–2274, 2011.
- [35] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, V. Sambou, “ Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review“, Solar Energy, Vol. 96, pp. 140–151, 2013.

- [36] A. Ndiaye, C. M. F. Kébé, A. Charki, P. A. Ndiaye, V. Sambou, A. Kobi, “ Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment“, *Solar Energy*, Vol. 103, pp. 70–77, 2014.
- [37] G. Oreski, G. M. Wallner, “ Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions“, *Solar Energy*, Vol. 83, pp. 1040–1047, 2009.
- [38] T. Kojima, T. Yanagisawa, “ The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films“, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 81, No. 1, pp. 119–123, 2004.
- [39] D. Berman, D. Faiman, “ EVA browning and the time-dependence of I–V curve parameters on PV modules with and without mirror enhancement in a desert environment“, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 45, No. 4, pp. 401–412, 2007.
- [40] J. H. Wohlgemuth, S. Kurtz, “ Reliability testing beyond qualification as a key component in photovoltaic’s progress toward grid parity“, In: *IEEE International Reliability Physics Symposium, IRPS’2011, California*, pp. 5E.3.1-5E.3.6, April 10–14, 2011.
- [41] E.E. van Dyk, J.B. Chamel, A.R. Gxasheka, “ Investigation of delamination in an edge-defined film-fed growth photovoltaic module“, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 88, pp. 403–411, 2005.
- [42] K. W. Jansen, A. E. Delahoy, “ A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates“, *Thin Solid Films*, Vol. 423, pp. 153–160, 2003.
- [43] D.E. Carlson, R. Romerol, F. Willing, D. Meakin, L. Gonzalez, R. Murphyl, H. R. Moutinho, M. Al-Jassim, “ Corrosion effects in thin-film photovoltaic modules“, *Progress Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 11, pp. 377–386, 2003.
- [44] C. R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel, L. Ottoson, “ Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules“, In: *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Louisiana*, pp. 1392-1395, 19-24 Mai, 2002.
- [45] M. D. Kempe, “ Control of moisture ingress into photovoltaic modules“, In: *31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Florida*, pp. 503-

- 506, 3-7 Janvier, 2005.
- [46] M. D. Kempe, “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 90, pp. 2720–2738, 2006.
- [47] M. A. Quintana, D. L. King, T. J. McMahon, C. R. Osterwald, “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”, In: *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1436–1439, 2002.
- [48] P. Hacke, K. Terwilliger, S. Glick, D. Turdell, N. Bosco, S. Johnston, S. Kurtz, “Test-to-failure of crystalline silicon modules”, in: *Proceedings of 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Hawaii*, pp. 248–250, 2010.
- [49] P. Chaturvedi, B. Hoex, T. M. Walsh, “Broken metal fingers in silicon wafer solar cells and PV modules”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 108, pp. 78–81, 2013.
- [50] M. Vazquez, R. S. Ignacio, “Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 16, pp. 419–433, 2008.
- [51] H. Changwoon, P. Nochang, J. Jaeseong, “Lifetime prediction of silicon PV module ribbon wire in three local weathers”, *Photovoltaic Module Reliability Workshop*, 28 Février, 2012.
- [52] E. Matagne, R. Chenni, R. El Bachtiri, “A photovoltaic cell model based on nominal data only”, In: *IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG’07*, pp. 562–565, 2007.
- [53] H. Tian, F. M. David, K. Ellis, E. Muljadi, P. Jenkins, “A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels”, *Solar Energy*, Vol. 86, pp. 2695–2706, 2012.
- [54] G. Ciulla, V. L. Brano, V.D. Dio, G. Cipriani, “A comparison of different one-diode models for the representation of I–V characteristic of a PV cell”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 32, pp. 684–696, 2014.
- [55] A. Orioli, A. Di Gangi, “A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data”, *Applied Energy*, Vol. 102, pp. 1160–1177, 2013.
- [56] V. L. Brano, G. Ciulla, “An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data”, *Applied Energy*, Vol. 111, pp. 894–903, 2013.

- [57] D. S. H. Chan, Jacob. C. H. Phang, “ Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from  $I$ -  $V$  characteristics“, IEEE Transactions on Electron Devices, Vol. 34, No. 2, pp. 286-293, 1987.
- [58] A. Jain, A. Kapoor, “ Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using lambert W-function“, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 81, pp. 269–277, 2004.
- [59] B. Fry, “ Simulation of grid-tied building integrated photovoltaic systems, ” M.S. Thesis, Mechanical Engineering, University of Wisconsin-Madison, 1998.
- [60] W. Zhou, H. Yang, F. Fang, “ A novel model for photovoltaic array performance prediction“, Applied Energy, Vol. 84, pp. 1187–1198, 2007.
- [61] D. L. King, “ Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions“, Aip Conference Proceedings, Vol. 394, 347-368, 1997.
- [62] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. R. Filho, “ Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays“, In: Proceedings of the 10th Brazilian power electronics conference (COBEP), 2009.
- [63] B. Mustapha, “ Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque“, Thèse de Magistère, Université d'Oran, Algérie, 2006.
- [64] A. Quarteroni, F. Saleri, P. Gervasio, “ Calcul scientifique cours, exercices corrigés et illustrations en Matlab et Octave“, 2nd ed, Springer-Verlag, Italia, 2010.
- [65] A. Wagner, “ Peak-power and internal series resistance measurement under natural ambient conditions. *Proceedings EuroSun, Copenhagen*, pp. 1-7, 19-22 June 2000.
- [66] M. Benghanem, “ Low cost management for photovoltaic systems in isolated site with new IV characterization model proposed“, Energy Conversion and Management, Vol. 50, pp. 748–755, 2009.
- [67] M.T. Boyd, S. A. Klein, D.T. Reindl, B. P. Dougherty, “ Evaluation and validation of equivalent circuit photovoltaic solar cell performance models“, Journal of Solar Energy Engineering, 133, pp. 021005, 2011.
- [68] M. U. Siddiqui, A. F. M. Arif, A. M. Bilton, S. Dubowsky, M. Elshafei, “ An improved electric circuit model for photovoltaic modules based on sensitivity analysis“, Solar Energy, 90, pp. 29–42, 2013.

- [69] E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, J. A. Palyvos, “ A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic module of arbitrary mounting“, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 92, pp. 1393–1402, 2008.
- [70] M. Topic, K. Brecl, J. Sites, “ Effective efficiency of PV modules under field conditions“, Prog Photovoltaics Res Appl, Vol. 15, pp. 19–26, 2007.
- [71] R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, A. Bouzid, “ A detailed modeling method for photovoltaic cells“, Energy, Vol. 32, pp. 1724–1730, 2007.
- [72] K. Ishaque, Z. Salam, T. Hamed, “Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules,” Solar Energy Mater and Solar Cells, Vol. 95, No. 2, pp.586-594, 2011.
- [73] Site Internet: (<https://www.sites.google.com/site/drkishaque/>).
- [74] Site Internet: (<http://sites.google.com/site/mvillalva/pvmodel>).
- [75] N. Aoun, “ Etude et modélisation des différents modèles de la Cellule photovoltaïque établis sur base de valeurs nominales“, Thèse de Magistère, université de Constantine, 2010.
- [76] R. Illanes, A. D. Francisco, F. Núñez, M. De Blas, A. García, J. L. Torres, “ Dynamic simulation and modelling of stand-alone PV systems by using state equations and numerical integration methods“, Applied Energy, Vol. 135, pp. 440–449, 2014.
- [77] R. Araneo, U. Grasselli, S. Celozzi, “Assessment of a practical model to estimate the cell temperature of a photovoltaic module“, International Journal of Energy and Environmental Engineering, Vol. 5, pp. 1-16, 2014.
- [78] E. Skoplaki, J. A. Palyvos, “ Operating temperature of photovoltaic modules, A survey of pertinent correlations“, Renewable Energy, Vol. 34, pp. 23-29, 2009.
- [79] A.Q. Malik, S. J. B. Haji Damit, “ Outdoor testing of single crystal silicon solar cells, Technical note“, Renewable Energy, Vol. 28, pp. 1433–1445, 2003.
- [80] D. L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvil, “ Photovoltaic array performance model“, SAND 2004-3535; 2004.
- [81] P. Trinuruk, C. Sorapipatana, D. Chenvidhya, “ Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand, technical note“, Renewable Energy, Vol. 34, pp. 2515–2523, 2009.
- [82] M. Almaktar, H. Abdul Rahman, M. Y. Hassan, S. Rahman, “ Climate

- based empirical model for PV module temperature estimation in tropical environment“, *Applied Solar Energy*, Vol. 49, No. 4, pp. 192–201, 2013.
- [83] S. Krauter, R. Hanitsch, “Actual optical and thermal performance of PV-modules“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 41/42, pp. 557-574, 1996.
- [84] R. G. Ross, “Interface design considerations for terrestrial solar cell modules“, In: *Proceedings of the 12th IEEE photovoltaic specialist’s conference*, Baton Rouge, 1976.
- [85] T. Nordmann, L. Clavadetscher, “Understanding temperature effects on PV system performance“, In: *Proceedings of the 3rd world conference on photovoltaic energy conversion*, Osaka, Japan, 2003.
- [86] Z. Ye, A. Nobre, T. Reindl, J. Luther, C. Reise, “On PV module temperatures in tropical regions“, *Solar Energy*, Vol. 88, pp. 80-87, 2013.
- [87] A. Dolara, S. Leva, G. Manzoloni, “Comparison of different physical models for PV power output prediction“, *Solar Energy*, Vol. 119, pp. 83–99, 2015.
- [88] M.C. Alonso Garcia, J.L. Balenzategui, “Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations“, *Renewable Energy*, Vol. 29, pp. 1997–2010, 2004.
- [89] M. W. Davis, A. H. Fanney, B. P. Dougherty, “Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures“, *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 123, pp. 200–210, 2001.
- [90] M. K. Fuentes, “A simplified thermal model for flat-plate photovoltaic arrays“, *Sandia National Laboratories Report*, SAND85-0330, Unlimited Release, Printed May, 1987.
- [91] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, P. Poggi, “Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance“, *Renewable energy*, Vol. 31, pp. 553–567, 2006.
- [92] J.A. Palyvos, “A survey of wind convection coefficient correlations for building envelope energy systems modeling, Review“, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 28, pp. 801–808, 2008.
- [93] P. I. Cooper, “The effect of inclination on the heat loss from flat-plate solar collectors“, *Solar Energy*, Vol. 27, No. 5, pp. 413–420, 1981.
- [94] R. J. Cole, N. S. Sturrock, “The convective heat exchange at the external surface of buildings, review paper“, *Building and Environment*, Vol. 12, pp. 207-

- 214, 1977.
- [95] J. H. Watmuff, W.W.S. Charters, D. Proctor, “ Solar and wind induced external coefficients for solar collectors“, *Revue Internationale d’Heliotechnique*, Vol. 2, pp. 56, 1977.
- [96] E. Kaplani, S. Kaplanis, “ Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of PV module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination“, *Solar Energy*, Vol. 107, pp. 443–460, 2014.
- [97] M. Ouzzane, P. Eslami-Nejad, M. Badache, Z. Aidoun, “ New correlations for the prediction of the undisturbed ground temperature“, *Geothermics*, Vol. 5, pp. 379–384, 2015.
- [98] W. C. Swinbank, “ Long wave radiation from clear skies“, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, Vol. 89, pp. 339-348, 1963.
- [99] A. A. Hegazy, “ Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors“, *Energy Conversion and Management*, Vol. 41, pp. 861–881, 2000.
- [100] G. Notton, C. Cristofari, M. Mattei, P. Poggi, “ Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences“, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 25, pp. 2854–2877, 2005.
- [101] A. J. Carr, T. L. Pryor, “ A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates“, *Sol Energy*, Vol. 76, pp. 285-94, 2004.
- [102] K. Akhmad, A. Kitamura, F. Yamamoto, H. Okamoto, H. Takakura, Y. Hamakawa, “ Outdoor performance of a-Si and p-Si modules“, *Sol Energy Mater Sol Cells*, Vol. 46, pp. 209-18, 1997.
- [103] S. Rehman, I. El-Amin, “ Performance evaluation of an off-grid photovoltaic system in Saudi Arabia“, *Energy*, Vol. 46, pp. 451-458, 2012.
- [104] S. Ubertini, U. Desideri, “ Performance estimation and experimental measurements of a photovoltaic roof“, *Renewable Energy*, Vol. 28, pp. 1833–1850, 2003.
- [105] A. Al-Otaibi, A. Al-Qattan, F. Fairouz, A. Al-Mulla, “ Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools’ rooftop“, *Energy Conversion and Management*, Vol. 95, pp. 110–119, 2015.
- [106] N. Aste, C. Del Pero, F. Leonforte, “ PV technologies performance comparison in temperate climates“, *Solar Energy*, Vol. 109, pp. 1–10, 2014.

- [107] C. Cañete, J. Carretero, M. Sidrach-de-Cardona, \_‘Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions’\_, Energy, Vol. 65, pp. 295-302, 2014.
- [108] R. Araneo, U. Grasselli, S. Celozzi, \_‘Assessment of a practical model to estimate the cell temperature of a photovoltaic module’\_, Int. J. Energy Environ. Eng, Vol. 5, pp. 72-87, 2014.
- [109] A. Kuye, S.S. Jagtap, \_‘Analysis of solar radiation data for Port Harcourt, Nigeria’\_, Solar Energy, Vol. 49, pp. 139–145, 1992.
- [110] M.C. Alves, L. Sanches, J.S. Nogueira, V.A.M. Silva, \_‘Effects of sky conditions measured by the clearness index on the estimation of solar radiation using a digital elevation model’\_, Atmospheric and Climate Sciences. Vol. 3, pp. 618-626, 2013.
- [111] O.S. Ohunakin, M.S. Adaramola, O.M. Oyewola, R.O. Fagbenle, \_‘Correlations for estimating solar radiation using sunshine hours and temperature measurement in Osogbo, Osun State, Nigeria’\_, Front. Energy, Vol. 7, pp. 214–222, 2013.
- [112] Y. Charles, O.Q. Gorka, B.S. Julia, \_‘Comparison of solar radiation in Marsaxlokk, Malta and Valladolid, Spain’\_, Renewable Energy, Vol. 49, pp. 203-206, 2013.
- [113] D. H. W. Li, K. L. Cheung, T. N.T. Lam, W. W.H. Chan, \_‘A study of grid-connected photovoltaic (PV) system in Hong Kong’\_, Applied Energy, Vol. 90, pp. 122–127, 2012.
- [114] E. Radziemska, \_‘The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells’\_, Renewable Energy, Vol. 28, pp. 1–12, 2003.
- [115] W. Durisch, D. Tille, A. Worz, W. Plapp, \_‘Characterisation of photovoltaic generators’\_, Appl Energy, Vol. 65, pp. 273–84, 2000.
- [116] G. Makrides, B. Zinsser, A. Phinikarides, M. Schubert, G. E. Georghiou, \_‘Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies’\_, Renewable Energy, Vol. 43, pp. 407-417, 2012.
- [117] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn et al., \_‘Review of failures of photovoltaic modules’\_, Report IEA-PVPS T13-01, ISBN 978-3-906042-16-9, 2014.
- [118] D. C. Jordan, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, \_‘Technology and climate

- trends in pv module degradation preprint“, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Germany, 24–28 September, 2012.
- [119] S. Richter, M. Werner, S. Swatek, C. Hagendorf, “ Understanding the snail trail effect in silicon solar modules on microstructural scale“, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Germany, 24-28 September, 2012.
- [120] H.C. Liu, C.T. Huang, W.K. Lee, S.S. Yan, F.M. Lin, “ A defect formation as snail trails in photovoltaic modules“, *Energy and Power Engineering*, Vol. 7, pp. 348-353, 2015.
- [121] Peng Peng, et al., “ Microscopy study of snail trail phenomenon on photovoltaic modules“, *RSC Advances*, Vol. 2, pp. 11359–11365, 2012.
- [122] A. Dolara, S. Leva, G. Manzolini, E. Ogliari, “ Investigation on performance decay on photovoltaic modules: snail trails and cell microcracks“, *IEEE journal of photovoltaics*, Vol. 4, No. 5, pp. 1204-1211, 2014.
- [123] A.J. Anderson, “ Photovoltaic translation equation: a new approach“, Final Subcontract Report, NREL/TP-411-20279, January, 1996.
- [124] J.H. Wohlgemuth, S. Kurtz, “ Reliability testing beyond qualifications a key component in photovoltaic's progress toward grid parity“, *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California*, pp. 10-4, 2011.
- [125] F. Bandou, A. Hadj Arab, M. S. Belkaid, P. O. Logerais, O. Riou, A. Charki, “ Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment“, *International journal of hydrogen energy*, Vol. 40, No. 39, pp. 13839–13848, 2015.
- [126] M. Bressan, “ Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque“, Thèse doctorat. Université de Perpignan, France, 2014.



# Evaluation and Validation of Equivalent Circuit Photovoltaic Solar Cell Performance Models

## Abstract:

The aim of the present study is to evaluate and validate the performance of equivalent five-parameter models and also assess the suitability of a mono-crystalline photovoltaic module for use under different weather (cold and hot) and sky (clear, cloudy and overcast) conditions. The modeling of the five-parameter models was based on the minimum usual of input data which are usually provided by manufacturer's datasheet. The effectiveness of this approach is evaluated through comparison between the results of the proposed model; the data provided by the manufacturer and with other methods exist in the literature. Due to the important effect of the cell temperature on the performance of the PV module, several models have been developed in literature to estimate it. In this study, two prediction models, the linear model based on the estimated value of the Ross coefficient ( $k$ ) and the thermal model, were investigated their suitability in the prediction of PV module temperatures under different weather and sky conditions. Furthermore, monthly, daily and hourly performance parameters (i.e., performance ratio, efficiency and output energy) are calculated and compared on the basis of one year of data accumulated under outdoor conditions. The results are divided into three sections; the first section presents the hourly performance under cold and hot conditions and under different types of sky conditions. The second section presents the daily performance during cold and hot months. In the last section, the monthly performances over one year are studied. Finally, after one year of operational use under desert environment, the global degradation of electrical characteristics such as  $I$ - $V$  curves, open-circuit voltage, short-circuit current and maximum power point are evaluated at standard test conditions (STC). The results suggest that the module was degraded of about 3.5% and 0.13% per year, respectively at short-circuit current and maximum power point.

**Keywords:** Photovoltaic module; weather conditions; sky; performance ratio, efficiency; output energy; degradation.

## Résumé:

Le but de cette étude est l'évaluation et la validation des performances de modèle à cinq paramètres et également évalue la pertinence d'un module photovoltaïque monocristallin pour une utilisation dans différentes conditions météorologiques (froides et chaudes) et différents types de ciel (clair, nuageux et couvert). La modélisation du modèle à cinq paramètres a été basée sur le minimum d'utilisation de données d'entrée qui sont souvent fournies par le fabricant dans la fiche technique. L'efficacité de cette approche est évaluée par la comparaison entre les résultats du modèle proposé; les données fournies par le fabricant et par une autre méthode existant dans la littérature. En raison de l'effet important de la température de la cellule sur la performance du module PV, plusieurs modèles ont été développés dans la littérature à estimer. Dans cette étude, deux modèles de prédiction, le modèle linéaire basé sur la valeur estimée du coefficient de Ross ( $k$ ) et le modèle thermique, ont été examinés pour leur pertinence de la prédiction de la température du module PV dans diverses conditions météorologiques et du ciel. En outre, les paramètres de performance mensuelle, journalière et horaire (c-à-dire, le ratio de performance, le rendement et l'énergie fournie) sont calculés et comparés sur la base d'une année de données accumulées dans des conditions extérieures. Les résultats sont divisés en trois sections; la première section présente les performances horaires dans des conditions froides et chaudes et sous différents types de ciel. La deuxième section présente les performances quotidiennes pendant les mois froids et chauds. Dans la dernière section, les performances mensuelles pendant un an sont étudiées. Enfin, après un an de fonctionnement dans un environnement désertique, la dégradation globale des caractéristiques électriques telles que la courbe  $I-V$ , tension de circuit ouvert, courant de court-circuit et le point de puissance maximale sont évaluées sous conditions de tests standard (STC). Les résultats suggèrent que le module a été dégradé d'environ 3,5% et 0,13% par an, respectivement au courant du court-circuit et au point de puissance maximale.

**Mots-clés:** Module photovoltaïque; conditions météorologiques; ciel; ratio de performance, rendement; énergie; dégradation.