

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعدحلبا بالبيدة 1  
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية العلوم  
Faculté de science

قسم الفيزياء  
Département de Physique



## Mémoire de Projet de Fin d'Études

présenté par

SAMET Lamine

pour l'obtention du diplôme de Master II en Physique, Energies Renouvelables  
option Photovoltaïque

Thème

# Modélisation, Simulation et Monitoring d'un Système BAPV en Silicium monocristallin raccordé au réseau

Proposé par : MAHRANE Achour & MERZOUK Mustapha

Année Universitaire 2013-2014

## Remerciements

---

*Je tiens à remercier, en premier lieu, Mr B. Bouzidi, Directeur de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES )pour m'avoir permis de préparer mon mémoire de master au sein de l'unité.*

*Que Mr A. MAHRANE, Maître de Recherche A à l' UDES, trouve ici l'expression de ma plus profonde gratitude pour m'avoir encadré et suivi tout au long de ce mémoire.*

*Je tiens à remercier Mr. M. Merzouk, Professeur à l'Université Saad Dahlab de Blida, d'avoir accepté d'être mon co-promoteur.*

*J'exprime ici toute ma reconnaissance à Mr M. Chikh, chargé de recherche à l'UDES, pour m'avoir fait bénéficié de son expérience et de m'avoir orienté et aidé tout au long de ce mémoire.*

*Que Mr A. Meflah, Mr A. Guenounou, Mr Z. Smara attachés de recherche à l'UDES, Mr S. Berkane ingénieur à l'UDES et Mme G. Mohand Kaci Chargée d'études à l'UDES trouvent ici l'expression de ma plus profonde gratitude pour l'aide qu'ils m'ont apportée à chaque fois que je les ai sollicités.*

*Merci à tous les collègues de l'UDES qui ont contribué de près ou de loin à la concrétisation de ce mémoire.*

*Je n'oublierai pas de remercier tous (tes) mes amis (es) qui m'ont soutenu et encouragé tout au long de la préparation de ce mémoire.*

---

**Résumé :** Nous avons, dans le cadre de ce mémoire, étudié le cas d'une installation photovoltaïque utilisant des modules en silicium monocristallin qui est raccordée au réseau électrique. Nous avons, d'abord, pour simuler le fonctionnement du système développé un algorithme basé sur les modèles du champ photovoltaïque et de l'onduleur. Le modèle du champ a été déduit du modèle du module à deux diodes tandis que celui de l'onduleur a été extrait des mesures expérimentales. Les simulations effectuées en utilisant des données météorologiques et radiométriques réelles présentent des écarts importants par rapport aux mesures surtout pour des journées caractérisées par de mauvaises conditions météorologiques. Ce sont des phénomènes tels que la non uniformité de l'éclairement, le 'mismatch' des modules, les pertes dans les connectiques qui probablement sont à l'origine de ces écarts. Leur prise en charge dans les modèles aura pour conséquence d'améliorer les prédictions des performances du système et une détermination plus précise de la configuration optimale pour l'application considérée.

**Mots clés :** Système photovoltaïque, Modélisation, raccordé au réseau.

---

**Abstract :** In the context of this thesis, we have studied the case of an on grid photovoltaic plant using monocrystalline silicon modules. To simulate the operation of the PV system, we have developed an algorithm based on a PV array and inverter models. The PV array model was derived from the two diodes model while the inverter model was extracted from the experimental measurements. Simulations using real meteorological and radiometric data show significant deviations when compared to measures mostly for days characterized by bad weather. These are phenomena such as the non-uniformity of illumination, the module mismatch and losses in connectors that are probably to cause these differences. Their treatment in models will consequently improve predictions of the system performance and more accurate determination of the optimal configuration for the application

**Keywords:** photovoltaic system, modeling, on grid.

---

## Tableau des acronymes et abréviations

Symbole	unité	Définition
I <sub>ph</sub>	A	Photo courant
I <sub>sc</sub>	A	Courant de court-circuit
I <sub>mp</sub>	A	Courant du point de puissance maximale
P <sub>dc</sub>	W	Puissance continue du champ PV
P <sub>ac</sub>	W	Puissance alternative injectée au réseau
N <sub>s</sub>	/	Nombre des cellules en série
N <sub>p</sub>	/	Nombre des cellules en parallèle
V <sub>mp</sub>	V	Tension du point de puissance maximale
V <sub>oc</sub>	V	Tension de circuit ouvert
K <sub>v</sub>	V/K	Coefficient de sensibilité de la tension à la température
K <sub>i</sub>	A/K	Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température
PV	/	Photovoltaïque
R <sub>s</sub>	ohm	La résistance série
R <sub>p</sub>	ohm	La résistance shunt
I <sub>d1</sub> , I <sub>d2</sub>	A	Courant des diodes (1,2)
I <sub>o1</sub> , I <sub>o2</sub>	A	Courant de saturation des diodes (1,2)
I <sub>sh</sub>	A	Courant de la résistance shunt
V <sub>t</sub>		Tension thermodynamique dans les conditions réelles
V <sub>tn</sub>		Tension thermodynamique dans les conditions standard
G	W/m <sup>2</sup>	Irradiation
T	°c	Température
STC	/	Conditions de tests standards
MPP	/	Point de puissance maximale
N	/	Nombre des modules en sérié

## Liste des figures

Figure I.1 : Evolution de la consommation énergétique mondiale	2
Figure I.2 : Evolution des rejets de CO <sub>2</sub> en million de tonnes	2
Figure I.3. Puissance crête photovoltaïque installée au niveau mondial	6
Figure I.4. Répartition mondiale de la puissance photovoltaïque installée durant l'année 2013	7
Figure 5. Système photovoltaïque autonome	9
Figure I.6. Exemple d'architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride	9
Figure I.7. Puissance crête photovoltaïque des systèmes on-grid et off-grid dans le monde	10
Figure I.8. Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution	11
Figure II.1. La centrale photovoltaïque multi-technologie de l'UDES	13
Figure II.2. Schéma synoptique du sous-système photovoltaïque Si monocristallin de 1.4kWc connecté au réseau	14
Figure II.3. Onduleur SMA Sunny boy 1700	16
Figure II.4. Rendement de l'Onduleur SMA Sunny boy 1700	17
Figure II.5. Système PV raccordé au réseau	17
Figure II.6. Schéma électrique équivalent d'un modèle à deux diodes pour une cellule solaire en silicium cristallin	18
Figure II.7. Algorithme pour la détermination des paramètres du modèle électrique à deux diodes et le tracé de la caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque	22
Figure II.8. Variations de PAC en fonction de PDC pour plusieurs journées, fonction de transfert de l'onduleur obtenu par 'fitting'.	23
Figure II.9. Synoptique d'un système raccordé au réseau	24
Figure III.1. Plateforme de tests de modules photovoltaïques de l'UDES	25
Figure III.2. Caractéristiques I-V simulée et mesurée du module KDM 140 de Kyocera pour différentes conditions opératoires.	27
Figure III.3. Profil de l'irradiation (G) et de la température (T) pour la journée à ciel clair du 25/09/13 (a) et la journée à ciel nuageux du 19/12/13 (b)	28
Figure III.4. Evolution en fonction du temps de la puissance du champ PV simulée et mesurée pour la journée ciel à clair du 25/09/2013.	31
Figure III.5 : Evolution en fonction du temps de la puissance du champ PV simulée et mesurée pour la journée à ciel nuageux du 19/12/2013.	31
Figure III.6 : Rendement de l'onduleur simulé et mesuré	32
Figure III.7 : Evolution de PAC simulées et mesurées en fonction de temps pour	33

## Liste des figures

la journée à ciel clair du 25/09/2013	
Figure III.8 : Evolution de PAC simulées et mesurées en fonction de temps pour la journée à ciel nuageux du 19/12/2013.	34
Figure III.9 : Evolution de l'erreur absolue du courant en fonction de la tension mesurée à $T_{mod}=48.3$ ° c et $G=803$ w/m <sup>2</sup>	36
Figure III.10: Evolution de l'erreur absolue du courant en fonction de la tension mesurée à $T_{mod}=40.3$ ° C et $G=511$ W/m <sup>2</sup>	37
Figure III.11 Evolution de l'erreur relative du courant en fonction de la tension mesurée à $T_{mod}=48.3$ °C et $G=803$ W/m <sup>2</sup>	37
Figure III.12: Evolution de l'erreur relative du courant en fonction de la tension mesurée à $T_{mod}=40.3$ ° C et $G=511$ W/m <sup>2</sup>	38
Figure III.13 : Evolution de l'erreur relative de la puissance du champ photovoltaïque PDC à $T_{mod}=48.3$ °C et $G=803$ W/m <sup>2</sup>	39
Figure III.14 : Evolution de l'erreur relative de la puissance du champ photovoltaïque PDC à $T_{mod}=40.3$ °C et $G=511$ W/m <sup>2</sup>	40

## **Introduction générale**

### **Chapitre. I**

#### **Contexte énergétique et systèmes photovoltaïques**

Introduction.....	1
I.1 Situation énergétique mondiale .....	1
I.2 Les Energies Renouvelables.....	3
I.3 Les énergies renouvelables en Algérie.....	5
I.4 Le photovoltaïque aujourd'hui.....	6
I.5 Les différents types de systèmes photovoltaïques.....	7
I.5.1 Systèmes photovoltaïques non connectés au réseau.....	7
I.5.1.1 Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV).....	8
I.5.1.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides.....	9
I.5.2 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	10
I.6 Problématique traitée dans le cadre de ce mémoire.....	11
Conclusion.....	12

### **Chapitre. II**

#### **Modélisation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau**

Introduction.....	13
II.1 Présentation de la centrale photovoltaïque multi- technologie de l'UDES.....	13
II.2 Présentation du sous-système photovoltaïque en silicium monocristallin de 1.4 KWc raccordé au réseau de l'UDES.....	14
II.3 Modélisation du système photovoltaïque.....	17
II.3.1 Modélisation du champ photovoltaïque.....	18
II.3.1.1 Présentation du modèle électrique à deux diodes.....	18
II.3.1.2 Détermination des différents paramètres du modèle électrique.....	20
II.3.2 Modélisation du convertisseur DC/AC.....	23

---

---

II.3.3 Modèle de l'ensemble du système photovoltaïque.....	24
<b>Conclusion</b> .....	24

## **Chapitre III**

### **Résultats et discussion**

Introduction.....	25
III.1 Description du banc de caractérisation des modules photovoltaïques.....	25
III.2 Validation du modèle électrique du module.....	26
III.3 Validation du modèle du champ photovoltaïque.....	28
III. 3.1 Description du système de mesures et d'acquisition de données du Système photovoltaïque raccordé au réseau.....	29
III. 3.2 Puissance simulée et expérimentale obtenues à la sortie du champ PV.....	30
III.3.3: Validation du modèle de l'onduleur.....	32
III.4: Validation du modèle du système photovoltaïque.....	32
III.5: Précision du modèle.....	34
III.5.1. Définitions des erreurs.....	34
- Cas du modèle du module PV.....	35
- Cas du Modèle du champ photovoltaïque.....	38
Conclusion.....	40

### **Conclusion générale**

### **Références bibliographiques**



Dans le premier chapitre nous parlerons du contexte énergétique international et national et des solutions préconisées afin de satisfaire les besoins énergétiques toujours grandissants. Nous nous focaliserons plus sur les installations photovoltaïques.

Dans le deuxième chapitre, après avoir montré la nécessité de disposer d'un outil de simulation des installations PV pour prévoir leurs performances dans des conditions météorologiques données, nous aborderons la modélisation de chacun des composants du système PV notamment le champ en partant du module puis l'onduleur.

Dans le chapitre trois, nous essayerons de valider les modèles développés tout en relevant leurs insuffisances et les pistes à explorer pour les améliorer.

Nous terminerons ce manuscrit en évoquant les enseignements tirés lors de ce travail et les perspectives qui pourraient lui être réservées.

# Chapitre I – Contexte énergétique et systèmes photovoltaïques

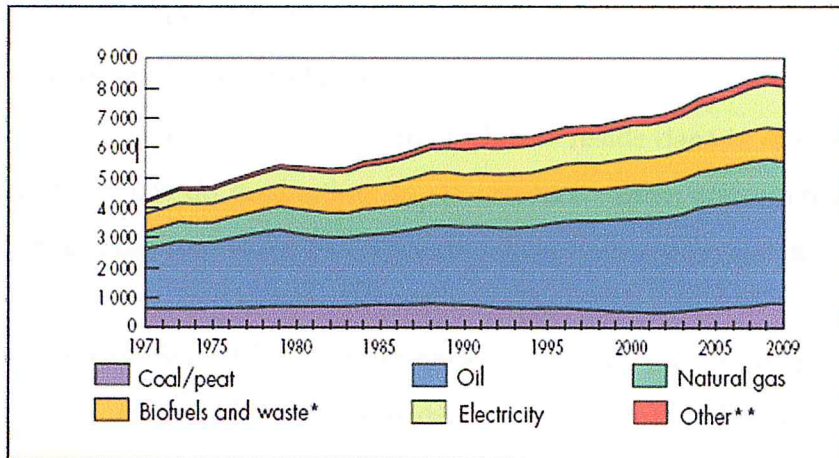
---

## Introduction

Après avoir situé le contexte énergétique actuel et montré la nécessité de diversifier les sources d'énergie, nous montrons la place qu'occupent de plus en plus les Energies Renouvelables dans le bilan énergétique global aussi bien dans le monde qu'en Algérie. Nous nous focalisons ensuite sur l'énergie photovoltaïque qui a connu la plus forte croissance ces dernières années et dont l'utilisation dans notre pays s'avère intéressant compte tenu de l'important gisement solaire dont nous disposons. Nous présentons les différents types de systèmes photovoltaïques susceptibles d'être utilisés pour produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire. Nous terminons ce chapitre en exposant la problématique que nous traitons dans le cadre de ce master et qui concerne les centrales photovoltaïques connectées au réseau.

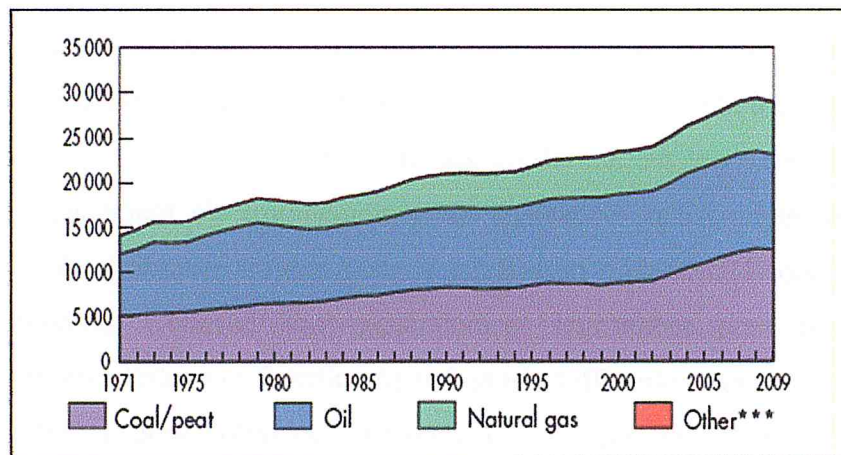
## I.1 Situation énergétique mondiale

La demande énergétique de l'Humanité a doublé de 1971 à 2007 (voir figure 1). L'énergie non renouvelable correspond à 89,8% de la consommation totale selon le rapport de l'International Energy Agency [2]. Le pétrole représente la plus grande partie (32,8%), suivi du charbon (27,2%), puis du gaz naturel (20,9%) et enfin du nucléaire (5,8%). Les réserves mondiales d'hydrocarbures sont limitées, donc la production de ce type d'énergie ne peut être éternelle. En effet, bien que de nouvelles réserves soient encore découvertes, elles se situent bien plus profondément et sont difficilement accessibles, nécessitant de mettre en œuvre des moyens importants pour l'extraction.



**Figure 1 :** Evolution de la consommation énergétique mondiale [3]

La production d'énergie à partir des hydrocarbures, en plus de diminuer les réserves disponibles, est polluante. Des millions de tonnes de gaz à effet de serre sont rejetés dans l'atmosphère pour la production d'énergie (voir figure 2). L'impact des énergies fossiles sur les émissions de CO<sub>2</sub> grandit au fil des années, pour atteindre les 30 milliards de tonnes par an en 2009. Le réchauffement climatique, via l'effet de serre, découle de l'augmentation massive des rejets de CO<sub>2</sub>. Il suffit d'étudier l'évolution de la température globale pour se faire une idée des modifications engendrées par l'effet de serre.



**Figure 2 :** Evolution des rejets de CO<sub>2</sub> en million de tonnes [3]

L'action conjuguée de la diminution des ressources énergétiques fossiles et fissiles et le réchauffement climatique dû au rejet des gaz à effet de serre a incité les gouvernants de bon nombre de pays à rechercher d'autres sources d'énergies. C'est

L'énergie véhiculée par les vents s'effectue par le biais d'aérogénérateurs ou éolienne. Celles-ci transforment l'énergie mécanique principalement en électricité. Des champs d'éoliennes existent, fonctionnant comme une petite centrale. Des éoliennes plus petites existent pour les particuliers, elles produisent de l'électricité qui sera consommée sur place.

**I.2.3.L'énergie hydraulique** : fonctionne sur le même principe que l'énergie éolienne à la différence près que dans ce cas le fluide entraînant les turbines est de l'eau. D'autres énergies hydrauliques existent, elles n'utilisent pas le cycle de l'eau et la gravité mais des sources marines mais elles ne sont pas répandues. L'énergie marémotrice par exemple, est créée à partir des mouvements de la marée, ou encore l'énergie osmotique, qui est produite à partir du mélange d'eau de mer et d'eau douce à l'embouchure des fleuves.

**I.2.4.La biomasse** : Elle désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale, animale ou fongique, qui sont des sources d'énergies par combustion ou transformation chimique. La biomasse est une énergie renouvelable à la condition que la quantité d'énergie produite excède la quantité d'énergie utilisée pour la produire. Le bois et les biocarburants rentrent dans la catégorie de la biomasse.

**I.2.5.La géothermie** : La Terre possède en son centre un noyau, d'une température supérieure à 5000 °C produisant une quantité de chaleur importante grâce à une radioactivité naturelle. Cette quantité de chaleur se propage à travers différentes couches pour finalement arriver dans la croûte terrestre. Cela se manifeste par des différences de température suivant la profondeur. Plus la profondeur est élevée, plus la température est importante. La géothermie consiste à extraire l'énergie calorifique présente en profondeur, et à la transformer en électricité ou l'utiliser en tant que chauffage.

Bien que illimitées à l'échelle humaine et peu polluantes, les énergies renouvelables possèdent un inconvénient majeur. Leur disponibilité est irrégulière et discontinue. Les ressources renouvelables n'obéissent pas à l'homme, contrairement à l'énergie nucléaire par exemple. Leur production dépend grandement des conditions atmosphériques et de la météo, le vent pour l'énergie éolienne et le soleil pour l'énergie solaire par exemple. Le caractère incontrôlable de la production ne permet pas aux énergies renouvelables d'être la seule source d'énergie.

### **I.3. Les énergies renouvelables en Algérie**

L'Algérie dispose d'un énorme potentiel solaire pour le développement d'une industrie de production des énergies non fossiles destinées notamment à la production de l'électricité. L'énergie solaire reçue est de l'ordre de 169.440 TWh/an donc 5000 fois la consommation algérienne en électricité. Afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile et dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale et de développement des énergies renouvelables, l'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. L'Algérie s'est engagée dans une nouvelle ère énergétique durable. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Celle-ci constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. En effet le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois [4].

Parmi les objectifs visés par ce programme national, c'est que d'ici 2030, 40% de l'électricité qui sera produite soit d'origine renouvelable. Ce programme se déroulera en plusieurs phases comme indiqué ci-dessous :

- Durant 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110MW.
- À l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée.
- D'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW.
- D'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

Les puissances qui seront installées seront réparties entre le solaire thermique, solaire photovoltaïque et éolien dans les proportions respectives de 7.2GW, 2.8GW

Nous nous focaliserons dans la suite de ce mémoire sur le domaine du solaire photovoltaïque car nous nous intéressons plus particulièrement aux installations photovoltaïques.

#### I.4. Le photovoltaïque aujourd'hui

La puissance solaire rayonnée reçue par la Terre (estimée à une moyenne annuelle comprise entre 120 et 260 W/m<sup>2</sup> en fonction de la zone géographique considérée) offre un gisement d'énergie sans commune mesure. Les systèmes basés sur la conversion d'énergie solaire par effet photovoltaïque connaissent actuellement une forte croissance au niveau mondial (+56% de puissance photovoltaïque installée au monde en 2007 par rapport à 2006) et devraient représenter une part importante du futur mix énergétique à l'horizon de quelques décennies [5].

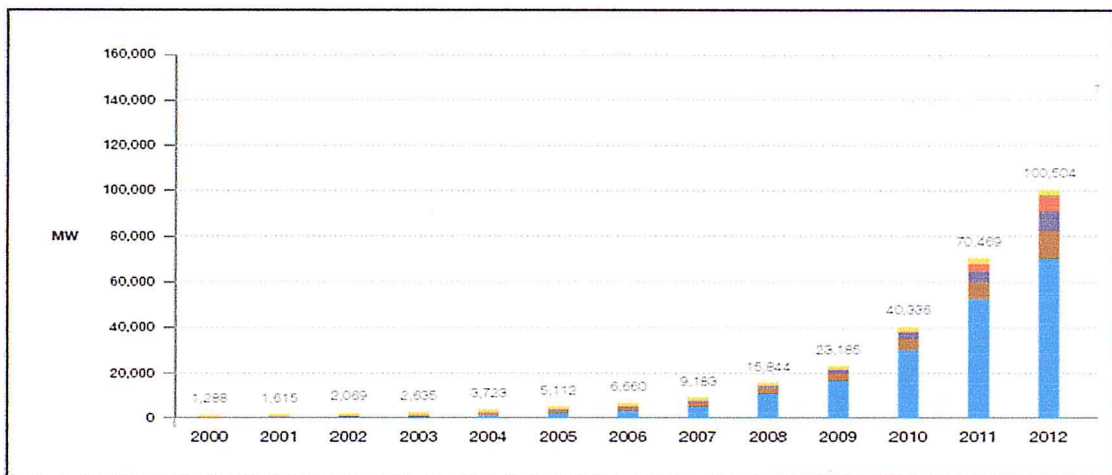
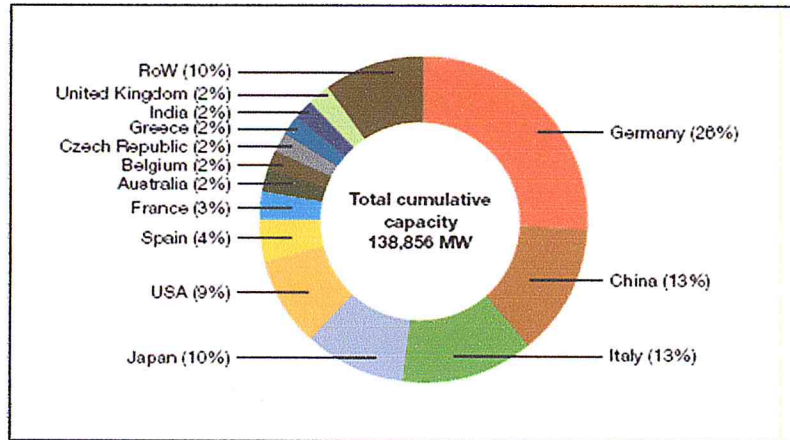


Figure 3 : Puissance crête photovoltaïque installée au niveau mondial [6]

La figure 3 représente l'évolution de la puissance photovoltaïque installée au niveau mondial: une forte croissance du marché depuis le début de la décennie peut y être remarquée. Comme représenté sur la figure 4, le marché de l'industrie photovoltaïque est aujourd'hui majoritairement détenu par l'Allemagne et la Chine avec



**Figure 4 :** Répartition mondiale de la puissance photovoltaïque installée durant l'année 2013 [6]

respectivement 26% et 13% de la puissance photovoltaïque installée dans le monde durant l'année 2013. Cette croissance soutenue dans le domaine du photovoltaïque permet de diminuer relativement rapidement le prix de vente des modules photovoltaïques, le prix de vente des modules PV cristallins se situe aujourd'hui aux alentours de 4 €/ Wc [4] (les prix les plus bas annoncés concernant les technologies couches minces avoisinent aujourd'hui 1€/ Wc).

### **I.5. Les différents types de systèmes photovoltaïques**

Plusieurs configurations de systèmes photovoltaïques (PV) sont actuellement en service :

- Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (On-grid).
- Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau (Off-grid) qui sont employés lorsque le réseau de distribution est inexistant ou lorsque les coûts de connexion à ce réseau sont prohibitifs.
- Enfin, depuis quelques années, les systèmes PV sont intégrés à de nouvelles configurations de réseaux électriques appelées mini-réseaux, où les sources de production décentralisées sont associées localement à des moyens de stockage.

#### **I.5.1 Systèmes photovoltaïques non connectés au réseau**

On distingue deux types de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau. Si l'énergie photovoltaïque est l'unique source d'énergie du système, on parlera de système Stand-Alone (SAPV system : Stand-Alone Photovoltaïque system). Si un autre dispositif de production est utilisé en appui de la production photovoltaïque, on

parlera de système photovoltaïque hybride. Dans la majeure partie des cas, le mode de production d'appui est constitué d'un ou plusieurs groupes électrogènes diesels.

Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau sont principalement utilisés dans les zones où le réseau électrique est très peu dense en raison du coût de raccordement élevé. L'énergie produite est destinée à être consommée sur place. L'électrification des sites isolés par systèmes photovoltaïques concerne l'habitat (Solar Home System : SHS) mais aussi les relais de télécommunication se trouvant éloignés des réseaux de distribution électrique.

Bien que la part du marché photovoltaïque Off-grid soit actuellement faible, le scénario 'Solar Génération V' estime qu'à l'horizon 2030, plus de 3 milliards d'êtres humains pourraient être électrifiés par ce type de système [6].

#### **1.5.1.1. Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV)**

La seule production électrique de ce type de systèmes est d'origine photovoltaïque. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté sur la figure 5. Du fait de la dé-corrélation entre production photovoltaïque et alimentation des charges du consommateur, un système de stockage est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation.

En raison de sa maturité technologique et de son faible coût d'investissement, le moyen de stockage universellement répandu pour de telles applications est du type électrochimique Plomb-Acide [7]. Cependant, de nouvelles technologies sont actuellement envisagées comme celles au Lithium. Les performances de ce type de système sont directement liées à son dimensionnement. Un sous-dimensionnement a notamment pour conséquences un vieillissement prématuré du système de stockage ainsi qu'un accroissement des délestages de consommation et de production alors qu'un surdimensionnement peut conduire à un surcoût économique.



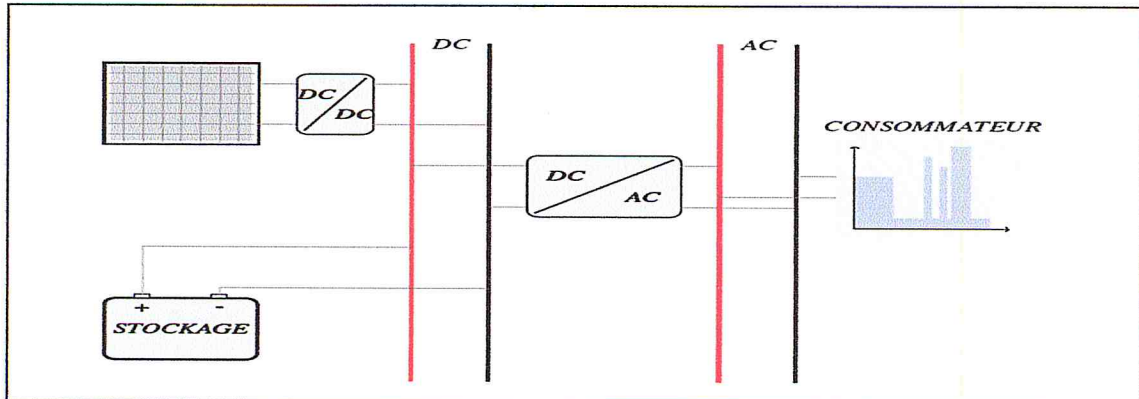


Figure 5 : Système photovoltaïque autonome

### 1.5.1.2 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides

Dans ce type de système, un second producteur d'énergie (le plus souvent un Groupe Électrogène) est utilisé pour pallier les insuffisances de la production photovoltaïque. L'idée étant de faire appel à l'énergie de ce producteur lorsque le système n'est plus en mesure de subvenir aux besoins du consommateur et/ou que l'état de charge de l'accumulateur est trop faible. La figure 6 représente une architecture possible d'un système photovoltaïque autonome hybride.

L'avantage de ce type de système est que, théoriquement, le consommateur ne se trouve jamais en situation d'être délesté, le groupe électrogène assurant la fourniture d'énergie lorsque la production PV est insuffisante (sauf dans le cas où le réservoir du groupe électrogène est vide). Les coûts d'investissement des panneaux photovoltaïques et du système de stockage peuvent être minimisés ; par contre, les coûts de fonctionnement principalement liés au prix du combustible du groupe électrogène sont plus importants que pour un système autonome non hybride.

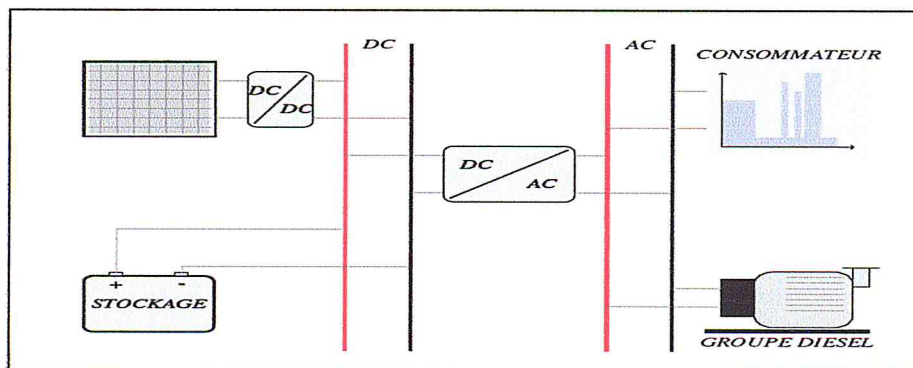


Figure 6 : Exemple d'architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride

Notons que d'autres types d'hybridations ont déjà été envisagés, parmi lesquels :

- **Hybridation Photovoltaïque / Éolien** [8] : Systèmes dans lesquels la complémentarité de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne est recherchée et permet notamment de réduire le coût global, en particulier les besoins en stockage.
- **Hybridation Photovoltaïque / Pile à Combustible** [9] : Systèmes dans lesquels une pile à combustible associée à un réservoir d'hydrogène et à un électrolyseur permet de stocker le surplus d'énergie photovoltaïque produite en évitant le surdimensionnement de l'accumulateur électrochimique. Ce type d'hybridation se heurte au coût d'investissement prohibitif de la pile à combustible ainsi qu'à sa faible durée de vie (actuellement quelques milliers d'heures).

### 1.5.2 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau représentent la quasi-totalité des systèmes PV installés. La figure 7 donne une idée de la répartition au niveau mondial entre systèmes connectés au réseau et systèmes autonomes.

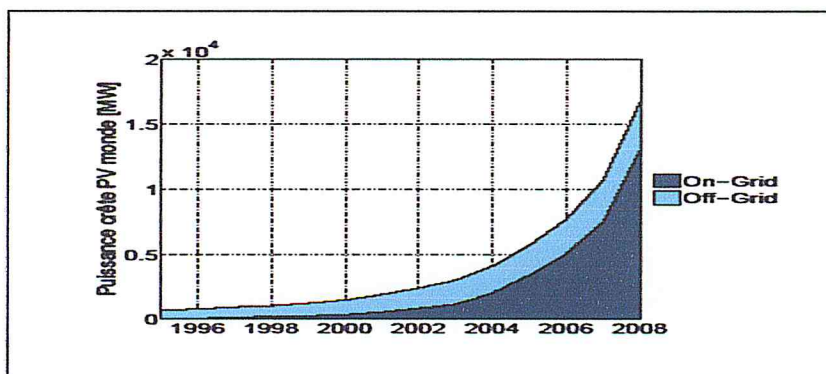
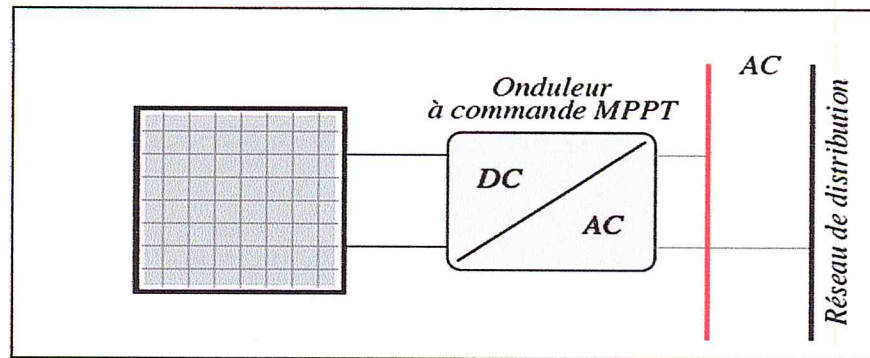


Figure 7 : Puissance crête photovoltaïque des systèmes on-grid et off-grid dans le monde

Dans ce type d'application, la totalité de l'énergie produite est destinée à être revendue au distributeur d'électricité à un tarif de rachat préférentiel. La figure 8 représente l'architecture d'un tel système. Les panneaux photovoltaïques débitent sur un bus de tension continue à travers un convertisseur dont le rôle est d'effectuer la conversion DC-AC et de faire en sorte que le générateur PV fonctionne toujours à son point de fonctionnement optimal (MPPT : Maximum Power Point Tracking). Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques étant liées

aux conditions météorologiques. Ce convertisseur améliore la rentabilité du système global. Le réseau de distribution peut accepter en permanence l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques permettant un retour sur investissement relativement rapide. Il n'y a donc pas de délestage de production dans ce type de système.



**Figure 8 :** Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution

Le développement à grande échelle de ces systèmes ne pourra se faire qu'en ayant recours au stockage d'énergie offrant un degré de liberté supplémentaire de façon à mieux utiliser l'énergie produite. Par exemple, en mode connecté réseau, le stockage d'énergie permet d'augmenter l'autoconsommation.

## I.6. Problématique traitée dans le cadre de ce mémoire

Si le programme national des énergies renouvelables prévoit l'installation de centrales photovoltaïques, il ne donne pas de détails quant à leur nature. Durant l'année 2013-2014 une mini centrale solaire d'une puissance 1,1 MWa été installée, située dans la localité de Oued Ne chou à 10 km du chef-lieu de la wilaya de Chlef. Celle-ci utilise des modules de différentes technologies. Cette installation énergétique servira de "laboratoire à ciel ouvert" pour étudier les rendements de chaque technologie dans des conditions climatiques extrêmes comme la chaleur, les vents de sables et les poussières. Une vingtaine d'autres centrales solaires d'une puissance globale de près de 400 MW sont en cours de réalisation durant cette année 2014.

Par ailleurs, l'analyse de la demande énergétique secteur par secteur révèle que c'est le secteur résidentiel et tertiaire qui est le plus énergivore c'est donc sur ce dernier qu'il faut agir si l'on veut réduire la consommation énergétique. Il s'agira notamment d'adopter des mesures pour réduire la consommation mais aussi de développer des techniques de gestion d'énergie efficaces.

L'objectif ultime visé par toutes les initiatives entreprises dans ce cadre (réduction de la consommation, isolation des habitations, intégration des énergies renouvelables, ..) est d'arriver à des habitations à énergie positive.

Comme l'une des actions qui doivent être entreprises pour s'affranchir de la dépendance des énergies fossiles est d'intégrer les ER dans les bâtiments, l'UDES qui active dans le domaine des énergies renouvelables mène des travaux de recherche ayant trait à la production d'électricité par le biais du photovoltaïque intégré au bâtiment. A ce titre, une centrale photovoltaïque pilote multi-technologie connectée au réseau a été installée au sein du site de l'UDES. Elle est intégrée à la salle de conférence. Cette centrale d'une capacité de 12.5KWc servira de démonstrateur pour acquérir de l'expérience en matière de systèmes photovoltaïques connectés au réseau mais aussi servira de dispositif expérimental à des fins de formation.

Dans le cadre de ce mémoire de master, il nous a été proposé de modéliser l'un des sous-systèmes PV constituant la centrale, en l'occurrence le sous-système PV constitué de modules photovoltaïques en silicium monocristallin. Il s'agit en fait de développer un out il qui nous permettra d'évaluer les performances du système en fonction de la variation des conditions météorologiques et radiométriques. Ces modèles seront validés par les mesures expérimentales effectuées sur le système en question.

## **Conclusion**

Après avoir donné un aperçu des ressources et des besoins énergétiques mondiaux et avoir montré la nécessité du recours aux ressources énergétiques renouvelables, nous avons mis l'accent sur l'intérêt qu'a pris ces dernières années l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque. Bien que son application sur le terrain puisse se faire par le biais d'installations photovoltaïques de différentes configurations, la tendance est aux installations connectées au réseau. Dans le cadre de ce master, nous nous proposons d'aborder la thématique de ce type d'installations photovoltaïques dans le but d'arriver, notamment, à satisfaire les besoins énergétiques des habitations et du tertiaire qui constitue l'un des domaines les plus énergivores.

# Chapitre II – Modélisation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau

---

## Introduction

Dans ce chapitre nous aborderons tout d'abord la présentation du système photovoltaïque objet de notre étude. Nous décrirons de manière détaillée chacun de ses étages. Nous traiterons ensuite l'étape de modélisation. Nous débuterons par la présentation du modèle à deux diodes de la cellule solaire duquel nous déduirons celui du module et du champ. Nous expliquerons ensuite comment nous avons déterminé le modèle de l'onduleur à partir des mesures expérimentales. Nous terminerons par la présentation de la méthode adoptée pour déterminer la puissance de sortie du système photovoltaïque en fonction des variations de l'irradiation et de la température.

## II.1. Présentation de la centrale photovoltaïque multi-technologie de l'UDES



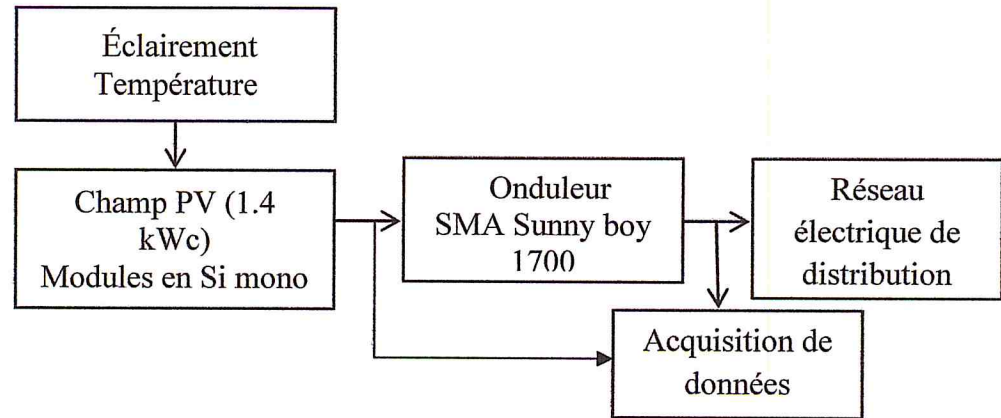
Figure II.1 : La centrale photovoltaïque multi-technologie de l'UDES

Dans le but de maîtriser le fonctionnement des centrales connectées au réseau et d'optimiser leurs performances, une centrale photovoltaïque pilote d'une capacité de 12.5 kilowatts a été installée au sein du site de l'UDES. Cette centrale est constituée de six sous-systèmes PV utilisant chacun des modules PV d'une technologie donnée. Nous citerons des modules en silicium monocristallin (c-Si), silicium multicristallin (m-Si), silicium amorphe (a-Si), silicium micromorphe ( $\mu$ -Si) et CIGS. Les champs photovoltaïques monocristallins et polycristallins sont installés sur le toit de l'édifice dans un plan incliné à la latitude du site ( $36^\circ$ ) orienté sud, tandis que les champs PV utilisant des modules à couches minces sont installés sur les façades de l'édifice (figure II.1). Chacune de ces technologies contribuant jusqu'à environ 2.5kWc. Ces différents champs PV sont couplés au réseau électrique par le biais d'onduleurs de différents fabricants tels que SMA, KACO, etc. La production électrique de cette centrale est injectée au réseau interne de l'UDES. Cette plateforme technologique permettra d'étudier les performances des différents types de systèmes PV, comme leur production énergétique, leur rendement, ... . L'analyse des résultats obtenus servira d'aide à la décision quant au choix des technologies de modules PV ainsi que du type d'onduleur pour les installations futures à réaliser dans le pays mais aussi à valider les modèles qui sont développés.

Dans le cadre de notre projet de master nous nous intéresserons uniquement au sous-système utilisant des modules en silicium monocristallin d'une puissance 1.4 kW et raccordé au réseau par le biais d'un onduleur du type SMA Sunny boy 1700. L'objectif principal qui nous a été assigné étant d'élaborer un programme de simulation des performances électriques de ce sous-système photovoltaïque dans des conditions réelles de fonctionnement. Les résultats des simulations seront validés par des mesures expérimentales effectuées sur ce sous système.

## **II.2 Présentation du sous-système photovoltaïque en silicium mono-cristallin de 1.4 KWc raccordé au réseau de la centrale multi-technologie de l'UDES**

Le sous-système photovoltaïque (PV) objet de notre étude est un système PV dont la puissance installée est de 1.4kWc. Il est composé de dix (10) modules photovoltaïques de technologie silicium monocristallin du type 'Kyocera KDM 140Wc'(cf. tableau II.1) connectés en série et disposés sur le toit de la salle de conférence de l'UDES et orientés sud.



**Figure II.2:** Schéma synoptique du sous-système photovoltaïque Si monocristallin de 1.4kWc connecté au réseau.

**Tableau II.1** Caractéristiques du module du type ‘Kyocéra KDM 140Wc’

GRANDEURS	VALEUR
<b>Puissance nominale</b>	<b>140 [w]</b>
<b>Tension au MPP (<math>V_{mp}</math>)</b>	<b>17.7[v]</b>
<b>Courant au MPP (<math>I_{mp}</math>)</b>	<b>7.91[A]</b>
<b>Courant de court –circuit (<math>I_{sc}</math>)</b>	<b>8.58[A]</b>
<b>Tension de circuit ouvert (<math>V_{oc}</math>)</b>	<b>22.1[v]</b>
<b>Rendement</b>	<b>13.9</b>
<b>Nombre de cellules en parallèle( <math>N_p</math>)</b>	<b>1</b>
<b>Nombre de cellules en série (<math>N_s</math>)</b>	<b>36</b>
<b>Coefficient de sensibilité la tension a la température</b>	<b>-0.036 v/k</b>
<b>Coefficient de sensibilité de l'intensité a la température</b>	<b>0.0006 A/k</b>

La surface totale du champ PV est de  $10.8 \text{ m}^2$ . Le champ est relié, dans l'armoire de jonction, aux entrées d'un onduleur monophasé de marque SMA Sunny boy 1700 (Tableau II.2) qui connecte ce sous-système au réseau électrique interne le l'UDES. Cet onduleur offre de nombreuses possibilités de configuration avec la majorité des modules photovoltaïques et bénéficie d'une plage de tension d'entrée allant jusqu'à 2 kWc. De plus, il est équipé de la protection de découplage automatique SMA grid guard qui garantit une sécurité maximale. Il est aussi

doté d'une régulation 'MPP OptiTrac' qui permet de trouver le point de fonctionnement optimal, même en cas de changement de temps fréquent.



**Figure II.3:** Onduleur SMA 1700 Sunny boy 1700

Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$ )	1850 W
Tension DC max.	400 V
Plage de tension photovoltaïque MPPT	147 V - 320 V
Tension nominale DC	180 V
Tension DC min. / tension de démarrage	139 V / 180 V
Courant max. par MPPT / par entrée	12,6 A / 12,6 A
Nbr. de trackers / Nbr. max. d'entrées (parallèle)	1 / 2
Puissance nominale AC (230 V, 50 Hz)	1550 W
Puissance apparente AC max.	1700 VA
Tension nominale AC / plage	220, 230, 240 V ; 180 V - 260 V
Fréquence du réseau AC / plage	50, 60 Hz ; $\pm 4,5$ Hz
Courant de sortie max.	8,5 A
Facteur de puissance ( $\cos \varphi$ )	1
Phase d'injection / phases de raccordement	1 / 1
Rendement max. / Euro-eta	93,5 % / 91,8 %

**Tableau II.2:** Caractéristiques électriques de l'onduleur SMA 1700 Sunny boy 1700



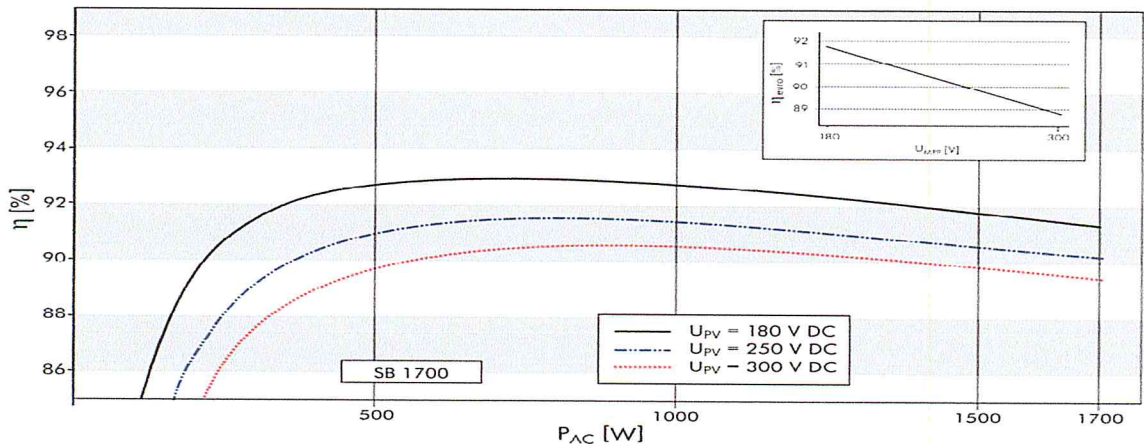


Figure II.4 : Rendement de l'Onduleur SMA 1700 Sunny boy 1700

### II.3 Modélisation du système photovoltaïque

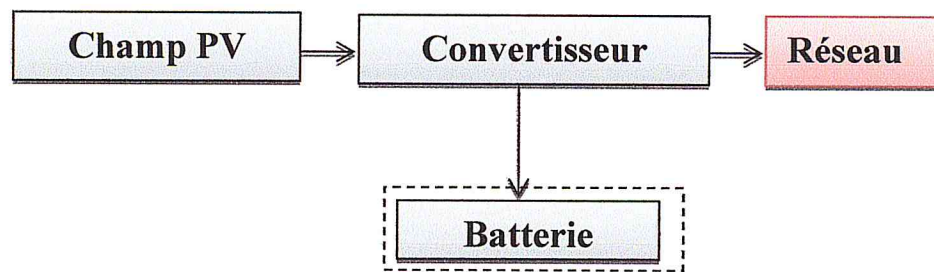


Figure II.5: Système PV raccordé au réseau

Un système PV raccordé au réseau se compose généralement d'un champ PV, d'un convertisseur continu-alternatif et optionnellement d'un banc de batteries pour le stockage d'énergie (cf. Figure. II.5)

Afin d'étudier les performances de ce système nous devons disposer d'un outil de simulation qui nous permette de tester plusieurs configurations pour un site donné afin d'en déduire la configuration optimale. Pour cela, nous devons tenir compte aussi bien des conditions météorologiques et radiométriques spécifiques du site que de la demande énergétique de l'application considérée. Pour ce faire, nous pouvons utiliser des logiciels commerciaux qui ne nous permettent d'effectuer que des opérations limitées de simulation. Afin de pouvoir accroître les possibilités d'investigation, nous avons décidé d'adapter et de développer des modèles pour chacun des composants du système à savoir le module PV, l'onduleur et éventuellement la batterie.

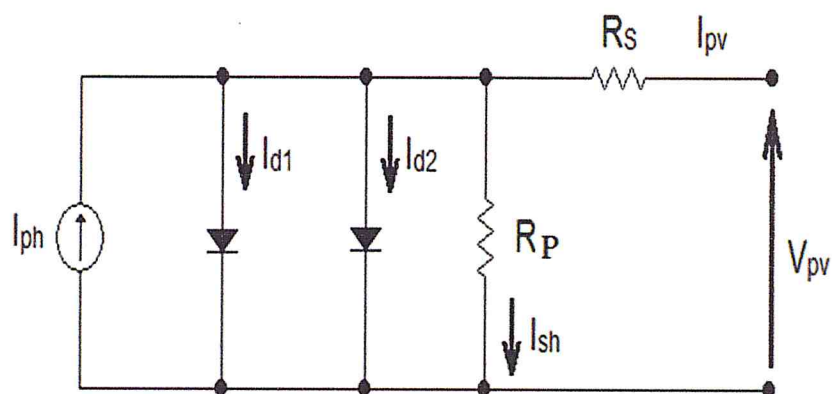
### II.3.1 Modélisation du champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque est l'un des éléments essentiels du système PV. Il est constitué d'un agencement série – parallèle de modules PV qui eux-mêmes sont le résultat d'une mise en série–parallèle de cellules solaires. Modéliser un champ revient à modéliser un module et donc une cellule.

La modélisation de cellules photovoltaïques a fait l'objet de nombreux travaux [10], [11], [12], [13]. Les cellules ont ainsi été modélisées en se basant sur le modèle à une diode [10], puis à deux diodes [11],[12]. A chaque fois, des éléments ont été ajoutés afin que les modèles prennent en charge des aspects qui sont négligés telles que les pertes par résistance série, puis les pertes par recombinaison et autre. Cela a toujours été fait dans le souci, à chaque fois, de s'approcher le plus possible le comportement réel de la cellule.

#### II.3.1.1 Présentation du modèle électrique à deux diodes

Dans le cadre de notre étude nous avons utilisé le modèle électrique à deux diodes des cellules photovoltaïques car c'est celui qui représente le mieux le comportement des cellules solaires en silicium monocristallin. Sur la figure II.6 est représenté son schéma électrique équivalent. Il comporte une source de courant  $I_{ph}$ , qui dépend de l'irradiation solaire et de la température de la cellule, deux diodes ( $D_1, D_2$ ) pour lesquelles  $I_{01}$  et  $I_{02}$  sont respectivement les courants de saturation qui dépendent surtout de la température de fonctionnement.



**Figure II.6** Schéma électrique équivalent d'un modèle à deux diodes pour une cellule solaire en silicium cristallin [14]

La résistance série  $R_s$  et la résistance shunt  $R_{sh}$  sont présente pour tenir compte respectivement des pertes dans les connectiques et les pertes par recombinaisons. La caractéristique courant-tension I-V d'une cellule photovoltaïque est déduite d'une manière directe de l'application de la loi de Kirchhoff au circuit électrique de la figure II.6.

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (1)$$

Où  $I_{ph}$  est le photo courant,  $I_{d1}$  le courant de la diode 1,  $I_{d2}$  le courant de la diode 2. Une diode étant un élément non linéaire, les courants  $I_{d1}$  et  $I_{d2}$  sont donnés par :

$$I_{d1} = I_{o1} \cdot \left( \exp\left(\frac{V + I R_s}{n_1 \cdot V_t}\right) - 1 \right) \quad (2)$$

$$I_{d2} = I_{o2} \cdot \left( \exp\left(\frac{V + I R_s}{n_2 \cdot V_t}\right) - 1 \right) \quad (3)$$

Où  $I_{s1}$  et  $I_{s2}$  sont les courants de saturation des diodes  $I_{d1}$  et  $I_{d2}$ ,  $V_d$  la tension de la diode,  $V_t = \frac{K T}{q}$  représente le potentiel thermodynamique,  $n_1$  et  $n_2$  les facteurs d'idéalité respectivement des diodes  $D_1$  et  $D_2$ ,  $I_{o1}$  et  $I_{o2}$  les courants de saturation pour les diodes  $D_1$  et  $D_2$ ,  $q$  la charge de l'électron,  $1.602 \cdot 10^{-23}$  C et  $K$  la constante de Boltzmann,  $1.38 \cdot 10^{-23}$  J/K.

Le courant électrique généré par une cellule solaire pour le cas du modèle à deux diodes a pour expression :

$$I = I_{ph} - I_{o1} \cdot \left( \exp\left(\frac{V + I R_s}{V_t \cdot n_1}\right) - 1 \right) - I_{o2} \cdot \left( \exp\left(\frac{V + I R_s}{V_t \cdot n_2}\right) - 1 \right) - \left( \frac{V + I R_s}{R_p} \right) \quad (4)$$

Où  $I$  et  $V$  sont le courant et la tension de la cellule,  $I_{ph}$  le photo courant,  $R_s$  et  $R_p$  sont respectivement les résistances série et shunt,

L'expression du courant électrique du module PV sera déduit de l'expression précédente en tenant compte du nombre et de la configuration des cellules dans le module qui de manière générale sont connectées en série.

### II.3.1.2 Détermination des différents paramètres du modèle électrique

Dans l'expression (4) du courant I de la cellule, certains paramètres  $R_s$ ,  $R_p$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_{o1}$ ,  $I_{o2}$ ,  $n_1, n_2$  ne sont pas connus il va falloir donc les déterminer. Pour ce faire, nous disposons comme point de départ de la fiche technique du module. Celle-ci, comme nous pouvons le constater dans le tableau II.1 fournit un certain nombre de paramètres obtenus dans les conditions standards STC ( $G=1000W/m^2$  et  $T=25^\circ C$ ). Les paramètres  $I_{ph}$ ,  $I_{o1}$ ,  $I_{o2}$  sont déterminés à partir des expressions suivantes:

$$I_{pv}(G,T) = (I_{ph\_STC} + K_i * dT) * G / G_{STC} \quad (5)$$

$$I_{o\_STC}(G,T) = I_o / (\exp(V_{oc} / ((n_1 + n_2) / p) / N_s / V_{tn}) - 1) \quad (6)$$

$$I_{o1}(G,T) = I_{o\_STC} \quad (7)$$

$$I_{o2}(G,T) = I_{o1} \quad (8)$$

Où  $N_s$  est le nombre de cellules dans le module,  $I_{ph\_STC}$  est le photo courant dans les conditions STC ( $1000W/m^2$ ,  $25^\circ C$ ),  $dT = T - T_{STC}$  est la variation en température où  $T$  est la température du module et  $T_{STC} = 25^\circ C$ ,  $G_{STC} = 1000 W/m^2$  est l'éclairement dans les conditions STC,  $G$  est l'éclairement réel sur le module en  $W/m^2$ ,  $p = n_1 + n_2$ , nous avons supposé que  $n_1 = 1$ ,  $n_2 = 1.2$ ,  $V_{tn}$  est le potentiel thermodynamique dans les conditions STC [12].

La prochaine étape concerne le calcul des résistances shunt  $R_p$  et série  $R_s$  Pour calculer  $R_p$  il faudra résoudre l'équation (9) [12].

$$R_p(G,T) = \frac{V_{mp} \cdot (V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s)}{V_{mp} \cdot I_{pv} - V_{mp} \cdot I_{o1} \cdot \exp((V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s) / V_t / N_s / n_1) + V_{mp} \cdot I_{o1} - V_{mp} \cdot I_{o2} \cdot \exp((V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s) / V_t / N_s / n_2) - V_{mp} \cdot I_{o2} - P_{max\_e}} \quad (9)$$

$$I_{sc}(G,T) = ( I_{sc\_STC} + K_i * dT ) \quad (10)$$

$$V_{oc}(T) = ( V_{oc\_STC} + K_v * dT ) \quad (11)$$

$$I_{mp}(G,T) = ( I_{mps} + K_i * dT ) * G / G_n \quad (12)$$

$$V_{mp}(T) = ( V_{mps} + K_v * dT ) \quad (13)$$

$$P_{max\_m}(EXP) = MAX(V * I) \quad (14)$$

$$P_{max\_e}(G,T) = V_{mp} * I_{mp} \quad (15)$$

$$error = (P_{max\_m} - P_{max\_e}) \quad (16)$$

$K_i$  : étant le coefficient de sensibilité du courant à la température,  $K_v$  le coefficient de sensibilité de la tension à la température.  $V_{mp}$  est la tension au point de puissance maximale (MPP),  $I_{mp}$  est le courant au MPP,  $I_{sc}$  le courant de court-circuit,  $V_{oc}$  la tension en circuit ouvert. Ces quatre paramètres sont ceux donnés par le constructeur sur la fiche technique du module.  $P_{max\_e}$  est la puissance maximale obtenue dans les conditions réelles de fonctionnement varie en fonction de  $G$  et  $T$ ,  $I_{mp}$  et  $V_{mp}$  sont respectivement le courant et la tension au point de puissance maximale aux conditions réelles ( $G, T$ ).

Nous faisons ensuite appel à la méthode de Newton Raphson pour résoudre l'équation (4) et déterminer la valeur du courant  $I$  du module pour différentes valeurs de  $V$ . Enfin, la résistance série  $R_s$  est calculée par une méthode itérative avec un pas d'incrément de 0.01 et une erreur inférieure à la tolérance choisie égale à 0.01.

La modélisation du champ PV est déduite de celle du module. Dans notre cas le champ considéré décrit au paragraphe II.2, comprend dix modules en série. Il faudra donc multiplier la tension par  $N_s=10$  alors que le courant dans le module est le même que celui qui circule dans une cellule.

Pour déterminer tous les paramètres permettant de résoudre l'équation (4) du courant  $I$  en fonction de  $V$  du module PV, nous avons élaboré un algorithme qui est représenté sur la figure II.3. Cet algorithme a été implémenté sous environnement Matlab pour pouvoir effectuer les simulations.

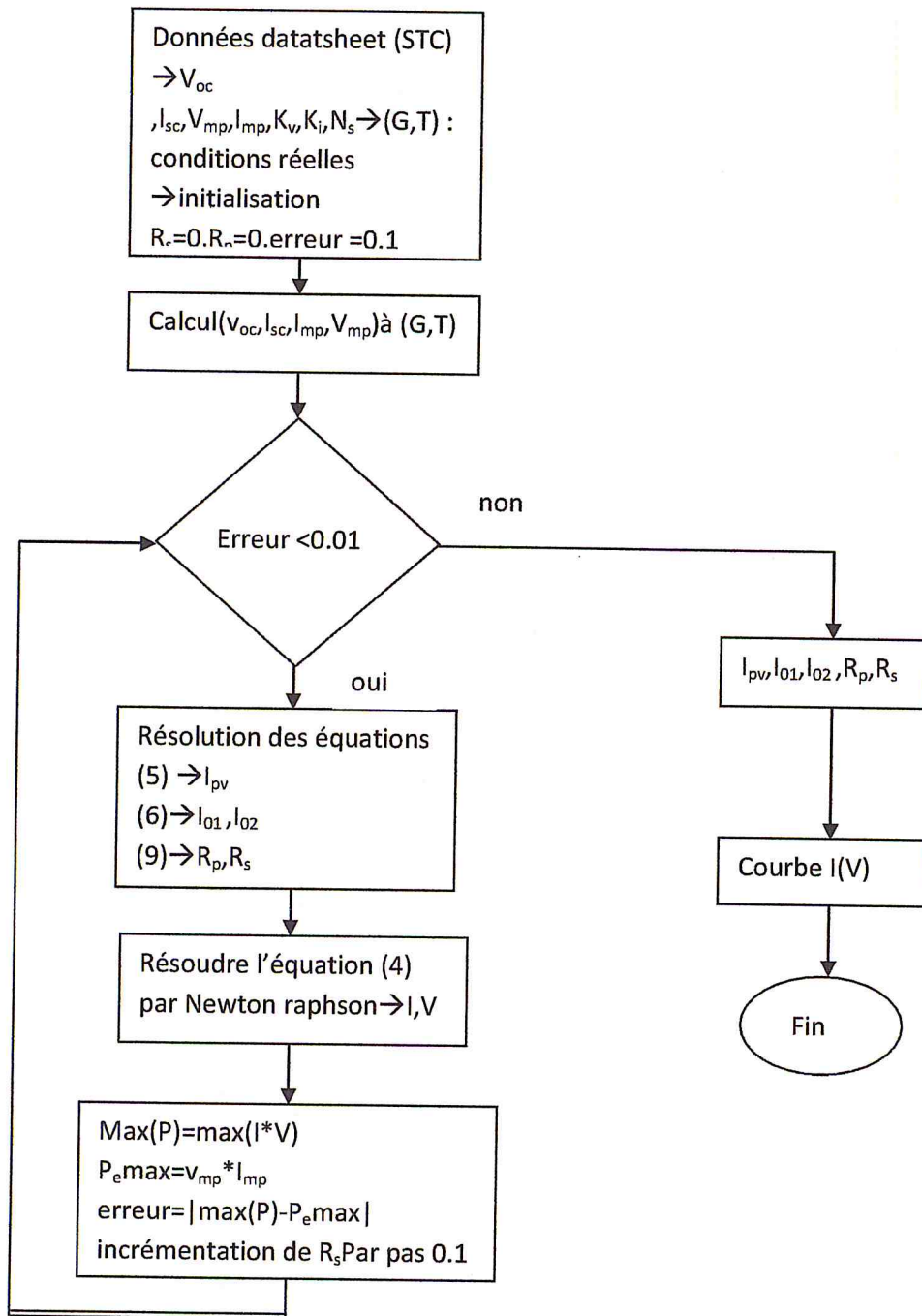
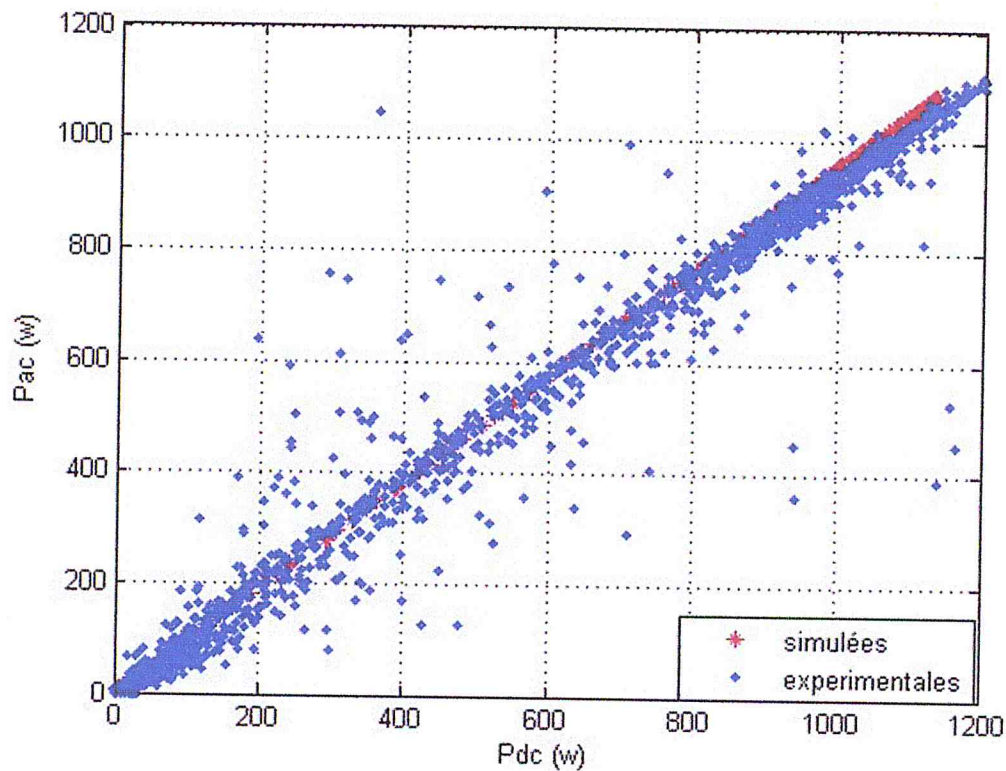


Figure II.7 Algorithme pour la détermination des paramètres du modèle électrique à deux diodes et le tracé de la caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque.

### II.3.2 Modélisation du convertisseur DC/AC

Pour la modélisation de l'onduleur, nous avons d'abord représenté (cf. figure II.8) la puissance  $P_{AC}$  injectée au réseau en fonction de la puissance du champ  $P_{DC}$  correspondante.  $P_{AC}$  et  $P_{DC}$  étant des puissances mesurées pour plusieurs journées.



**Figure II.8** Variations de  $P_{AC}$  en fonction de  $P_{DC}$  pour plusieurs journées, fonction de transfert de l'onduleur obtenu par 'fitting'.

A partir du tracé  $P_{AC} = f(P_{DC})$ , nous avons constaté que la puissance de sortie  $P_{AC}$  fournie par l'onduleur au réseau électrique est une droite qui a une expression:

$$P_{out} = c_0 + c_1 * P_{in}$$

Où :

$P_{in}$  est la puissance en courant continu fournie par le générateur photovoltaïque

$P_{out}$  est la puissance alternative fournie par l'onduleur

$c_0$  et  $c_1$  sont des coefficients de l'équation  $P_{AC} = f(P_{DC})$

Nous avons ensuite utilisé la fonction 'polyfit' du 'Curve FittingToolbox' de MATLAB pour déterminer les coefficients de polynôme  $c_0$  et  $c_1$ . L'expression de  $P_{AC}$  en fonction  $P_{DC}$  obtenue après cette opération est :

$$P_{AC} = 1.79 + 0.96 * P_{DC}$$

### II.3.3 Modèle de l'ensemble du système photovoltaïque

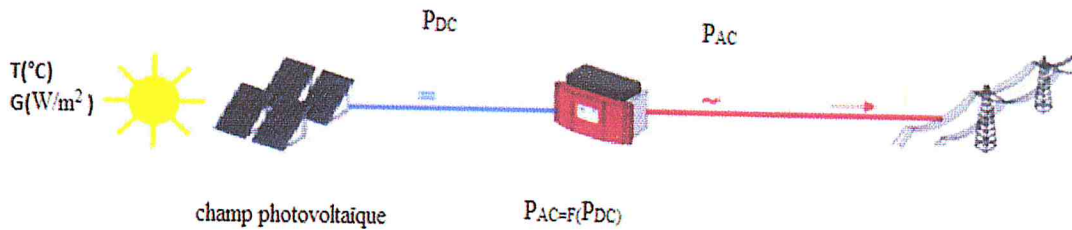


Figure II.9 Synoptique d'un system raccordé au réseau

Afin de simuler l'ensemble du système photovoltaïque, nous avons tout d'abord pris le modèle du module que nous avons multiplié par le nombre de modules constituant le générateur PV, qui dans ce cas est égal à dix.  $P_{DC}$  qui est la sortie du générateur PV et d'autre part l'entrée de l'onduleur est alors multipliée par la fonction de transfert de l'onduleur afin de déterminer la puissance  $P_{AC}$  injectée dans le réseau électrique qui est aussi la sortie de l'onduleur.

### Conclusion

Nous avons, au cours de ce chapitre, présenté les modèles de chacun des étages du système photovoltaïque connecté au réseau. Ces modèles sont à la base du programme informatique que nous avons élaboré et nous permet d'effectuer des simulations du système PV pour diverses conditions météorologiques qui s'apparentent à différents sites. Cet outil devra nous permettre, d'une part, de prédire la production des installations PV que nous concevrons et de déterminer, d'autre part, laquelle de ces configurations est optimale compte tenu de l'application considérée. Avant d'aboutir à cette étape ultime, l'étape qui fera l'objet du chapitre suivant est celle de la validation des modèles présentés en confrontant les simulations effectuées avec les mesures acquises à partir de la centrale PV.



# Chapitre III – Résultats et analyses

---

## Introduction

Après avoir présenté au chapitre deux, les modèles développés pour chacun des composants du système photovoltaïque, nous essayons dans ce chapitre de valider ces modèles en s'appuyant sur les mesures expérimentales effectuées sur les modules et le sous-système PV en silicium monocristallin et ce pour différentes conditions météorologiques et radiométriques. Nous analyserons ensuite les résultats obtenus et nous présenterons les enseignements que nous avons tirés.

### III.1 Description du banc de caractérisation des modules photovoltaïques

Afin de valider le modèle électrique du module que nous avons présenté dans le paragraphe II.1.1 du chapitre II, nous avons tout d'abord prélevé un module kyocera KDM 140 du sous-système PV faisant partie de la centrale Multi-technologie connectée au réseau de l'UDES. Nous avons ensuite effectué sa caractérisation en utilisant un banc de tests de modules photovoltaïques (cf figure III.1) constitué d'une plateforme de tests, d'une charge électronique qui permet d'obtenir la caractéristique I-V et d'un micro-ordinateur où sont stockées et traitées les données relevées.

Le module PV témoin prélevé du champ a été installé dans une position inclinée à la latitude du lieu (site de l'UDES à Bou Ismaïl latitude=  $36^\circ$ , longitude =  $2.7^\circ\text{E}$ ). L'irradiation solaire est mesurée à l'aide d'une cellule solaire de référence disposée dans le même plan que le module à tester. Un thermocouple de type K installé au dos du module a été utilisé pour mesurer la température de ce dernier.



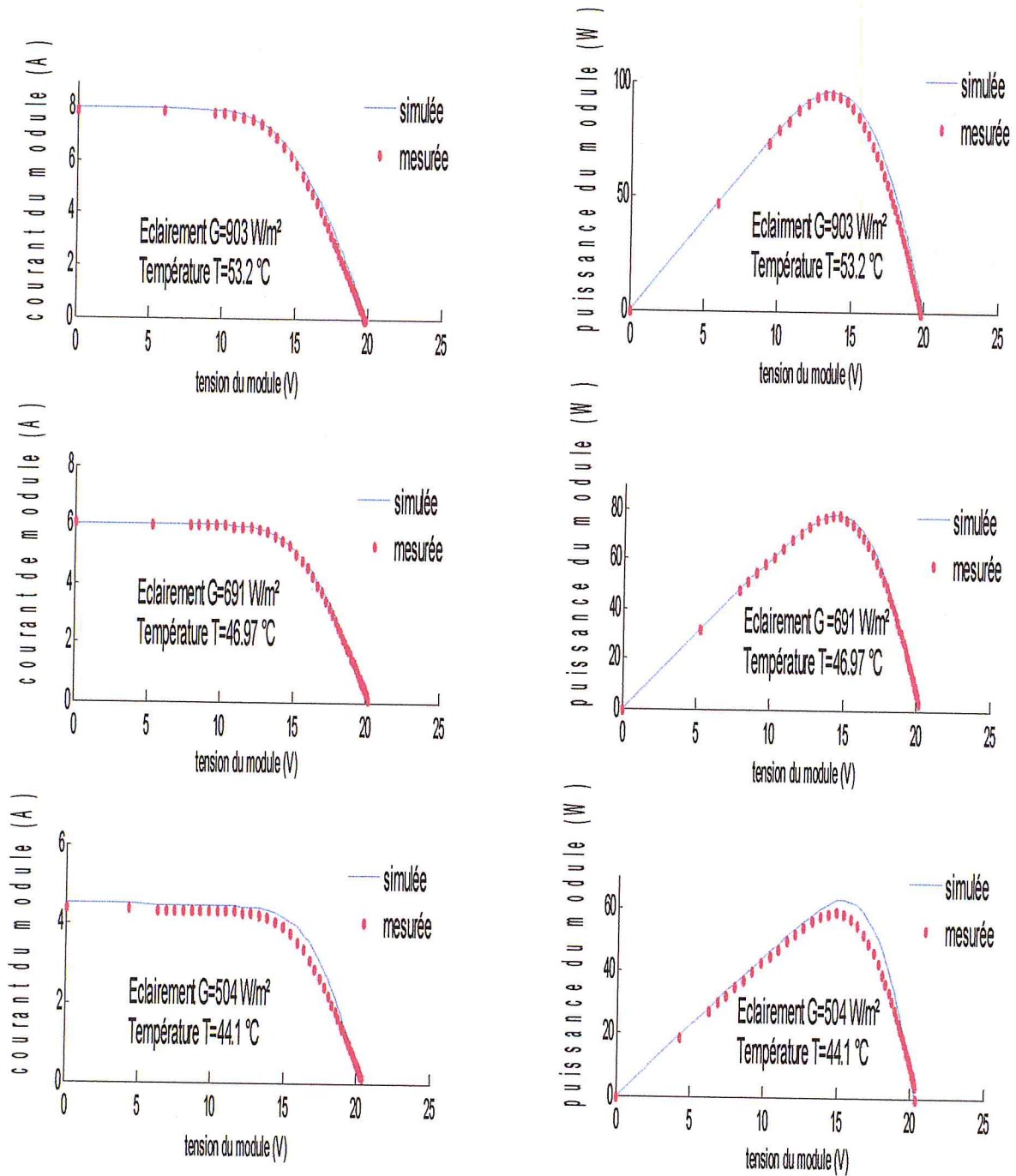
**Figure III.1** Plateforme de tests des modules photovoltaïques de l'UDES

### **III.2 Validation du modèle électrique du module**

La validation du modèle électrique du module se fait sur la base des caractéristiques I-V et P-V obtenues par simulation et par mesure et à travers les différents paramètres ( $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ ,  $P_{mp}$ , ...) déduits de ces dernières. Ainsi les caractéristiques I-V et P-V du module du type KDM 140 de Kyocera pour des conditions opératoires données ( $G_i, T_i$ ) sont représentées sur la figure III.2.

Nous constatons que les caractéristiques I-V et P-V simulées du module, de manière générale, correspondent à celles mesurées. Ceci est d'autant plus vérifié pour des niveaux d'éclairement élevés. Nous noterons tout de même, que pour un éclairement de l'ordre de  $500W/m^2$ , il y a un léger écart qui commence à se dessiner surtout au niveau des coudes des caractéristiques. Nous estimons que nous pouvons attribuer cela à la baisse de précision dans les mesures comme semble le suggérer le fabricant de la charge électronique qui stipule que la sensibilité diminue autour d'un éclairement de l'ordre de  $400W/m^2$ .

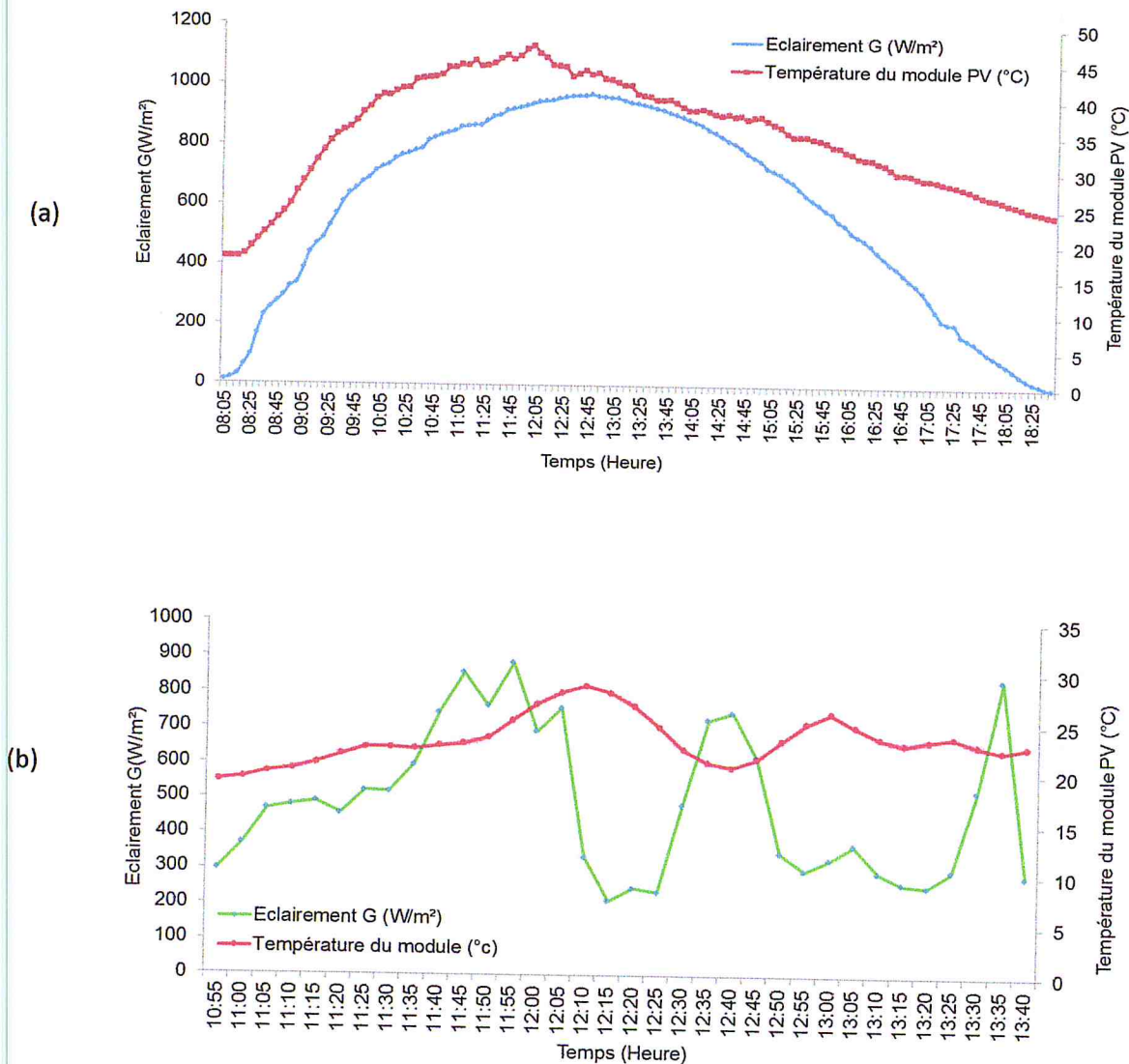
Il va sans dire que pour déterminer de manière précise la ou les sources d'imprécision de nombreuses mesures doivent encore être faites.



**Figure III.2** Caractéristiques I-V simulée et mesurée du module KDM 140 de Kyocéra pour différentes conditions opératoires.

### III.3 Validation du modèle du champ photovoltaïque

Pour la validation du modèle du champ photovoltaïque nous avons choisi deux journées significatives. Il s'agit de la journée à ciel clair du 25/09/2013 et de la journée à ciel nuageux du 19/12/2013. Nous constatons que l'irradiation varie entre 12.53 W/m<sup>2</sup> et 973.72 W/m<sup>2</sup> pour la journée à ciel clair et qu'elle varie entre 286.236 W/m<sup>2</sup> et 883.168 W/m<sup>2</sup> pour la journée à ciel nuageux. Concernant la température du module elle varie entre 17.7 °C et 47.2°C pour la journée à ciel clair et 19.2°C et 28.7 °C pour la journée à ciel nuageux.



**Figure III.3** Profil de l'irradiation (G) et de la température (T) pour la journée à ciel clair (a) et la journée à ciel nuageux (b)

### III. 3.1 Description du système de mesures et d'acquisition de données du système photovoltaïque raccordé au réseau

Le suivi de l'évolution des performances de la centrale photovoltaïque installée sur le site de l'UDES à Bou Ismaïl (36° de latitude et de longitude) requiert, entre autre, la collecte des données météorologiques. La mesure de ces dernières est effectuée grâce à la station météorologique du type Vanguard installée par l'Office National de la Météorologie (ONM) sur le site de l'UDES. Cette station nous permet de recueillir notamment la température ambiante, l'humidité relative, la vitesse du vent, la direction du vent ainsi que la pression atmosphérique. Ces données sont enregistrées toutes les cinq minutes.

Autre paramètre important dans l'évaluation des performances de la centrale PV, la mesure de l'irradiation solaire. Celle-ci est effectuée par le biais d'un pyranomètre du type CMP11 de Kipp & Zonen. Celui-ci est installé dans un plan incliné à la latitude du site (36°). Les données récoltées sont enregistrées toutes les cinq minutes grâce à un data logger.

Comme pour tous les systèmes de production d'énergie, les centrales photovoltaïques doivent être suivies pour vérifier leur bon fonctionnement et détecter et identifier les pannes éventuelles pour y remédier. C'est ainsi qu'un système de monitoring a été conçu et mis en place pour la centrale installée à l'UDES.

Cette plateforme d'acquisition de données rassemble les données météorologiques et radiométriques ainsi que les données de la centrale photovoltaïques afin de pouvoir évaluer les performances de la centrale.

L'acquisition des données de la centrale PV telles que le courant, la tension et les puissances DC et AC respectivement du champ photovoltaïque et celle injectée dans le réseau se fait par le biais de l'onduleur SMA Sunny Boy 7000 qui transmet les données (sous le format Excell ou XML) via une liaison bluetooth vers une passerelle Web box. Celle-ci récupère et stocke les données selon un paramétrage défini (toutes les heures, chaque jour, ou autre..). Ces données sont ensuite envoyées vers un serveur FTP qui est installé dans un PC industriel (EPIA).

Les données recueillies au sein du PC industriel, qui jouera le rôle de passerelle, sont traitées dans un module software développé sous VB.Net [16]. Ce dernier

permettra de les visualiser sous différents types de formats à savoir sous forme de tableaux Excel, courbes et graphes.

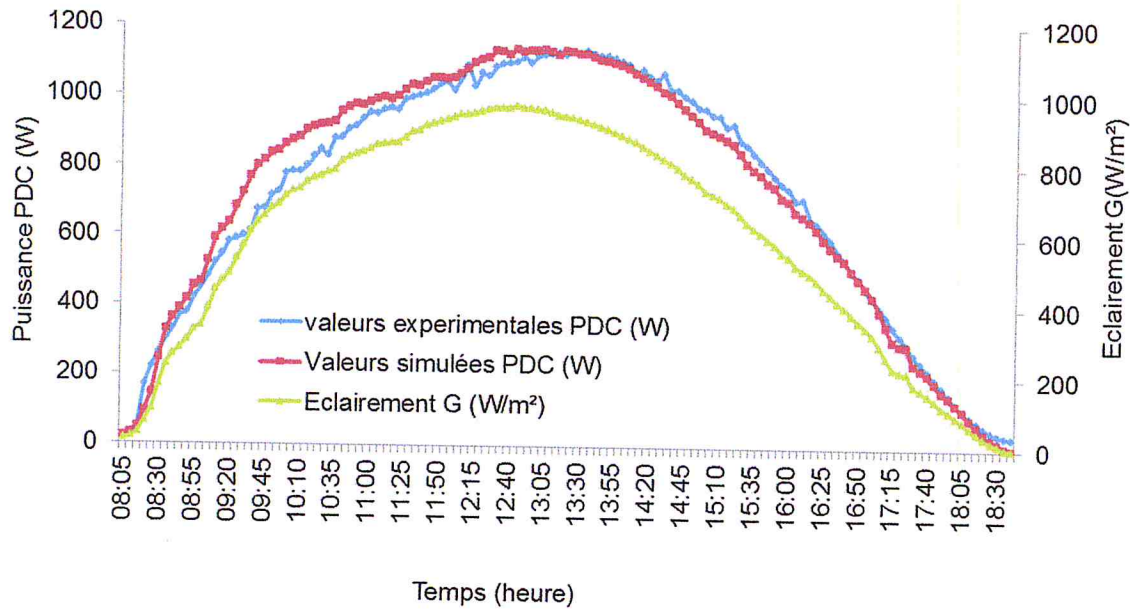
### III. 3.2 Puissance simulée et expérimentale obtenues à la sortie du champ PV

Afin de valider le modèle électrique du champ photovoltaïque, nous avons représenté sur les figures III.5 et III.6 les puissances simulées  $P_{DC\_sim}$  et mesurées  $P_{DC\_mes}$  produites par le champ respectivement pour la journée à ciel clair et à ciel nuageux.

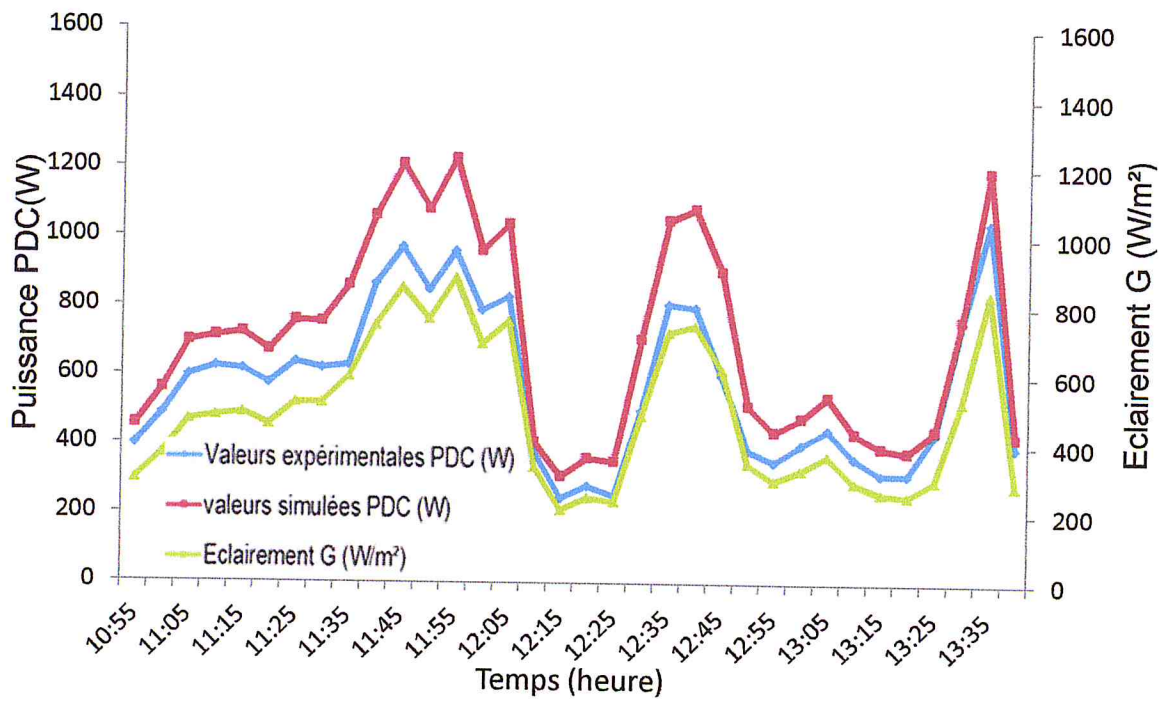
Dans le cas de *la journée à ciel clair*, nous ne constatons que  $P_{DC\_sim}$  et  $P_{DC\_mes}$  suivent bien les variations de l'irradiation  $G$ . D'une manière générale les deux courbes de puissance sont très proches. Les écarts constatés entre les deux courbes varient entre 11W et 140W.

Dans le cas de *la journée à ciel nuageux*, nous constatons, comme pour le cas précédent, les puissances  $P_{DC\_sim}$  et  $P_{DC\_mes}$  suivent bien les variations de l'irradiation  $G$ . Toutefois, la puissance simulée présente toujours un écart par rapport à la puissance mesurée et ce durant toute la journée. Celui-ci varie entre 33.58W et 300.56 W. Ces écarts peuvent être imputés à la composante diffuse importante qui caractérise les journées à ciel nuageux, à la non uniformité de l'éclairement des modules durant ces journées ce qui conduit à des situations de 'mismatch' des modules et des phénomènes de 'hot spot'.

Ces écarts peuvent aussi s'expliquer par une mauvaise estimation de la valeur de la température des cellules par le modèle. En effet, le phénomène de convection de l'air ambiant, l'inertie thermique et/ou un mauvais emplacement du senseur thermique peuvent entraîner un décalage entre la température ambiante mesurée utilisée pour prévoir la température de la cellule et la température réelle



**Figure III.4:** Evolution en fonction du temps de la puissance du champ PV simulée et mesurée pour la journée à ciel clair.



**Figure III.5 :** Evolution en fonction du temps de la puissance du champ PV simulée et mesurée pour la journée à ciel nuageux.

### III.3: Validation du modèle de l'onduleur

Pour la validation du modèle de l'onduleur, nous avons représenté sur la figure III.7, le rendement simulé et mesuré. Nous constatons que la courbe de rendement simulé a la même allure que celle imprimée par le nuage de points mesurés. Toutefois, la courbe simulée a été déduite en n'utilisant qu'une seule journée. Ce qui explique le désaccord sur certain tronçon de la courbe simulée avec le nuage de points. Il est vrai que pour être plus rigoureux, les courbes simulées de toutes journées constituant le nuage de points doivent être considérées.

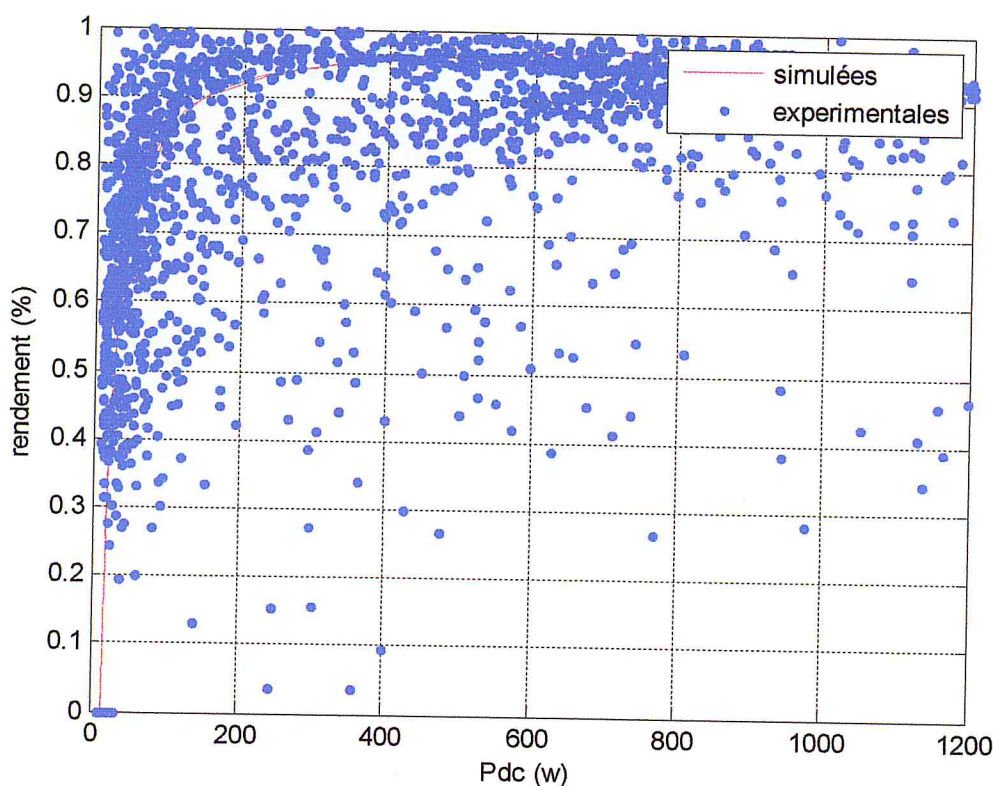


Figure III.6 Rendement de l'onduleur simulé et mesuré

### III.4: Validation du modèle du système photovoltaïque

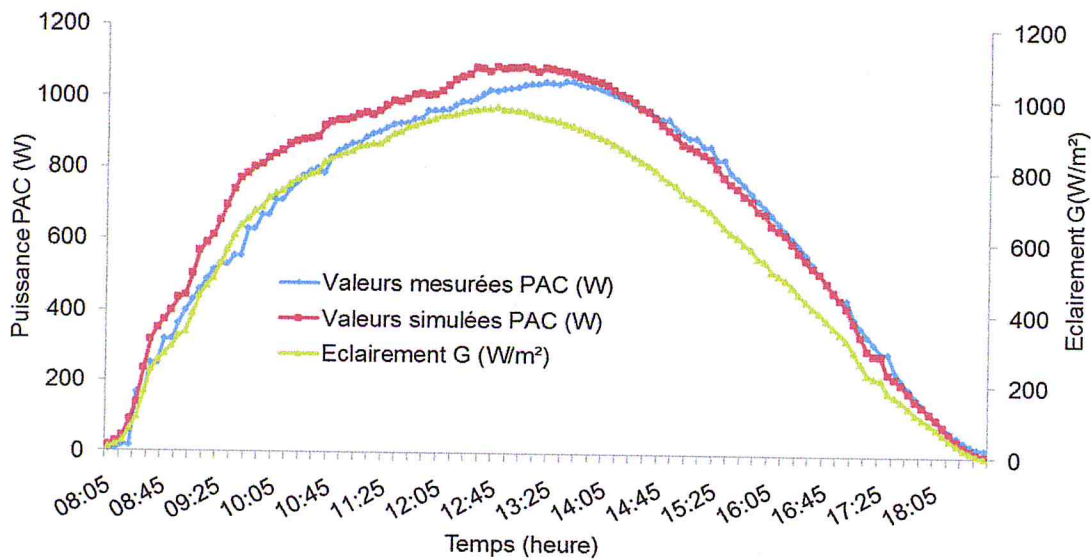
Afin d'évaluer l'efficacité des modèles adaptés ou développés pour chacune des parties du système photovoltaïque, nous les avons associés afin de déterminer les performances de l'ensemble du système dans des conditions réelles d'éclairement de



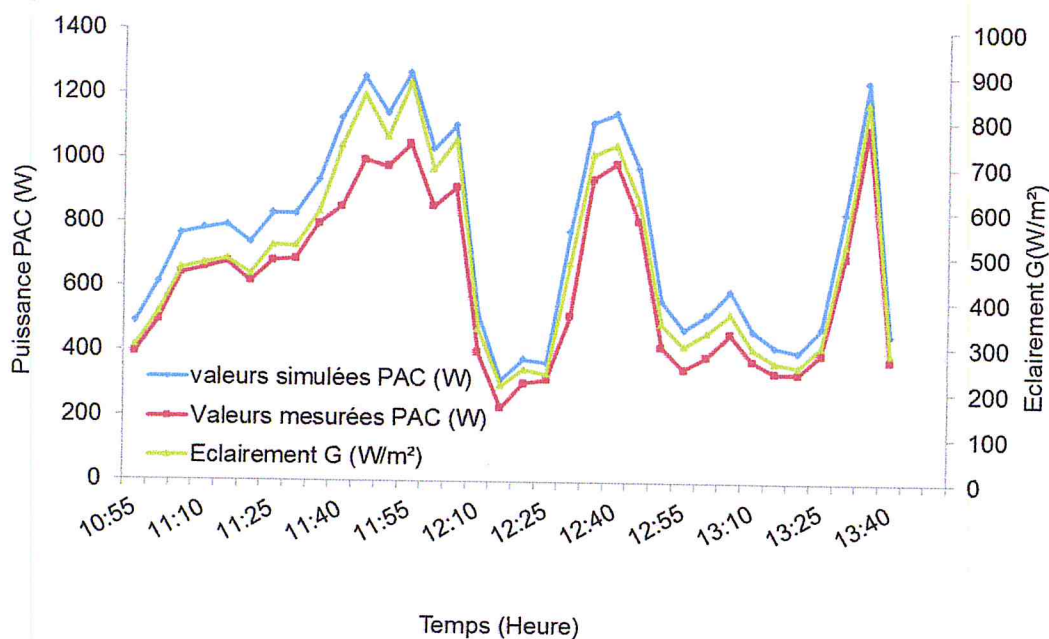
température. Les résultats obtenus pour deux journées spécifiques sont représentés sur les figures III.9 et III.10.

La figure III.9 représente les puissances simulée et mesurée injectée dans le réseau par le système PV durant la journée à ciel clair du 25/09/2013. Nous constatons que  $P_{AC\_sim}$  et  $P_{AC\_mes}$  suivent les variations de l'irradiation  $G$ . L'écart entre les deux puissances n'est pas très grand il varie au cours de la journée entre 3.35W et 46.72 W. L'écart moyen qui est de 21.10 W reste acceptable par rapport à la puissance produite.

La figure III.10 quant à elle représente les variations des puissances  $P_{AC\_sim}$  et  $P_{AC\_mes}$  durant la journée à ciel nuageux du 19/12/2013. Dans ce cas l'écart entre les deux puissances est relativement grand comparé au premier cas. Durant la journée il varie entre 17.80W et 170.54W. L'écart moyen est dans ce cas égal à 99.27W. Cet écart peut s'expliquer par le fait que le modèle utilisé ne tient pas compte du fait que tous les modules ne sont pas identiques, que l'éclairement n'est pas uniforme sur tous les modules et que des pertes par connectiques dans le champ existent. Ceci a pour conséquence l'obtention d'une puissance simulée toujours plus élevée que celle mesurée.



**Figure III.7 :** Evolution de  $P_{AC}$  simulées et mesurées en fonction de temps pour la journée à ciel clair.



**Figure III.8 :** Evolution de  $P_{AC}$  simulées et mesurées-en fonction de temps pour la journée à ciel nuageux.

## II.5: Précision du modèle

Dans les paragraphes précédents, nous avons constaté qu'il y avait des écarts entre les courbes simulées et les courbes mesurées. Dans ce qui suit nous évaluons les erreurs inhérentes au modèle de chaque étage du système PV pour ensuite essayer d'identifier leurs sources afin de les réduire. Pour cela nous utiliserons plusieurs types d'erreur.

### III.5.1. Définitions des erreurs

- **Erreur quadratique moyenne RMSE :**

L'erreur quadratique moyenne (RMSE) (également appelé écart quadratique moyen, RMSD) est une mesure fréquemment utilisée pour évaluer la différence entre les valeurs prédites par le modèle et les valeurs mesurées. Ces différences individuelles sont aussi appelés résidus, et l'erreur quadratique moyenne sert à les agréger en une seule mesure.

L'erreur quadratique moyenne ou Root Mean Square Error (RMSE) a pour expression:

$$RSME (\%) = 100 \frac{\sqrt{(\sum_{i=1}^N (valeur\ cal - valeur\ exp)^2)/N}}{valeur_{exp\ max}}$$

Où N est le nombre de mesures, valeur\_cal et Valeur\_expsont respectivement les valeurs simulées et mesurées.

- **Erreur absolue :**

L'erreur absolue mesure l'imprécision sur les mesures que nous effectuons. Elle est appelée absolue, car elle est le résultat de la valeur absolue de la différence entre la valeur réelle de la grandeur que l'on mesure et la valeur de référence que nous avons choisie comme une bonne approximation de celle-ci. Elle est donc toujours un nombre positif. Si on note x la valeur réelle,  $\alpha$  la valeur de référence, et Rabs l'erreur absolue, on peut écrire:

$$R_{abs} = |\alpha - x| = |x - \alpha|$$

- **L'erreur relative :**

$$Erreur\ relative (\%) = 100 * \frac{\{Valeur\ mes - Valeur\ cal\}}{Valeur\ mes}$$

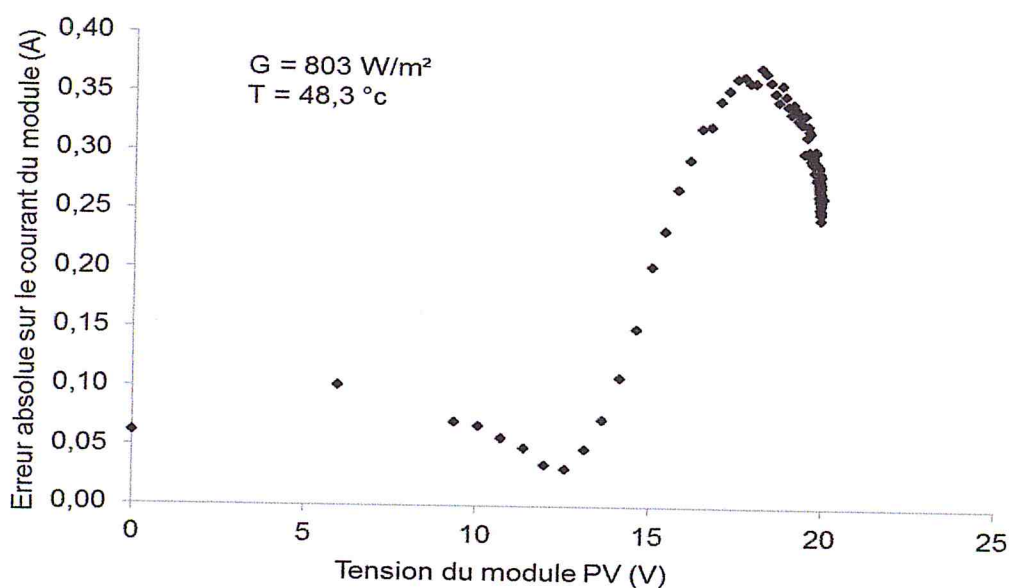
### 1- Cas du modèle du module PV

Pour évaluer la précision et la fiabilité du modèle de la caractéristique (I, V) du module photovoltaïque, nous avons pris à titre d'illustration, deux conditions de fonctionnement d'éclairement et de température du module photovoltaïque. Une condition relative à un ciel clair où l'éclairement  $G = 803 \text{ W/m}^2$  et la température du module  $T = 48.3 \text{ }^\circ\text{C}$ . La deuxième condition où le ciel est partiellement couvert correspond à un éclairement  $G = 511 \text{ W/m}^2$  et une température du module photovoltaïque  $T = 40.3 \text{ }^\circ\text{C}$ .

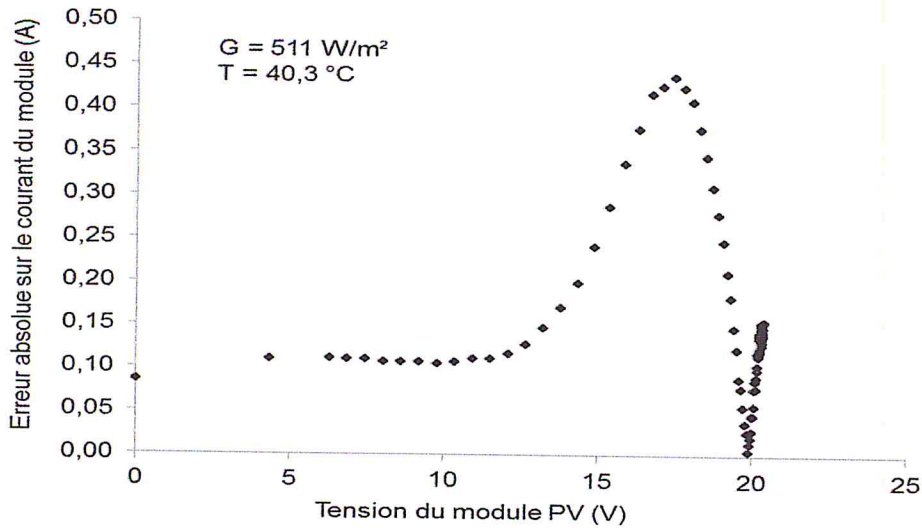
Les figures III.11 et III.12 montrent l'évolution de l'écart absolu entre les valeurs de mesure du courant généré par le module PV et celles issues de la simulation en fonction de la tension mesurée du module PV. Nous remarquons que cet écart observe un pic au niveau du point de puissance maximale mais qui reste très faible (0.35A pour  $G=803 \text{ W/m}^2$  &  $T=48.3^\circ\text{C}$ .) et (0.45A pour  $G=511 \text{ W/m}^2$

&T=40.3°C). A l'exception de ce point, les autres écarts restent tout de même très négligeables. Il est à noter aussi que cet écart s'accroît de plus en plus en s'approchant du point de puissance maximale et diminue de nouveau en allant vers la tension en circuit ouvert Voc du module PV. Nous remarquons également que cet écart augmente avec la diminution de l'éclairement (0.35A pour G=803W/m<sup>2</sup>, 0.45A pour G=511W/m<sup>2</sup>). Ceci peut être du à :

- i. l'imprécision du modèle où il faut tenir compte d'autres paramètres de corrélation, notamment l'effet d'ombrage partiel ou total des cellules du module photovoltaïque causé par éventuellement un passage nuageux.
- ii. La classe et la sensibilité des équipements de mesure utilisés.

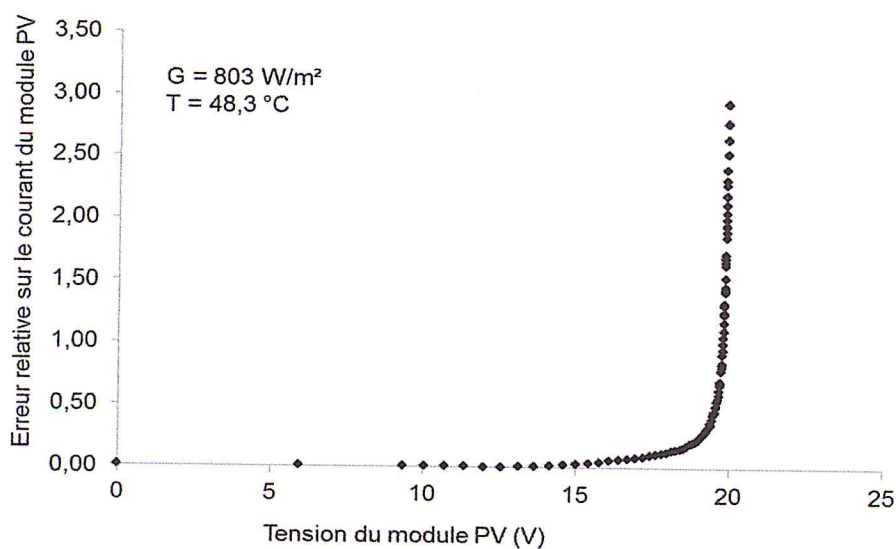


**Figure III.9 :** Evolution de l'erreur absolue du courant en fonction de la tension mesurée à T<sub>mod</sub>=48.3 ° c et G=803 w/m2

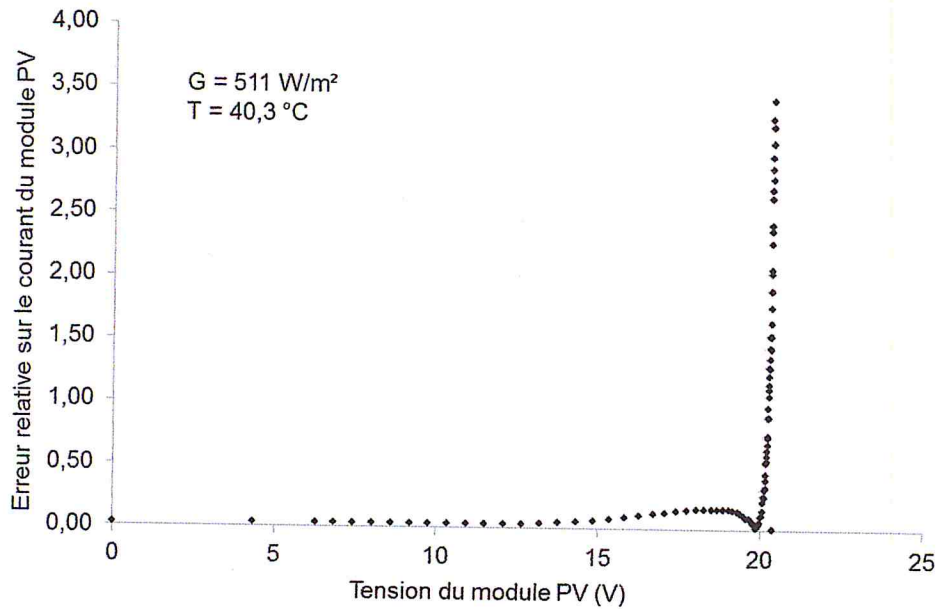


**Figure III.10 :** Evolution de l'erreur absolue du courant en fonction de la tension mesurée à  $T_{mod}=40.3\text{ °C}$  et  $G=511\text{ W/m}^2$

Les figures III.13 et III.14 affichent la variation de l'erreur relative du courant électrique de la caractéristique (I, V) du module PV en fonction de la tension aux bornes de ce module PV. On observe que cet écart relatif reste très faible sur l'ensemble des points de la caractéristique (I, V) du module, à l'exception du point de puissance max où l'erreur atteint son maximum de 3.0 % pour un éclairement  $G=803\text{W/m}^2$  et une température  $T= 40.3\text{ °C}$ . Cette erreur présente un maximum de 3.5% pour des conditions opératoires de  $G= 511\text{W/m}^2$  et  $T= 40.3\text{°C}$ . Cet écart reste tout de même très acceptable.



**Figure III.11** Evolution de l'erreur relative du courant en fonction de la tension mesurée à  $T_{mod}=48.3\text{ °C}$  et  $G=803\text{W/m}^2$



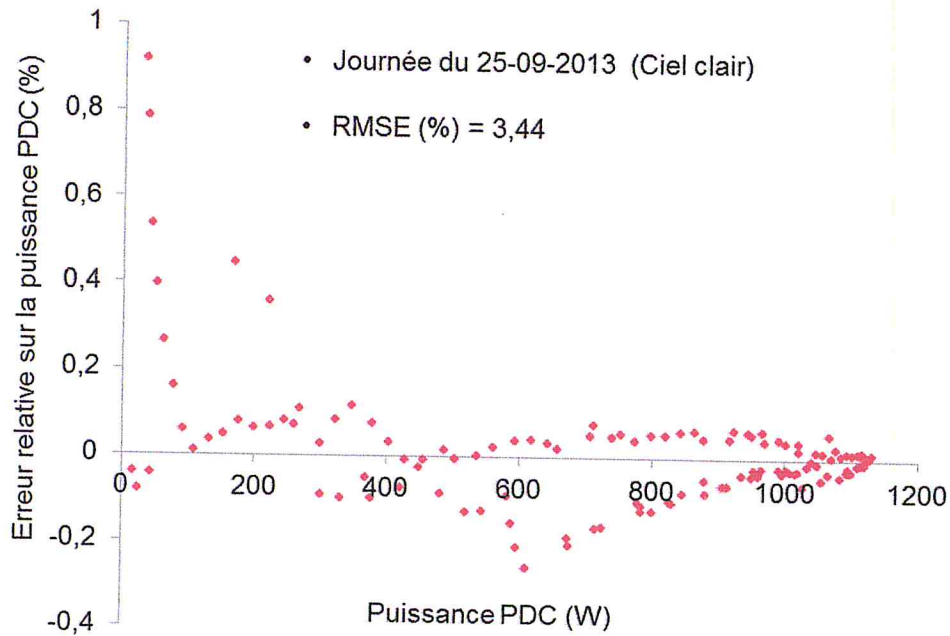
**Figure III.12 :** Evolution de l'erreur relative du courant en fonction de la tension mesurée à  $T_{\text{mod}}=40.3 \text{ }^\circ\text{C}$  et  $G=511 \text{ W/m}^2$

## 2- Cas du Modèle du champ photovoltaïque :

Les figures III.15 & III.16 montrent la variation de l'erreur relative du modèle donnant la puissance du champ photovoltaïque et qui est estimée par rapport à la puissance maximale produite par le champ PV.

Nous constatons que, sur la figure III.15, qui correspond au cas d'une journée à ciel clair, l'écart entre la puissance simulée et la puissance mesurée est très important pour de faibles puissances produites par le champ PV, ceci est du probablement au démarrage ou l'arrêt de l'onduleur, chose qui n'est pas prise en considération par le modèle de puissance établi.

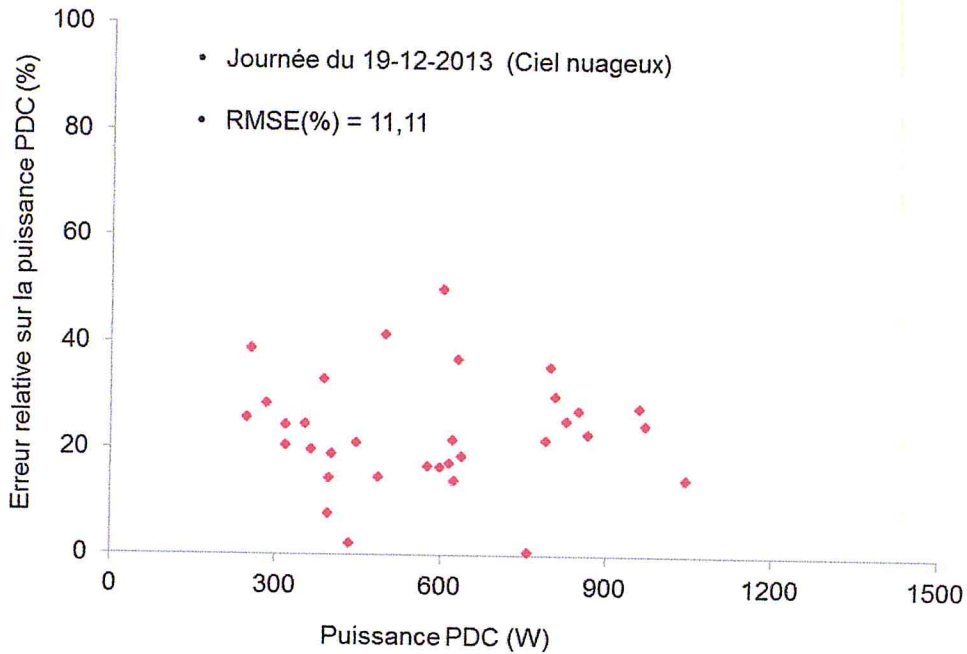
Nous remarquons également qu'au-delà d'une puissance produite de 100W, cette erreur est négligeable et ne dépasse guère les 10%. Dans cette gamme de puissance, le transfert d'énergie vers le réseau se fait sans aucune contrainte et le modèle suit fidèlement l'évolution de la puissance mesurée produite par le champ PV. Il est à noter aussi que l'erreur quadratique RMSE dans cette situation est très faible et est de l'ordre de 3.44%.



**Figure III.13 :** Evolution de l'erreur relative de la puissance du champ photovoltaïque  $P_{DC}$

En ce qui concerne la journée à ciel nuageux, représenté sur la figure III.16, nous remarquons que même pour des valeurs de puissances produites supérieures à 300W, l'écart reste assez élevé avec un maximum observé de l'ordre de 50% pour une puissance de 600W. Cette situation peut s'expliquer, comme nous l'avons déjà signalé au paragraphe III.3.2, à la composante diffuse qui est très importante dans ce type de journées, à la non-uniformité du rayonnement solaire sur la surface du champ PV causée par un passage nuageux et à la température estimée du module PV.

Il est à noter également que l'erreur quadratique RMSE dans ce cas de figure, est de l'ordre de 11.11% qui reste à la limite acceptable.



**Figure III.14 :** Evolution de l'erreur relative de la puissance du champ photovoltaïque  $P_{DC}$

En conclusion, nous pouvons dire que le modèle établi décrivant la caractéristique I-V du module photovoltaïque donne des précisions très appréciables dépassant les 95%.

Toutefois, il reste à améliorer le modèle du champ PV et du système en entier, en tenant compte des paramètres liés beaucoup plus à l'état du ciel, au comportement dynamique des modules un par un dans un champ PV et bien sûr à la fiabilité et la qualité des équipements de mesure utilisés.

## Conclusion

Dans ce chapitre nous avons essayé de valider les modèles développés pour le champ PV et l'onduleur. Cette démarche a consisté à effectuer des simulations pour des conditions réelles de fonctionnement. Si les résultats simulés semblent être en bonne concordance avec les mesures obtenues pour des journées à ciel clair, il n'en est pas de même pour le cas des journées à ciel nuageux. En effet, nous avons relevés des écarts entre les deux types de courbes. Ceux-ci sont probablement provoqués par des phénomènes tels que la non uniformité l'éclairement des modules, des pertes par connectique, du 'mismatch' entre les modules, .... Ceci a pour conséquence de réduire la production énergétique du système photovoltaïque.



Pour améliorer la prédiction des performances du système dans les conditions réelles et aboutir à la détermination de la configuration optimale de ce dernier, nous essayerons dans une prochaine étape d'intégrer certains des phénomènes énoncés ci-dessus dans les modèles développés.

## Conclusion générale

---

A l'heure actuelle, l'énergie solaire photovoltaïque est, parmi les énergies renouvelables, celle qui connaît le plus fort taux de croissance et qui est de l'ordre de 40% par an. Ceci est dû au fait que les technologies photovoltaïques sont arrivées à maturité, que le caractère modulable des installations PV rend leur déploiement facile et que leur prix est en baisse continue. Toutefois, eu égard aux investissements consentis pour leur réalisation, les utilisateurs de ces installations sont de plus en plus exigeant concernant leurs performances. Il est de ce fait nécessaire de développer des modèles de plus en plus précis afin de concevoir des installations fonctionnant à leurs performances optimales.

C'est dans ce contexte que nous avons, dans le cadre de ce mémoire, traité le cas d'une installation photovoltaïque utilisant des modules en silicium monocristallin et raccordée au réseau électrique. Afin de prédire les performances de cette centrale, nous avons développé un algorithme basé sur les modèles du champ photovoltaïque et de l'onduleur. Le modèle du champ a été déduit du modèle à deux diodes tandis que celui de l'onduleur a été extrait des mesures expérimentales.

Les simulations effectuées en utilisant des données météorologiques et radiométriques réelles et comparées aux mesures ont révélé des écarts entre les courbes simulées et mesurées. Ces erreurs pourraient être dues à la non uniformité de l'éclairement arrivant sur les modules, au mismatch des modules entre eux, aux pertes dues aux connectiques... L'amélioration de ces modèles et donc de la prédiction des performances des centrales PV passent l'introduction dans les modèles d'éléments représentatifs de ces phénomènes. Ceci sera la prochaine étape inscrite en perspective à ces travaux.

## Références bibliographique

- [1] Key world energy statistics. Technical report , International Energy Agency, 2011.
- [2] Site Internet d'Electricité de France, [www.edf.fr](http://www.edf.fr)
- [3] Renewable Global Status Report - 2009 Update .Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2009.
- [4] Programme nationale des énergies renouvelables et de L'efficacité Energétique, Ministère des Energies et des Mines.
- [5] Site Web : <http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm>, visité le 29/01/2010.
- [6] European Photovoltaic Industry Association and Green peace .Solar Generation V. Report EPIA, 2013.
- [7] R. Kaiser. Optimized battery -management system to improve storage lifetime in renewable energy systems. Journal of Power Sources, vol. 168 : 58–65, 2007.
- [8] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang .Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. Solar Energy, vol. 82 :354–367, 2008.
- [9] G. Gomez. Optimization of the photovoltaic-hydrogen supply system of a stand-alone remote-telecom application. International Journal Of Hydrogen Energy, vol. 34 :5304– 5310, 2009.
- [10] J. A. Duffie, W.A. Beckman, Solar Engineering of Thermal process. John Wiley
- [11] T . Markvart and L. Castafier , Practical Handbook of Photovoltaics : Fundamentals and Applications. ELSEVIER (2003) .
- [12] Kashif Ishaque , ZainalSalam ,Hamed Taheri Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules
- [13] R. A. Hartman, J. L. Prince, J. W. Lathrop, Second quadrant effect in silicon solar cells. Proceedings of the 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego (1980).
- [14]HELALI KAMELIAIngénieur Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque Etude Comparative.magister de d'Etat en Electrotechniquede l'UMMTO (Tizi-Ouzou)
- [15] Aissa Chouder, Santiago Silvestre , Nawel Sadaoui , Lazhar Rahmani Modelling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters
- [16] Développement d'une plateforme de contrôle et de gestion d'une centrale PV connectée au réseau. Master II, Université Saad Dahlab, Bilda, 2013

[17] P. Spirito , V. Abergamo, Reverse bias power dissipation of shadowed or faulty cells in different array configurations. Proceedings of the Fourth European Photovoltaic Solar Energy Conference (1982).

[18] J. A . Gow , C.D. Manning, Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. IEEE Proceeding on Electric Power Applications (1999)