



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

**UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCCEN**

# THÈSE

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

**DOCTORAT EN SCIENCES**

Spécialité: Physique

Option : Energies Renouvelables

Par :

**M. GUENOUNOU Abderrezak**

Sur le thème

---

## **Contribution à la mise au point d'un banc de caractérisation photovoltaïque piloté par ordinateur**

---

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

- BENYOUCF Boumediene	Professeur	Université de Tlemcen	Président
- MALEK Ali	Directeur de recherche	CDER	Directeur de thèse
- AILLERIE Michel	Professeur	Université de Lorraine	Co-directeur de thèse
- BOUZIDI Belkacem	Maitre de recherche A	UDES / CDER	Examineur
- MAHRANE Achour	Directeur de recherche	UDES / CDER	Examineur
- CHABANE-SARI Nasser-Eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Examineur



Unité de Développement des Equipements Solaires, UDES  
Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER  
BP. 62 Route de l'Observatoire Bouzareah, 16340, Alger, Algérie





*Ce travail est dédié à :*

*Mes chers parents*

*Mes chers frères*

*Mes chères sœurs*



# Remerciements

---

Tout d'abord, je voudrais remercier Monsieur Malek Ali, Directeur de recherche au CDER, pour avoir proposé et dirigé ce sujet de thèse, d'avoir été patient avec moi et de m'avoir soutenu tout au long de ces années de thèse.

Un très grand remerciement à Monsieur Aillerie Michel, Professeur à l'université de Lorraine (Metz, France), pour avoir accepté de Co-encadrer ce travail de thèse et de m'accueillir au sein de son Laboratoire pour une année de stage dans le cadre du programme PNE d'octobre 2015 à août 2016. Une année durant laquelle le travail de thèse a pu être finalisé grâce à son implication, son dévouement total et ses conseils.

Ce travail de thèse a été une partie intégrante du projet de recherche "Caractérisation et étude de performance des modules et systèmes photovoltaïques" puis du programme nationale de recherche (PNR) intitulé "Homologation des modules photovoltaïques" au sein de l'équipe de recherche "Application des Equipements Photovoltaïques" à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES / EPST CDER). Je tiens donc à remercier tous mes collègues qui ont participé à l'un ou à ces deux projets et qui ont contribué à la réussite de ce travail. Je remercie, en particulier, Monsieur Mahrane Achour, Directeur de recherche à l'UDES, Directeur de division et chef des deux projets, pour son apport considérable, sa disposition et ses conseils sans oublier Monsieur Oulebsir Allaoua de l'université de Boumerdes, Monsieur Triki Ahcene et Monsieur Smara Zoubeyr membres de l'équipe de recherche AEP au sein de l'UDES.

Je remercie aussi Monsieur Benyoucef Boumediene, professeur à l'université de Tlemcen pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de présider le jury, Monsieur Bouzidi Belkacem, Maître de recherche A à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES / EPST CDER) et directeur de l'UDES / EPST CDER, Monsieur Mahrane Achour, directeur de recherche à l'UDES / EPST CDER ainsi que Monsieur Chabane-Sari Nasser-Eddine, Professeur à l'université de Tlemcen, pour leur participation au jury et de l'intérêt qu'ils montrent à mes travaux.



## Table des matières

Nomenclature.....	xi
Liste des figures.....	xv
Liste des tableaux .....	xxi
Introduction générale .....	1
Références .....	5
CHAPITRE 1 : Energie solaire photovoltaïque, Etat de l'art et perspectives .....	7
1.1. Introduction.....	9
1.2. Rayonnement solaire.....	10
1.3. Marché des installations photovoltaïques .....	12
1.3.1. Evolution du marché.....	12
1.3.2. Marché global .....	13
1.3.3. Cas de l'Algérie .....	14
1.4. Marché de l'approvisionnement (fabrication et offre) .....	15
1.4.1. Principaux fournisseurs .....	16
1.4.2. Evolution des prix.....	18
1.5. Technologies Photovoltaïques.....	20
1.5.1. Principe de fonctionnement .....	20
1.5.2. Les différentes filières .....	20
1.5.2.1. Filière Silicium cristallin .....	22
a. <i>Silicium monocristallin</i> .....	23
b. <i>Silicium poly-cristallin</i> .....	25
1.5.2.2. Filières couches minces .....	25
1.5.2.3. Autres filières innovantes .....	27
1.6. Conclusion.....	30
Références .....	31
CHAPITRE 2 : Modules Photovoltaïques, Structure et Modélisation .....	35
2.1. Introduction.....	37
2.2. Structure d'un module photovoltaïque.....	38
a. Encapsulation des cellules PV en silicium cristallin.....	38
b. Encapsulation des cellules PV en couches minces.....	39
2.3. Caractéristiques et paramètres électriques .....	40
2.4. Influence des conditions atmosphériques.....	42

2.4.1. Influence de l'éclairement .....	42
2.4.2. Influence de la température .....	42
2.5. Déséquilibres liés à l'occultation ou à l'ombrage .....	43
2.5.1. Apport de chaque cellule dans un module PV .....	43
2.5.2. Risques encourus pour cause d'ombrage ou d'occultation.....	44
2.5.3. Protection par diodes parallèles (by-pass) et diode anti retour .....	46
2.6. Notion puissance crête .....	48
2.7. Modélisation des modules photovoltaïques .....	49
2.7.1. Modèle à une diode.....	50
2.7.1.1. Modèle standard .....	50
2.7.1.2. Extraction des paramètres à partir de la caractéristique I-V.....	51
2.7.1.3. Correction de recombinaison .....	54
2.7.1.4. Correction d'angle d'incidence .....	55
2.7.1.5. Correction spectrale.....	56
2.7.2. Cas de l'ombrage partiel.....	57
2.8. Conclusion.....	58
Références .....	59
CHAPITRE 3 : Caractérisation et test des modules PV .....	63
3.1. Introduction .....	65
3.2. Conditions de test et fiches techniques .....	66
3.3. Homologation des modules PV .....	68
3.3.1. Modules photovoltaïques en silicium cristallin pour application terrestre .....	68
3.3.2. Modules photovoltaïques en couche mince pour application terrestre .....	71
3.4. Techniques de caractérisation du comportement photoélectrique des modules PV.....	72
3.4.1. Caractérisation de Laboratoire (Indoor) .....	72
3.4.2. Caractérisation sous ensoleillement naturel (Outdoor).....	73
3.4.2.1. Norme CEI 60891 .....	74
3.4.2.2. Méthode Anderson, NREL .....	76
3.4.2.3. Autres méthodes .....	77
3.4.3. Mesure des caractéristiques I-V des modules PV .....	77
3.4.4. Banc d'essai photovoltaïque avec charge électronique à base de MOSFET .....	78
3.4.4.1. Charge électronique à base de MOSFET .....	80
3.4.4.2. Les capteurs .....	80
a. Capteur d'éclairement solaire .....	80
b. Capteur de température .....	81

3.4.4.3. Unité d'acquisition de données et Switch .....	82
3.4.4.4. Interface graphique .....	82
<i>a. Méthodes et fonctions implémentées</i> .....	84
<i>b. Impression d'un rapport</i> .....	85
3.4.4.5. Validation, étude d'un cas .....	87
3.5. Conclusion.....	90
Références .....	91
CHAPITRE 4 : La plateforme de test et caractérisation automatique de modules PV de l'UDES ...	93
4.1. Introduction .....	95
4.2. Critères de comparaison des performances des modules PV .....	96
4.2.1. Données caractéristiques des modules PV.....	96
4.2.2. Classification énergétique.....	96
4.2.2.1. Détermination de l'énergie produite et de l'énergie totale incidente.....	96
4.2.2.2. Ratio de performance.....	97
4.3. Plateforme de test et de caractérisation en continu de modules PV de différentes technologies simultanément, avec pilotage par ordinateur.....	98
4.3.1. Problématique, solution apportée .....	98
4.3.2. Présentation du système expérimental.....	101
4.3.2.1. Partie Extérieure .....	102
4.3.2.2. Partie intérieure.....	103
4.3.3. Développement logiciel et fonctionnement .....	104
4.3.4. Exploitation des données mesurées et démultiplexage.....	105
4.3.5. Interface utilisateur .....	106
4.3.5.1. Contrôle en temps réel .....	106
4.3.5.2. Exploitation journalière des données.....	107
4.4. Conclusion.....	109
Références .....	111
CHAPITRE 5 : Etude comparative des performances de quatre technologies de modules PV .....	113
5.1. Introduction .....	115
5.2. Résultats journaliers .....	116
5.2.1. Courbes d'évolution journalières.....	116
5.2.2. Energies et ratios de performance journaliers.....	120
5.3. Résultats mensuels et annuels .....	122
5.3.1. Evaluation des dégradations des paramètres électriques et comparaison avec les valeurs données par les fabricants dans leurs fiches techniques.....	122

5.3.2. Influence des variations saisonnières sur la puissance maximale mesurée .....	125
5.3.3. Etude énergétique .....	127
5.3.3.1. Energies produite par les modules PV .....	127
5.3.3.2. Ratio de performance .....	128
<i>a. Ratios de performance mensuels</i> .....	129
<i>b. Ratios de performance annuels</i> .....	131
5.4. Conclusion .....	133
Références .....	135
Conclusion générale .....	137
Annexe 1 : Production scientifique .....	141
Annexe 2 : Situation géographique de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES / EPST CDER) .....	143

## Nomenclature

---

$\mu$ -Si	: Silicium micro morphe.
$\mu\tau_{eff}$	: Longueur de diffusion effective des porteurs de charge p et n.
A	: Constante d'interpolation.
a, n	: Paramètres du modèle de Bishop.
$a_{i,i=1 \text{ à } 4}$	: Coefficients de correction spectrale de King
AM	: nombre de masse d'air.
a-Si	: Silicium amorphe.
ASTM	: American Society of Test and Material
$b_0$	: Paramètre de l'équation de correction spectrale de Mermoud.
CDER	: Centre de Développement des Energies Renouvelable.
CEI, IEC	: Commission d'Electrotechnique Internationale.
CTN12	: Comité technique national N° 12.
$d_i$	: Epaisseur de la couche intrinsèque.
$D_m$	: Nombre de jours que contient le mois.
$E_g$	: Energie de gap (eV).
$E_j$	: Energie maximale journalière.
$E_m$	: Energie maximale mensuelle.
$E_{max}$	: Energie maximale.
EPST	: Etablissement Publique Scientifique et Technologique.
EVA	: Ethyl-Vinyl-Acétate.
GUI	: Interface Graphique Utilisateur.
H	: Energie totale incidente.
$H_j$	: Energie totale incidente journalière.
$H_m$	: Energie totale incidente mensuelle.
i	: Angle d'incidence des rayons solaires.
$I_0$	: Courant de saturation de la diode (A).
IAM	: Correction d'angle d'incidence.
IANOR	: Institut Algérien de Normalisation.
IEA, AIE	: Agence Internationale de l'Energie.
$I_{max}$	: Courant au point de puissance maximale (A).

<i>I<sub>ph</sub></i>	: Photo-courant (A).
<i>IR</i>	: Infra rouge.
<i>I<sub>rec</sub></i>	: Courant de recombinaison.
<i>I<sub>sc</sub></i>	: Courant de court circuit (A).
<i>M</i>	: Nombre de journées de mesure durant le mois.
<i>M / M<sub>ref</sub></i>	: Correction spectrale.
<i>M-Si</i>	: Silicium monocristallin
<i>N</i>	: Nombre de mesures par jour.
<i>NOCT</i>	: Température de fonctionnement nominal de la cellule (°C).
<i>N<sub>p</sub></i>	: Nombre de branches parallèles.
<i>NREL</i>	: National Renewable Energy Laboratory.
<i>N<sub>s</sub></i>	: Nombre de cellules en série d'un module PV.
<i>P<sub>c</sub></i>	: Puissance crête (W).
<i>P<sub>i</sub></i>	: Puissance lumineuse incidente (W).
<i>P<sub>max</sub></i>	: Puissance maximale (W).
<i>Poly-Si</i>	: Silicium poly cristallin.
<i>PPM</i>	: Point de puissance maximale.
<i>PR</i>	: Ratio de performance.
<i>PV</i>	: Photovoltaïque.
<i>PVM</i>	: Module photovoltaïque.
<i>R<sub>s</sub></i>	: Résistance série d'un module PV ( $\Omega$ ).
<i>R<sub>sh</sub></i>	: Résistance shunt d'un module PV ( $\Omega$ ).
<i>S</i>	: Surface du module PV (m <sup>2</sup> ).
<i>Si</i>	: Silicium.
<i>SOC</i>	: Conditions normales d'exploitation des modules PV.
<i>STC</i>	: Conditions standards de test.
<i>T<sub>a</sub></i>	: Température ambiante (K ou °C).
<i>T<sub>c</sub></i>	: Température de cellule (K).
<i>T<sub>m</sub></i>	: Température du module PV (°C)
<i>UDES</i>	: Unité de Développement des Equipements Solaires.
<i>UV</i>	: Ultra violet.
<i>V<sub>br</sub></i>	: Tension d'avalanche (V).
<i>vi</i>	: Instrument virtuel (programme LabVIEW).

$V_{max}$	: Tension au point de puissance maximale (V).
$V_{oc}$	: Tension de circuit ouvert (V).
$V_x, I_x$	: Tension (V) à $\frac{1}{2} V_{oc}$ et courant (A) correspondant dans la courbe I-V.
$V_{xx}, I_{xx}$	: Tension (V) à $\frac{1}{2} (V_{oc} - V_{mp})$ courant (A) correspondant dans la courbe I-V.
$X_{Fiche}$	: Valeur de X donnée dans la fiche technique du module PV.
$X_{Mes}$	: Valeur mesurée de X.
$\alpha$	: Coefficient de température du courant.
$\alpha_{Isc}$	: Coefficient de température du courant de court circuit ( $A/^{\circ}C$ ).
$\alpha_{rel}$	: Coefficient de température normalisé du courant.
$\beta$	: Coefficient de température de la tension.
$\beta_{rel}$	: Coefficient de température normalisé de la tension.
$\beta_{Voc}$	: Coefficient de température de la tension de circuit ouvert ( $V/^{\circ}C$ ).
$\gamma_{Pmax}$	: Coefficient de température de la puissance maximale.
$\Delta X / X$	: Erreur relative du paramètre X.
$\theta_z$	: Angle par rapport au zénith.
$\kappa, \kappa'$	: Coefficients de correction de la courbe I-V.
$FF$	: Facteur de forme.
$G$	: Eclairement incident global ( $W/m^2$ ).
$I$	: Courant délivré par la cellule ou module PV (A).
$K$	: Constante de Boltzmann ( $1.38 \cdot 10^{-23} J/K$ ).
$V$	: Tension générée par la cellule ou module PV (V).
$m$	: Facteurs d'idéalité.
$q$	: Charge élémentaire ( $1.602 \cdot 10^{-19} \text{Coulomb}$ )
$\eta$	: Rendement de conversion.



## Liste des figures

Figure 1.1.	Spectre du rayonnement solaire .....	10
Figure 1.2.	Définition du nombre AM.....	11
Figure 1.3.	Spectre solaire AM0 et AM1.5 selon la référence ASTM G173-03 .....	12
Figure 1.4.	Evolution de l'installation photovoltaïque annuelle en GW .....	13
Figure 1.5.	Marché photovoltaïque global en 2014.....	14
Figure 1.6.	Capacité photovoltaïque cumulée jusqu'à fin 2014 .....	14
Figure 1.7.	Objectifs du nouveau programme algérien des énergies renouvelables (22 GW à l'horizon 2030).....	15
Figure 1.8.	Approvisionnement et installation globale en Modules Photovoltaïques .....	16
Figure 1.9.	Répartition de la production mondiale de cellules solaires en 2014 .....	17
Figure 1.10.	Répartition de la production mondiale des modules PV .....	17
Figure 1.11.	Evolution de l'industrie des cellules PV dans les principaux pays producteurs par année.....	18
Figure 1.12.	Courbe d'apprentissage des prix des modules PV de 1976 à 2014.....	19
Figure 1.13.	Structure d'un module PV et principe de fonctionnement d'une cellule PV .....	20
Figure 1.14.	Parts de marché des différentes filières photovoltaïques .....	21
Figure 1.15.	Meilleures recherches pour le rendement des cellules solaires depuis 1975 (mise à jours d'avril 2016).....	21
Figure 1.16.	Chaîne de fabrication des modules PV en silicium cristallin .....	22
Figure 1.17.	Coupe schématique d'une cellule typique en silicium monocristallin type p .....	24
Figure 1.18.	Schémas typiques de deux variantes de cellules solaires à base de silicium monocristallin de type n.....	24
Figure 1.19.	Structure de base d'une cellule solaire en silicium amorphe (a), d'une cellule en silicium micro morphe (b) et comparaison à une cellule en silicium cristallin (c) .....	26
Figure 1.20.	(a) Structure de base d'une cellule solaire en CdTe, (b) et de celle en CIGS .....	27
Figure 1.21.	Principe d'une cellule solaire à concentration.....	28
Figure 1.22.	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire organique.....	28

Figure 2.1.	Connexion en série des cellules au sein d'un module PV en silicium cristallin .	38
Figure 2.2.	Constitution d'un module PV en silicium cristallin .....	39
Figure 2.3.	Structure d'un module PV en couche mince CIGS .....	40
Figure 2.4.	Caractéristiques I-V et P-V d'un module photovoltaïque .....	41
Figure 2.5.	Caractéristiques I-V d'un module PV pour différents éclairagements.....	42
Figure 2.6.	Caractéristiques I-V d'un module PV en fonction de la température.....	43
Figure 2.7.	Association de cellules photovoltaïques identiques en série.....	44
Figure 2.8.	Association de cellules photovoltaïques identiques en parallèle.....	44
Figure 2.9.	Domaines fonctionnement d'une cellule solaire .....	45
Figure 2.10.	Caractéristique I-V d'une cellule ombragée dans un module PV, celle des autres cellules normalement éclairées et celle de tout le module partiellement ombragé.....	46
Figure 2.11.	Schématisation d'un module PV avec diodes by-pass et diode anti retour .....	47
Figure 2.12.	Rôle des diodes by-pass dans un module PV: caractéristique I-V de la cellule ombragée (1), celle de la partie contenant la cellule ombragée (2), celle de la partie normalement éclairée (3), Celle du module PV complet avec diodes by-pass (4).....	48
Figure 2.13.	Schéma électrique équivalent d'un module PV selon le modèle à une diode .....	50
Figure 2.14.	Les cinq points sur la courbe I-V utilisés pour calculer les paramètres du module PV par la méthode itérative à cinq points.....	52
Figure 2.15.	Schéma électrique équivalent du modèle à une diode avec pertes par recombinaison. ....	55
Figure 2.16.	Circuit équivalent d'une cellule PV polarisée en inverse selon Bishop.....	57
Figure 3.1.	Exemple de fiche technique d'un module Photovoltaïque .....	66
Figure 3.2.	Séquence d'essais de qualification de la norme CEI 61215 .....	70
Figure 3.3.	Schéma synoptique du banc d'essai .....	79
Figure 3.4.	Vues du banc d'essai : (a) Module PV avec le Pyranomètre (le capteur de température, collé à l'arrière du module n'est pas visible sur la photo), (b) Charge électronique, unité Agilent 34972A et PC .....	79
Figure 3.5.	Charge électronique MOSFET (UDES).....	80
Figure 3.6.	Pyranomètre Kipp & Zonen CMP11 .....	81
Figure 3.7.	Figure 3.7. Capteur PT100 collé sur le dos du module PV sous test.....	81

Figure 3.8.	Interface graphique développée : Page des mesures .....	83
Figure 3.9.	Interface graphique développée : Validation et résultats aux STC .....	83
Figure 3.10.	Schéma bloc des différentes tâches traitées par l'interface graphique .....	85
Figure 3.11.	Diagramme de l'étape acquisition de données .....	86
Figure 3.12.	Diagramme de l'étape « Extraction des paramètres du modèle à une diode » et translation aux STC.....	86
Figure 3.13.	Rapport de test imprimé à partir de l'interface graphique.....	87
Figure 4.1.	Schéma synoptique du système expérimental installé.....	101
Figure 4.2.	Partie extérieure du système expérimental : Plateforme contenant les modules PV et les différents capteurs (Eclairage et Température).....	102
Figure 4.3.	Partie intérieure du système expérimental : a) Armoire de multiplexage, b) unité Agilent 34972A, charge électronique PVPM et PC avec LabVIEW .....	103
Figure 4.4.	Chronogramme de sélection et de test des modules PV .....	105
Figure 4.5.	Synoptique des tâches réalisées par le logiciel d'exploitation des mesures .....	106
Figure 4.6.	Les deux interfaces graphiques contrôlant le test en continu des modules PV : a) L'application LabVIEW développée ; b) Le logiciel PVPMdisp .....	107
Figure 4.7.	Interface de démultiplexage des fichiers de mesures et d'affichage des résultats journaliers.....	108
Figure 5.1.	Evolution journalière de l'éclairage solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximale (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairage pour les quatre module PV durant une journée claire d'été .....	117
Figure 5.2.	Evolution journalière de l'éclairage solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximale (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairage pour les quatre module PV durant une journée claire d'hiver.....	117
Figure 5.3.	Evolution journalière de l'éclairage solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximale (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de	

formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairement pour les quatre module PV durant une journée nuageuse d'été .....	118
Figure 5.4. Evolution journalière de l'éclairement solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximale (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairement pour les quatre module PV durant une journée nuageuse d'été .....	118
Figure 5.5. Ratios de performances des quatre modules PV étudiés durant les quatre journées considérées.....	121
Figure 5.6. Rapport entre la puissance maximale mensuelle mesurée et celle de la fiche technique.....	125
Figure 5.7. Températures moyennes mensuelles des modules et Eclairements moyens mensuels reçus .....	126
Figure 5.8. Energies mensuelles produites et reçues par les modules PV .....	127
Figure 5.9. Energies annuelles produites et reçues par les modules PV.....	128
Figure 5.10. Ratios de performance mensuels calculés en utilisant les puissances maximales des fiches techniques des modules PV.....	129
Figure 5.11. Ratios de performance mensuels calculés en utilisant les puissances maximales mesurées.....	130
Figure 5.12. Ratios de performance annuels calculés avec les puissances maximales des fiches techniques et avec celles mesurée.....	131

## Liste des tableaux

Tableau 3.1. Classification des simulateurs solaires d'après la norme 60904-9 .....	73
Tableau 3.2. Comparaison entre les données de la fiche technique et les valeurs mesurées avec le banc et translatées aux STC.....	89
Tableau 4.1. Principales caractéristiques des quatre modules PV utilisés .....	103
Tableau 5.1. Energies journalières reçues et produites par les modules PV durant les quatre journées considérées .....	120
Tableau 5.2. Comparaison entre les données des fiches techniques et les valeurs moyennes annuelles mesurées et translatées aux STC. ....	123



# Introduction générale

---

Dans le contexte mondial global du développement durable associé à l'augmentation de la demande en énergie et la diminution des possibilités d'utilisation des énergies fossiles en raison de leur raréfaction et de leur mauvais impact sur l'environnement, les sources d'énergies renouvelables sont actuellement intensivement étudiées, évaluées et promues. Pour cette raison, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) permettant la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique se développe intensément de nos jours. Ces développements concernent aussi bien les améliorations des technologies et des matériaux PV mais également toute la chaîne de production de l'énergie électrique en local et connectés aux réseaux de distributions nationaux. Ce type d'énergie renouvelable, en dehors de la production dans de grandes centrales, a montré son grand intérêt pour des applications domestiques de faibles puissances.

Nous assistons donc actuellement à une augmentation de l'offre commerciale et à une diversité des technologies disponibles, intégrées dans les modules PV, allant des couches minces au silicium cristallin qui domine toujours le marché mondial avec près 90% de parts [1], mais nous assistons également à l'apparition de nouveaux composants PV, basés sur des nouvelles technologies, comme les multicouches III-V ou les Pérovskites hybrides ayant des rendements en très forte augmentation ces dernières années [2].

Pour l'évaluation des performances des modules PV, plusieurs travaux ont mentionné les mesures de laboratoire en appliquant diverses méthodes, telles que celles basées sur les mesures directes avec une source de lumière artificielle et des appareils appropriés, en plus des outils matériels et/ou logiciels de simulation [3-5]. Néanmoins, ces caractérisations indoor ne peuvent pas prendre en compte, dans l'évaluation des performances réelles d'un système photovoltaïque, l'environnement météorologique et climatique spécifique du site où les modules PV seront installés. De ce fait, ces études ne permettent pas aux utilisateurs finaux et aux installateurs de pouvoir choisir ou proposer les types de technologies de modules PV les mieux adaptées pour un site donné. Cette problématique est cruciale surtout actuellement car amplifiée par la diversité de l'offre commerciale et de l'intérêt pour un utilisateur final d'avoir le

système ayant le meilleur rapport performance énergétique / prix d'investissement et de fonctionnement.

Usuellement, les fabricants fournissent dans les documentations techniques des modules PV des données caractéristiques, mesurées sous les conditions standards de test (STC), c'est-à-dire, un éclairage solaire global de 1000 W/m<sup>2</sup>, une température de cellule égale à 25°C et une distribution spectrale AM1.5 [6,7].

En fait, ces conditions STC ne reflètent pas la réalité des conditions naturelles de fonctionnement des modules PV et ces données fonctionnelles associées au point de fonctionnement réel du module PV peuvent varier d'un environnement à l'autre en raison du changement des conditions météorologiques et peuvent être affectées par l'effet du vieillissement des modules photovoltaïques [8,9]. La caractérisation des différents types de modules PV sous les conditions naturelles de fonctionnement est donc nécessaire pour avoir une vision globale concernant les performances électrique réelles des différentes technologies pour un site donné.

Bien que les procédures de test de fiabilité des modules PV soient définies par les normes CEI 61215 [10] et CEI 61646 [11], plusieurs acteurs préconisent de se focaliser sur les performances énergétiques des modules PV afin d'estimer celles des systèmes étant donné que le prix de l'électricité est calculé sur la base de l'énergie consommée ou vendue.

La caractérisation systématique et régulière en continu d'un module PV donné sur une période de temps permet d'avoir les valeurs instantanées de sa puissance maximale et donc le maximum d'énergie qu'il peut produire dans cette période de temps de référence, généralement choisie égale à une année. Ainsi, lorsque plusieurs modules PV de différentes technologies sont testés simultanément dans les mêmes conditions environnementales, il est possible, en fonction d'autres paramètres, de déterminer les effets des variations saisonnières sur les performances de chaque technologie et, à long terme, suggérer la technologie la plus appropriée pour une région donnée, en fonction de son climat et, par conséquent, des conditions météorologiques locales.

Pour tenir compte de ces considérations, des modèles prédictifs ont été développés par certains auteurs, tels que le modèle de Meyer *et al.* [12] basé sur l'analyse de la régression de l'irradiation quotidienne totale et de la température ambiante maximale

journalière, ou le modèle de Navabi *et al.* [13] utilisé pour les centrales photovoltaïques. Plusieurs contributions ont porté sur l'étude des performances énergétiques dans certaines régions, comme l'ouest de l'Australie par Carr *et al.*[14,15], le nord de l'Europe par Midtgard *et al.* [16] ou l'ouest de l'Europe par ZinBer *et al.* [17]. Certaines études ont été menées sur des systèmes PV étant en fonctionnement, telles que Congedo *et al.* [18] pour un système PV en silicium monocristallin installé dans le sud-est de l'Italie ou Tripathi *et al.* [19] pour un système PV mixte (silicium amorphe et silicium poly-cristallin) installé dans l'ouest de l'Inde. Les méthodes utilisées peuvent différer, certaines peuvent être complexes par rapport à d'autres qui sont considérées simples. Y. Poissant *et al.* [20] ont fait une étude comparative sur le site du Varennes (Canada) entre deux méthodes représentatives des méthodes complexes et celles simplifiées.

C'est donc dans ce contexte de caractérisation, étude et comparaison des performances de différentes technologies de modules PV que s'inscrit cette thèse qui au final aboutira à la proposition d'une méthode expérimentale qui a été validée pour quatre modules PV de différentes technologies sur le site de la région côtière de Tipaza en Algérie, soit au niveau de l'Unité de Développement des Equipements solaires (UDES / EPST CDER). Outre le fait que l'unité de recherche se situe dans cette région, le site sélectionné est d'un grand intérêt car il est dans une région à fort potentiel de développement de l'énergie photovoltaïque avec des conditions climatiques favorables et une demande en électricité en forte augmentation du fait de l'augmentation de la population et de son niveau de vie.

Cette thèse est partagée en cinq chapitres, précédés par cette introduction générale et suivis par une conclusion générale.

Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art de l'énergie solaire photovoltaïque et ses perspectives où, après un rappel sur l'énergie solaire, nous donnerons quelques statistiques concernant les installations PV, l'approvisionnement en modules PV et l'évolution des prix. Puis nous présenterons les données récentes concernant les filières PV et l'état des recherches et développement.

Le deuxième chapitre est consacré aux notions de base concernant les modules PV où nous rappellerons leurs structures, les techniques d'encapsulation de différentes

technologies, les caractéristiques et paramètres électriques et enfin la modélisation mathématique de leur fonctionnement en justifiant et détaillant le modèle choisis.

Au troisième chapitre, nous traiterons les normes et les techniques de caractérisation des modules PV. A la fin de ce chapitre, nous présenterons, comme exemple, le premier banc de test de modules PV, sous les conditions naturelles, réalisé et installé à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES / EPST CDER). Nous présenterons entre autre, les résultats d'une étude de cas pour validation.

Le quatrième chapitre est consacré à la présentation de la plateforme de test et de caractérisation pour l'étude et la comparaison des performances réelles de plusieurs modules PV sous les conditions naturelles de test. Après la définition de quelques critères de comparaison qui ont été la base de la réflexion pour cette plateforme, nous détaillerons la démarche utilisée, le système expérimental et les différents programmes et outils le régissant.

Au cinquième et dernier chapitre, nous présenterons les résultats de l'étude comparative des performances de quatre modules PV de quatre technologies différentes à base de silicium (miro-morphe, monocristallin, amorphe et poly-cristallin) sur une année de test à l'aide de la plateforme et de la démarche de test (présentée au chapitre 4). Les résultats journaliers de quatre journées typiques, mensuels et annuels seront ainsi présentés et discutés.

Enfin nous terminerons par les principales conclusions auxquelles cette thèse a abouti et les perspectives envisageables pour continuer et/ou compléter ce travail.

## Références

---

- [1] International Energy Agency, Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy, 2014.
- [2] Latest chart on record cell efficiencies. Disponible dans : <http://www.nrel.gov/ncpv/>
- [3] A. Zegaoui, M. Arab, M. Aillerie, P. Petit, J-P Charles. Simulation and Hardware Development of a New Electronic Simulator of Photovoltaic Generators. Electric Power Components and Systems (2015) 1-11.
- [4] Q. Zeng, P. Song, L. Chang. A photovoltaic simulator based on DC chopper. Electrical and Computer Engineering, IEEE CCECE Canadian Conference 1 (2002) 257-261.
- [5] A. Singh, A-R. Hota, A. Patra. Design and implementation of a programmable solar photovoltaic simulator. Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), IEEE International Conference (2010) 1-5.
- [6] A. Guechi, M. Chegaar, M. Aillerie. Environmental effects on the performance of nanocrystalline silicon solar cells. Energy Procedia 18 (2012) 1611-1623.
- [7] I.E.C 60904-3, Photovoltaic Devices-Part 3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data, 2007.
- [8] N. Kahoul, M. Houabes, M. Sadok. Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region. Energy Convers Manage 82 (2014) 320-326.
- [9] 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 78 (2015) 193-202.
- [10] CEI 61215. Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation 2005.

- [11] IEC 61646. Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation 2008.
- [12] E-L. Meyer, E.E. van Dyk. Development of energy model based on total daily irradiation and maximum ambient temperature. *Renewable Energy* 21 (2000) 37-47.
- [13] R. Navabi, S. Abedi, S-H. Hosseinian, R. Pal. On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies. *Energy Convers Manage* 89 (2015) 497–506.
- [14] A-J. Carr, T-L. Pryor. A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates. *Solar Energy* 76 (2004) 285–294.
- [15] A-J. Carr. A Detailed Performance Comparison of PV Modules of Different Technologies And The Implications For PV System Design Methods. Thèse de doctorat de l’université de Murdoch, Australie 2005.
- [16] O-M. Midtgård, T-O. Sætre. Seasonal variations in yield for different types of PV modules measured under real life conditions in northern Europe. In: 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference (2006) 2383-2386.
- [17] B. ZinBer, G. Makrides, M-B. Schubert, G-E. Georghiou, J-H. Werner. Rating of annual energy yield more sensitive to reference power than module technology. In: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (2010) 1095-1099.
- [18] P-M. Congedo, M. Malvoni, M. Mele, M-G De Giorgi. Performance measurements of monocrystalline silicon PV module in South-eastern Italy. *Energy Convers Manage* 68 (2013) 1-10.
- [19] B. Tripathi, P. Yadav, S. Rathod, M. Kumar. Performance analysis and comparison of two silicon material based photovoltaic technologies under actual climatic conditions in Western India. *Energy Convers Manage* 80 (2014) 97–102.
- [20] Y. Poissant, S. Pelland, D. Turcotte. A comparison of energy rating methodologies using field test measurements. In: 23rd European PV Solar Energy Conference and Exhibition (2008) 2657–2662.

---

# **CHAPITRE 1 :**

Energie solaire photovoltaïque,

Etat de l'art et perspectives

---



## **1.1. Introduction**

L'effet photovoltaïque (PV) qui fut observé pour la première fois par André Becquerel en 1839, consiste en la conversion de l'énergie lumineuse (photons) directement en énergie électrique (électrons). L'effet photovoltaïque, appliqué à la production d'électricité d'origine renouvelable est basé sur l'utilisation de cellules à base de matériaux semi-conducteurs comme le silicium (Si) assurant la conversion de l'énergie lumineuse solaire en énergie électrique. La première cellule solaire à base de silicium fut développée dans les laboratoires Bell en 1954 [1]. Le rendement était de 6% mais fut rapidement augmenté à 10%.

Cette énergie, jugée propre et renouvelable, connaît un développement considérable. Après les applications spatiales du début, les installations terrestres ne cessent d'enregistrer des chiffres importants en termes de puissance installée. L'avenir est aussi prometteur avec les différents programmes mondiaux. Ce développement constant est assuré par la recherche et le développement permettant d'améliorer continuellement les rendements des technologies existantes (sauf celui des cellules mono-jonctions en silicium ayant atteint son maximum) et de développer de nouvelles technologies émergentes. De plus, l'industrie des panneaux solaires accompagne ce développement en quantité et en qualité.

Dans ce chapitre, nous donnerons un aperçu sur l'état de l'art des différents éléments de la chaîne de production d'électricité d'origine photovoltaïque et ses perspectives. Après un rappel sur le rayonnement solaire, nous présenterons quelques statistiques concernant le marché du photovoltaïque en nous intéressant à la fois aux installations et à l'approvisionnement, tout en donnant un aperçu sur l'évolution des prix. Nous présenterons ensuite, les principales filières photovoltaïques et l'état actuel de la recherche dans le domaine. Ces études seront présentées en considérant le niveau mondial et plus local, européen, méditerranéen et Algérien.

## 1.2. Rayonnement solaire

Le flux d'énergie solaire, appelé éclairement, reçu par la terre en incidence normale avoisine les  $1367 \text{ W/m}^2$  avant d'aborder la couche atmosphérique, cette quantité est appelée « Constante Solaire » [2]. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit du fait de l'absorption et de la diffusion, une atténuation et une modification de son spectre. La couche d'ozone, par exemple, absorbe une partie du rayonnement sur une large bande de l'ultraviolet au visible, et l'oxygène présente deux bandes étroites d'atténuation vers 690 et 760 nm. La vapeur d'eau enfin possède de nombreuses bandes d'absorption dans le visible et encore plus dans l'infrarouge. L'éclairement solaire reçu au sol se réduit alors avec un spectre décalé vers le rouge comme le montre la figure 1.1.

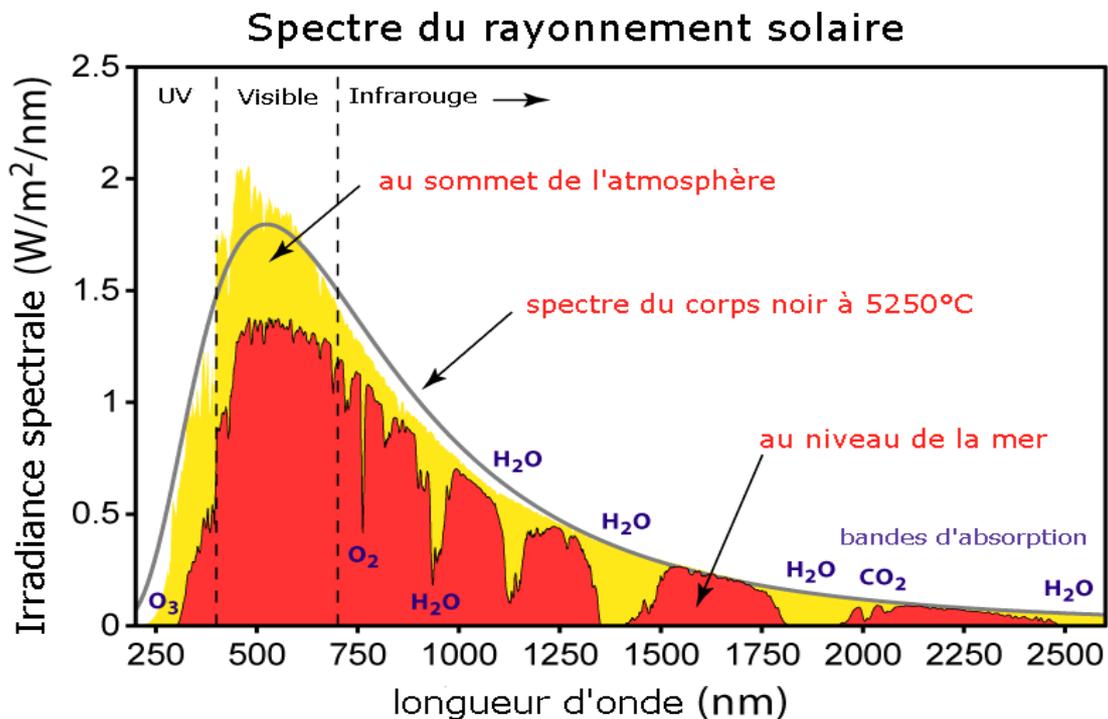


Figure 1.1. Spectre du rayonnement solaire

Pour tenir compte de l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire incident, on introduit un coefficient appelé nombre de Masse d' Air (AM) défini par:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (1.1)$$

Où  $\theta$  est l'angle que fait le soleil avec son zénith.

Par définition, AM0 correspond aux conditions hors atmosphère en incidence normale. Quand le soleil fait un angle de  $48^\circ$  par rapport au zénith, le rayonnement incident est dit AM1.5 comme le montre la figure 1.2 [3].

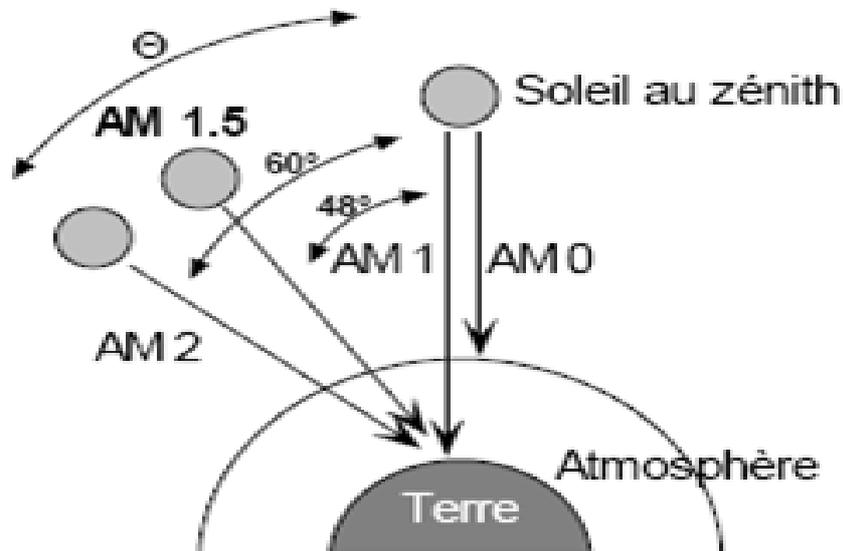


Figure 1.2. Définition du nombre AM

Le nombre de masse d'air caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire et de plus, sert de standard pour quantifier les performances de nouveaux dispositifs photovoltaïques.

Au sol, le rayonnement solaire possède au moins deux composantes : une composante directe et une composante diffuse (rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle : nuages, sol) formant le rayonnement global.

La Figure 1.3 montre le spectre d'émission solaire AM0, AM1.5 direct et AM1.5 global selon les chiffres de la référence ASTM G173-03 donnés sous forme de table sur le site de NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) [4].

Les données caractéristiques des panneaux photovoltaïques données dans les fiches techniques, utilisées pour la comparaison des différentes technologies, sont généralement mesurées à AM1.5.

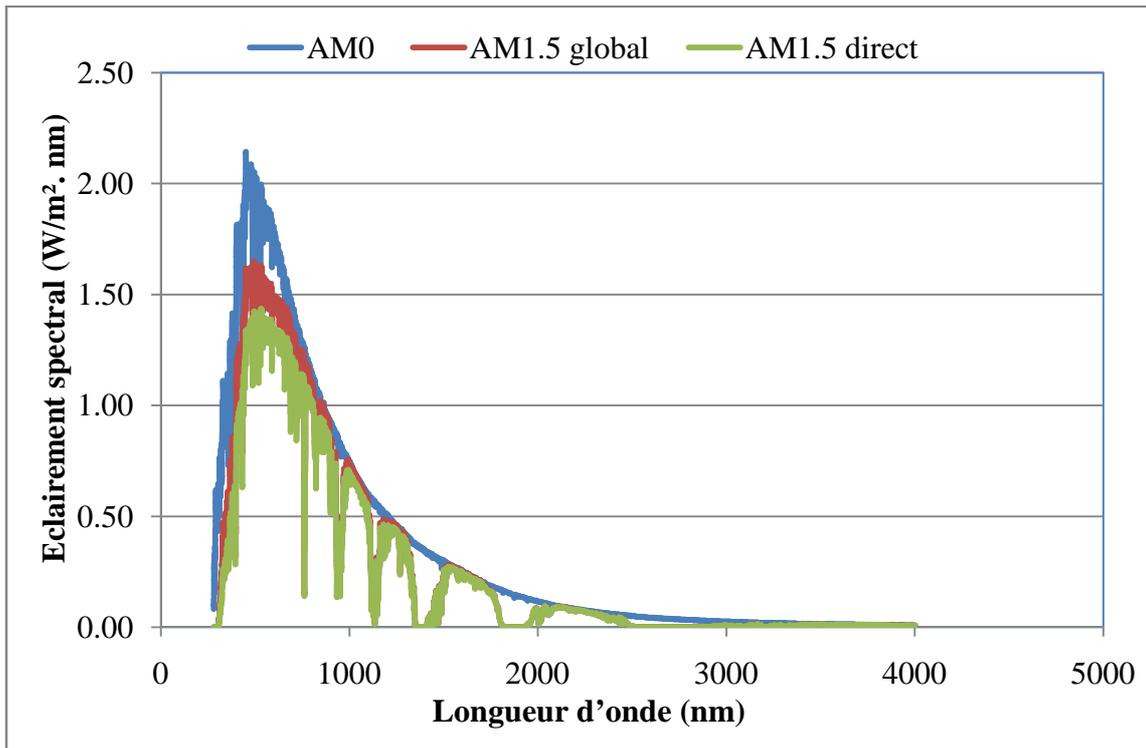


Figure 1.3. Spectre solaire AM0 et AM1.5 selon la référence ASTM G173-03.

### 1.3. Marché des installations photovoltaïques

#### 1.3.1. Evolution du marché

Le marché mondial de l'électricité photovoltaïque est en croissance continue et la puissance installée dans le monde n'a pas cessé d'augmenter pour passer de 177 GW vers la fin de l'année 2014, avec 40 GW de plus installés, pour s'approcher de 230 GW à la fin de l'année 2015, soit plus de 50 GW rien qu'en cette année 2015 selon les rapports du Programme des Systèmes Photovoltaïque de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA PVPS) [5,6]. Selon le rapport de 2015 [5], 1% de l'électricité mondiale est d'origine photovoltaïque et 19 pays dans le monde ont assez de photovoltaïque pour couvrir au moins 1% de leur demande annuelle en électricité. Trois pays se distinguent de ce peloton en couvrant plus de 7% de leur demande annuelle en Photovoltaïque. L'Italie vient en tête avec 7.9%, elle est suivie par la Grèce et l'Allemagne avec respectivement 7.6% et 7.0%.

La figure 1.4 illustre l'évolution annuelle de l'installation photovoltaïque mondiale de 2000 à 2014. On remarque une croissance accélérée à partir de 2010 malgré une très faible augmentation en 2014 par rapport à 2013 et une stagnation en 2012 par rapport à

2011. Ainsi près de 38 GW ont été installées en 2013 et près de 40 GW en 2014, soit une progression d'environ 4.6 % [5].

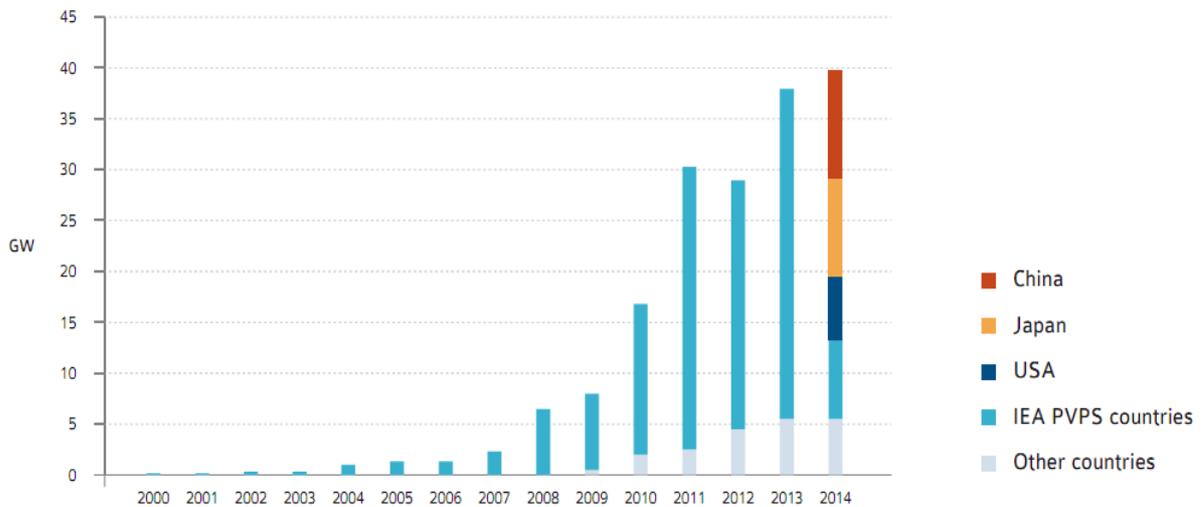


Figure 1.4. Evolution de l'installation photovoltaïque annuelle mondiale en GW [5].

### 1.3.2. Marché global

Les plus grandes installations pour l'année 2014 sont enregistrées en Chine (27%), au Japon (24%) et aux Etats Unis (16%) comme indiqué sur la figure 1.5 [5]. La France n'apparaît que pour 2% alors que les installations de l'Algérie font partie des 9% seulement, installées par les 187 pays du monde les moins dynamiques dans l'utilisation du photovoltaïque. En capacité cumulée, le marché global mondial reste dominé par l'Allemagne avec près de 22% de la puissance totale installée, suivie par la chine avec 16%, le Japon avec 13%, l'Italie avec 11% puis les Etats Unis avec 10% (cf. figure 1.6) [5]. Dans cette répartition, la France est en 6<sup>ème</sup> position avec 3% (comme le Royaume Unis et l'Espagne) et donc bien loin de son voisin européen. Comme dans le classement précédent, l'Algérie n'apparaît pas malgré les conditions climatiques exceptionnelles dont elle dispose et donc du gisement solaire important, ce qui montre que le potentiel de progression dans le développement et l'utilisation de cette énergie est énorme. Le cas particulier de notre pays sera abordé dans le paragraphe suivant.

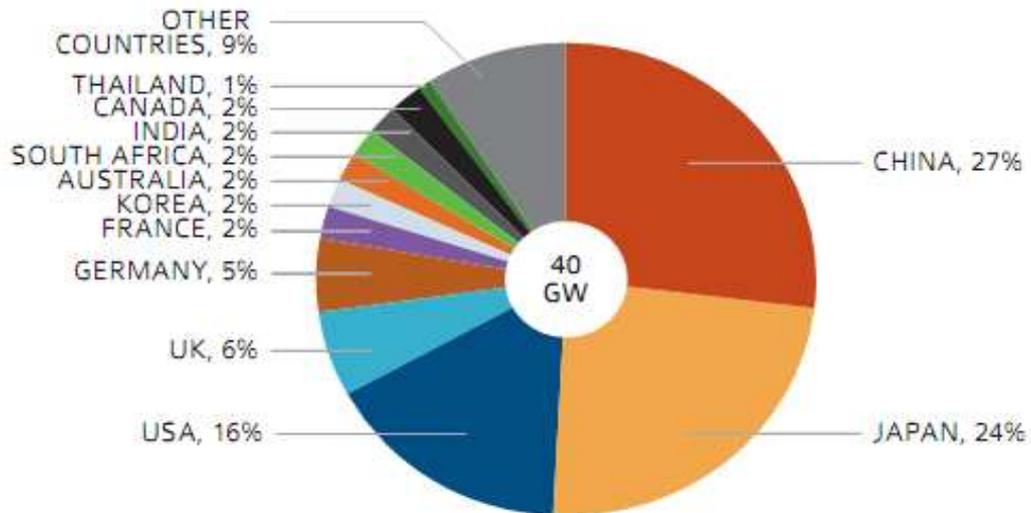


Figure 1.5. Marché photovoltaïque global en 2014 [5].

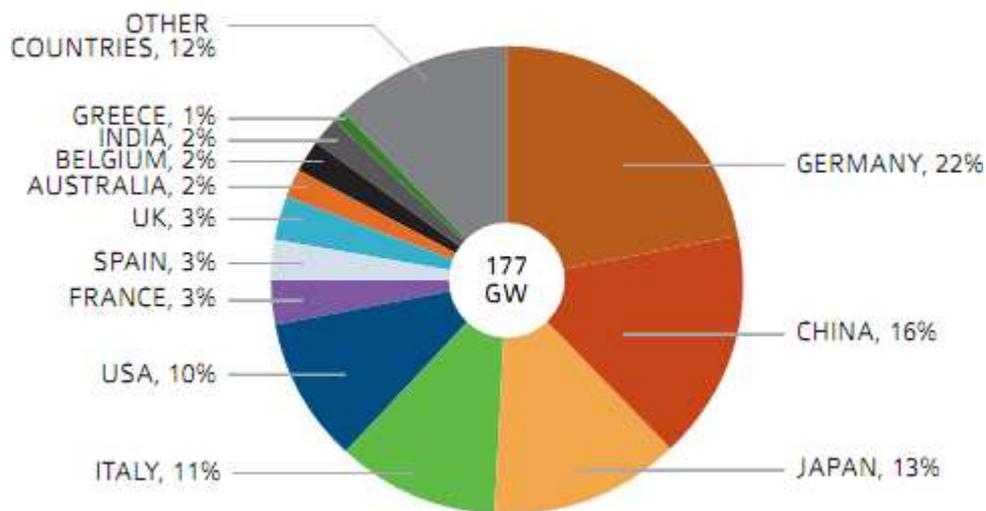


Figure 1.6. Capacité photovoltaïque cumulée jusqu'à fin 2014 [5].

### 1.3.3. Cas de l'Algérie

Dans une récente étude parue en 2015, Chris Warner et al [7] ont présenté une liste alphabétique des pays avec leurs puissances PV cumulative installées jusqu'à fin 2014. En triant cette liste par ordre de puissances décroissantes, on trouve que l'Algérie est classée à la 44<sup>ème</sup> place mondiale avec seulement 78 MW, ce qui est très peu vu les potentialités existantes en terme d'abondance de la ressource solaire et de l'étendue du

territoire national. Une simple comparaison avec un très petit état, bénéficiant de moins bonnes conditions climatiques, tel que le Luxembourg qui a installé 200 MW nous renseigne sur cet état de fait.

Néanmoins, ce classement devrait changer de manière significative dans les prochaines années. En effet, selon le nouveau programme national de développement des énergies renouvelables (2015-2030), adopté par le conseil des ministres en février 2015, le gouvernement se fixe comme objectif l'installation de 22 GW en énergies renouvelables à l'horizon 2030 dont près de 13,5 GW en solaire photovoltaïque, la figure 1.7 schématise la répartition de tout les types d'énergies renouvelables concernés par le programme [8].

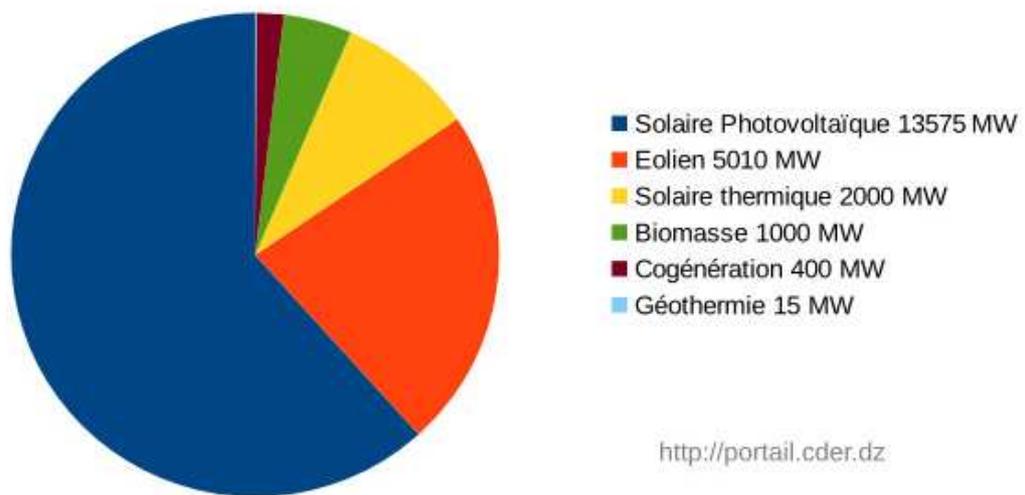


Figure 1.7. Objectifs du nouveau programme algérien des énergies renouvelables (22 GW à l'horizon 2030) [8].

#### 1.4. Marché de l'approvisionnement (fabrication et offre)

Il est clair que cette croissance continue de la puissance photovoltaïque installée dans le monde doit être accompagnée par une industrie de fabrication de modules PV assurant l'approvisionnement et la qualité de l'élément essentiel de cette énergie à savoir le module PV. En termes de fabrication, c'est exactement le cas. D'après la figure 1.8 [9] où sont représenté les statistiques à partir de 2010 et les estimations jusqu'en 2019 de la production de modules PV, de la capacité de production et de

l'installation PV, la capacité de production est toujours supérieure à la demande. Cela veut dire qu'il n'y a pas de risque de pénurie de modules PV, bien au contraire.

La capacité globale de production de modules PV est estimée entre 45 et 55 GWc pour la seule année 2014 (46.7 selon AIE [5]), [10].

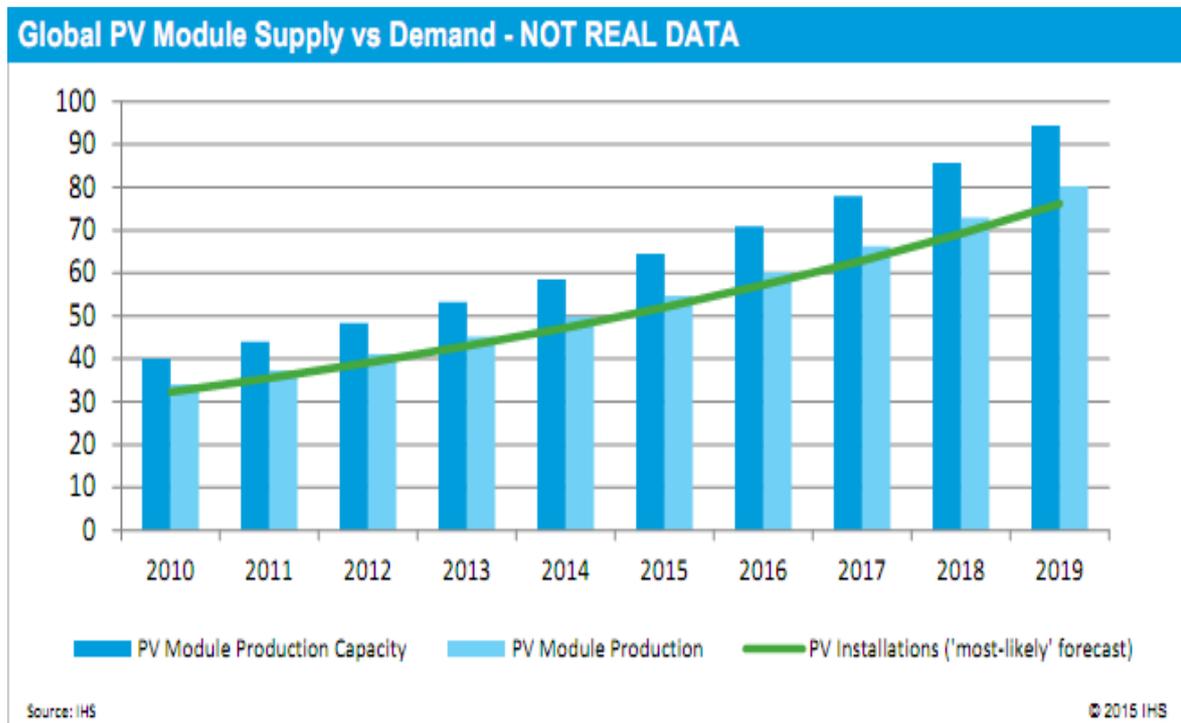


Figure 1.8. Approvisionnement et installation globale en Modules Photovoltaïques

#### 1.4.1. Principaux fournisseurs

Que ce soit pour les cellules ou les modules PV, la Chine est le premier fournisseur mondial en 2014 avec près de 61% de la production mondiale de cellules PV et 66% de celle des modules PV comme le montrent les figures 1.9 et 1.10 [5]. Taiwan vient en deuxième position dans la production de cellules PV avec 16% mais elle est mal classée dans production des modules PV où c'est le Japon qui suit la Chine de loin avec 8% de la production mondiale, suivi par la Corée avec 7% et la Malaisie avec 6%.

En regardant l'évolution de l'industrie des cellules PV par année depuis 2010 (cf : figure 1.11), on remarque que le plus grand saut de la Chine a été marqué en 2011 [5]. Ce saut trouve son explication dans les années précédant cette année 2011 et même plus

loin. Par exemple, La Commission nationale de la planification (actuellement Commission nationale pour le développement et la réforme) a élevé le photovoltaïque au rang de thème spécifique dans son 7e Plan quinquennal (1986-1990) démontrant tout l'intérêt et l'implication du gouvernement chinois. Des unités industrielles se sont installées et des efforts majeurs ont été consacrés à la recherche et développement pour arriver à développer une technologie de pointe et une technique de purification du silicium à couts réduits [11]. Cela s'est évidemment répercuté sur le coût du produit fini (module PV) et la chine a inondé le marché mondial de modules PV à un tel degré que certains états ont imposé des taxes dissuasives aux modules PV importés de chine afin de sauver leur industrie locale [12, 13].

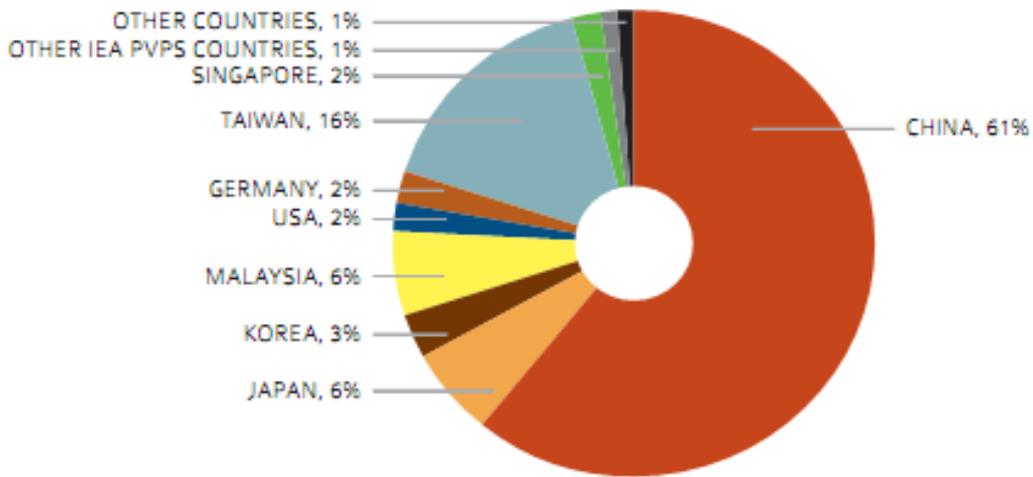


Figure 1.9. Répartition de la production mondiale de cellules solaires en 2014 [5].

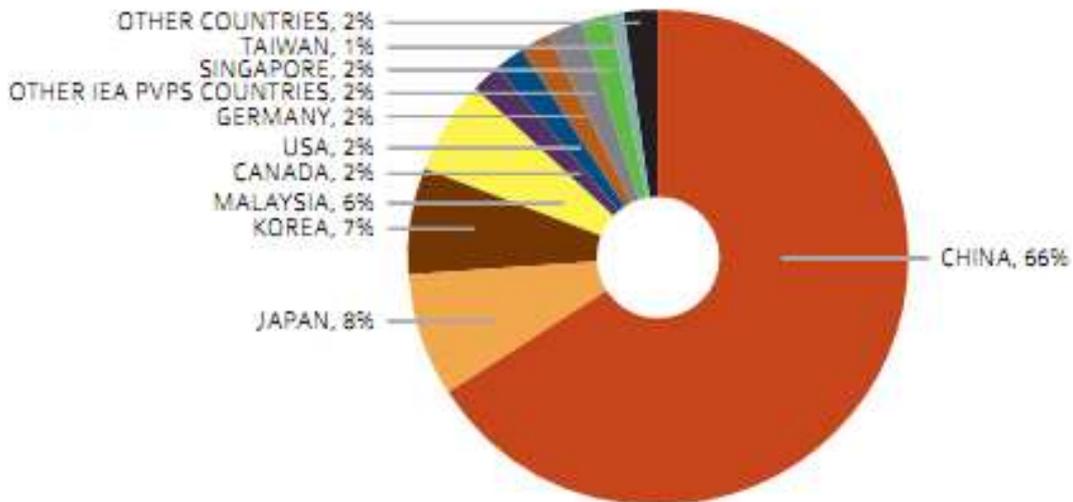


Figure 1.10. Répartition de la production mondiale des modules PV en 2014 [5].

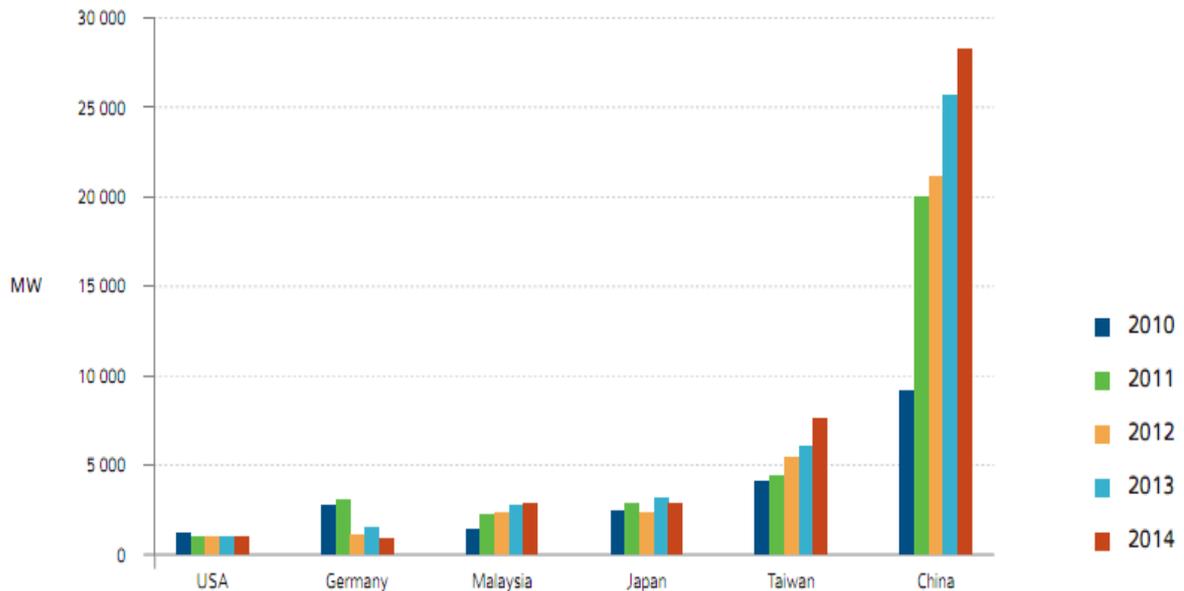


Figure 1.11. Evolution de l'industrie des cellules PV dans les principaux pays producteurs par année [5].

On remarque évidemment, que notre pays ne paraît pas dans les statistiques de la figure 1.11, bien que l'avenir semble prometteur. En effet des unités d'encapsulation de modules PV ont déjà commencé leur production telles que le groupe « Condor », « Algerian photovoltaic company (ALPV) » ou « Aurès Solaire » et d'autre sont en cours de réalisation.

#### 1.4.2. Evolution des prix

La capacité de production annuelle de modules PV étant largement supérieure à la demande, comme nous l'avons vu précédemment, combinée avec la réduction des coûts dans les processus de production, devrait se traduire par une tendance baissière des prix des modules PV.

La figure 1.12 montre la courbe d'apprentissage (ou d'expérience) des prix des modules photovoltaïques, affichant le prix de vente moyen des modules (en 2011 US \$ / Wc) en fonction de la puissance cumulative des modules PV livrés de 1976 à 2014 (en MWc) [14,15].

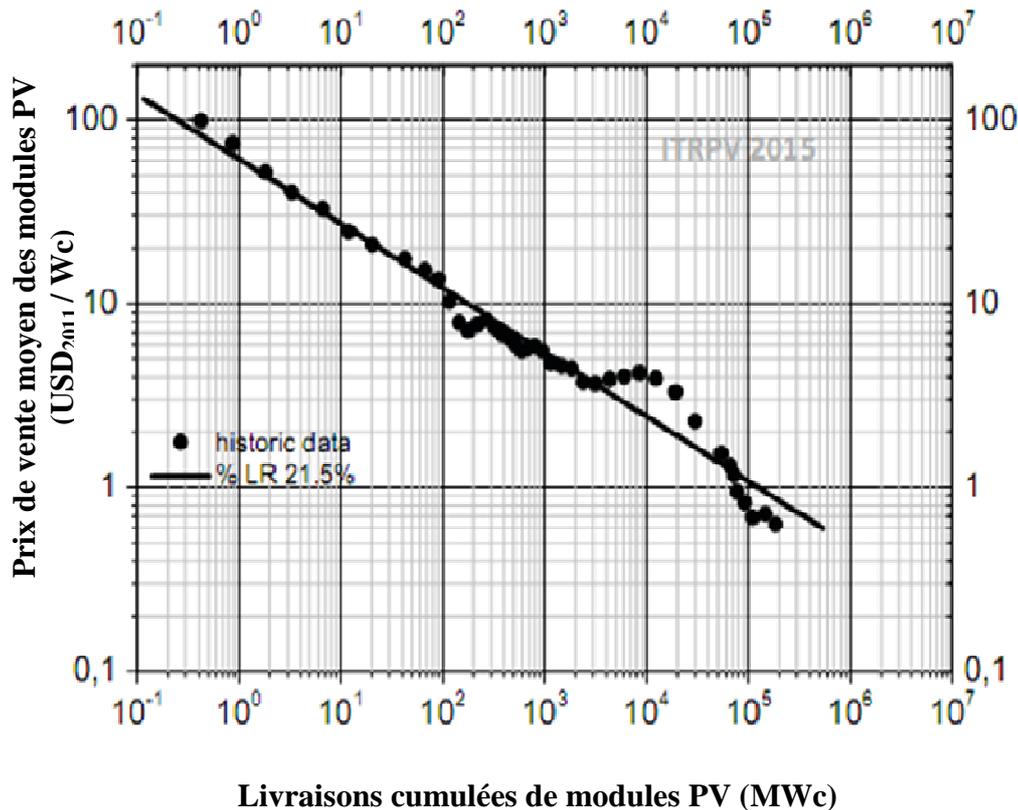


Figure 1.12. Courbe d'apprentissage des prix des modules PV de 1976 à 2014.

Tracée sur une échelle logarithmique (Log Log), cette courbe est approximativement linéaire jusqu'à ce que la valeur des livraisons atteigne 3,1 GWc (livraisons à la fin de 2003), en dépit du repli à environ 100 MWc. Cela indique que pour chaque doublement des livraisons cumulées de modules PV, le prix de vente moyen diminue avec un taux d'apprentissage (LR) d'environ 21%. Les grands écarts par rapport à cette parcelle de LR dans la figure 1.12 sont causés par les fluctuations considérables du marché entre 2003 et 2013 [15].

Toutes ces études du marché des installations PV et de celui des modules PV montrent que le photovoltaïque est une activité attrayante ayant un avenir plus que prometteur et assuré par une importante industrie.

Dans ce qui suit de ce chapitre, nous verrons de quoi est constituée la technologie de modules PV, l'état de la recherche actuelle et les perspectives tout en rappelant le principe de fonctionnement.

## 1.5. Technologie Photovoltaïque

### 1.5.1. Principe de fonctionnement

Une cellule solaire ou photovoltaïque (PV) est un dispositif à semi-conducteur sous forme de jonction P-N qui convertit la lumière en électricité par l'effet photovoltaïque. Un module PV est un ensemble de cellules solaires connectées en série et encapsulées dans une seule structure (figure 1.13).

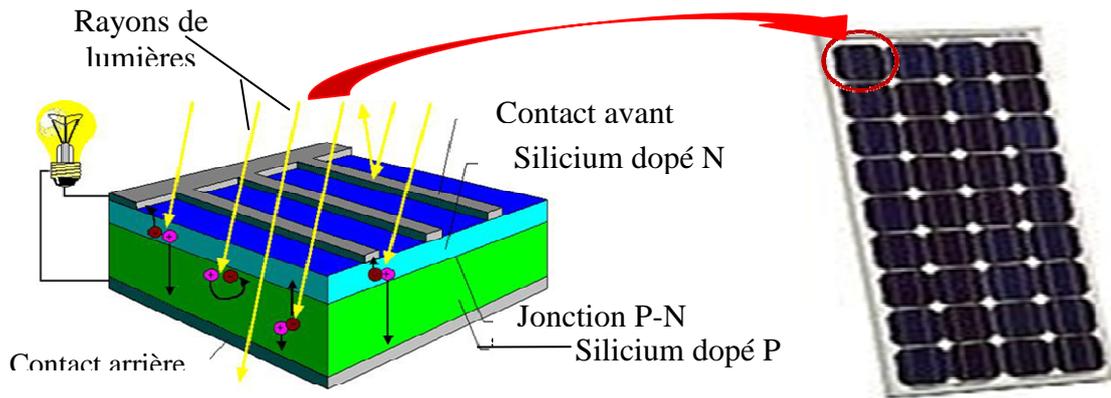


Figure 1.13. Structure d'un module PV et principe de fonctionnement d'une cellule PV.

### 1.5.2. Les différentes filières

Le silicium (Si) représente une matière première idéalement adaptée à la production d'énergie fiable et renouvelable par la voie photovoltaïque (PV). Premièrement, il ne présente aucune toxicité connue pour l'homme. Ensuite, il est abondant dans la nature : un quart de la croûte terrestre est constituée de silicium. Par exemple, le sable tel qu'il se trouve sur les plages ou dans le sud algérien, est composé essentiellement de silice, aussi appelée dioxyde de silicium ( $\text{SiO}_2$ ). Finalement, la propriété électronique essentielle, le « gap » (band gap ou bande interdite) du silicium, d'une largeur de 1,1 eV, est favorable à l'absorption de photons dans la gamme d'énergie visible.

De ce fait, les technologies de modules photovoltaïques sont toujours dominées par le silicium cristallin, sous ces différentes variantes, avec plus de 90% de part de marché, tandis que toutes les autres technologies se partagent près de 10% de parts restantes comme le montre la figure 1.14 où sont représentées les parts de marché des différentes technologies de 2011 à 2015 [16].

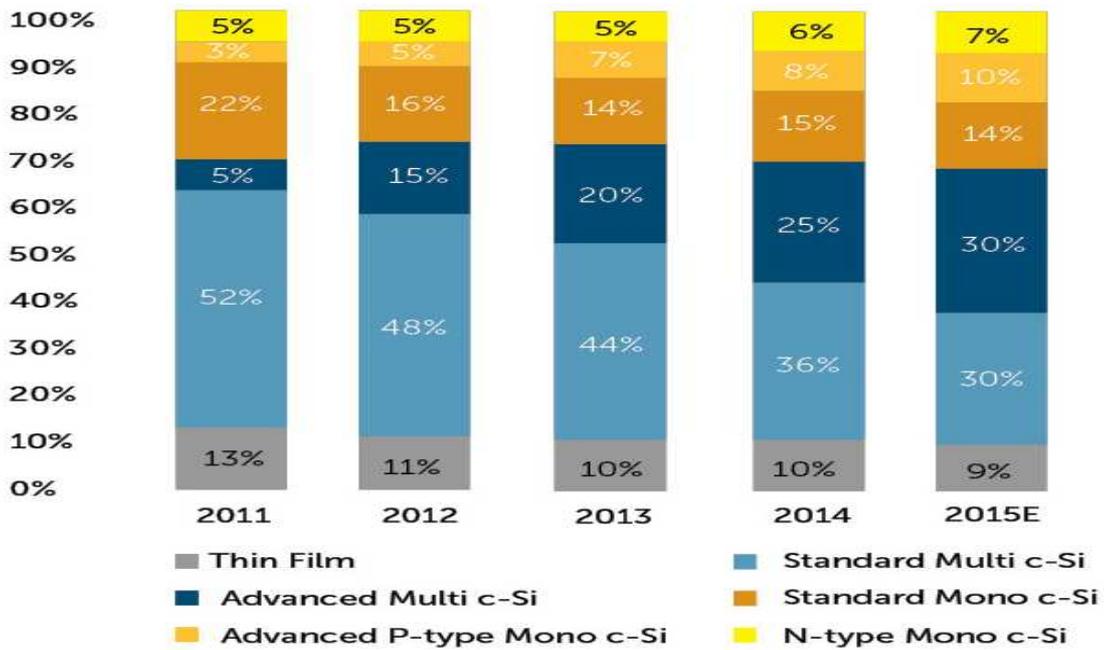


Figure 1.14. Parts de marché des différentes filières photovoltaïques [16].

La recherche est continue dans différents laboratoires pour l'amélioration du rendement de conversion de différentes technologies de cellules photovoltaïques. La figure 1.15 représente l'évolution des meilleures avancées par technologie enregistrées dans les principaux laboratoires mondiaux [17]. On remarque que les rendements obtenus en laboratoire sont en croissance continue.

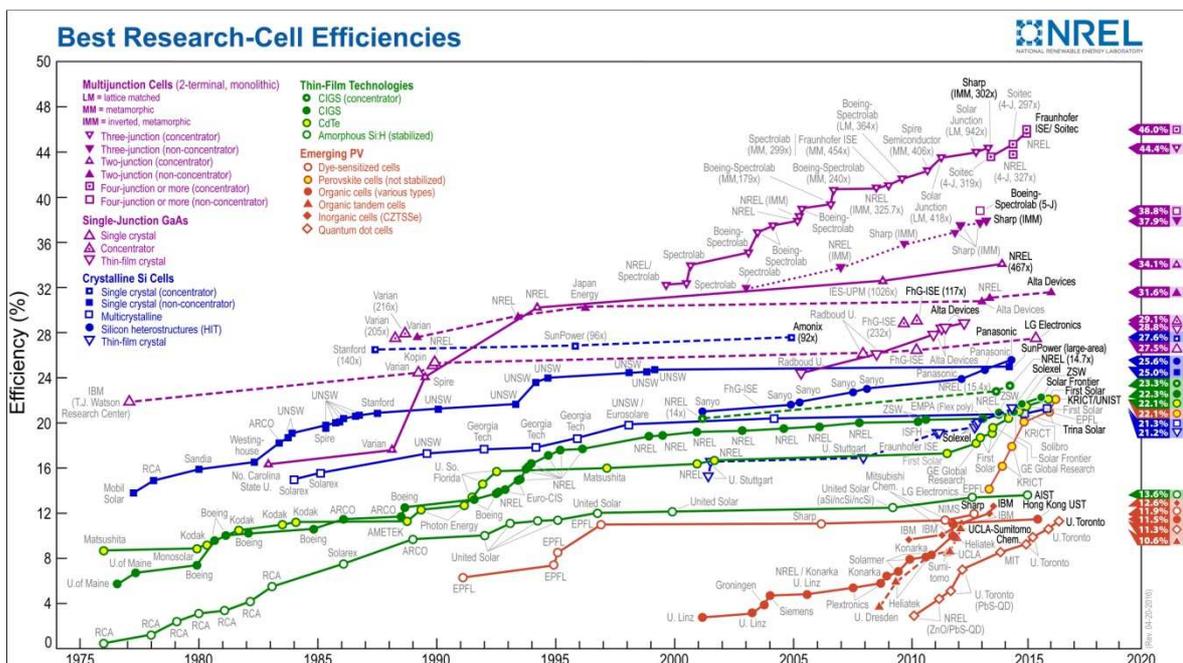


Figure 1.15. Meilleurs recherches pour le rendement des cellules solaires depuis 1975 (mise à jour d'avril 2016) [17].

### 1.5.2.1. Filière Silicium cristallin

Les cellules PV en silicium cristallin, également dites de « de première génération », sont constituées de fines plaques de silicium, élément que l'on extrait du sable ou du quartz. Selon la méthode de cristallisation utilisée, on obtient du silicium monocristallin de meilleure qualité avec un rendement de conversion entre 16 et 21% mais plus cher à produire que le silicium poly-cristallin. Ce dernier offrant des rendements moins élevés, compris entre 14 et 15%. La durée de vie des modules photovoltaïques fabriqués à partir de ces cellules est estimée entre 25 et 30 ans [18].

La figure 1.16 décrit les étapes de la chaîne de production des modules PV en silicium cristallin où on peut distinguer celles concernant les cellules.

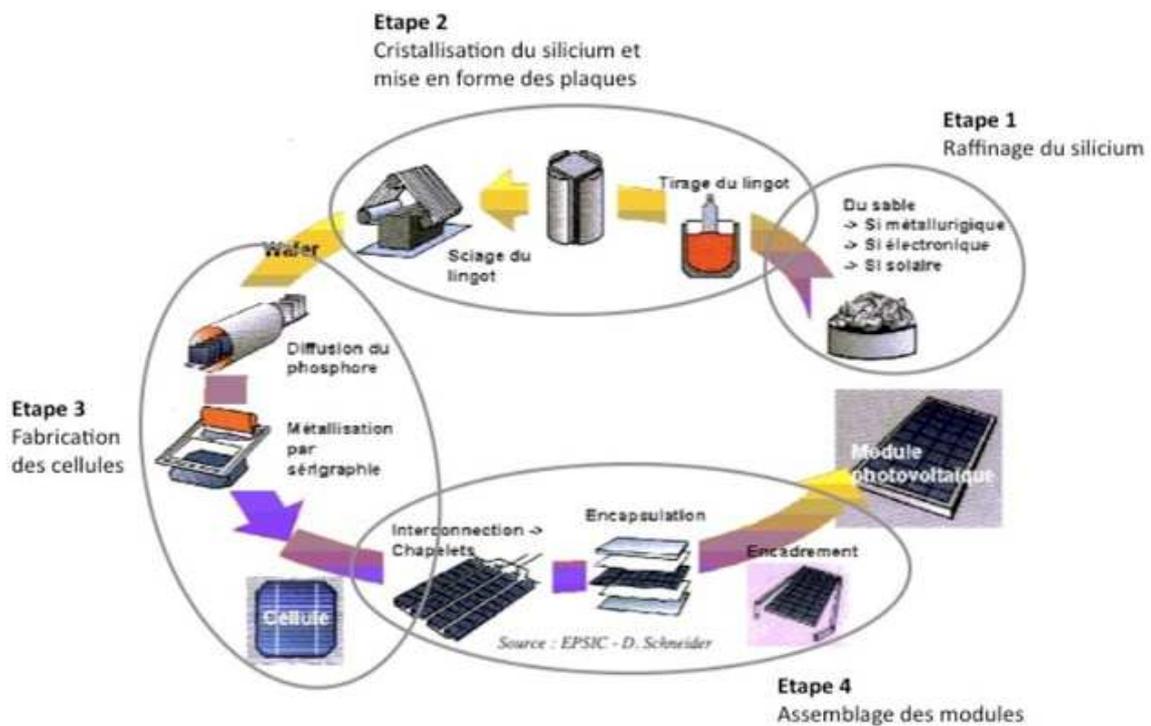


Figure 1.16. Chaîne de fabrication des modules PV en silicium cristallin [19].

La première étape étant le raffinage et la purification. Le raffinage est réalisé dans un four à arc, outil typique de l'industrie métallurgique, consiste en la transformation du quartz en silicium de grade métallurgique ou MG-Si, la pureté du MG-Si est de l'ordre de 98 à 99%. La purification permet de transformer le silicium métal en silicium de grade solaire ou SoG-Si, d'une pureté de 99,9999%.

A la seconde étape qui est la cristallisation du silicium et la mise en forme des plaques, le silicium va être purifié encore une fois, dopé uniformément et découpé en plaques une fois refroidi. La technique de cristallisation consiste à solidifier progressivement le silicium fondu de manière contrôlée. C'est dans la charge de silicium en fusion que sera ajouté l'élément dopant. Le matériau présente au final un réseau cristallin, qui est un arrangement ordonné des atomes de silicium. L'élimination des impuretés se fait par ségrégation.

Selon le choix technologique fait par le fabricant, trois grandes voies sont possibles pour la cristallisation : Le tirage Czochralski, pour donner des lingots cylindriques de silicium monocristallin [20], La solidification directionnelle qui donne des briques de silicium multi cristallin [21] ou le tirage de ruban pour donner du silicium multicristallin en ruban [22].

Les lingots monocristallins et les briques multi-cristallines sont ensuite découpés en tranches, appelées Wafer, par une scie à fil, à une épaisseur d'environ 250  $\mu\text{m}$ . Les coins du silicium monocristallin sont arrondis car la plaque est découpée dans un lingot cylindrique.

La troisième étape est celle de la réalisation de la cellule solaire. La plaque doit être de l'ordre d'une centaine de microns pour absorber les photons incidents. La face arrière est dopée p+ par diffusion d'aluminium et joue aussi le rôle de conducteur ohmique avec l'électrode arrière tandis que la zone avant est dopée n+ (cellule type p). Une couche anti-reflet est déposée dessus.

La quatrième étape concerne la mise sous forme de module PV et sera traité dans le prochain chapitre.

#### ***a. Silicium monocristallin***

Les cellules solaires en silicium monocristallin totalisent actuellement 29% de parts de marché en 2014 et 31% estimées pour 2015.

Les cellules solaires au silicium monocristallin sont constituées de deux zones d'épaisseur différentes, une zone dopée n et une zone dopée p. La couche la plus épaisse, le substrat, sert de base et détermine le type de cellule, par exemple le type p pour les cellules solaires traditionnelles (cf : figure 1.17). Ces cellules possèdent une

base de type p et une fine couche conductrice n, l'émetteur ou porteur de charge. Elles représentent 15% de parts de marché en 2014 et une estimation de 14% pour 2015.

Dans les cellules solaires de type n, l'émetteur est dopé p, soit par la diffusion de bore ou par l'ajout d'aluminium. Deux variantes de cellules monocristalline de type n sont schématisées sur la figure 1.18.

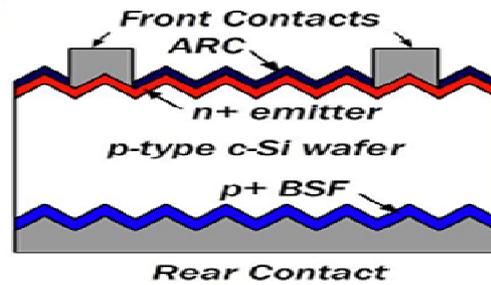


Figure 1.17. Coupe schématique d'une cellule typique en silicium monocristallin type p [23].

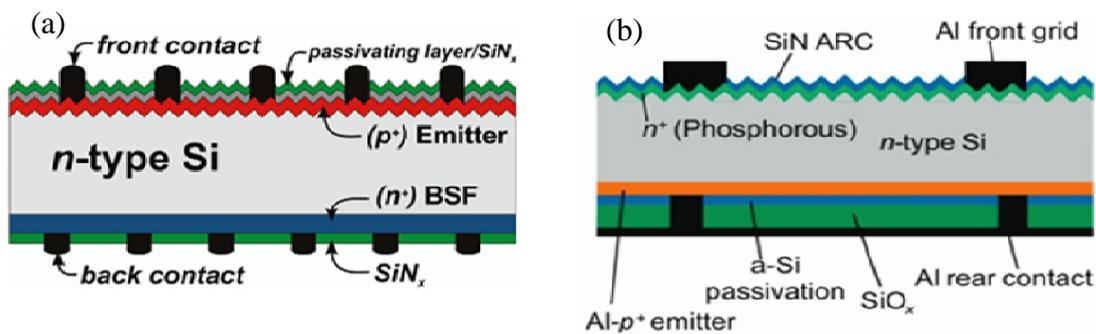


Figure 1.18. Schémas typiques de deux variantes de cellules solaires à base de silicium monocristallin de type n [24].

Le ballottage entre les technologies en silicium type n et p a des raisons historiques. Bien que la première cellule solaire, fabriquée dans les laboratoires Bell (Etats unis) en 1954, fut réalisée à partir d'un wafer de silicium monocristallin de type n, étant donné que jusqu'aux années 1980, la principale application du photovoltaïque était pour le domaine spatiale comme pour l'alimentation des satellites, le choix a été vite fait pour le silicium de type p qui s'est avéré être moins sensible à la dégradation causée par l'exposition aux rayons cosmiques (particules de haute énergie tels que des protons et des électrons). Ainsi, depuis des décennies, tout le développement de la cellule photovoltaïque industrielle était basée sur le silicium de type p.

Par conséquent, au niveau industriel les processus clés de la chaîne de fabrication, schématisés à la figure 1.16, étaient disponibles uniquement pour des substrats de wafer de silicium type p. Mais dans la dernière décennie, un grand nombre de recherches ont été menées dans le domaine des cellules PV à base de silicium type n. Les résultats ont prouvé leur potentiel de surperformance par rapport à celles en silicium type p standard en termes de rendement. De ce fait, il y a un intérêt croissant dans le développement et l'implémentation industrielle des technologies de cellules et de modules PV à base de silicium type n [25]. Les cellules monocristallines type n ont pris 6% de parts de marché en 2014 et une estimation de 7% pour 2015 d'après le rapport de « GTM Research », paru en janvier 2015 [16].

Un autre type de cellules monocristalline dites de type p évolué sont considérées dans les statistiques de la figure 1.14. Elles représentent toutes les technologies évoluées à base de silicium monocristallin avec des rendements améliorés et des coûts de fabrications réduits. On peut citer par exemple, les cellules solaires avec contact arrière à émetteur passivé (PERC pour Passivated Emitter Rear Contact Solar Cells en anglais) [26] ou les cellules solaires à enroulement métallique à travers (MWT pour Metal Wrap Through en anglais) [27].

#### ***b. Silicium poly-cristallin***

Depuis 2011, les cellules solaires en silicium poly-cristallin possèdent les plus grandes parts du marché autour de 60%. Leur faible rendement par rapport à celles en silicium monocristallin est amorti par leurs coûts de fabrication modérés, profitant notamment de l'utilisation des déchets de l'industrie électronique. Cet avantage historique estompe actuellement avec les progrès de l'industrie électronique (réduction des déchets) et l'augmentation des besoins du marché photovoltaïque. Comme pour le silicium monocristallin, il y a également une variante dite évoluée.

#### **1.5.2.2. Filières couches minces**

Malgré leur diversité, les technologies en couches minces n'arrivent pas à s'imposer d'une manière croissante dans le marché des cellules solaires. De 13% de parts de marché en 2011, elles n'ont occupé que 10% en 2014 et 9% en 2015. Elles sont issues des technologies du revêtement de différents supports : revêtements sur du verre, sur des métaux, sur des plastiques ; ce sont des accumulations de couches minces de quelques microns d'épaisseur que l'on peut classer en trois grandes catégories : les

cellules basées sur le silicium amorphe, les cellules basées sur du tellure de cadmium (CdTe), et enfin celles basées sur un alliage de cuivre, d'indium, de gallium et de sélénium (Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub>, noté CIGS).

Parmi les filières couches minces à base de silicium amorphe, on retrouve celle dites « micro-morphes ». Elles sont composées d'une couche de silicium microcristallin et d'une couche de silicium amorphe, deux matériaux qui absorbent la lumière dans des plages différentes du spectre solaire, d'où une meilleure exploitation de l'énergie solaire. Les cellules atteignent un rendement d'environ 8 % [28]. La figure 1.19 montre la structure d'une cellule solaire en silicium amorphe (a) et celle d'une cellule micro-morphe (b) et une comparaison en termes de dimensions entre une cellule en silicium amorphe et une cellule en silicium cristallin (c).

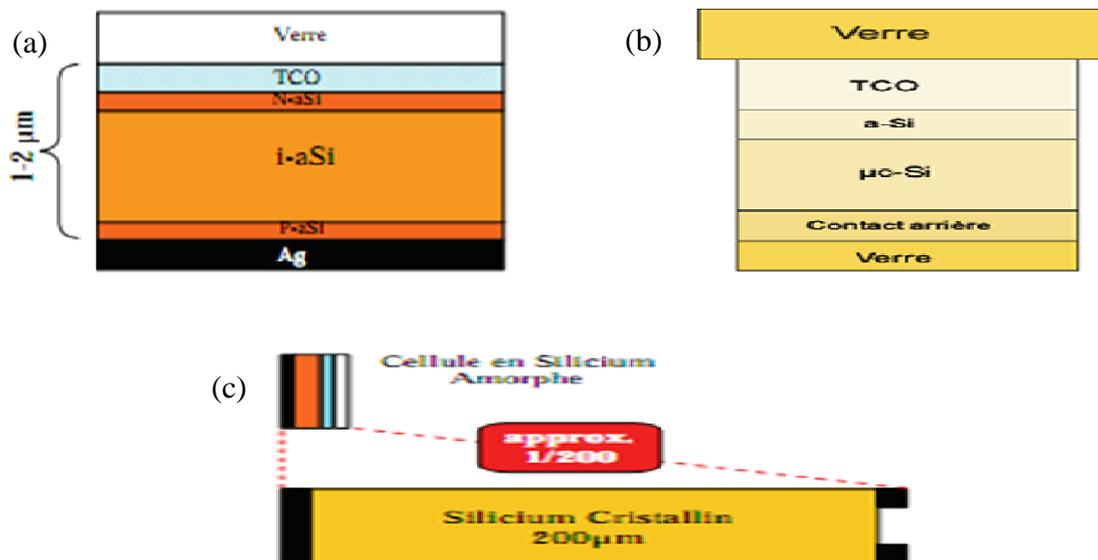


Figure 1.19. Structure de base d'une cellule solaire en silicium amorphe (a), d'une cellule en silicium micro-morphe (b) et comparaison à une cellule en silicium cristallin (c) [28,29].

Le Tellure de Cadmium (CdTe) est un semi-conducteur caractérisé par une forte absorption de la quasi-totalité du spectre visible. Il est en générale déposé sur du sulfure de cadmium (CdS) de type n. Ce procédé permet d'atteindre les coûts de production les plus faibles. Ce qui risque de freiner le développement de ces techniques, c'est la toxicité du cadmium. Les cellules en CdTe peuvent atteindre un rendement de 22.1 % en laboratoire. La structure de base d'une cellule solaire CdTe est présentée à la figure 1.20 (a) [28].

Les cellules CI(G)S sont constituées d'un empilement d'une couche métallique de molybdène, de 0,5 micron d'épaisseur, déposée sur du verre. Elle sert de contact arrière. Puis est déposée une couche CIGS de type p, d'environ 1,5 micron, qui absorbe la lumière. Suit une mince couche de CdS (Cadmiumsulfid) d'environ 50 nm, Pour des raisons écologiques et pour augmenter le rendement on essaie de remplacer de plus en plus cette couche de CdS par une couche de ZnS. Et enfin une couche de ZnO (oxyde de zinc) de type n, d'environ 1 micron d'épaisseur, servant aussi de contact avant conducteur et transparent. L'oxyde de zinc est parmi les oxydes transparents et conducteurs les plus prometteurs dans le domaine du photovoltaïque. En effet, il joue le rôle de fenêtre optique permettant de capter plus de photons. La cellule est complétée par le dépôt d'une grille de contact en aluminium. Les cellules CI(G)S permettent d'atteindre des rendements en laboratoire jusqu'à 22.3 %. En production industrielle on arrive à des rendements d'environ 11 %. Les modules au CIGS présentent un potentiel d'économies considérable. Néanmoins, les approvisionnements en indium et sélénium sont limités à long terme. La structure de base d'une telle cellule est présentée à la figure 1.20 (b) [28].

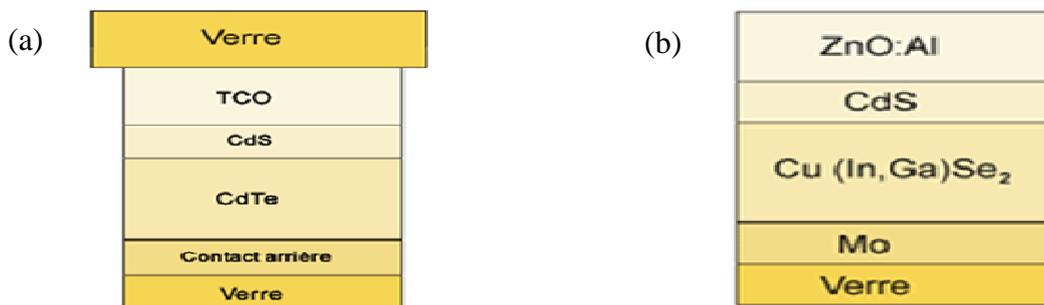


Figure 1.20. (a) Structure de base d'une cellule solaire en CdTe, (b) et de celle en CIGS.

### 1.5.2.3. Autres filières innovantes

Des filières innovantes sont soit au stade de démonstration ou encore au stade expérimental d'où leur non comptabilisation dans les statistiques de la figure 1.14.

On citera parmi les filières qui sont au stade de développement ou au début de leur commercialisation, les technologies photovoltaïques à concentration (CPV). Leur principe réside dans le fait de placer une lentille afin de concentrer les rayons solaires plusieurs centaines de fois (figure 1.21). Ainsi, pour une concentration dite de "100

soleils", on obtient, avec 1 cm<sup>2</sup> de cellule sous concentrateur, le même résultat qu'avec 100 cm<sup>2</sup> de ces mêmes cellules sous un éclairage naturel. Plusieurs technologies de lentilles et de prismes se concurrencent pour obtenir ce résultat, mais il s'agit en générale d'une lentille de Fresnel en plastique (légère et peu coûteuse), parfois accompagnée d'une structure prismatique accolée à la cellule. Pour fonctionner correctement, la cellule doit toujours être perpendiculaire au soleil ce qui nécessite un système de suivi, Tracker solaire, en général à trois degrés de liberté afin de suivre le parcours du soleil quelque soit la saison. Cette technologie utilise également des matériaux à haut rendements de conversion PV et des cellules multi-jonctions. Tous ces aspects matériaux et technologiques génèrent des coûts de cellules et de panneaux très élevés [28].

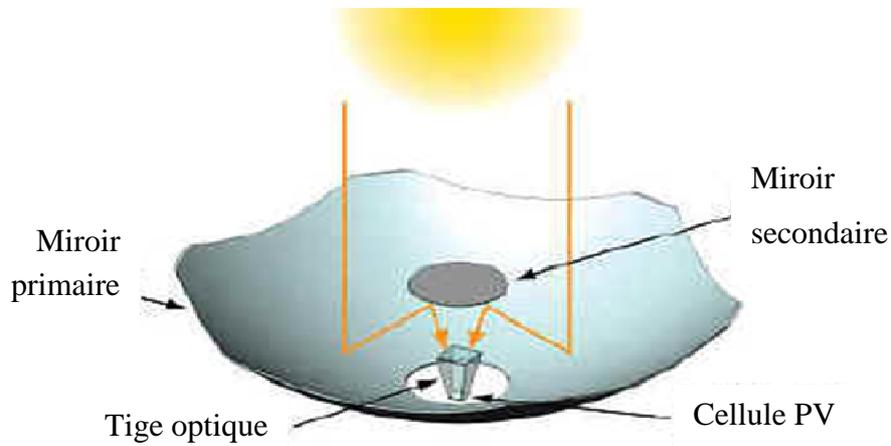


Figure 1.21. Principe d'une cellule solaire à concentration [30].

Les cellules solaires organiques constituent une autre filière innovante mais toujours au stade expérimental. Leur principe de fonctionnement est illustré sur la figure 1.22.

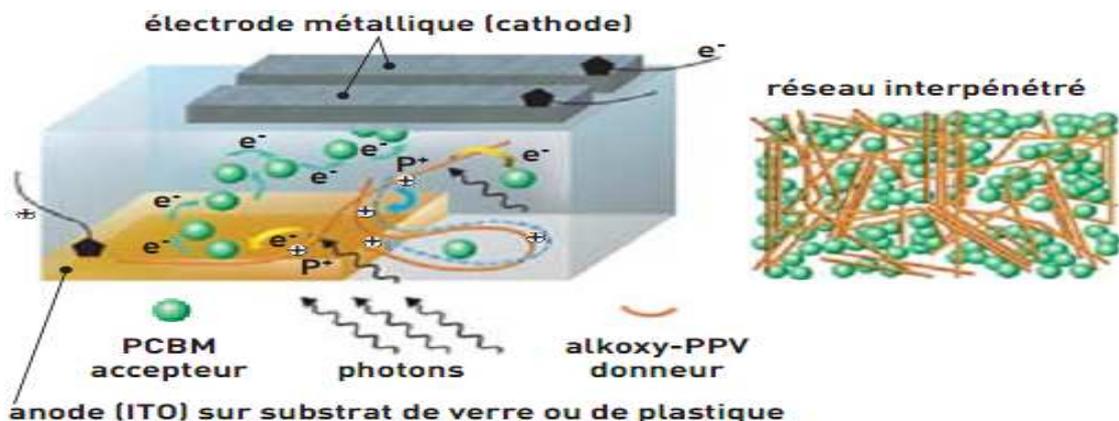


Figure 1.22. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire organique [31].

Après absorption des photons par le polymère, des paires électron-trou liées (excitons) sont générées, puis dissociées. Compte tenu des limitations propres aux matériaux organiques (durée de vie des excitons, faible mobilité des charges), seule une faible fraction des paires électron-trou générées par les photons contribue effectivement au photo-courant. L'une des idées majeures est de distribuer en volume les sites de photo-génération pour améliorer la dissociation des excitons. Cette démarche est basée sur l'augmentation de la surface de la jonction, grâce à la mise en œuvre d'un réseau interpénétré de type donneur/accepteur (D/A) assurant le transport des trous vers l'anode en Oxyde d'Indium-Etain, ITO, et le transport des électrons vers la cathode métallique (en aluminium Al, par exemple). Si le rendement quantique de séparation des charges photo-induites des systèmes associant un polymère semi-conducteur (de type poly-phenylene vinylene, PPV, ou poly-thiophène, PT) à un dérivé du fullerène (PCBM) est ainsi proche de l'unité, l'enjeu est désormais de limiter les phénomènes de recombinaison et de piégeage qui limitent le transport et la collection des charges aux électrodes, afin d'augmenter l'efficacité globale des dispositifs [31].

Une autre filière assez innovante est celle utilisant les matériaux Pérovskites. Ces pérovskites désignent une catégorie de matériaux ayant une structure cristalline particulière. Celles utilisées pour le solaire sont dites hybrides, car elles comprennent à la fois des composés organiques et inorganiques. Les cellules solaires en pérovskite sont une alternative très séduisante aux cellules en silicium. Ces nouvelles cellules à base de pérovskite hybride sont plus abordables et plus faciles à construire. Leur prix est 5 fois moins cher que celui d'une cellule en silicium. En seulement 3 ans, le rendement des cellules solaires à base de  $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$  a progressé de 12% à 20,6% [32] et a même atteint 22.1% en laboratoire [17]. Bien que le rendement de ces cellules ne soit pas encore à la hauteur de celui des cellules en silicium plus matures, elles pourraient connaître un développement important.

Malgré tous leurs avantages les pérovskites présentent un inconvénient majeur : leur mauvaise stabilité dans l'atmosphère ambiante [33]. Les cellules solaires pérovskite se dégradent généralement à des températures modérées et sur la pénétration d'humidité. En règle générale, le processus de dégradation est non homogène, et débute souvent aux angles d'un échantillon. Il serait donc intéressant d'étudier l'évolution de la dégradation des cellules pérovskites en temps réel.

## **1.6. Conclusion**

Nous avons présenté dans ce chapitre, une vue globale sur l'état de l'art de l'énergie solaire photovoltaïque en s'intéressant au marché mondial des installations et de l'approvisionnement, tout en donnant un aperçu des principales filières photovoltaïques avec les parts de marché de chacune des filières.

En termes de capacité cumulée, nous avons vu qu'elle est en croissance continue et que certains pays, à leur tête l'Allemagne, restent leaders. Mais ces dernières années, des pays, en particulier la Chine et le Japon ont enregistré des puissances installées considérables dépassant largement celles installées en Allemagne en 2014. Le continent africain auquel appartient notre pays, reste jusqu'à la fin 2014, le maillon faible avec un apport insignifiant si ce n'est les 2% de puissance installée par l'Afrique du Sud en 2014. Néanmoins, l'avenir semble prometteur pour le cas de l'Algérie avec le nouveau programme de développement des énergies renouvelables (2015-2030), adopté par le gouvernement en février 2015.

En ce qui concerne les filières photovoltaïques, le marché mondial est toujours dominé par le Silicium cristallin et en particulier, le silicium poly-cristallin même si les recherches indiquent des progrès prometteurs pour de nouvelles technologies avec des rendements très importants.

En termes d'approvisionnement, le marché mondial des cellules solaires est dominé par la Chine.

Tous les aspects liés aux caractéristiques électriques seront traités au prochain chapitre, consacré au module photovoltaïque, sa structure, ces caractéristiques électriques, ces défauts de fonctionnement et sa modélisation mathématique.

---

## Références

---

- [1] D.M. Chapin, C.S. Fuller, G.L. Pearson, A new silicon pn junction photocell for converting solar radiation into electrical power. *Journal of Applied Physics* 25 (1954) Issue 5, 676-677.
- [2] M. Viloz, Centrales photovoltaïque. Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à l'usage des bureaux d'ingénieurs, Chapitre 03 : Générateur solaire. Programme d'action PACER – Energies renouvelables. Office fédéral des questions conjoncturelles, Suisse (1996).
- [3] R. de Bettignies, Cellules photovoltaïques organiques : Dérivées de nouveaux systèmes conjugués, Thèse de Doctorat, Université d'Anger, France (2003).
- [4] Reference Solar Spectral Irradiance: ASTM G-173, disponible dans: <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/astmg173/astmg173.html>
- [5] Trends 2015 in photovoltaic applications, IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), Référence : IEA-PVPS T1-27:2015.
- [6] IEA Photovoltaic Power Systems Programme IEA PVPS, Annual Report 2015 (2016).
- [7] C. Werner, A. Gerlach, C. Breyer, S. Orlandi, G. Masson, Latest developments in global installed photovoltaic capacity and hidden growth markets, Proceeding 31<sup>st</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Allemagne (2015).
- [8] Nouveau programme national de développement des énergies renouvelables (2015-2030), Portail Algérien des Energies Renouvelables, 24 février 2015 : [portail.cder.dz](http://portail.cder.dz).
- [9] S. Wilkinson, J. Jin, PV Integrated Market Tracker, Résumé de Rapport de "IHS TECHNOLOGY", 11 Septembre 2015: <https://technology.ihs.com>.
- [10] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2014 Results, Rapport "SEMI" (Semiconductor Equipment and Materials International), Juillet 2015.
- [11] L. Rucai, Le brillant succès du photovoltaïque en Chine, La chine au présent, 1er juin 2015 : <http://www.chinatoday.com.cn/french/index.htm>.

- [12] J-F. Dufour, *Made in China : Les secrets d'une conquête industrielle*, Dunod (2012).
- [13] E. Laurent, *Panneaux solaires : une crise « made in China »*, *China Analysis* N°43, 15 juillet 2013.
- [14] A. Ristow, "Compilation of pricing and cumulated c-Si-PV installations", based on data published in: i) Maycock, "The World Photovoltaic Market 1975–2001", PV Energy Systems, 2001, ii) "PVNews", Prometheus Institute & Greentech Media, 2005 until 2010, iii) Mehta, "PV News annual data collection results: 2010 cell, module production explodes past 20 GW", GTM Research, May 2011 and iv) EPIA market report 2011, [www.epia.org](http://www.epia.org), TOTAL Energies Nouvelles, Paris la Defense, France, 2013.
- [15] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITPRV), 2014 Results, Revision 1, Juillet 2015.
- [16] M. Munsell, *Solar Trends to Follow in 2015*, Greentech Media, 26 Janvier, 2015: disponible dans: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/The-Most-Important-Trends-in-Solar-in-8-Charts>.
- [17] Research Cell Efficiency Records. Disponible dans : <http://www.nrel.gov/ncpv/>.
- [18] *Panorama énergies-climat*, Publication du Ministère français de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (2015).
- [19] *Techniques de fabrication des systèmes* : [www.photovoltaique.info](http://www.photovoltaique.info)
- [20] C-W. Lan, C-K. Hsieh and W-C Hsu. *Czochralsky Silicon Crystal Growth for Photovoltaic Applications*, *Crystal Growth of Silicon for Solar Cells*, Chapitre 2, Springer Science & Business Media (2010).
- [21] K. Kakimoto. *Crystallization of Silicon by a Directional Solidification Method*, *Crystal Growth of Silicon for Solar Cells*, Chapitre 4, Springer Science & Business Media (2010).
- [22] G. Hahn, A. Schönecker and A. Gutjahr. *New Crystalline Si Ribbon Materials for Photovoltaics*, *Crystal Growth of Silicon for Solar Cells*, Chapitre 7, Springer Science & Business Media (2010).

- [23] V-D. Mihailetchi, J. Jourdan, A. Edler, R. Kopecek, R. Harney, D. Stichtenoth, J. Lossen, T-S. Böscke, and H-J. Krokoszinski. "Screen printed n-type silicon solar cells for industrial application". Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2010) 6-10.
- [24] [http://www.isfh.de/institut\\_solarforschung/alu-zellkonzept.php?\\_l=1](http://www.isfh.de/institut_solarforschung/alu-zellkonzept.php?_l=1).
- [25] R. Kopecek, J. Libal. Switch from p to n, PV Magazine, Juin 2012, disponible dans: [www.pv-magazine.com](http://www.pv-magazine.com)
- [26] M.A. Green. The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): From conception to mass production, Solar Energy Materials & Solar Cells 143 (2015) 190–197.
- [27] N. Guillevin, B.J.B. Heurtault, L.J. Geerligs, A.W. Weeber. Development towards 20% efficient Si MWT solar cells for low-cost industrial production, Energy Procedia 8 (2011) 9–16.
- [28] <http://www.portail-solaire.com/Couchesminces.html>.
- [29] S. Petibon, Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, Thèse de Doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier (2009).
- [30] <http://outilssolaires.com/installation/photovoltaique/avenir+a148.html>.
- [31] Energie d'aujourd'hui et de demain, CLEFS CEA – N° 50/51 – HIVER 2004-2005.
- [32] M.A.Green, K.Emery, Y.Hishakawa, W.Warta, E.Dunlop. Solar cell efficiency tables (Version 45), Progress in Photovoltaics : Research and Applications 23 (2015) 1–9.
- [33] Y. Han, S. Meyer, Y. Dkhissi, K. Weber, J.M. Pringle, U. Bach, L. Spiccia and Y. Cheng. Degradation observations of encapsulated planar CH<sub>3</sub>NH<sub>3</sub>PbI<sub>3</sub> perovskite solar cells at high temperatures and humidity, Journal of Materials Chemistry A 3.15 (2015) 8139-8147.



---

## **CHAPITRE 2 :**

Modules Photovoltaïques,  
Structure et Modélisation

---



## 2.1. Introduction

La tension générée par une cellule solaire est dépendante de l'énergie de Gap du matériau semi-conducteur avec lequel elle est fabriquée. C'est donc une valeur indépendante des paramètres opto-géométriques de la cellule. Par exemple, la tension générée par une cellule PV en silicium monocristallin fonctionnant au point de puissance maximale sous un éclairement  $1000 \text{ W/m}^2$  est de l'ordre de  $0.45 \text{ V}$  [1]. C'est une très faible valeur par rapport aux besoins d'utilisation. Par contre, le courant généré par une cellule est fonction de sa surface. Il est donc nécessaire d'associer ces cellules en série et parallèle pour adapter la tension et le courant aux besoins de la charge à alimenter. Cette association de plusieurs cellules solaires est réalisée par une encapsulation dans une seule structure offrant une protection optimale des cellules contre les agressions environnementales externes et permettant d'assurer les contacts électriques entre elles et avec l'extérieur. Cette structure est appelée Module ou Panneau Photovoltaïque.

En fonction des différentes filières de technologies de cellules PV, vues au chapitre 1, on distingue différentes filières de technologies de modules PV avec toujours une dominance des panneaux intégrant des cellules en silicium cristallin. Les procédés d'interconnexion et d'encapsulation des cellules au sein d'un module diffèrent d'une technologie à une autre.

Dans une première partie de ce chapitre, après la présentation de quelques éléments sur la structure d'un module PV où nous présenterons les techniques d'encapsulation et d'interconnexion des différentes technologies, nous rappellerons ses caractéristiques électriques, l'influence des conditions atmosphériques sur celles-ci, les déséquilibres liés à l'ombrage et les solutions apportées.

Dans une seconde partie, nous traiterons la modélisation des modules PV où après un rappel sur les différents modèles existants, nous présenterons en détail le modèle retenu pour notre étude. Nous traiterons, entre autre, l'extraction des paramètres et les différentes corrections apportées à ce modèle pour l'adapter à certaines technologies et tenir comptes de certaines contraintes telles que l'ombrage partiel.

## 2.2. Structure d'un module photovoltaïque

La plupart des modules PV commercialisés actuellement ne comportent que des associations en série de cellules PV.

Au démarrage de l'industrie photovoltaïque, les premiers modules PV ont été conçus pour pouvoir recharger une batterie standard au plomb de 12 V. Considérant une recharge maximale en tenant compte des pertes dans les câblages, il a fallu dimensionner un module fonctionnant à environ 16 V à sa puissance maximale. Si l'on divise 16 par 0.45, on trouve le chiffre arrondi de 36, valeur qui était courante comme nombre de cellules en série des panneaux usuels du marché [1]. Actuellement, avec les nouvelles applications PV, notamment les systèmes PV connectés au réseau, on trouve fréquemment des modules PV avec 72 cellules connectées en série.

L'encapsulation des cellules solaires diffère d'une technologie à une autre. Il y a d'un côté les techniques utilisées pour les modules PV en silicium cristallin et celles utilisées pour les couches minces.

### a. Encapsulation des cellules PV en silicium cristallin

Dans les modules PV en silicium cristallin (mono ou poly), les cellules sont reliées en série à l'aide d'un contact à base d'Etain ou d'Argent en connectant la face (pôle négatif) de chaque cellule à la base (pôle positif) de la cellule suivante (figure 1.1).

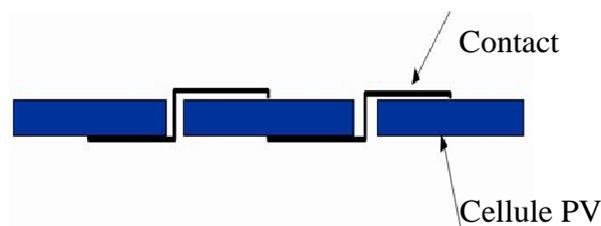


Figure 2.1. Connexion en série des cellules au sein d'un module PV en silicium cristallin.

Les cellules ainsi reliées sont trempées dans une résine d'EVA (Ethyl-Vinyl-Acétate) et l'ensemble est pris en sandwich entre deux plaques de verre (procédé bi-verre) ou entre une plaque de verre et un ensemble constitué de couches minces de polymère (Tedlar, Mylar) et d'aluminium (procédé mono-verre). La figure 2.2 illustre la constitution d'un module PV en silicium cristallin.

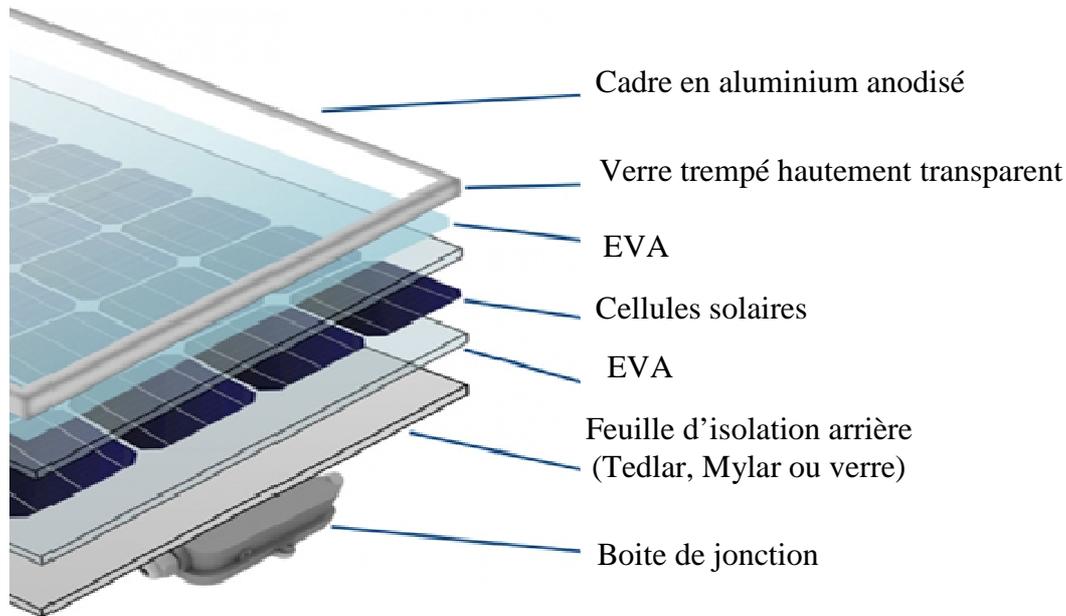


Figure 2.2. Constitution d'un module PV en silicium cristallin.

### b. Encapsulation des cellules PV en couches minces

Dans la technologie de couche mince, il existe essentiellement deux types d'applications différentes basées sur le revêtement à vide; une pour le silicium à couche mince et l'autre pour les cellules CIGS, CIS et CdTe pour la fabrication de modules photovoltaïques à couches minces. La principale différence est le substrat sur lequel les matières semi-conductrices sont déposées. La seconde différence est la couche sur laquelle les rubans de contact sont enfin appliqués. En outre, pour le dépôt de matériaux semi-conducteurs, l'industrie fait une distinction entre le substrat et le superstrat.

Pour la fabrication d'une couche mince en silicium, en principe, le dépôt de toutes les couches semi-conductrices se fait sur le verre avant. Ceci est le verre qui est «côté ensoleillé» une fois installée sur le terrain ou ce qui est communément appelé «le verre avant ». Cependant, pour la production de CIGS, CIS ou CdTe, le dépôt de couches semi-conductrices se fait sur le verre arrière. Contrairement à la couche mince de silicium, l'EVA ou la feuille PVB (Polyvinyl butyral) se trouve sur la surface de l'ouverture. Le contact de retour du système de couche semi-conductrice de CIGS, CIS et CdTe est souvent molybdène.

Lors de l'application du ruban de contact longitudinale sur un module de couche mince à base de silicium, on adhère habituellement le ruban à une couche d'oxyde conducteur transparent (TCO). Cela peut être de l'oxyde d'indium et de titane, ITO, de l'oxyde de zinc dopé à l'aluminium (ZnO: Al) ou, comme dans le cas de CIGS, CIS ou CdTe, le molybdène.

La figure 2.3 illustre un exemple de module PV en couche mince en CIGS. On peut voir dans cet exemple que les rubans, la « bande + et la bande - de contact » sont sur le côté ensoleillé de ce module PV [2].

Pour les catégories de couches minces qui sont déposées sur des matériaux souples comme l'acier inoxydable, le polyimide ou d'autres feuilles de plastique, le silicium et CIGS ou CdTe suivent les mêmes principes revêtement / dépôt.

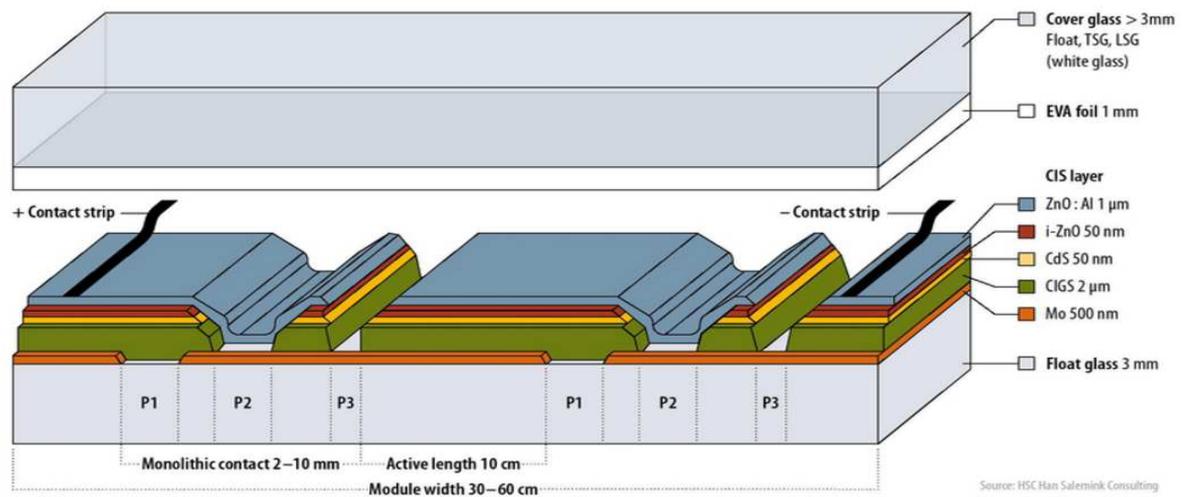


Figure 2.3. Structure d'un module PV en couche mince CIGS.

### 2.3. Caractéristiques et paramètres électriques

En traçant les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module photovoltaïque pour un éclairement et une température donnés (Figure 2.4), il est possible d'évaluer ses performances et son comportement électrique.

La caractéristique I-V d'un module PV est constituée de deux zones définissant le comportement du module PV en fonction de la charge qu'il alimente. Pour la zone à gauche du coude de la courbe, le module PV se comporte comme un générateur de tension, tandis que pour la zone située à droite du coude, il se comporte comme un générateur de courant.

Pour une charge optimale, le module PV fonctionne à son point de puissance maximale (Pmax) correspondant à une tension (Vmax) et un courant (Imax).

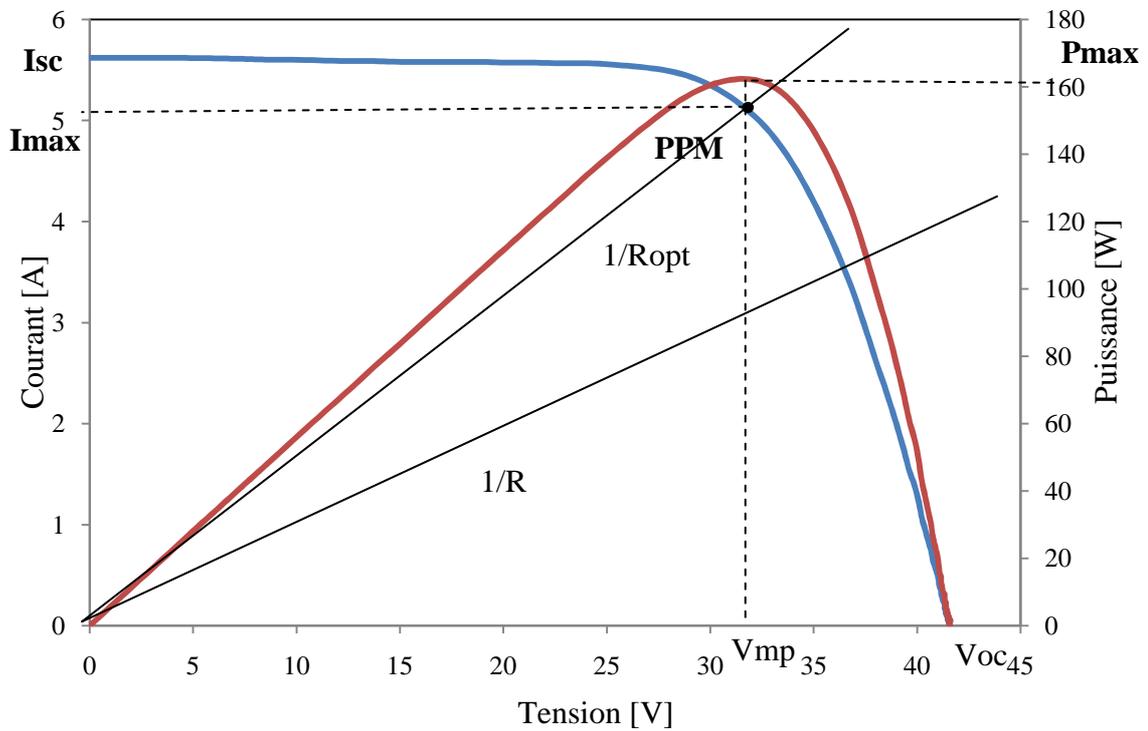


Figure 2.4. Caractéristiques I-V et P-V d'un module photovoltaïque.

On définit également :

- Le courant de court-circuit (Isc) qui est le courant délivré par le module PV pour une tension nulle.
- La tension de circuit ouvert (Voc) correspondant à la tension du module PV à vide (aucune charge connectée).
- Le Facteur de remplissage, ou facteur de forme FF, qui représente une mesure de la qualité de l'allure de la caractéristique I-V. Il est défini par le rapport :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{V_{max} \times I_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}} \tag{2.1}$$

- Le rendement de conversion PV,  $\eta$ , qui s'exprime par:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc}}{P_i} \cdot FF \tag{2.2}$$

Où  $P_i$  est la puissance lumineuse incidente définie par :

$$P_i = G \cdot S \tag{2.3}$$

G est l'éclairement incident global (W/m<sup>2</sup>) et S la surface du module PV (m<sup>2</sup>).

## 2.4. Influence des conditions atmosphériques

### 2.4.1. Influence de l'éclairement

La figure 2.5 représente les caractéristiques I-V d'un module PV, constitué de 72 cellules en silicium monocristallin, pour différents niveaux d'éclairement solaire et pour une température des cellules fixes de 25°C. On remarque que le courant est directement proportionnel au niveau d'éclairement. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque l'éclairement baisse car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau dont sont fabriquées les cellules PV constituant le module. La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec l'éclairement. Ceci implique donc que la puissance maximale ( $P_{max}$ ) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement et que les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension [3].

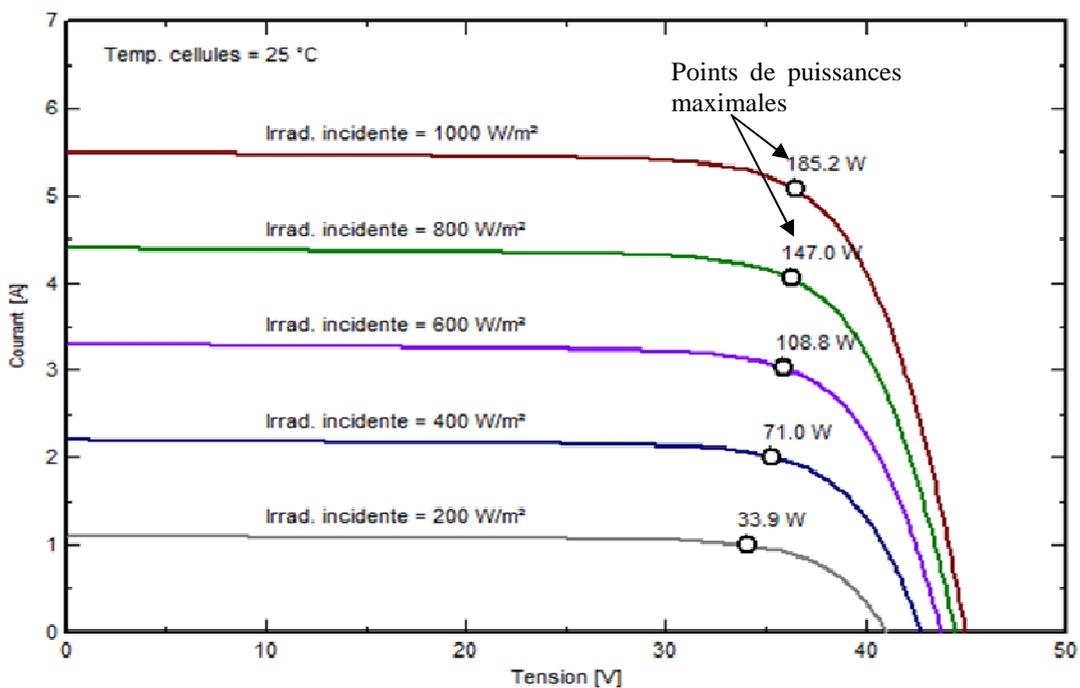


Figure 2.5. Caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque pour différents éclairements.

### 2.4.2. Influence de la température

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique I-V d'un semi-conducteur et donc d'un module PV. La figure 2.6 représente les caractéristiques I-V du même module PV, que dans le cas de la figure 2.5, sous un éclairement de 1000

W/m<sup>2</sup> et à des températures entre 10 et 70°C. Pour le silicium, lorsque la température augmente, le courant augmente d'environ 0,025 mA/cm<sup>2</sup>/°C alors que la tension décroît de 2,2 mV/°C/cellule. Cela se traduit par une baisse de puissance d'environ 0,4%/°C. Cette influence devra être prise en compte lors du dimensionnement du générateur photovoltaïque [3].

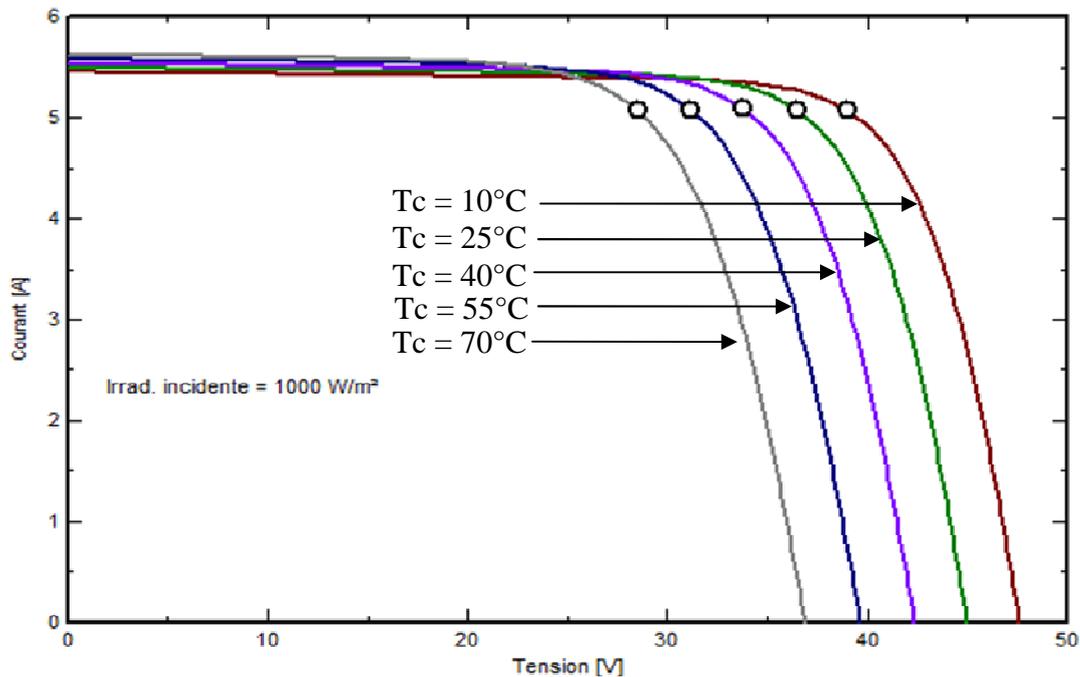


Figure 2.6. Caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque en fonction de la température.

## 2.5. Déséquilibres liés à l'occultation ou à l'ombrage

### 2.5.1. Apport de chaque cellule dans un module PV

Dans un module PV, les cellules PV sont considérées identiques et reçoivent le même niveau d'éclairement. Ainsi, toutes les cellules contribuent avec la même tension, dans une liaison en série, pour que la tension totale du module soit proportionnelle au nombre de cellules dont il est constitué tandis que le courant est celui d'une cellule comme représenté sur la figure 2.7. Dans une liaison en parallèle, le courant total est proportionnel au nombre de cellules tandis que la tension est celle d'une seule cellule (figure 2.8).

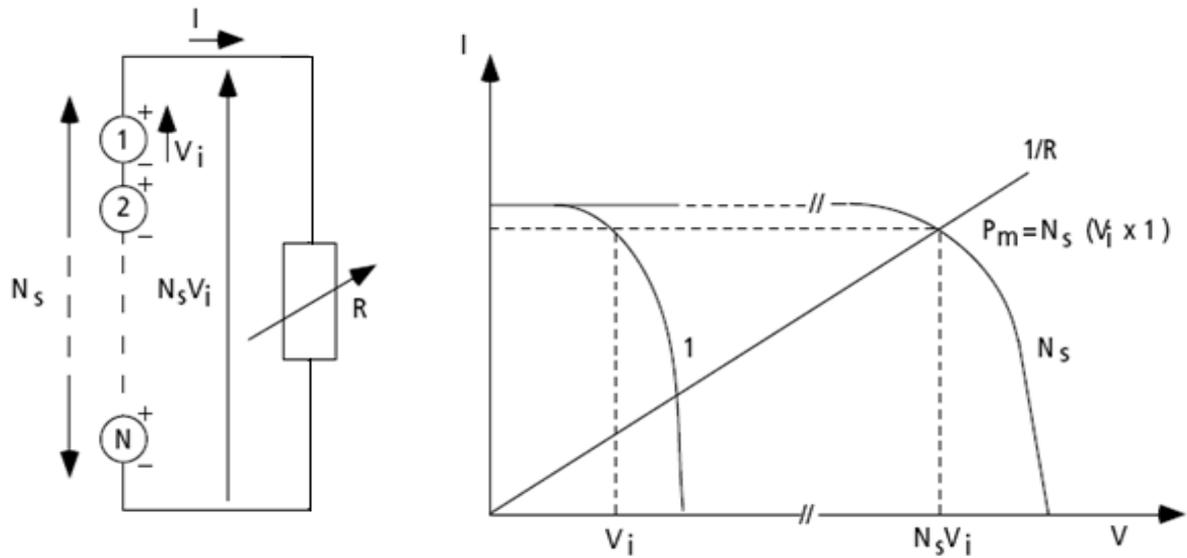


Figure 2.7. Association de cellules photovoltaïques identiques en série.

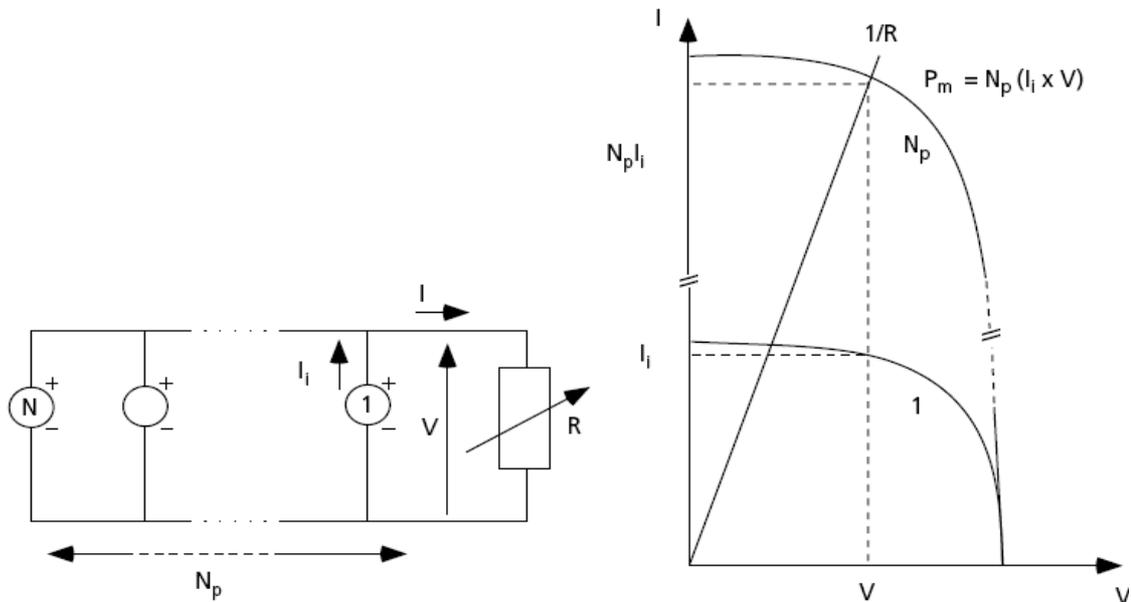


Figure 2.8. Association de cellules photovoltaïques identiques en parallèle.

### 2.5.2. Risques encourus pour cause d'ombrage ou d'occultation

Les conditions idéales considérées précédemment ne reflètent pas la réalité des conditions sur le terrain. Les problèmes rencontrés sont liés au fait qu'une cellule peut être amenée à travailler comme récepteur électrique au lieu de générer de l'énergie, cela se produit notamment si elle est ombragée ou si elle a des performances électriques inférieure à celles des autres cellules du module PV (Mismatch) à cause d'un défaut de fabrication ou d'un vieillissement. En effet, comme montré par la caractéristique I-V d'une cellule dans les quatre quadrants, représentée dans la figure 2.9, au sein d'un

module PV, les cellules mal éclairées (à cause de l'ombre par exemple) se retrouvent polarisées en inverse.

Elle aura donc à dissiper de l'énergie électrique qui va s'ajouter à l'énergie du rayonnement solaire puisque cette cellule ne travaillera pas en générateur mais en récepteur. De plus, cette cellule se trouvant en configuration inverse va présenter ainsi un échauffement global si elle est uniformément ombragée ou un échauffement local avec l'apparition de points chauds (hot spot) lorsqu'elle subit un éclairage non-uniforme voire partiel. Les risques de dégradations de la cellule sont alors réels, entraînant un vieillissement accéléré voire une destruction immédiate.

Les différents domaines de fonctionnement d'une cellule PV sont décrits à la figure 2.9.

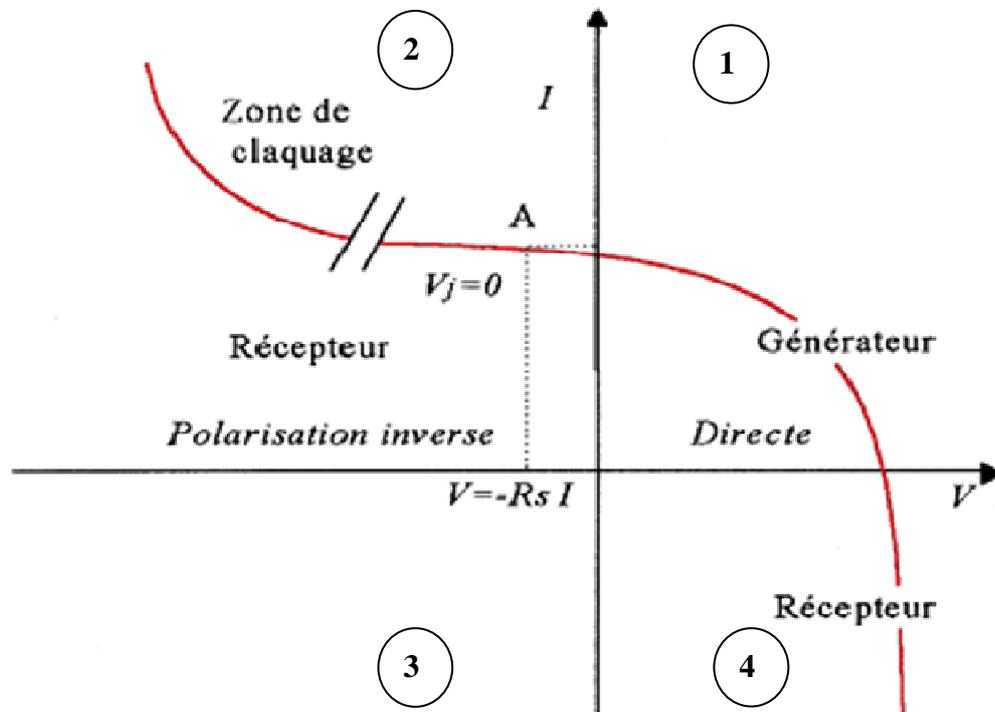


Figure 2.9. Domaines fonctionnement d'une cellule solaire

Le quadrant 1 correspond au fonctionnement normal en générateur ( $I > 0$ ,  $V > 0$ ), le quadrant 2 correspond au fonctionnement en récepteur en polarisation inverse (sens bloqué d'une jonction p-n) ( $I > 0$ ,  $V < 0$ ), alors que le quadrant 4 représente également le fonctionnement en récepteur mais cette fois en polarisation directe (sens passant d'une diode) ( $I < 0$ ,  $V > 0$ ). En polarisation inverse, la caractéristique I-V de la cellule

présente un coude correspondant à un effet d'avalanche (Breakdown) qui se traduit par une augmentation brutale du courant vers les fortes tensions négatives.

Afin de bien comprendre le problème, nous avons considéré un cas d'un module PV constitué de 36 cellules en série dont une est ombragée à 75%. A l'aide d'un programme de simulation, nous avons tracé les caractéristiques I-V de la cellule ombragée, du reste des cellules (35 cellules) et du module partiellement ombragé. Les résultats sont présentés sur la figure 2.10.

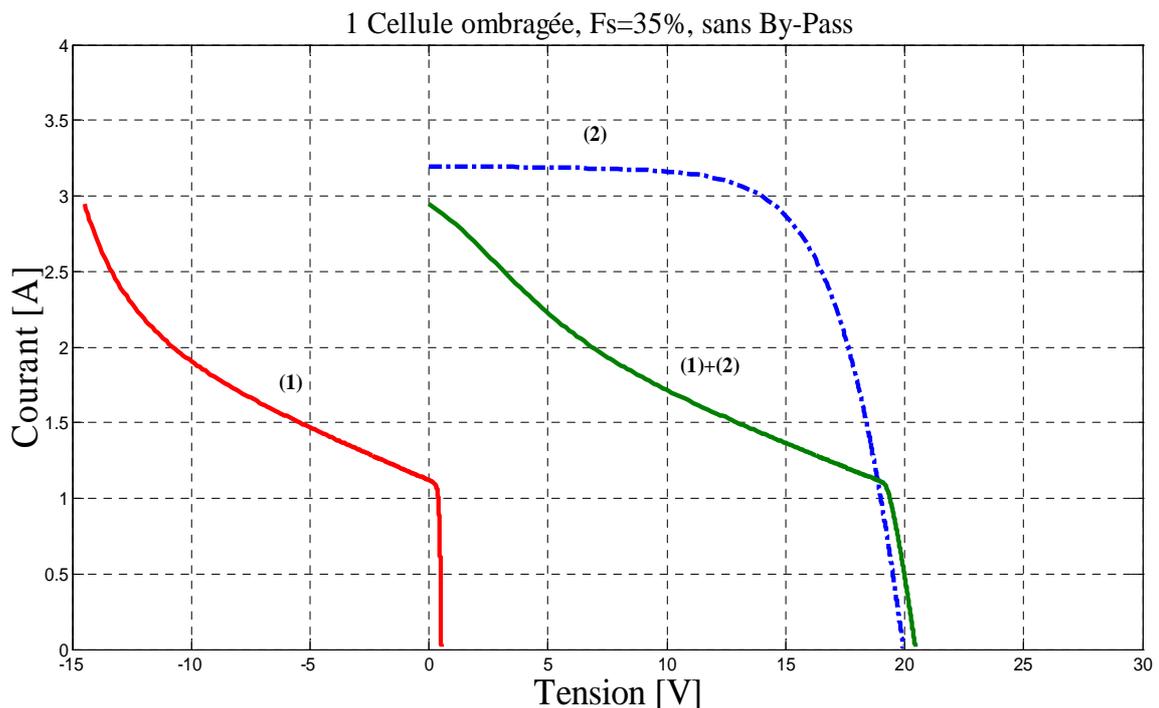


Figure 2.10. Caractéristique I-V d'une cellule ombragée dans un module PV (1), celle des autres cellules normalement éclairées (2) et celle de tout le module partiellement ombragé ((1) + (2)).

On remarque que pour des charges faibles, la cellule occultée devient réceptrice et polarisée en inverse. Ainsi donc, cette cellule sera soumise à une tension inverse égale à la somme des tensions de toutes les autres cellules pouvant atteindre voire excéder la tension d'avalanche, d'où le risque de destruction.

### 2.5.3. Protection par diodes parallèles (by-pass) et diode anti retour

La tension inverse à laquelle est soumise une cellule occultée est encore plus élevée lorsqu'il s'agit d'un champ de modules où le nombre de cellules connectées en

série devient très important. Une solution est de placer une diode parallèle (diode by-pass en anglais) qui devient passante lorsque la cellule est polarisée en inverse afin de la court-circuiter mais tout en restant bloquée lorsque la cellule fonctionne normalement.

Malheureusement, il serait très onéreux de doubler toute les cellules par une diode d'où la solution utilisée pour les modules commerciaux actuels qui consiste à partager un module PV en groupes et de protéger chaque groupe par une diode parallèle. Ainsi, les modules commercialisés actuellement sont munis de deux diodes by-pass (modules de 36 cellules) ou de quatre diodes by-pass (modules de 72 cellules).

Dans le cas de plusieurs chaînes de cellules mises en parallèle sur une charge, le risque est que des chaînes de cellules éclairées débitent dans des chaînes ombrées ou que la batterie de stockage se décharge à travers le générateur. Les protections utilisées pour ce cas sont les diodes anti-retour (de blocage) mises en série avec le module PV.

La figure 2.11 schématise le cas d'un module PV de 36 cellules muni de deux diodes by-pass et d'une diode anti retour [4].

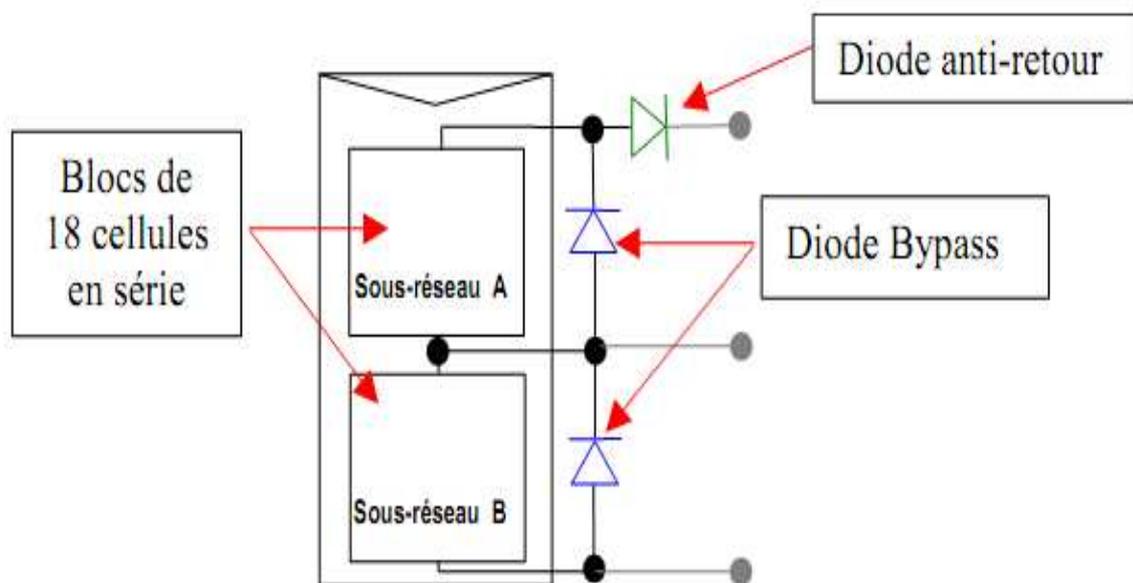


Figure 2.11. Schématisation d'un module PV avec diodes by-pass et diode anti retour.

Pour bien observer l'effet des diodes by-pass, nous avons tracé à l'aide d'un programme de simulation, les caractéristiques I-V des différentes parties du même module traité dans la figure 2.10 mais en considérant que le module est muni de deux diodes by-pass. Les résultats sont présentés sur la figure 2.12.

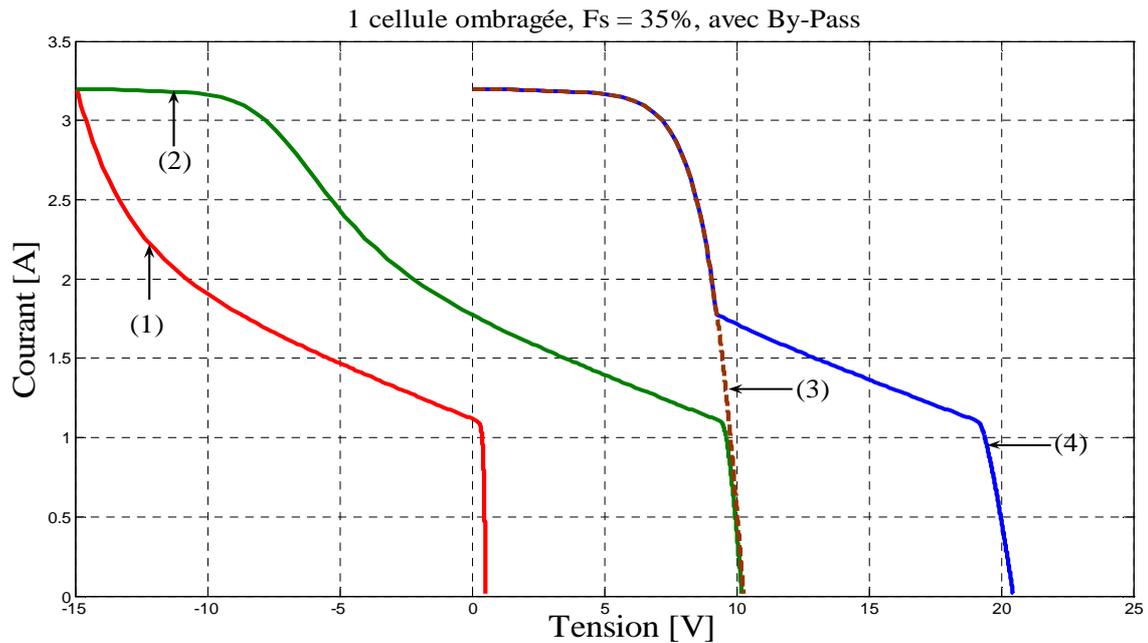


Figure 2.12. Rôle des diodes by-pass dans un module PV: caractéristique I-V de la cellule ombragée (1), celle de la partie contenant la cellule ombragée (2), celle de la partie normalement éclairée (3), Celle du module PV complet avec diodes by-pass (4).

L'effet des diodes by-pass se traduit par la déconnection de toute la partie qui contient la cellule ombragée tant qu'elle est polarisée en inverse (diode by-pass passante). Lorsque la partie du module comportant la cellule ombragée redevient polarisée en direct, ce qui bloque la diode by-pass, même si la cellule ombragée est toujours polarisée en inverse, elle est soumise à des tensions négatives moins importantes, cela diminue le risque de destruction.

## 2.6. Notion de puissance crête

Les conditions standards de test (STC) sont des conditions normalisées, adopté par la commission d'électrotechnique internationale dans sa norme CEI-60904-3 [5], définissant les conditions sous lesquelles sont testés les modules PV mis en vente. C'est sous ces conditions que sont mesurées les performances électriques indiquées sur les fiches techniques et plaques signalétiques des modules PV. Ces conditions sont :

- Niveau d'éclairement global sur le plan du module PV :  $G = 1000 \text{ W/m}^2$
- Température des cellules :  $T_c = 25^\circ\text{C}$
- Masse d'air : AM1.5.

La puissance maximale du module, mesurée dans les conditions STC, est appelée Puissance Crête ( $P_c$ ). Elle s'exprime donc en Watt (W). Cependant, s'agissant d'une puissance un peu particulière, le terme Watt-Crête ( $W_C$ ) est souvent utilisé [6].

Nous reviendrons sur les conditions et les procédés de test des modules PV dans le chapitre 3.

## 2.7. Modélisation des modules photovoltaïques

Les performances d'un dispositif photovoltaïque (cellule, module ou champ de modules PV) peuvent être convenablement étudiées en utilisant des modèles mathématiques décrivant son fonctionnement. Ils permettent de prédire la production d'un système PV dans un site donné avant son installation.

Plusieurs modèles peuvent être trouvés dans la littérature dont le principe est l'estimation des caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement et de la température. Certains représentent la totalité de la courbe I-V tel que le modèle à une diode [7,8] et celui à deux diodes [9,10], tandis que d'autres, comme le modèle de King [11], ne s'intéressent qu'à l'estimation de certains points clés de la courbe I-V comme le point de puissance maximale, le point de circuit ouvert et le point de court-circuit. Certains modèles tel que le Modèle de Facteur de Perte, LFM (pour Loss Factor Model en anglais) [12], estiment également les pertes des performances par résistance série et shunt.

Des modèles sont également développés pour tenir compte de l'ombrage. En général, ils consistent à ajouter un terme au modèle à une diode [13,14] ou à celui à deux diodes [15,16] basé sur le modèle de Bishop [17].

Nous avons fait auparavant, dans le cadre du mémoire de Magister [18], une étude comparative de trois modèles : le modèle à une diode, le modèle à deux diodes un modèle explicite. Après validation sur trois types de modules PV, Nous avons conclu que les modèles à une et à deux diodes sont les plus performants sur toute la caractéristique I-V et que pratiquement, il n'y avait pas de différence, en termes de précision, entre ces deux modèles. C'est pour cela que nous choisissons d'utiliser le modèle à une diode que nous présenterons dans ce qui suit. De plus, c'est le modèle le plus utilisé actuellement et est même implémenté dans certains logiciels de dimensionnements, tel que PVSyst [19].

### 2.7.1. Modèle à une diode

#### 2.7.1.1. Modèle standard

Il est aussi appelé modèle à cinq paramètres car il tient compte de cinq paramètres liés aux phénomènes physiques régissant le fonctionnement d'une cellule solaire. Il est défini par le circuit équivalent de la figure 2.13 et l'équation 2.4.

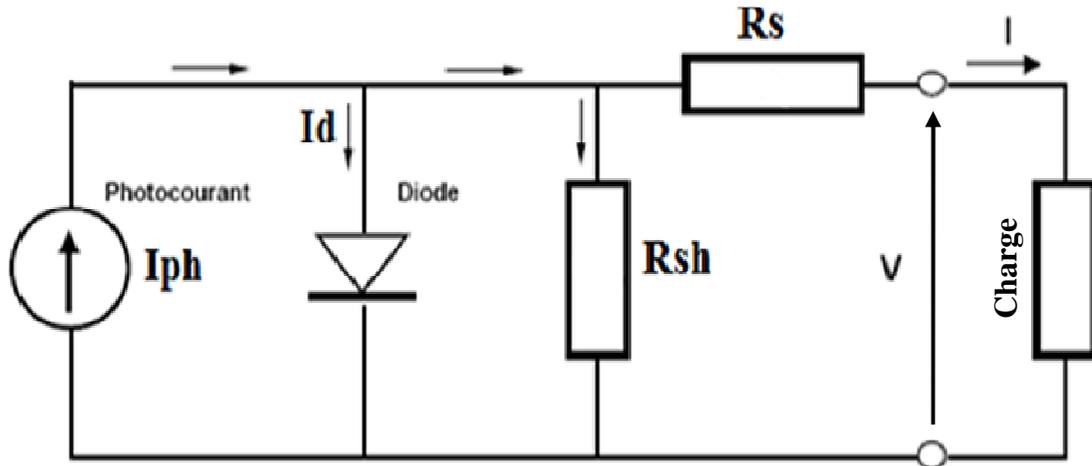


Figure 2.13. Schéma électrique équivalent d'un module PV selon le modèle à une diode.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{m \cdot N_s \cdot \frac{KT_c}{q}}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Où  $I$  et  $V$  sont le courant et la tension générés par le module PV,  $N_s$  le nombre de cellules en série qu'il contient,  $K$  la constante de Boltzmann =  $(1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K})$ ,  $T_c$  la température de cellule (K) et  $q$  la charge électrique élémentaire ( $1.602 \cdot 10^{-19} \text{ Coulomb}$ ).

Les cinq paramètres du modèle sont :

- $I_{ph}$  : courant photo généré (A),
- $I_0$  : courant de saturation de la diode (A),
- $m$  : facteur d'idéalité de la diode,
- $R_s$  : résistance série ( $\Omega$ ),
- $R_{sh}$  : résistance shunt ( $\Omega$ ).

Dans certaines implémentations comme De Soto *et al.* [7], le facteur d'idéalité, le nombre de cellules en série, la constante de Boltzmann, la température de cellule et la charge élémentaire sont regroupés dans un seul terme comme suit :

$$a = \frac{N_s m K T_c}{q} \quad (2.5)$$

Des équations additionnelles décrivent la façon dont varient ces paramètres en fonction de la température de cellule ( $T_c$ ) et de l'éclairement ( $G$ ).

Pour le courant photo-généré et le courant de saturation, nous utilisons les expressions de Mermoud *et al.* [8], tandis que pour la résistance shunt, nous choisissons la formule de De Soto *et al.* [7] qui est plus simple que la formule exponentielle proposée par Mermoud *et al.* [8].

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{Ref}} \left[ I_{ph_{Ref}} + \alpha_{I_{sc}} (T_c - T_{c_{Ref}}) \right] \quad (2.6)$$

$$I_0 = I_{0_{Ref}} \left( \frac{T_c}{T_{c_{Ref}}} \right)^3 \cdot \exp \left[ \frac{q E_g}{m K} \left( \frac{1}{T_{c_{Ref}}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (2.7)$$

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh_{Ref}}} = \frac{G_{Ref}}{G} \quad (2.8)$$

L'indice "Ref" réfère aux conditions de référence, qui peuvent être les conditions STC.  $\alpha_{I_{sc}}$  est le coefficient de température du courant de court circuit et  $E_g$  l'énergie du gap.

Considérant que la variation de la résistance série en fonction de la température n'est pas significative pour induire une erreur importante sur le point de puissance maximale, on admet qu'elle reste constante, soit  $R_s \equiv R_{s_{Ref}}$  [7]. On considère aussi que le facteur d'idéalité  $m$  n'est pas affecté par la température.

### 2.7.1.2.Extraction des paramètres à partir de la caractéristique I-V

Lorsqu'on dispose d'une caractéristique I-V mesurée pour un éclairement et une température donnés, il est facile de détecter les principaux paramètres éclectiques tels que le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ), la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ), le courant et la tension au point de puissance maximale ( $I_{max}$  et  $V_{max}$ ), le facteur de forme (FF) ainsi que le rendement de conversion  $\eta$ . Mais pour les paramètres du modèle ( $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $m$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ), des techniques d'extraction sont nécessaires.

Les algorithmes d'extraction peuvent être groupés en deux groupes : le premier groupe se sert de parties choisies de la caractéristique tandis que le second emploie la caractéristique en totalité.

Le premier groupe d'algorithmes implique la résolution d'un système d'équations non linéaires obtenues en appliquant l'équation du modèle à certains points bien choisis sur la caractéristique I-V [20,21].

Le deuxième groupe d'algorithmes est basé sur l'ajustement des courbes pour trouver les coefficients selon un critère d'erreur [22]. Mais le fait que l'équation du modèle est implicite rend ces méthodes très difficiles à implémenter.

Avec le progrès technologique actuel et le développement d'instruments permettant de mesurer une caractéristique I-V quasi-instantanément, par exemple avec l'utilisation de flasheurs, les méthodes utilisant quelques points de la courbe sont les plus pratiques. C'est justement l'une de ces méthodes que nous utiliserons.

Le principe de cette méthode, dite à 5 points, repose sur la résolution numérique d'un système de cinq équations non linéaires résultant de l'application de l'équation 2.4 à cinq points d'une caractéristique I-V expérimentale. Ces cinq points doivent être : le point de court-circuit  $(0, I_{sc})$ , le point de circuit ouvert  $(V_{oc}, 0)$ , le point de puissance maximale  $(V_{mp}, I_{mp})$  et deux autres points  $(V_x, I_x)$  et  $(V_{xx}, I_{xx})$  tel que :  $V_x = \frac{1}{2} V_{oc}$  et  $V_{xx} = \frac{1}{2} (V_{oc} - V_{max})$  comme le montre la figure 2.15 [21].

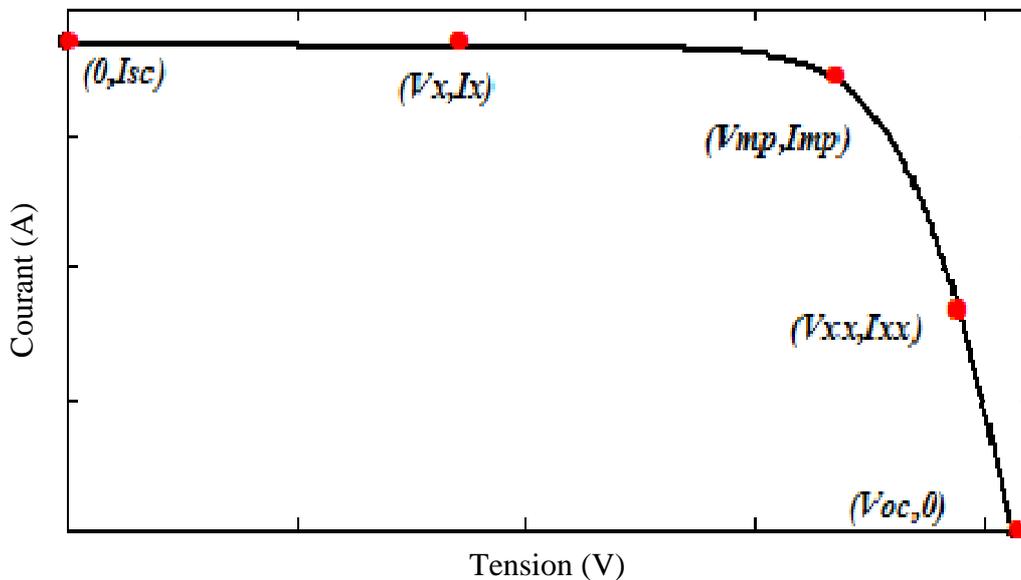


Figure 2.14. Les cinq points sur la courbe I-V utilisés pour calculer les paramètres du module PV par la méthode itérative à cinq points.

Les équations non linéaires du système à résoudre sont donc :

$$I_{sc} - I_{ph} + I_0 \left[ \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{mN_sV_t}\right) - 1 \right] + \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} = 0 \quad (2.9)$$

$$-I_{ph} + I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{mN_sV_t}\right) - 1 \right] + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} = 0 \quad (2.10)$$

$$I_{mp} - I_{ph} + I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{mN_sV_t}\right) - 1 \right] + \frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{R_{sh}} = 0 \quad (2.11)$$

$$I_x - I_{ph} + I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_x+I_xR_s}{mN_sV_t}\right) - 1 \right] + \frac{V_x+I_xR_s}{R_{sh}} = 0 \quad (2.12)$$

$$I_{xx} - I_{ph} + I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{xx}+I_{xx}R_s}{mN_sV_t}\right) - 1 \right] + \frac{V_{xx}+I_{xx}R_s}{R_{sh}} = 0 \quad (2.13)$$

C'est un système à cinq inconnues qui n'admet qu'une seule solution pour les cinq paramètres du modèle.

On peut résoudre ce système avec des méthodes numériques connues telle que celle de Newton-Raphson ou la méthode des approximations successives [23].

L'inconvénient majeur de ces techniques est la nécessité d'introduire des valeurs initiales. Un bon choix des valeurs initiales conduit à une convergence rapide et un mauvais choix est synonyme d'une convergence lente voire d'une divergence. Donc, le choix de ces valeurs initiales exige une très bonne connaissance des modules photovoltaïques.

En considérant certaines approximations, Phang *et al* [24], a présenté des expressions analytiques pour calculer les cinq paramètres du modèle à une diode avec une précision jugée acceptable. Ces expressions sont :

$$I_{ph} = I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_0 \left( \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{mN_sV_t}\right) - 1 \right) \quad (2.14)$$

$$I_0 = \left( I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp\left(-\frac{V_{oc}}{mN_sV_t}\right) \quad (2.15)$$

$$m = \frac{V_{mp}+R_{s0}I_{mp}-V_{oc}}{N_sV_t \left\{ \ln\left(I_{sc}-\frac{V_{mp}}{R_{sh0}}-I_{mp}\right) - \ln\left(I_{sc}-\frac{V_{oc}}{R_{sh}}\right) + \left(\frac{I_{mp}}{I_{sc}-\frac{V_{oc}}{R_{sh0}}}\right) \right\}} \quad (2.16)$$

$$R_s = \frac{V_{oc} - V_{xx}}{I_{xx}} - \frac{mN_s V_t}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{mN_s V_t}\right) \quad (2.17)$$

$$R_{sh} = \frac{V_x}{I_{sc} - I_x} \quad (2.18)$$

En ce qui nous concerne, nous utiliserons cette méthode analytique en amont de la méthode itérative et ses résultats seront considérés comme valeurs initiales pour le calcul numérique, comme nous le verrons au chapitre 3.

### 2.7.1.3. Correction de recombinaison

Le modèle de l'équation 2.4 s'applique directement aux modules PV en silicium cristallin, c'est tout simplement la superposition d'un photo-courant à la caractéristique de diode de la jonction p-n dans le noir [25]. Par contre, la jonction des cellules au silicium amorphe a une structure p-i-n, et une grande partie de la génération photovoltaïque a lieu dans la couche "intrinsèque" i [26]. Dans cette région, la recombinaison des paires est relativement intense, favorisée par la présence de liaisons pendantes (non satisfaites) qui agissent comme centres de recombinaison. Ce courant de recombinaison est, en première approximation, proportionnel à la concentration de porteurs de charge, donc au photo-courant [27].

Ce courant parasite étant aussi lié au champ électrique dans la couche i, Mertens *et al.* [26] a défini un terme appelé "courant de recombinaison",  $I_{rec}$ , à ajouter à l'équation 2.4. Un générateur de courant commandé en tension est donc ajouté au circuit équivalent définissant le modèle (figure 2.15).

$$I_{rec} = I_{ph} \cdot \frac{d_i^2}{\mu\tau_{eff} \cdot (V_{bi} - (V + IR_s))} \quad (2.19)$$

Avec,

$d_i$  : épaisseur de la couche intrinsèque i (de l'ordre de 0,3  $\mu\text{m}$ ),

$\mu\tau_{eff}$  : longueur de diffusion effective des porteurs de charge p et n tel que :

$$\mu\tau_{eff} = 2 \frac{\mu_n \tau_n \cdot \mu_p \tau_p}{\mu_n \tau_n + \mu_p \tau_p} \quad (2.20)$$

$V_{bi}$  : potentiel intrinsèque de la jonction (“Built-in” Voltage, en anglais) dont la valeur peut être considérée comme constante, d'environ 0,9 V par jonction (soit 2,7 V pour une triple jonction),

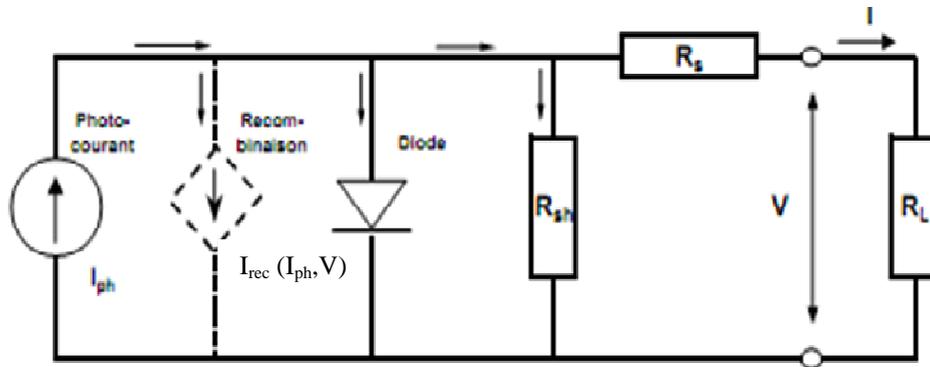


Figure 2.15. Schéma électrique équivalent du modèle à une diode avec pertes par recombinaison.

L'équation du modèle devient donc,

$$I = I_{ph} - I_{ph} \cdot \frac{d_i^2}{\mu\tau_{eff} \cdot (V_{bi} - (V - IR_s))} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{m \cdot N_s \cdot \frac{KT}{q}}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.21)$$

#### 2.7.1.4. Correction d'angle d'incidence

Lorsque l'éclairement global  $G$  sur le plan du module PV est mesuré à l'aide d'un pyranomètre, une correction d'angle d'incidence IAM (pour “Incidence Angle Modifier” en anglais) doit être appliquée, ce qui peut se faire en appliquant les lois de Fresnel. Pour cela, des équations ont été rapportées par certains auteurs tels que [7,11] que nous jugeons plus complexes que l'équation suivante, présentée par Mermoud [8,27]:

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \left( \frac{1}{\cos i} - 1 \right) \quad (2.22)$$

Où

$i$  : angle d'incidence des rayons solaires par rapport à la normale au plan,

$b_0 = 0.05$  pour les couvertures de verre usuelles.

### 2.7.1.5. Correction spectrale

L'éclairement de référence est mesuré par des pyranomètres sur une très large partie du spectre solaire, généralement de 0.305  $\mu\text{m}$  (UV) à 2.8  $\mu\text{m}$  (IR). Cependant, la distribution spectrale du rayonnement solaire change avec le temps, la masse d'atmosphère traversée et sa composition (vapeur d'eau, aérosols), les conditions météorologiques, etc.

D'autre part, chaque technologie photovoltaïque est caractérisée par une courbe de sensibilité spectrale [28]. Le silicium cristallin a une efficacité de "large bande" dans la majeure partie du spectre visible (en dessous de 1.1  $\mu\text{m}$ , correspondant à un gap  $E_g = 1.12$  eV), alors que pour le silicium amorphe, les photons doivent avoir une énergie minimum correspondant à son gap de l'ordre de  $E_g = 1.7$  eV (longueur d'onde de 0.73  $\mu\text{m}$ ). En principe, le photo-courant doit donc être évalué en effectuant une intégrale de convolution entre le spectre incident et la courbe de sensibilité spectrale du composant [27].

Deux principales méthodes empiriques de correction spectrale sont généralement utilisées. Celle de Mermoud [27], utilisée dans le Logiciel PVsyst [19] et celle de King [11] utilisée au laboratoire SANDIA aux Etats Unis et reprise par De Soto *et al* [7].

Mermoud a utilisé la démarche du groupe CREST de l'Université Loughborough au Royaume Uni [29] basée sur le principe du facteur d'utilisation de l'éclairement solaire (FU) aboutissant à un UF compris entre 0.5 et 0.67 (soit une plage de 30%) pour le silicium amorphe et entre 0.81 et 0.91 pour le silicium cristallin.

Pour King, la correction spectrale ( $M/M_{ref}$ ) est donnée par une équation empirique en fonction du nombre de masse d'air [11] :

$$\frac{M}{M_{Ref}} = \sum_{i=0}^4 a_i AM^i \quad (2.23)$$

Où AM est le nombre de masse d'air qu'on peut calculer avec la formule suivante :

$$AM = \frac{1}{\csc \theta_z + 0.5057(96.080 - \theta_z)^{-1.634}} \quad (2.24)$$

$\theta_z$  est l'angle aux zénith défini sur la figure 1.1.

Les coefficients  $a_i$  sont propres à chaque module PV.

### 2.7.2. Cas de l'ombrage partiel

Plusieurs modèles mathématiques décrivant le comportement des cellules et modules PV en cas d'ombrage partiel sont rapportés dans la littérature. La plupart viennent de l'équation conventionnelle (équation 2.4) modifiée pour tenir compte du comportement des cellules en polarisation inverses [30]. En partant du modèle de Hartman *et al.* [31] en 1980, puis de Spirito *et al.* [32] en 1982 puis de Pineda *et al.* [33] en 1986, les recherches ont abouti au modèle de Bishop [17] en 1988. Ce dernier a proposé une expression I-V dans laquelle la tension d'avalanche est exprimée dans un terme multiplicateur qui affecte la résistance shunt dans le modèle à une diode, elle est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+IR_s}{mV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \left[ 1 + a \left( 1 - \frac{V+IR_s}{V_{br}} \right)^{-n} \right] \quad (2.25)$$

Où,  $V_{br}$  est la tension d'avalanche de la jonction,  $a$  et  $n$  sont des paramètres d'ajustement.

Un circuit électrique équivalent est associé à ce modèle (figure 2.16).

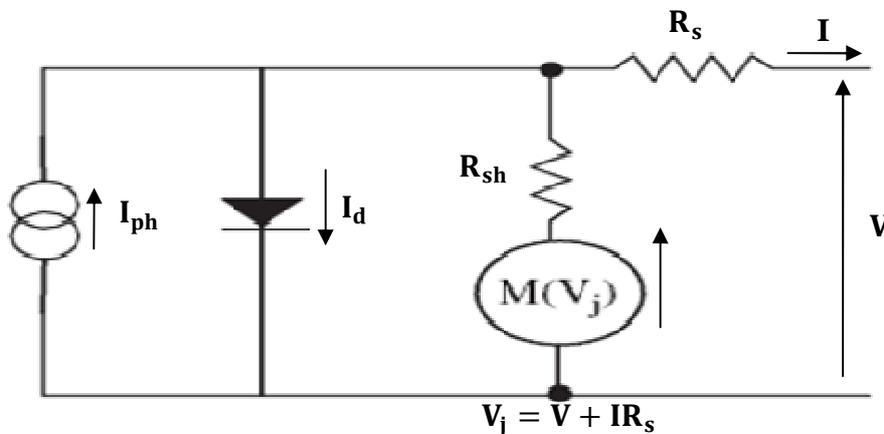


Figure 2.16. Circuit équivalent d'une cellule PV polarisée en inverse selon Bishop

Ce modèle de Bishop demeure le plus utilisé actuellement pour l'étude de l'effet d'ombrage partiel des générateurs PV et son impact sur les paramètres électriques tel que la puissance maximale ou le facteur de forme. Il est aussi appliqué pour les modules PV en couches minces en silicium amorphe ou micro-morph en tenant compte de la correction de recombinaison [34,35].

## 2.8. Conclusion

Ce chapitre a été consacré aux éléments de base nécessaire à l'étude des modules PV et à la compréhension de leur fonctionnement. Nous avons d'abord, étudié la structure d'un module PV qui est basée sur l'association des cellules PV en série et/ou parallèle dans une même structure qui assure également la protection de l'ensemble. Cette association de cellules pourrait engendrer des problèmes et des pertes liés au déséquilibre, à cause surtout de l'ombrage partiel ou du déséquilibre électrique (mismatch) entre cellules pouvant se produire avec le vieillissement. Nous avons vu que des protections par diodes sont utilisées pour éviter que des cellules soient exposées à des tensions inverses importantes. Nous avons aussi vu que les procédés d'interconnexion des cellules PV et de leurs encapsulation au sein d'un module PV en couche mince ne sont pas les mêmes que pour un module PV en silicium cristallin.

Dans la dernière partie du chapitre, nous avons traité la modélisation des modules PV en détaillant le modèle à une diode. C'est le modèle que nous avons choisis d'utiliser dans le cadre de cette thèse. Finalement, nous avons relevé les corrections nécessaires à prendre en compte dans les modélisations et la mesure des caractéristiques d'un module comme par exemple l'ombrage, l'orientation ou l'éclairement.

Au prochain chapitre, nous traiterons le volet "caractérisation et test des modules PV" où nous étudierons les différentes techniques de caractérisation, les normes et les exigences de test.

## Références

---

- [1] M. Viloz. Centrales photovoltaïque, Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à l'usage des bureaux d'ingénieurs. Programme d'action PACER – Energies renouvelables. Office fédéral des questions conjoncturelles, Suisse (1996).
- [2] H. Salemink. Thin film to the outside world, PV Magazine 12 (2011), Disponible sur: <http://www.pv-magazine.com>.
- [3] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy. Le pompage photovoltaïque, Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA (1998).
- [4] A-C. Pastor. Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques, Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, France (2006).
- [5] IEC 60904-3. Photovoltaic devices-Part 3: Measurement principals for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data (2008).
- [6] A. Ricaud, Modules Photovoltaïques-Filières Technologiques, Techniques de l'Ingénieur (2006) : [www.techniques-ingenieur.fr](http://www.techniques-ingenieur.fr).
- [7] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy 80 (2006) 78-88.
- [8] A. Mermoud, T. Lejeune. Performance assessment of a simulation model for pv modules of any available technology. Proceeding 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference – Valencia, Spain (2010).
- [9] J.A. Gow, C.D. Manning. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. IEE Proceeding on Electric Power Applications 146 (1999) N°2, 193-200.

- [10] N-M. Shannan, N-Z. Yahaya, B. Singha, Z. Salam, K-Y. Ahmed. Two-diode model for parameters extraction of photovoltaic module under temperature variation. *IEICE Electronics Express* 12 (2015) N° 19, 1-9.
- [11] D. L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvil. *Photovoltaic Array Performance Model*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico (USA) (2004).
- [12] Stefan Sellner, Jürgen Sutterlüti, Ludwig Schreier, Steve Ransome. Advanced PV module performance characterization and validation using the novel Loss Factors Model. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (2012) 2938-2943.
- [13] H. Kawamura, K. Naka, N. Yonekura, S. Yamanaka, H. Kawamura, H. Ohno and K. Naito. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells. *Solar Energy Materials and Solar cells* 75 (2003) 613-621.
- [14] S. Silvestre, A. Chouder. Effect of shadowing on photovoltaic module performance. *Prog Photovolt: Res Appl* 16 (2008) 141-149.
- [15] V. Quaschnig, R. Hanitsch. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. *Solar Energy* 56 (1996) N° 6, 513-520.
- [16] L. De Bernardez, R.H. Buitrago. Dark I-V curve measurement of single cells in a photovoltaic module. *Prog Photovolt: Res Appl* 14 (2006) 321-327.
- [17] J. W. Bishop. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. *Solar Cells* 25 (1988) 73-89.
- [18] A. Guenounou. Mise au point de nouveaux procédés de mesure des caractéristiques directe et inverse des modules photovoltaïques de différentes technologies. Mémoire de Magister, Université de Tlemcen, Algérie (2010).
- [19] <http://www.pvsyst.com/fr/>
- [20] J. P. Charles, M. Abdelkrim, Y.H. Muoy and P. Mialhe, A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells. *Solar Cells* 4 (1981) 169-178.

- [21] E. Karatepe, M. Boztepe, M. Çolak. Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells. *Solar Energy* 81 (2007), N° 8, 977-992.
- [22] M. Zagrouba, A. Sellami, M. Bouaïcha, M. Ksouri. Identification of PV solar cells and modules parameters using the genetic algorithms: Application to maximum power extraction. *Solar Energy* 84 (2010) N° 5, 860-866.
- [23] B. Demitovitch et I. Maron, Traduit du Russe par V. Polonsky, *Éléments de calcul numérique*. Edition MIR, Moscou (1979).
- [24] J.C.H. Phang, D.S.H. Chan, J.R. Phillips. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters. *Electronics Letters* 20 (1984) N° 10, 406-408.
- [25] M.A. Green. *Solar cells – Operating Principles, Technology and System Applications*. Univ. of New South Wales, Kensington (1992).
- [26] J. Mertens, J.M. Asensi, C. Voz, A.V. Shah, R. Platz, J. Andreu. Improved Equivalent Circuit and Analytical Model for Amorphous Silicon Solar Cells and Modules. *IEEE Transactions on Electron Devices* 45 (1998) No 2, 423- 429.
- [27] A. Mermoud, "Conception et Dimensionnement de Systèmes Photovoltaïques : Introduction des Modules PV en couches minces dans le logiciel PVsyst", Rapport de recherche de l'Institut des sciences de l'Environnement, Université de Genève (2005).
- [28] H. FIELD. Solar cell spectral response measurement errors related to spectral band width and chopped light waveform. *Proceeding Twenty-Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (1997) 471-474.
- [29] T. R. Betts, R. Gottschalg and D. G. Infield. Spectral irradiance correction for PV system yield calculations. *Proceedings 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris (2004).
- [30] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz. Analysis and modeling the reverse characteristic of photovoltaic cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 90 (2006) 1105–1120.

- [31] R. A. Hartman, J. L. Prince, J. W. Lathrop, Second quadrant effect in silicon solar cells. Proceedings, 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego (1980) 119–122.
- [32] P. Spirito, V. Abergamo, Reverse bias power dissipation of shadowed or faulty cells in different array configurations. Proceedings, Fourth European Photovoltaic Solar Energy Conference (1982) 296–300.
- [33] C.F.L. Pineda. Experimental evaluation of reverse bias stress induced on photovoltaic modules for different configurations. *Solar and Wind Technology* 3 (1986) N° 2, 85-88.
- [34] Y.N. Qiu, T.R. Betts, R. Gottschalg. Electrical mismatch within single junction amorphous silicon and micro-morph tandem thin film PV modules. Proceeding, 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2009) 911-916.
- [35] E. Georgoulas, E. Batzelis, S. Nanou, S. Papathanassiou. Study of single-string and multi-string amorphous silicon single junction modules in partial shading. Proceeding, 28<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2013) 2524–2529.

---

## **CHAPITRE 3 :**

Caractérisation et test des modules PV

---



### 3.1. Introduction

Après avoir abordé dans les chapitres précédents, la structure des cellules et des modules PV, leurs différents types, leurs caractéristiques électriques ainsi que la modélisation et la simulation de leurs caractéristiques électriques, nous allons traiter, dans ce troisième chapitre, les techniques et les normes de test et de caractérisation des modules PV.

Dans un premier temps, nous donnerons un aperçu des conditions de test utilisées dans la caractérisation des modules photovoltaïques et sur les fiches techniques de ces derniers, puis nous aborderons l'homologation de ces modules et les différentes normes utilisées pour cela. Finalement, nous traiterons l'aspect « scientifique et techniques des caractérisations ». Dans ce dernier point, différents aspects seront traités. Nous présenterons les différents types de caractérisations avec les normes et les méthodes utilisées ainsi que les moyens de mesure des caractéristiques I-V des modules PV. A la fin, nous présenterons le premier banc d'essai piloté par ordinateur, que nous avons développé à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES / CDER) de Tipaza-Algérie. C'est un banc d'essai, prototype de laboratoire, utilisant une charge électronique réalisée à base de transistor MOSFET. Nous présenterons une étude de cas permettant d'illustrer son fonctionnement et de valider ses performances.

### 3.2. Conditions de test et fiches techniques

Tout module photovoltaïque possède une fiche technique fournie par son fabricant. Celle-ci contient des informations concernant les caractéristiques électriques et mécaniques ainsi que les dimensions du module. Quelques caractéristiques I-V typiques à certaines conditions atmosphériques (Eclairement et Température) dont les STC sont également données. Certaines fiches techniques donnent aussi des informations sur la garantie ou sur les conditions limites. Un exemple de fiche technique concernant le module PV JT-185 M de Jintech Solar [1] est présenté dans la figure 3.1.

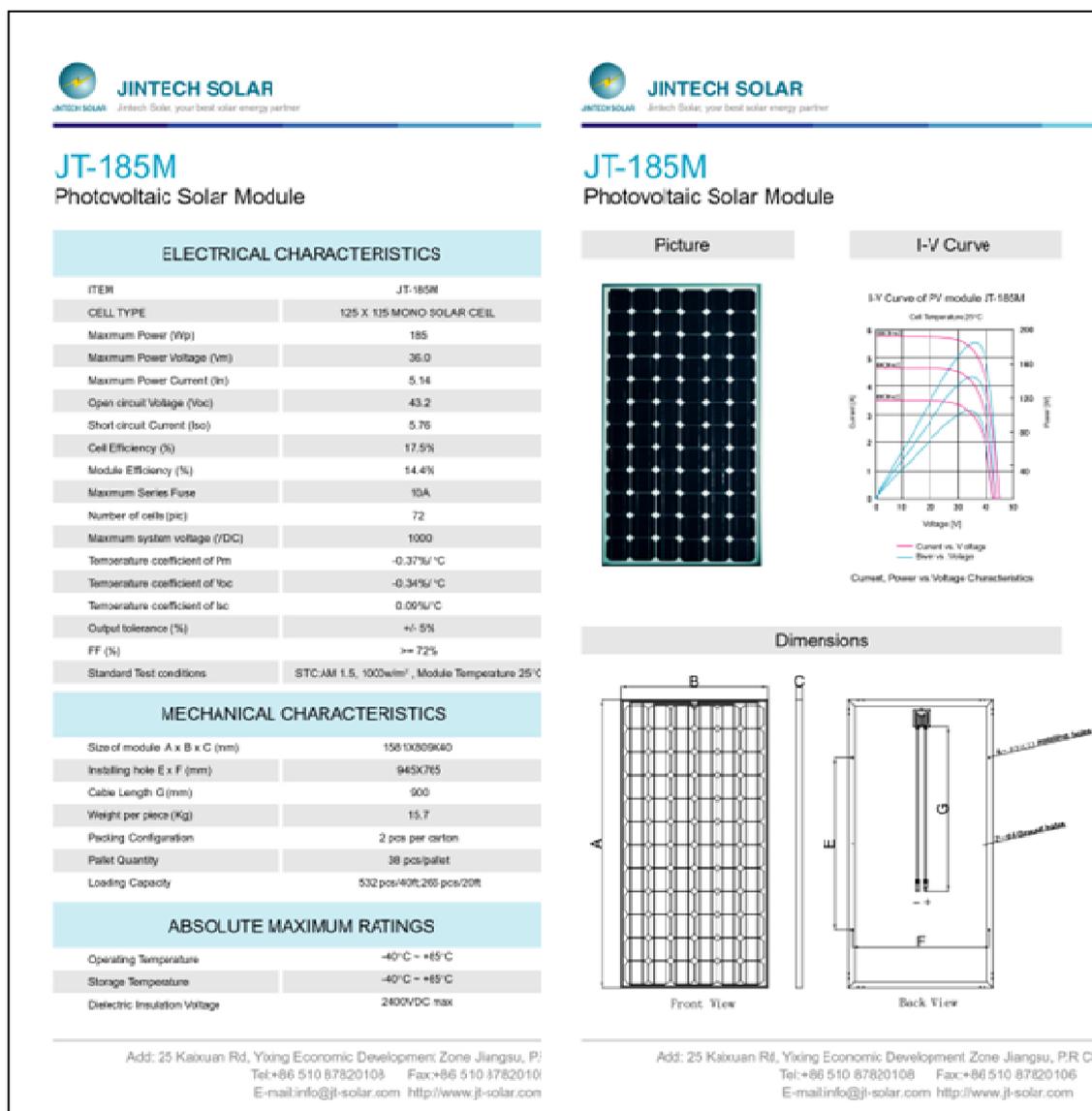


Figure 3.1. Exemple de fiche technique d'un module Photovoltaïque.

En ce qui nous concerne, dans le cadre de cette thèse, nous nous intéressons, dans cette fiche technique, à la partie comprenant les données électriques et les courbes caractéristiques.

Les caractéristiques électriques des modules PV que l'on peut trouver dans les fiches techniques sont enregistrées dans les conditions STC qui, pour rappel, sont définies par:

- un éclairement global,  $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ ,
- une température de cellule,  $T_C = 25^\circ\text{C}$ ,
- et un spectre AM1.5.

Les indications et paramètres électriques généralement fournis par les fabricants de modules PV sont :

- la puissance maximale ( $P_{max}$ ) ;
- la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) ;
- le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) ;
- la tension au point de puissance maximale ( $V_{max}$ ) ;
- le courant au point de puissance maximale ( $I_{max}$ ) ;
- les coefficients de température du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert ( $\alpha_{I_{sc}}$  et  $\beta_{V_{oc}}$ ).
- le coefficient de température de la puissance maximale ( $\gamma_{P_{max}}$ ).

Une autre valeur, également souvent fournies par les fabricants, est la température de fonctionnement nominal de la cellule, NOCT (pour Nominal Operating Cell Temperature). Elle est définie comme étant la température de la cellule d'un module monté en rack en circuit ouvert dans des conditions normales d'exploitation, SOC (pour Standard Operating Conditions en anglais) qui sont :

- un éclairement de  $800 \text{ W/m}^2$ ,
- une température ambiante de  $20^\circ\text{C}$ ,
- une vitesse de vent de  $1 \text{ m/s}$ ,
- et un spectre AM1.5.

Ce NOCT permet notamment de calculer la température de cellule d'un module PV à partir de la température ambiante ( $T_a$ ) et de l'éclairement ( $G$ ) à l'aide de la formule suivante [2,3] :

$$T_c = T_a + \left( \frac{NOCT-20}{800} \right) \cdot G \quad (3.1)$$

### 3.3. Homologation des modules PV

L'homologation d'un type de modules PV, produit en série, est la certification que celui-ci est conforme aux exigences requises garantissant la constance de la fabrication par rapport à des caractéristiques et des performances spécifiques. Elle est attribuée par des laboratoires accrédités et constitue un outil d'aide au choix des produits en différenciant les produits certifiés des autres. Pour obtenir ce certificat d'homologation, tout type de modules PV doit respecter un pré-requis technique obligatoire défini par des normes internationales. Ces normes (ou standards) sont fournies par des organismes internationaux de standardisation sous forme de publications qui sont ensuite adoptées par des organismes nationaux comme normes nationales.

Fondée en 1903, la Commission d'Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale pour la préparation et la publication de normes internationales pour toutes les technologies électriques et électroniques connexes. La CEI fournit des publications normatives reflétant les accords sur la description technique des caractéristiques que doit remplir un produit, un système, et un service de l'objet en question. Pour les applications photovoltaïques, la CEI a un grand nombre de publications concernant les applications intérieures et extérieures, décrivant les procédures et les exigences pour caractériser les dispositifs PV et les dispositifs PV de référence. Au sein de la CEI, le comité technique CT82 est chargé d'élaborer les normes concernant les systèmes d'énergie solaire photovoltaïque. La France est représentée au sein de ce comité par son agence française de normalisation, AFNOR, et l'Algérie est représentée par l'Institut Algérien de Normalisation, IANOR. Pour l'Algérie, les normes sont adoptées comme normes nationales par le comité technique national CTN12 au sein duquel le CDER est représenté par quatre membres dont deux de l'UDES.

#### 3.3.1. Modules photovoltaïques en silicium cristallin pour application terrestre

Les exigences sur la qualification de la conception et l'homologation de modules photovoltaïques en silicium cristallin pour application terrestre et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux d'air libre sont régies par la norme CEI 61215 [3] qui est adoptée comme norme algérienne sous la référence NA 10454 en 2008 [4].

L'objet de cette dernière est de déterminer les caractéristiques électriques et thermiques des modules PV et de montrer autant que possible, avec des contraintes de coût et de temps raisonnables, que les modules de ce type sont aptes à supporter une exposition prolongée aux climats généraux d'air libre. Pour cela, une séquence d'essais est appliquée à un échantillon de 8 modules PV selon les étapes décrites sur l'organigramme de la figure 3.2.

La norme exige que chaque module doit porter clairement et de manière indélébile les indications suivantes :

- Nom, monogramme ou symbole du constructeur ;
- Type ou numéro du modèle ;
- Numéro de série ;
- Polarité des bornes de sorties ou des conducteurs (un code de couleur est autorisé) ;
- Tension maximale de système pour laquelle le module est adéquat.
- La date et le lieu de fabrication ou à défaut, ces deux informations doivent être déductible du numéro de série du module.

Un module PV, avant de pouvoir être commercialisé doit satisfaire aux essais de qualification et, par conséquent, comme étant un type approuvé par la CEI lorsque tous les 8 modules-échantillons d'essai répondent à tous les critères suivants:

- la dégradation de la puissance maximale fournie n'excède ni la limite prescrite après chaque essai, ni 8 % après chaque séquence d'essai,
- aucun échantillon n'a présenté de circuit ouvert pendant les essais,
- il n'y a pas de défaut visuel majeur évident,
- les exigences de l'essai diélectrique sont remplies après les essais,
- les exigences de l'essai de courant de fuite sont remplies au début et à la fin de chaque séquence et après l'essai de chaleur humide,
- les exigences spécifiques des essais individuels sont remplies.

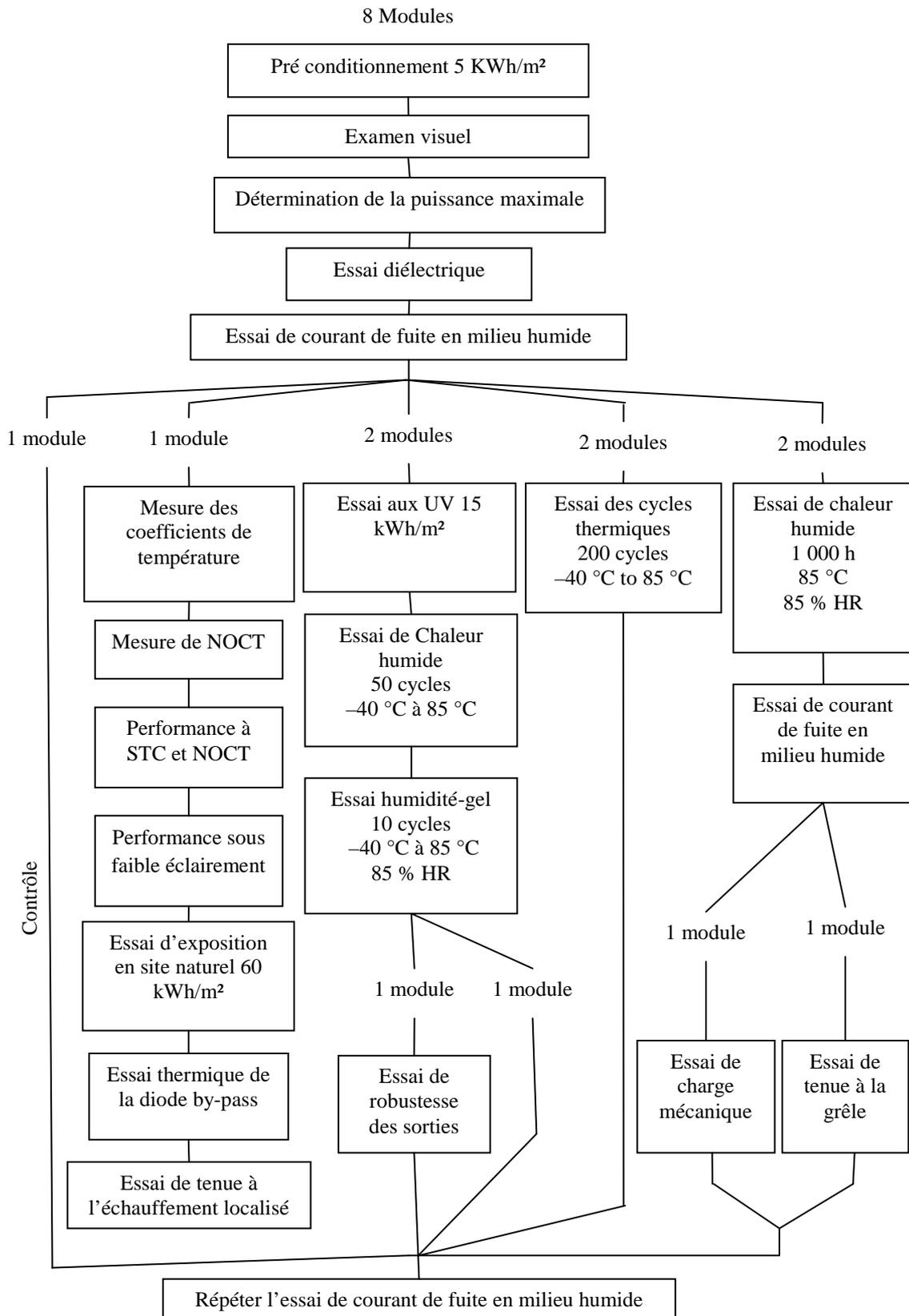


Figure 3.2. Séquence d'essais de qualification de la norme CEI 61215.

Si deux modules ou plus ne satisfont pas à ces critères, on doit considérer que la conception ne répond pas aux exigences de la qualification. Si un seul module est défectueux au cours d'un essai, deux autres modules doivent être soumis à l'intégralité, depuis le début, de la séquence d'essais correspondante. Si un ou les deux modules sont également défectueux, on considérera que la conception ne répond pas aux exigences de la qualification. Si, cependant, les deux modules subissent avec succès la séquence d'essais, on considérera que la conception répond aux exigences de la qualification.

### 3.3.2. Modules photovoltaïques en couche mince pour application terrestre

A cause des spécificités des technologies de modules PV en couches minces, la CEI a établi une autre norme pour leur homologation et la qualification de leur conception. C'est la norme CEI 61646 [5].

La séquence d'essais de cette norme est issue de celle spécifiée dans la CEI 61215 pour la qualification de la conception et l'homologation des modules PV au silicium cristallin pour application terrestre. Toutefois, elle ne dépend plus de la satisfaction à un critère plus/moins, ou Go-NoGo, avant et après chaque essai, mais plutôt de la satisfaction à un pourcentage spécifique de la puissance assignée minimum après la fin de tous les essais et l'exposition prolongée au rayonnement lumineux des modules. Ceci élimine le nécessaire reconditionnement spécifique de la technologie pour mesurer avec précision les modifications engendrées par l'essai.

Les critères d'acceptation que doit satisfaire l'échantillon sont donc :

- après l'exposition prolongée finale au rayonnement lumineux, la puissance de sortie maximum aux STC n'est pas inférieure à 90 % de la valeur minimale spécifiée par le fabricant,
- aucun échantillon n'a présenté de circuit ouvert pendant les essais,
- il n'y a pas de défaut visuel majeur évident,
- les exigences de l'essai diélectrique sont remplies après les essais,
- les exigences de l'essai de courant de fuite sont remplies au début et à la fin de chaque séquence et après l'essai de chaleur humide,
- les exigences spécifiques des essais individuels sont remplies.

De même que pour le cas de la CEI 61215, si deux modules ou plus ne satisfont pas à ces critères, on doit considérer que la conception ne répond pas aux exigences de

la qualification. Si un seul module est défectueux au cours d'un essai, deux autres modules doivent être soumis à l'intégralité, depuis le début, de la séquence d'essais correspondante. Si un ou les deux modules sont également défectueux, on considérera que la conception ne répond pas aux exigences de la qualification. Si, cependant, les deux modules subissent avec succès la séquence d'essais, on considérera que la conception répond aux exigences de la qualification.

Il est clair que seules certaines étapes des essais de ces normes, notamment des essais électriques liés à la détermination de la puissance maximale et donc la mesure de la caractéristique I-V, sont en rapport avec l'objet de cette thèse. Nous les traiterons donc dans ce qui suit dans ce chapitre.

### **3.4. Techniques de caractérisation du comportement photoélectrique des modules PV**

Caractériser les propriétés photoélectrique d'un module PV revient à tracer sa caractéristique courant – tension (I-V) et puissance – tension (P-V) sous STC et extraire ses paramètres électriques tel que la puissance crête.

On peut distinguer deux types de caractérisations. La caractérisation de laboratoire (Indoor) et la caractérisation sous les conditions naturelles (Outdoor). Nous détaillerons ces deux types dans les paragraphes suivants.

#### **3.4.1. Caractérisation de Laboratoire (Indoor)**

Dans la caractérisation de laboratoire, on utilise des simulateurs du rayonnement solaire et d'autres moyens pour contrôler la température des modules PV afin de fixer les conditions de test voulues. Basé sur l'utilisation d'un simulateur solaire, généralement sous la forme d'un flasheur, c'est le procédé utilisé par les fabricants de modules PV pour déterminer les caractéristiques fournies sur les plaques signalétiques et les fiches techniques aux STC et NOCT. Ce contrôle des conditions de test est notamment important pour la détermination des coefficients de températures.

Plusieurs types de simulateurs solaires peuvent exister. Ils sont classés par la commission d'électrotechnique internationale, dans sa norme CEI 60904-9 [6], en fonction de certains critères indiqués dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1. Classification des simulateurs solaires d'après la norme 60904-9.

Indicateur de qualité	Méthode	Classification		
		A	B	C
Non uniformité de l'éclairement	Monitoring de la répartition de l'éclairement dans la zone d'essai. Calcul à partir de valeurs min / max mesurées de l'éclairement	<2%	<5%	<10%
Correspondance au spectre de l'éclairement de référence AM1.5 (CEI60904-3)	Ratio des apports de l'éclairement de six gammes de longueurs d'onde (400, 500, 600, 700, 800, 900, 1100) : simulateur solaire / référence AM1.5	0.75 à 1.5	0.6 à 1.4	0.4 à 2%
Stabilité temporelle de la lumière émise (LTI = Instabilité à Long Terme)	Suivi de l'éclairement dans une position fixe dans la zone d'essai. Calcul à partir des valeurs min / max pendant la période d'acquisition des données I-V.	<0.5%	<2%	<10%

### 3.4.2. Caractérisation sous ensoleillement naturel (Outdoor)

L'inconvénient majeur de la caractérisation de laboratoire est le prix très élevé des simulateurs solaires.

La caractérisation sur site, sous les conditions naturelles, constitue une alternative accessible à moindre coût. Néanmoins, les conditions d'éclairement et de température ne sont plus contrôlables. Pour cela, des équations de translation permettant de revenir aux conditions STC sont nécessaires. Plusieurs méthodes de translations ont

été développées dans des laboratoires à travers le monde et certaines ont fait l'objet de normes internationales.

### 3.4.2.1. Norme CEI 60891

La norme CEI 60891 publiée en 2009 [7] est la dernière version définissant les procédures à suivre pour la correction en éclairement et température pour une caractéristique I-V mesurée d'un dispositif PV (cellule ou module). En outre, elle définit les démarches utilisées pour déterminer les facteurs pertinents pour ces corrections.

La première version de cette norme a été publiée en 1987 [8]. À l'époque, c'était la première publication où une procédure de correction algébrique pour module PV a été adoptée comme norme CEI. Cette version CEI 891 est celle connue maintenant comme étant la « première procédure » de la norme CEI 60891. Elle emploie une méthode essentiellement empirique tel que décrites par les équations (3.2) et (3.3).

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left( \frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha(T_2 - T_1) \quad (3.2)$$

$$V_2 = V_1 - R_s(I_2 - I_1) - \kappa I_2(T_{C2} - T_{C1}) + \beta(T_{C2} - T_{C1}) \quad (3.3)$$

Avec,

$I_1$  et  $V_1$  : courants et tensions des points de la caractéristique I-V mesurée,

$I_2$  et  $V_2$  : courants et tensions des points de la caractéristique I-V résultante (translatée),

$G_1$  et  $T_1$  : éclairement et température mesurés,

$G_2$   $T_2$  : éclairement et température aux conditions standards ou autre conditions désirées,

$I_{sc}$  : courant de court-circuit mesuré du spécimen testé aux conditions  $G_1$  et  $T_1$ ,

$\alpha$  : coefficient de température du courant,

$\beta$  : coefficient de température de la tension,

$R_s$  : résistance interne du spécimen testé,

$\kappa$  : facteur de correction de la courbe, qui agit comme un coefficient de température pour la résistance interne  $R_s$ .

Dans la dernière version de la norme (CEI 60891), deux procédures supplémentaires ont été insérées. La deuxième procédure utilise une méthode semi-empirique basée sur le modèle à une diode simple, décrit au chapitre 02, qui est communément utilisé pour décrire le fonctionnement d'une cellule, d'un module ou d'un champ PV. Tandis que la troisième et dernière procédure est une méthode pour la

translation de courbes I-V en se basant sur l'interpolation linéaire de deux courbes I-V de référence ou plus.

Les équations de la deuxième procédure sont :

$$I_2 = I_1 \cdot (1 + \alpha_{rel}(T_2 - T_1)) \cdot \frac{G_2}{G_1} \quad (3.4)$$

$$V_2 = V_1 + V_{OC1} \cdot (\beta_{rel} \cdot (T_2 - T_1) + a \cdot \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right)) - R'_s \cdot (I_2 - I_1) - \kappa' \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) \quad (3.5)$$

Avec,

$V_{OC1}$  : tension de circuit ouvert mesurée du spécimen testé aux conditions  $G_1$  et  $T_1$ ,

$\alpha_{rel}$  et  $\beta_{rel}$  : coefficients de température normalisés du courant et de la tension de l'échantillon testé à 1000 W/m<sup>2</sup>. La normalisation est réalisée en divisant les coefficients de température,  $\alpha$  et  $\beta$ , respectivement par le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert aux STC de l'échantillon d'essai.

$a$  : facteur de correction de la courbe, interprété comme la tension thermique de la diode,

$R'_s$  : résistance série interne de l'échantillon testé,

$\kappa'$  : facteur de correction de la courbe, qui agit comme un coefficient de température de pour la résistance interne  $R'_s$ .

La troisième procédure de la norme est basée sur l'interpolation linéaire de deux caractéristiques I-V mesurées. Selon Tsuno *et al.* dans une référence datant de 2005 [9], les translations avec cette méthode sont basées sur deux hypothèses. 1- Dans les translations en éclairement, la courbe I-V est exprimée par la somme d'un courant d'obscurité et d'un courant photo-généré dépendant de la tension, qui est proportionnelle à l'éclairement  $G$  ou le courant de court-circuit  $I_{sc}$ . 2- Pour la translation en température, la tension de sortie est considérée comme une fonction linéaire de la température lorsque le courant de sortie est constant. Dans cette méthode, au moins deux caractéristiques I-V mesurée sont nécessaires pour corriger les résultats obtenus en extérieurs aux STC ou à un autre état de température et d'éclairement en appliquant les expressions suivantes :

$$I_3 = I_1 + A \cdot (I_2 - I_1) \quad (3.6)$$

$$V_3 = V_1 + A \cdot (V_2 - V_1) \quad (3.7)$$

Où  $I_1$  et  $V_1$  sont les valeurs mesurées de la caractéristique IV à l'éclairement  $G_1$  et à la température  $T_1$ ,  $I_2$  et  $V_2$  sont les valeurs à l'éclairement  $G_2$  et à la température  $T_2$ , tandis que  $I_3$  et  $V_3$  sont les valeurs correspondant au niveau d'éclairement et de température cibles,  $G_3$  et  $T_3$  respectivement.

Les couples de points de mesure sur les caractéristiques I-V,  $(I_1, V_1)$  et  $(I_2, V_2)$ , doivent respecter la relation:

$$I_2 - I_1 = I_{sc2} - I_{sc1} \quad (3.8)$$

$A$ , est la constante d'interpolation, qui a une relation avec l'éclairement et la température comme suit :

$$G_3 = G_1 + A \cdot (G_2 - G_1) \quad (3.9)$$

$$T_3 = T_1 + A \cdot (T_2 - T_1) \quad (3.10)$$

Si  $0 < A < 1$ , alors le procédé est utilisé par le moyen d'interpolation et si  $A$  est en dehors de cet intervalle, la procédure est utilisée par le moyen de l'extrapolation. Selon la norme, il est recommandé d'utiliser cette méthode par interpolation.

A partir de ces deux dernières équations, on peut voir que les conditions de température et d'éclairement cibles dépendront des conditions dans lesquelles chaque courbe I-V d'entrée est mesurée.

Pour utiliser cette méthode, la procédure suivie est la suivante :

A partir de deux courbes I-V mesurées, on doit d'abord déterminer les courants de court-circuit de chacune. Ensuite, des combinaisons de points I-V des deux courbes mesurées qui respectent la relation 3.8, doivent être trouvées. Puis, la constante d'interpolation est calculée, en utilisant les conditions de température et d'éclairement des deux courbes I-V mesurées, et en définissant les conditions d'éclairement et de température de cibles. Et, enfin, il suffit d'appliquer les équations de translation pour les combinaisons de points I-V mesurés.

#### 3.4.2.2. Méthode Anderson, NREL

Anderson *et al.* [10] ont développé, au laboratoire NREL (National Renewable Energy Laboratory) aux Etats Unis, des équations pour la translation des principaux points et paramètres électriques de la caractéristique I-V que sont le courant de court-

circuit,  $I_{sc}$ , la tension de circuit ouvert,  $V_{oc}$ , la puissance maximale,  $P_{max}$ , le courant et la tension au point de puissance maximale,  $I_{max}$  et  $V_{max}$ , le facteur de forme,  $FF$ , et le rendement de conversion  $\eta$ . Ces équations sont:

$$I_{sc_{STC}} = \left( \frac{G_{STC}}{G} \right) \left[ \frac{I_{sc}}{1 + \alpha_{I_{sc}}(T_C - T_{C_{STC}})} \right] \quad (3.11)$$

$$V_{oc_{STC}} = \frac{V_{oc}}{1 + \beta_{V_{oc}}(T_C - T_{C_{STC}})} \quad (3.12)$$

$$P_{max_{STC}} = \left( \frac{G_{STC}}{G} \right) \left[ \frac{P_{max}}{1 + \gamma_{P_{max}}(T_C - T_{C_{STC}})} \right] \quad (3.13)$$

$$I_{max_{STC}} = \frac{I_{max} \left( \frac{G_{STC}}{G} \right)}{1 + \alpha_{I_{sc}}(T_C - T_{C_{STC}})} = I_{max} \left( \frac{I_{sc_{STC}}}{I_{sc}} \right) \quad (3.14)$$

$$V_{max_{STC}} = \frac{V_{max}}{1 + \beta_{V_{oc}}(T_C - T_{C_{STC}})} = V_{max} \left( \frac{V_{oc_{STC}}}{V_{oc}} \right) \quad (3.15)$$

$$FF_{STC} = \frac{P_{max_{STC}}}{I_{sc_{STC}} V_{oc_{STC}}} \quad (3.16)$$

$$\eta_{STC} = \frac{P_{max_{STC}}}{G_{STC} \cdot S} \quad (3.17)$$

Où,  $\alpha_{I_{sc}}$ ,  $\beta_{V_{oc}}$  et  $\gamma_{P_{max}}$  sont, respectivement, les coefficients de température du courant de court-circuit, de la tension de circuit ouvert et de la puissance maximale.

### 3.4.2.3. Autres méthodes

Outre les procédures de la norme CEI et les équations d'Anderson, il existe d'autres méthodes pour la translation des caractéristiques I-V, proposées par d'autres organismes ou auteurs comme la norme E 1036-08 de l'ASTM (American Society for Testing and Materials) [2], la méthode de Bleasser *et al.* [11] ou Marrion [12] dont l'approche est similaire à la troisième procédure de la CEI 60891.

### 3.4.3. Mesure des caractéristiques I-V des modules PV

Pour caractériser un module PV, on doit tracer la caractéristique courant-tension (I-V) et relever les conditions de tests (éclairage solaire et température). La norme CEI 60904-1 [13] fixe les principales exigences concernant la mesure des caractéristiques I-V d'une cellule ou d'un module PV, que ce soit en intérieur ou en extérieur.

La mesure de la caractéristique I-V se fait en variant la charge du module ou de la cellule PV de zéro (court-circuit) à l'infini (circuit ouvert) ou par le chemin inverse, i.e. de l'infini (circuit ouvert) à zéro (court-circuit). Pour cela des charges électroniques sont utilisées. Plusieurs types de charges électroniques existent et ont été mentionnés dans la littérature. Ces charges sont à base de condensateurs [14], de convertisseurs DC / DC [15], de transistors MOS commandés par un amplificateur opérationnel [16] ou de transistors bipolaires [17].

Une charge électronique originale à base de transistor MOSFET a été réalisée au sein de l'équipe Application des Equipements Photovoltaïques de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) [18]. Nous l'avons exploitée pour la mise au point d'un simple banc d'essai et de caractérisation de module PV piloté par ordinateur avec une interface graphique réalisée sous LabVIEW. Ce banc qui offre également les fonctions de modélisation et de simulation sera présenté en détail et avec une étude de cas dans la suite de ce chapitre.

Des solutions commerciales existent également. Certaines offrent des qualités optimales en termes de précision et dans le tracé des caractéristiques I-V mesurées. L'un de leurs désavantages est leur prix relativement élevé. Certaines sont munies d'une acquisition de donnée et d'un logiciel de pilotage. L'une de ces solutions commerciales est la charge électronique PVPM commercialisée par PV engineering [19] dont l'UDES a acquis un exemplaire avec lequel nous avons équipé une plateforme de test et de caractérisation de plusieurs technologies de modules PV. Nous reviendrons en détail sur cette charge et sur la plate forme de test dans le chapitre 4.

#### **3.4.4. Banc d'essai photovoltaïque avec charge électronique à base de MOSFET**

Le premier banc d'essai automatisé que nous avons mis au point à l'UDES, au sein de l'équipe AEP, utilise une charge électronique réalisée à base de transistors MOSFET permettant de varier la charge d'un module PV posé sur une structure orienté plein sud avec une inclinaison de  $36^{\circ}$ C, correspondant à la latitude du site de l'UDES. Dans ce banc d'essai, un capteur de température de type PT100 est collé sur le dos du module PV pour la mesure de sa température; un pyranomètre est placé sur le même plan que le module afin de mesurer l'éclairement solaire global reçu par celui-ci; Enfin, le courant produit est mesuré à l'aide d'un capteur à effet de Hall. Une centrale Agilent

34972A [20] est utilisée pour l'acquisition des données et la commande de la charge électronique. Le tout est piloté par un ordinateur via une interface graphique réalisée sous LabVIEW.

Le schéma synoptique du banc est donné sur la figure 3.3 et les vues du système expérimental sont montrées dans les photos de la figure 3.4.

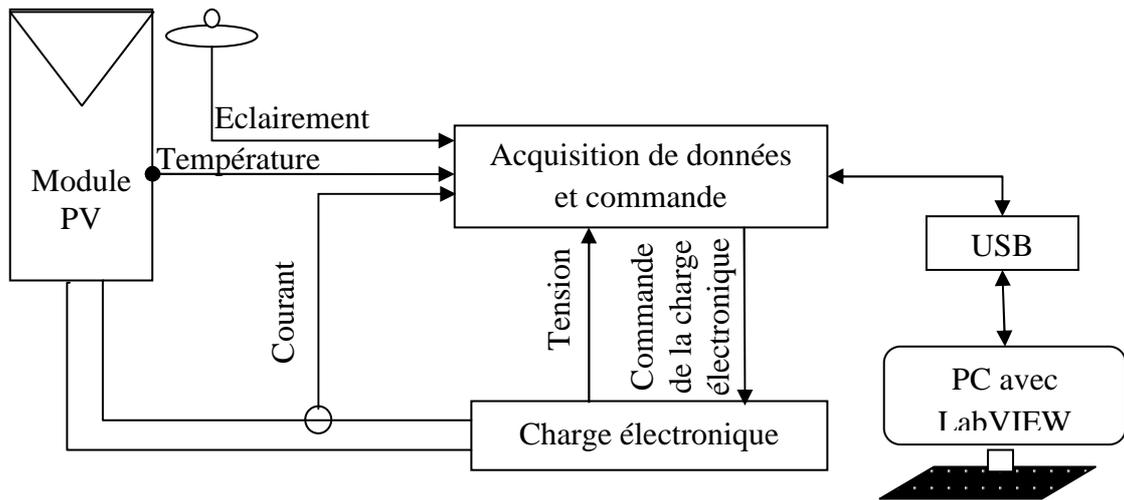


Figure 3.3. Schéma synoptique du banc d'essai

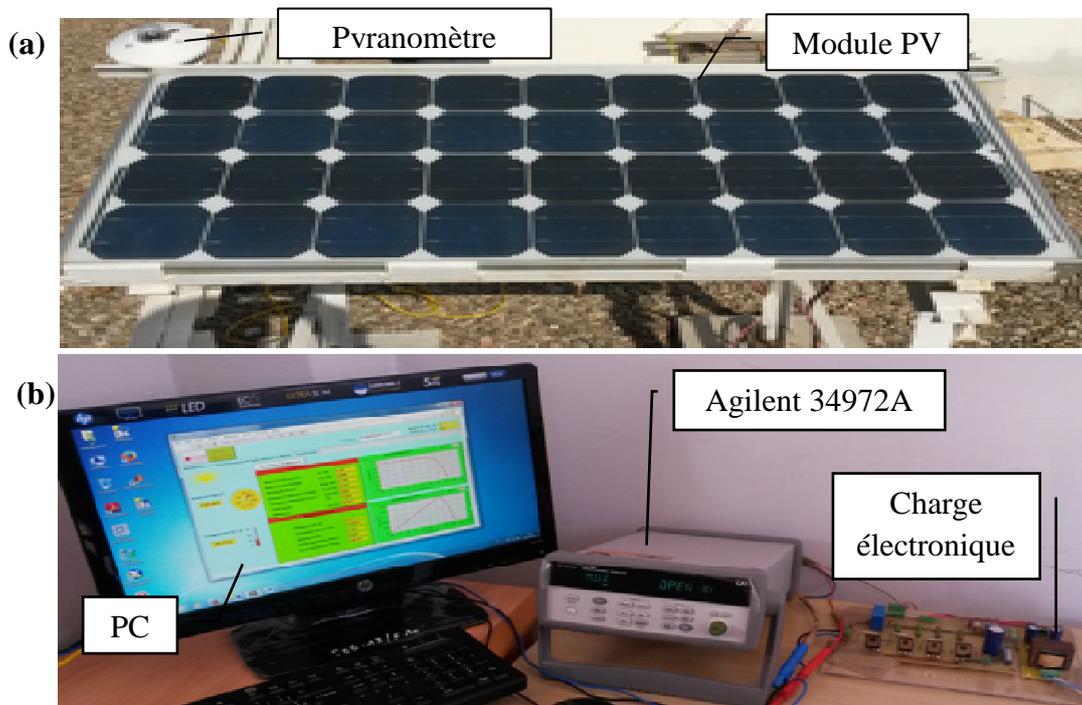


Figure 3.4. Vues du banc d'essai : (a) Module PV avec le Pyranomètre (le capteur de température, collé à l'arrière du module n'est pas visible sur la photo), (b) Charge électronique, unité Agilent 34972A et PC.

### 3.4.4.1. Charge électronique à base de MOSFET

La charge électronique utilisée dans ce banc a été réalisée à l'UDES [18]. Elle est à base de 4 transistors MOSFET, IRFP150, commandés en tension avec un circuit de charge et de décharge d'un condensateur. Il est à noter que le nombre de MOSFET a été choisi en fonction de la gamme de puissance des modules PV à caractériser. Le circuit électrique de la charge est schématisé sur la figure 3.5.

Le principe de fonctionnement est simple. Dès que le bouton poussoir P est actionné, le condensateur C va se charger à travers la résistance  $R_1$  et dès que le bouton poussoir est relâché, il va se décharger à travers le potentiomètre P et la résistance  $R_2$  entraînant la variation de la tension  $V_{GS}$  (tension Grille-Source) des transistors MOSFET et la variation de leur courant de drain.

Lorsque la tension  $V_{GS}$  varie entre  $V_T$  (tension de seuil) et  $V_P$  ( $V_{GSmax}$ ), la résistance équivalente  $R_{DS}$  varie entre zéro et l'infini, entraînant la variation du courant de drain ( $I_D$ ) entre le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) du module PV et zéro (circuit ouvert).

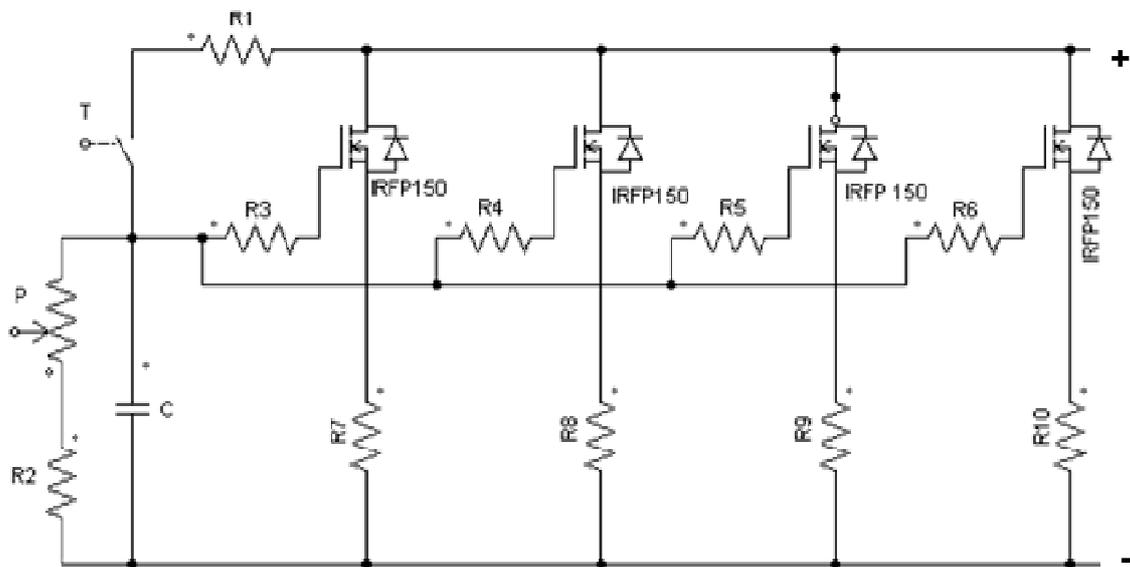


Figure 3.5. Charge électronique MOSFET (UDES)

### 3.4.4.2. Les capteurs

#### a. Capteur d'éclairement solaire

Le capteur d'éclairement solaire utilisé dans cette application est un pyranomètre de type CMP11 de Kipp & Zonen [21]. C'est un radiomètre, qui mesure le rayonnement

solaire à partir d'un corps noir à thermopile de haute qualité protégé par deux dômes de verre. Sa sensibilité spectrale de 285 à 2800 nm, lui permet d'être utilisé pour des applications en lumière naturelle, de mesurer le rayonnement global et le rayonnement diffus. Sa sensibilité est de  $8.44 \mu\text{V/W/m}^2$ . L'enregistrement des données se fait via la centrale d'acquisition à laquelle il est connecté. Une vue grand format du pyranomètre est présenté sur la figure 3.6.



Figure 3.6. Pyranomètre Kipp & Zonen CMP11

#### ***b. Capteur de température***

Le capteur de température utilisé dans cette application est de type PT100. C'est un type de capteur RTD (Resistance Temperature Detector), fabriqué à partir de platine. Le capteur Pt100 a une résistance de 100 ohms à  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Le capteur PT100 que nous avons utilisé a été spécialement conçu pour la mesure de température sur une surface plane. Il est donc bien adapté pour les modules PV et est facile à installer, à base de silicone avec auto-adhésif et il a quatre fils [22]. Une vue du capteur ainsi collé sur le dos du module PV est montrée sur la figure 3.7.



Figure 3.7. Capteur PT100 collé sur le dos du module PV sous test.

### 3.4.4.3. Unité d'acquisition de données et Switch

L'unité Agilent 34972 est une centrale d'acquisition de données (Datalogger) et de multiplexage. Grâce à son multimètre numérique interne (DMM), elle peut être utilisée pour mesurer la température avec différents capteurs (thermocouples, RTD, et thermistance), la tension (AC et DC jusqu'à 300V), la résistance (2 fils ou 4 fils jusqu'à 100  $\Omega$ ), le courant (AC et DC jusqu'à 1A) ou la fréquence (jusqu'à 300 KHz) [20].

Elle peut être aussi utilisée pour des fonctions de multiplexage ou de génération de signaux de commande grâce aux différents modules (Slots) qu'elle peut contenir. Dans cette application, nous avons utilisé le module d'acquisition de données (34904A) et le module Actionneurs (34903A). Le module d'acquisition de données est utilisé pour la mesure directe de la tension, du courant via le capteur de courant, de l'éclairage solaire via le pyranomètre et de la température via le capteur PT100. Le module Actionneurs est utilisé pour commander la charge électronique par un relai électromagnétique à la place du bouton poussoir T de la figure 3.5. D'autres fonctions de cette unité seront présentées au chapitre 4 en décrivant la manip où est également utilisée cette unité.

Cette unité Agilent 34972A étant entièrement programmable par ordinateur, nous avons développé sous LabVIEW une interface graphique permettant le contrôle complet des expériences et l'interfaçage Homme Machine.

### 3.4.4.4. Interface graphique

Le banc d'essai de la figure 3.4 est entièrement contrôlé par un programme graphique que nous avons développé sous un environnement LabVIEW. Un programme LabVIEW est appelé « Instrument Virtuel (VI) » et possède deux fenêtres [23] :

- Une fenêtre « Face Avant », aussi appelée « Interface Graphique » ou GUI (pour Graphical User Interface en anglais) ;
- Une fenêtre « Diagramme » qui contient le programme gouvernant l'interface graphique.

L'interface graphique développée contient deux pages interactives dont l'affichage et l'activation est contrôlée par la souris du PC. Les deux vues de l'interface où l'une des deux pages est activée sont montrées aux figures 3.8 et 3.9.

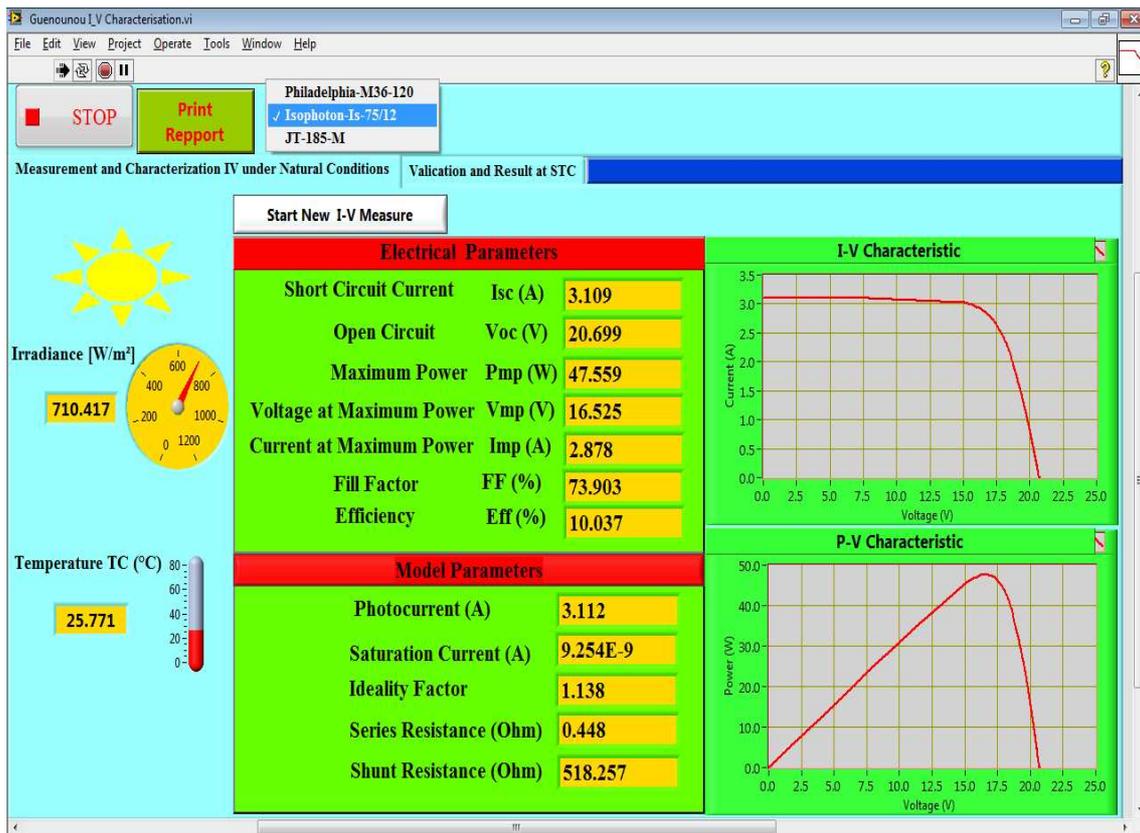


Figure 3.8. Interface graphique développée : Page des mesures.

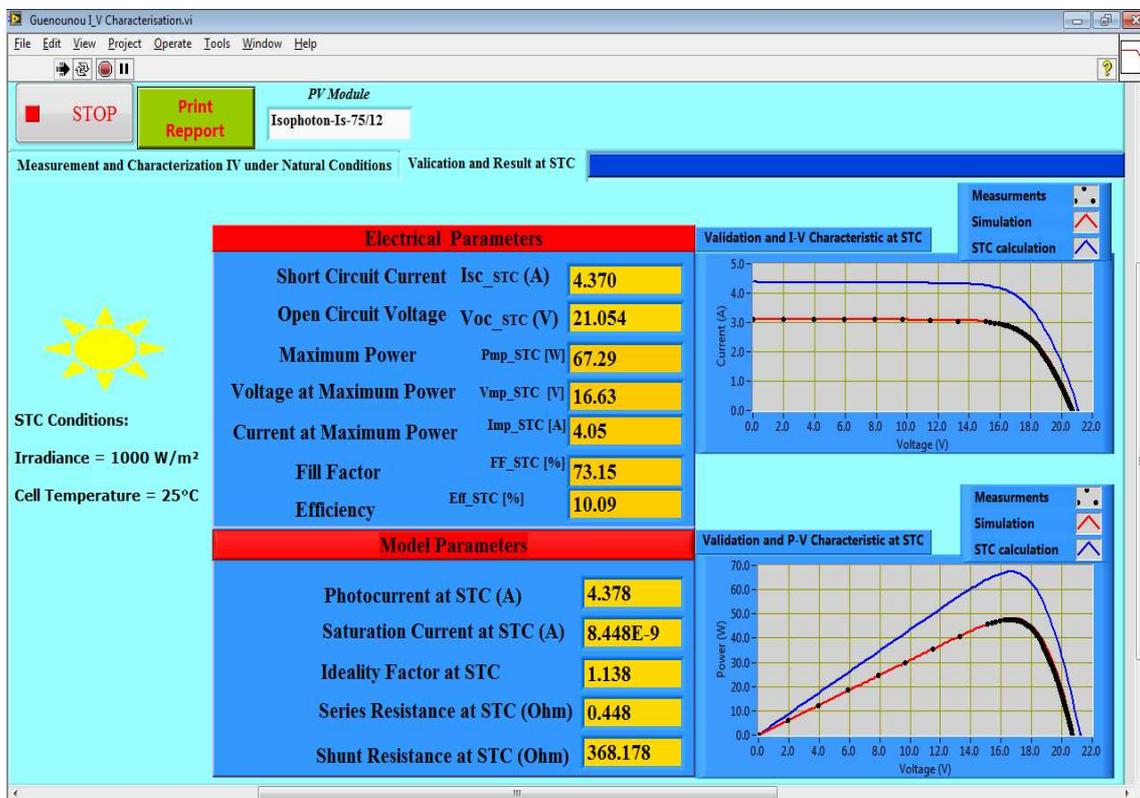


Figure 3.9. Interface graphique développée : Validation et résultats aux STC.

Le contrôle du banc est accessible à partir de la première page par le biais d'un bouton « Démarrage / arrêt des mesures ». Les caractéristiques I-V et P-V mesurées, les valeurs mesurées de l'éclairement et de la température, ainsi que les résultats concernant les paramètres électriques et ceux de la modélisation, aux conditions de mesure, sont également affichés sur cette page. La deuxième page est consacrée à l'affichage des résultats de la validation et des valeurs aux conditions STC. Trois commandes sont communes à ces deux pages : un menu déroulant permettant de choisir le type de module PV à tester, un bouton permettant d'imprimer un rapport de test et un bouton d'arrêt du programme.

#### *a. Méthodes et fonctions implémentées*

Le programme développé contrôle les différents capteurs ainsi que le démarrage du balayage de la courbe I-V par la charge électronique en envoyant une impulsion via l'unité Agilent 34972 pour actionner un relai électromagnétique pendant quelques millisecondes.

La caractéristique I-V mesurée subit un prétraitement avant d'être affichée avec la caractéristique puissance-tension (P-V) et tous les paramètres correspondants sur la première page de l'interface graphique. La translation aux conditions STC est ensuite réalisée pour afficher, sur la deuxième page de l'interface graphique, les paramètres et les caractéristiques I-V et P-V aux conditions STC. Les données techniques du module PV testé sont alors affichées en haut des deux pages de l'interface. Chaque caractéristique I-V est mesurée en temps réel en prenant en compte les paramètres expérimentaux que sont les valeurs de l'éclairement solaire et de la température ambiante au moment de la mesure. Les mesures expérimentales sont enregistrées dans un fichier Excel ayant comme nom la date et l'heure de la mesure.

En plus du pilotage du banc d'essai pour la mesure des caractéristiques I-V des modules PV, l'interface graphique permet de réaliser un certain nombre de tâches grâce à l'implémentation de certaines fonctions.

Ainsi l'implémentation de la méthode numérique à cinq points (paragraphe 2.7.1.2 du chapitre précédent) permet l'extraction des paramètres du modèle à une diode. De plus, les équations 2.6 à 2.8 permettent d'avoir les valeurs de ces paramètres aux STC.

Un sous-programme (sous-VI) de simulation a été développé et implémenté. Ce sous programme permet d’abord de valider les paramètres du modèle puis de calculer les caractéristiques I-V et PV aux STC, et donc les paramètres électriques de celle-ci, en utilisant les valeurs des paramètres du modèle à une diode aux STC.

Le schéma bloc de la figure 3.10 décrit globalement le fonctionnement du programme gouvernant l’interface graphique et quelques étapes du diagramme sont données aux figures 3.11 et 3.12.

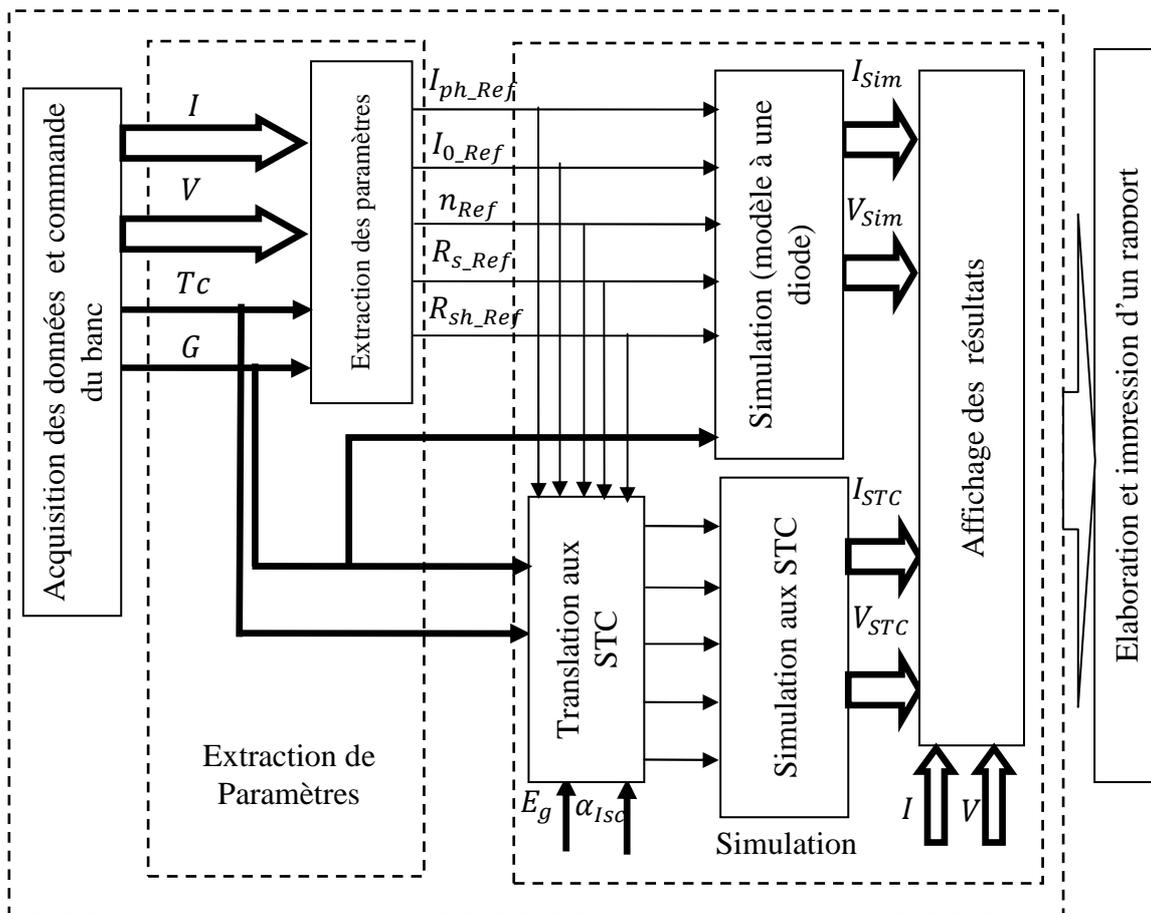


Figure 3.10. Schéma bloc des différentes tâches traitées par l’interface graphique.

**b. Impression d’un rapport**

Un rapport de test peut être imprimé à partir de l’interface graphique. Il est similaire à une fiche technique qui contient toutes les informations présentes sur l’interface graphique après le test d’un module PV donné. Un exemple de rapport imprimé est donné à la figure 3.13.

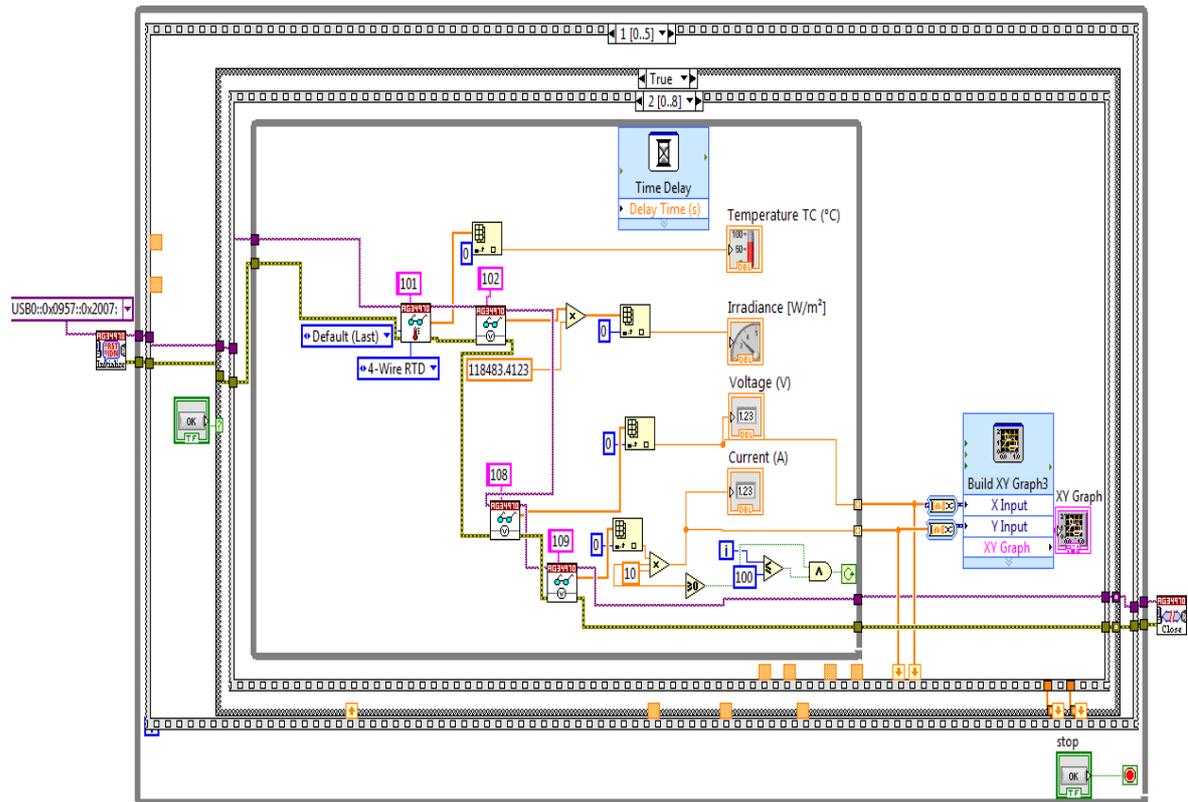


Figure 3.11. Diagramme de l'étape acquisition de données.

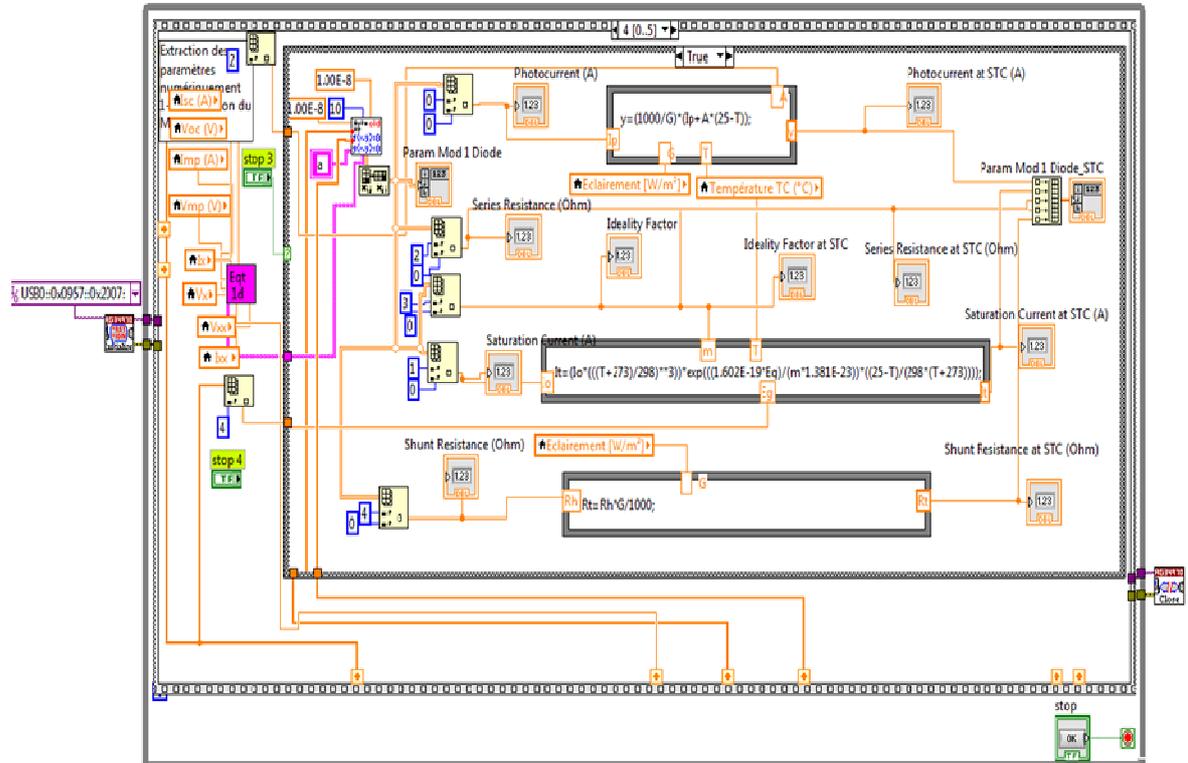


Figure 3.12. Diagramme de l'étape « Extraction des paramètres du modèle à une diode » et translation aux STC.

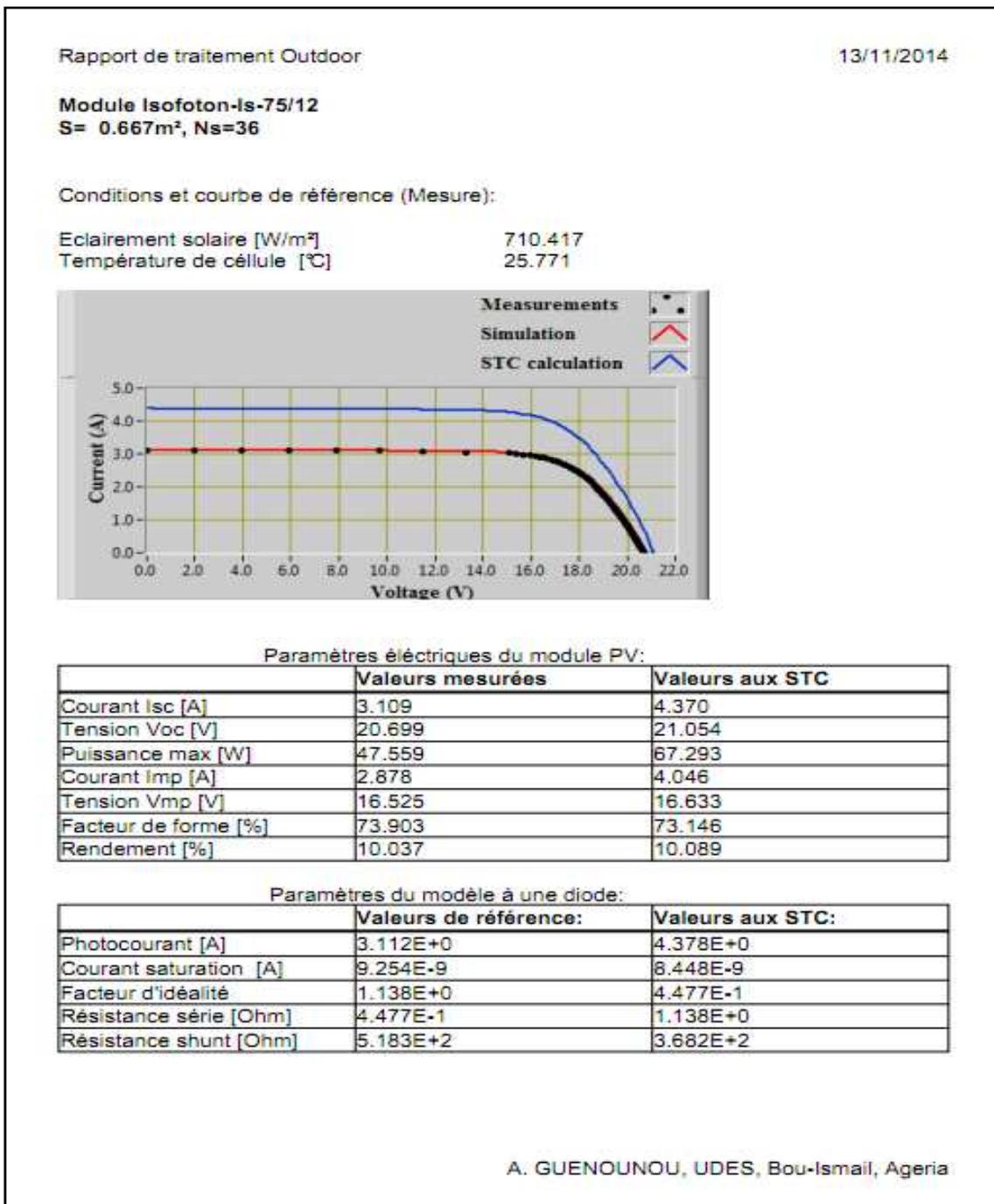


Figure 3.13. Rapport de test imprimé à partir de l'interface graphique.

### 3.4.4.5. Validation, étude d'un cas

Pour illustrer dans cette thèse, la démarche choisie dans la caractérisation des modules photovoltaïque, mais surtout afin de valider celle-ci, nous avons choisi comme cas d'étude, un module PV en silicium monocristallin comportant 36 cellules solaires connectées en série pour lequel nous comparons les résultats entre l'expérience et la simulation et les discutons avec ceux de la fiche technique du constructeur.

Plusieurs tests ont été réalisés avec le banc pour différents couples de conditions de mesures : éclairement solaire - température. Comme nous l'avons expliqué précédemment, l'interface graphique permet de contrôler le banc d'essai, d'observer les résultats et aussi la validation de ces derniers. Il est bien visible sur la figure 3.9, qu'il y a une superposition parfaite entre les caractéristiques I-V et P-V mesurées (courbes en points discontinus) et celles simulées (courbes en trait rouge continu). Cela a été vérifié pour l'ensemble des mesures et simulations et appuyé par le calcul de la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne (*RMSE*), définie par l'équation 3.18, en trouvant que celle-ci est comprise entre 0.01 et 0.03.

$$RMSE = \left[ \frac{\sum (I_{sim} - I_{exp})^2}{N} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.18)$$

où,  $I_{sim}$  et  $I_{exp}$  sont les courants simulés et mesurés respectivement et  $N$  le nombre de points de mesures.

Pour plus de validation, nous avons effectué une comparaison entre les résultats des tests, traduits aux conditions STC à partir de différentes conditions d'éclairement ( $G$ ) et de température ( $T_c$ ), et les valeurs données sur la fiche technique du module PV. Cette comparaison concerne le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ), la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ), la puissance maximale ( $P_{max}$ ) ainsi que le courant et la tension au point de puissance maximale ( $I_{max}$  et  $V_{max}$ ).

Comme critère de comparaison, nous avons utilisé l'erreur relative définie par l'expression suivante :

$$\frac{\Delta X}{X} = \frac{X_{mes} - X_{fiche}}{X_{fiche}} \cdot 100 \quad (3.19)$$

Où,  $X_{mes}$  et  $X_{fiche}$  sont respectivement la valeur mesurée et celle de la fiche technique du paramètre  $X$ .

Les résultats de la comparaison sont donnés au tableau 3.2.

Au-delà des erreurs expérimentales, on note que chaque groupe de paramètres du modèle extraits, reproduit parfaitement la caractéristique I-V mesurée correspondante. De plus, les résultats du tableau 3.2 montrent que les valeurs mesurées sont proches de celles de la fiche technique du module PV si on tient compte de la tolérance donnée par le fabricant pour la valeur concernée. Pour le module étudié, seule la tolérance concernant la puissance maximale est donnée ( $\pm 10\%$ ).

Tableau 3.2. Comparaison entre les données de la fiche technique et les valeurs mesurées avec le banc et translâtées aux STC.

Param (X)	Valeur fiche tech	Valeurs translâtées aux STC à partir de différentes conditions de G et Tc							
		G = 687.19 W/m <sup>2</sup> Tc = 36.84°C		G = 722.28 W/m <sup>2</sup> Tc = 37.37°C		G = 770.38 W/m <sup>2</sup> Tc = 26.79°C		G = 850.97 W/m <sup>2</sup> Tc = 31.88°C	
		X	$\Delta X/X$	X	$\Delta X/X$	X	$\Delta X/X$	X	$\Delta X/X$
Pmax (Wc)	75 ± 10%	67.01	-10.65 %	67.41	-10.12 %	67.43	-10.09 %	67.52	-9.97 %
Isc (A)	4.67	4.27	-4.72 %	4.32	-4.07 %	4.32	-3.70 %	4.38	-3.89 %
Voc (V)	21.6	20.58	-8.57 %	20.72	-7.49 %	20.80	-7.49 %	20.76	-6.21 %
I <sub>max</sub> (A)	4.34	3.98	-8.29 %	4.02	-7.37 %	3.97	-8.53 %	4.07	-6.22 %
V <sub>max</sub> (V)	17.35	16.82	-3.05 %	16.77	-3.34 %	17.00	-2.02 %	16.57	-4.50 %

Ainsi, avec ce simple banc de test, on peut réaliser un test électrique complet d'un module PV. L'interface graphique associée ne permet pas seulement d'assurer le pilotage du banc par le PC, mais aussi, grâce aux différentes fonctions implémentées, elle permet l'extraction des paramètres du modèle à une diode, de valider les valeurs par simulation et de faire la translation aux condition STC afin de pouvoir comparer les résultats avec les données des fiches techniques des constructeurs.

Ce banc de caractérisation de modules photovoltaïques a été le premier à être développé au sein de l'équipe AEP de l'UDES. Néanmoins, il a été dès sa conception optimisé pour obtenir la caractéristique I-V complète. En effet, afin d'obtenir des caractéristiques complètes et à cause de la saturation des transistors de la charge électronique, chaque caractéristique I-V mesurée subit un prétraitement pour l'extrapoler vers le point de court-circuit. De plus, nous avons introduit un filtrage des points mesurés pour supprimer tout les points où le courant est négatif (au-delà de la tension de circuit ouvert). Ces améliorations ont permis que ce simple banc d'essai, utilisant une charge électronique à base de transistor MOSFET et piloté par ordinateur via une interface graphique, puisse constituer un outil simple mais performant pour l'étude des modules PV.

Mais pour une étude comparative des performances de plusieurs modules PV sur une longue période, il est préférable d'utiliser des charges plus performantes et plus rapides. Ce sont les charges électroniques commerciales, généralement munies de leur

système d'acquisition de donnée et de certificats concernant leur conformité et leurs précisions. Nous présenterons l'une de ces charges dans le prochain chapitre.

### **3.5. Conclusion**

La caractérisation et le test des modules PV sont des étapes très importantes aussi bien avant qu'après la commercialisation d'un module PV. En effet, avant la commercialisation, ces étapes permettent de mesurer les performances des modules PV, d'élaborer leurs fiches techniques et de valider leur homologation. Après la commercialisation, elles permettent de vérifier la fiabilité de ces performances et d'étudier leur évolution au cours de leur exploitation et pendant toute leur durée de vie.

Ces étapes de caractérisation et de test des modules PV sont régies par des normes internationales donnant les exigences sur les équipements et les procédures utilisés.

Nous avons présenté dans la dernière partie de ce chapitre un exemple de banc d'essai que nous avons développé à l'Unité de Développement des Equipements Solaires. Une étude de cas a été également présentée et nous avons montré la cohérence entre les résultats de simulations et ceux expérimentaux. En plus de la mesure de la caractéristique I-V, plusieurs fonctions ont été implémentées dans l'interface graphique régissant le banc. Cela permet de faire un test complet jusqu'à l'impression d'un rapport.

Bien que les résultats de l'étude de cas soient encourageants, ce banc est limité de part la charge électronique utilisée.

Les deux prochains chapitres seront consacrés à l'étude des performances de quatre technologies de modules PV sur une année d'exposition sous les conditions naturelles de fonctionnement. Pour cela, un outil plus puissant a été utilisé pour l'élaboration d'une plateforme de test.

---

## Références

---

- [1] [www.jt-solar.com](http://www.jt-solar.com)
- [2] ASTM E1036-08. “Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells,” Annual Book of ASTM Standards (2008).
- [3] CEI 61215. Modules photovoltaïques au silicium cristallin pour application terrestre, Qualification de la conception et homologation (2005).
- [4] Arrêté interministériel du 13 Rabie Ethani 1429 correspondant au 19 avril 2008 portant adoption du règlement technique relatif aux Module Photovoltaïque (PV) au silicium cristallin pour application terrestre. Journal officiel de la république algérienne démocratique et populaire du mercredi 27 Rajab 1429 correspondant au 30 juillet 2008.
- [5] CEI 61646, 2<sup>ème</sup> Edition. Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre, Qualification de la conception et homologation (2008).
- [6] IEC 60904-9. Photovoltaic devices – Part 9: Solar simulator performance requirements (2008).
- [7] CEI 60891, 2<sup>nd</sup> edition. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristic (2009).
- [8] IEC 891, 1<sup>st</sup> edition. Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics of Crystalline Silicon Photovoltaic Devices (1987).
- [9] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa. Temperature and Irradiance Dependence of the I-V Curves of Various Kinds of Solar Cells, Technical Digest of the PVSEC 15, Shanghai (2005) 422- 423.
- [10] A.J. Anderson. Photovoltaic Translation Equations: A New Approach, Rapport de NREL (National Renewable Energy laboratory, USA), 1996.
- [11] G. Blaesser. PV array Data Translation Procedure, Proceeding 13th EC PVSEC (1995).

- 
- [12] B. Marion, S. Rummel, A. Anderber. Current-Voltage Translation by Bilinear Interpolation. *Progress in Photovoltaics* 12 (2004) 593-607.
- [13] IEC 60904-1, Photovoltaic devices-Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics (2006).
- [14] M-M. Mahmoud. Transient analysis of a PV power generator charging a capacitor for measurement of the I-V characteristics. *Renewable Energy* 31 (2006) 2198-2206.
- [15] V. Leite, F. Chenlo. An Improved Electronic Circuit for Tracing the I-V Characteristics of Photovoltaic Modules and Strings. *Proceeding of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10) Granada, Spain* (2010).
- [16] O.M. Midtgård, T.O. Sætre. Seasonal variations in yield for different types of PV modules measured under real life conditions in northern Europe. *Proceeding 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference* (2006) 2383-2386.
- [17] S. Djerroud. A. Boudghene Stambouli. Mise au point d'un dispositif automatique de caractérisation du module solaire à base d'un microcontrôleur PIC16F877, *Revue des Energies Renouvelables* 13 (2010) N°4, 613 – 623.
- [18] A. Mahrane, A. Guenounou, Z. Smara, M. Chikh, M. Lakehal. Test bench for Photovoltaic Modules. *Proceeding of International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications, EFEEA10* (2010).
- [19] PVPM1000C40 I-V curve tracer: [www.pv-engineering.de](http://www.pv-engineering.de).
- [20] Agilent 34972, LXI Data Acquisition / Data Logger Switch Unit: [www.keysight.com](http://www.keysight.com).
- [21] <http://www.kippzonen.com>
- [22] <http://www.omega.fr/pptst/SA1-RTD.html>
- [23] R. Bitter, T. Mhiuddin, M. Nwrocki. *LabVIEW Advanced Programming Techniques* Second edition, CRC Press, Taylor & Francis Group (2006).

---

## **CHAPITRE 4 :**

La plateforme de test et de caractérisation  
automatique de modules PV de l'UDES

---



#### **4.1. Introduction**

Pour les besoins de test, de caractérisation, de suivi et de comparaison des performances de différentes technologies de modules PV sous les mêmes conditions naturelles de fonctionnement, une plateforme pilotée par ordinateur a été mise en place sur la terrasse de l'Unité de Développement des Equipements Solaires.

Dans ce chapitre, après un rappel sur les critères de comparaison des performances réelles de modules PV de différentes technologies en définissant certains paramètres expérimentaux complémentaires à ceux définis dans le chapitre 2 que l'on poursuivra par une description des méthodes utilisées pour leur détermination, nous présenterons d'une manière détaillée le système expérimental développé, son principe de fonctionnement, les interfaces graphiques de pilotage et finalement le logiciel d'exploitation des données, d'extraction des paramètres et de suivi des résultats journaliers.

## **4.2. Critères de comparaison des performances des modules PV**

### **4.2.1. Données caractéristiques des modules PV**

En comparant les modules PV selon leurs données caractéristiques, le critère utilisé est généralement la puissance crête. Comme nous l'avons définie précédemment, c'est la puissance maximale d'un module PV telle qu'elle est donnée dans sa fiche technique aux conditions STC. Mais les modules PV peuvent également être classés selon leurs rendements, leurs courants de court-circuit ou leurs tensions de circuits ouverts.

En fait, ces conditions STC ne reflètent pas la réalité des conditions de fonctionnement des modules PV sur les sites naturels où ils sont installés. De plus, les modules PV peuvent subir des dégradations et avoir un vieillissement naturel pouvant affecter ces données caractéristiques au cours de leurs vies [1,2]. Les valeurs de ces données peuvent également varier d'un milieu à un autre en fonction du climat et donc des variations saisonnières.

Une caractérisation continue sur site naturel est donc nécessaire pour mesurer les valeurs réelles de ces données.

Deux paramètres feront l'objet d'une attention particulière lors de la présentation des résultats journaliers au prochain chapitre. Il s'agit du rendement de conversion,  $\eta$ , et du facteur de forme, FF. Ces deux paramètres sont non seulement liés par une équation, mais s'expriment en fonction d'autres paramètres électriques. Ainsi, selon l'équation 2.2 (chapitre 2), un changement dans le rendement de conversion, par exemple, pourrait être dû à un changement dans la puissance maximale,  $P_{max}$ , c'est-à-dire, dans le courant de court-circuit,  $I_{sc}$ , de la tension de circuit ouvert,  $V_{oc}$ , ou du facteur de forme, ou bien, de l'un, de deux ou de ces trois paramètres.

### **4.2.2. Classification énergétique**

#### **4.2.2.1. Détermination de l'énergie produite et de l'énergie totale incidente**

L'énergie produite par un système PV en fonctionnement peut être mesurée directement par un compteur d'énergie électrique. Mais pour un module PV individuel sous test pour lequel la caractéristique I-V est mesurée en continu avec un pas de temps

$\Delta t$ , celle-ci est calculée par l'intégration des valeurs instantanées de la puissance maximale durant l'intervalle de mesure.

Ainsi, l'énergie maximale journalière,  $E_j$  (en J), et l'énergie maximale mensuelle,  $E_m$  (en J/m<sup>2</sup>), produites par un module PV sont calculées à partir de mesures expérimentales par les formules suivantes [3]:

$$E_j = \sum_{i=1}^N P_{max}(t_i) \cdot \Delta t \quad (4.1)$$

$$E_m = \frac{\sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^N P_{max}(t_i) \cdot \Delta t}{M \cdot S} \cdot D_m \quad (4.2)$$

Avec,

$P_{max}(t_i)$  : Valeur de la puissance maximale à l'instant  $t_i$  (en W),

$\Delta t$  : Intervalle de temps entre deux mesures successives (en s),

$N$  : Nombre de mesures par jour,

$M$  : Nombre de journées de mesures durant le mois,

$D_m$  : Nombre de jours que contient le mois,

$S$  : Surface du module PV (en m<sup>2</sup>).

De la même manière, l'énergie totale incidente journalière,  $H_j$  (J/m<sup>2</sup>), et mensuelle,  $H_m$  (J/m<sup>2</sup>), sont calculées par :

$$H_j = \sum_{i=1}^N G(t_i) \cdot \Delta t \quad (4.3)$$

$$H_m = \frac{\sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^N G(t_i) \cdot \Delta t}{M} \cdot D_m \quad (4.4)$$

où  $G(t_i)$  est la valeur de l'éclairement solaire global sur le plan des modules à l'instant  $t_i$  (en W/m<sup>2</sup>).

#### 4.2.2.2. Ratio de performance

Le ratio de performance (PR) est un indicateur très important car il permet de comparer des modules photovoltaïques qui ont des puissances maximales différentes en normalisant l'énergie produite dans, des conditions réelles dans un intervalle de temps, à

la puissance maximale au STC et au rayonnement solaire incident. Selon l'intervalle de temps choisis, on peut avoir le Ratio de performance journalier, mensuel ou annuel. Il est calculé en utilisant l'équation suivante [4]:

$$PR = \frac{E_{max}}{P_{max_{STC}}} / \frac{H}{G_{STC}} \quad (4.4)$$

Avec,

$E_{max}$ : Energie maximale (en Wh) généré par le module PV dans l'intervalle de temps choisis (jour, mois, année),

$P_{max_{STC}}$  : Puissance maximale (en W) du module PV aux conditions STC,

$H$  : Energie totale incidente (en Wh/m<sup>2</sup>) dans l'intervalle de temps considéré (jours, mois, année),

$G_{STC}$  : Eclairage solaire aux conditions STC (W/m<sup>2</sup>).

En fonction de la valeur de puissance maximale aux conditions STC utilisée, deux types de ratios de performance peuvent être définis : le ratio de performance calculé avec la valeur de la puissance maximale, aux STC, donnée dans la fiche technique du module PV que nous appellerons « Ratio de Performance Nominal » et le ratio de performance calculé avec la valeur de la puissance extrapolée aux STC à partir de mesures expérimentales que nous appellerons « Ratio de Performance Mesuré ». Pour ce dernier, la valeur moyenne mensuelle ou annuelle est utilisée. En effet, le ratio de performance mensuel est utilisé pour comparer l'effet des variations saisonnières sur les performances des modules PV, tandis que le ratio de performance annuel est utilisé pour comparer les performances des modules PV après une année de fonctionnement.

### **4.3. Plateforme de test et de caractérisation en continu de modules PV de différentes technologies simultanément, avec pilotage par ordinateur**

#### **4.3.1. Problématique, solution apportée**

Afin de comparer les performances réelles de modules photovoltaïques de différentes technologies, nous les exposons aux mêmes conditions extérieures et mesurons simultanément en parallèle leurs caractéristiques I-V, l'éclairage solaire incident et leurs températures en temps réel. Des mesures sur au moins une année, sont

nécessaires pour étudier les effets des variations saisonnières sur les performances des modules photovoltaïques dans un site donné.

Le défi majeur est, par conséquent, d'être en mesure d'enregistrer simultanément et continuellement les caractéristiques I-V de plusieurs modules photovoltaïques dans les mêmes conditions de test. Plusieurs méthodes développées et utilisées dans diverses recherches ont été publiées dans la littérature. A titre d'exemple, Carr *et al.* [5] ont équipé chaque module PV sous test par son propre suiveur de point de puissance maximum, MPPT, basé sur une charge électronique contrôlée par un microprocesseur utilisant la modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais pour Pulse Width Modulation) pour faire varier la charge et, de ce fait, déplacer le point de fonctionnement sur la caractéristique I-V du module photovoltaïque de part et d'autre du point de puissance maximale. Selon l'algorithme proposé par les auteurs, cette méthode utilise seulement trois points particuliers des caractéristiques I-V des modules PV: Le point de puissance maximale ( $P_{max}$ ), le point de tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) et le point de courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ). Midtgard *et al.* [3] ont comparé les performances de trois modules PV en associant à chaque module une charge électronique de même type, réalisée à base de transistors MOSFET et d'amplificateurs opérationnels. Ce principe permet d'obtenir les caractéristiques I-V des trois modules, en parallèle, dans les mêmes conditions. Ces deux méthodes semblent intéressantes car fournissant, à priori des résultats réalistes, mais même si les charges électroniques utilisées ne sont pas très coûteuses, notre expérience personnelle avec ce type de charges électroniques a montré que les caractéristiques I-V mesurées nécessitent un traitement et un filtrage rigoureux et complexes pour les rendre utiles [6].

Il existe des charges électroniques commerciales assez performantes et puissantes qui permettent, non seulement de tracer les caractéristiques I-V des modules PV avec une grande précision mais aussi de les enregistrer car elles comportent également une acquisition de données. Dans notre cas, nous avons utilisé une charge électronique de type « PVPM1000C40 » de la société PV-ENGINEERING qui permet le traçage et l'enregistrement des caractéristiques I-V d'un module PV avec une précision meilleure que 1% sur les valeurs des mesures expérimentales [7]. C'est une charge électronique qui peut recevoir un courant allant jusqu'à 40 A et une tension allant jusqu'à 1000 V. De plus, elle est munie d'une cellule solaire de référence pour la

mesure de l'éclairement solaire sur le plan du module PV et de la température de la cellule. Une entrée supplémentaire pour capteur de température est disponible pour la mesure de température au dos du module PV.

Au delà des avantages qu'offre cette charge électronique en termes de précision, de rapidité de mesure et de la qualité des caractéristiques I-V, il a fallu apporter des solutions originales à certaines limitations présentées par cette charge dans le contexte de notre étude et pour pouvoir ainsi l'intégrer à notre démarche scientifique. Nous présentons cette problématique et les solutions mises en place dans les paragraphes suivants.

La première limitation à l'utilisation de cette charge dans notre projet est une limitation matérielle. En effet, cette charge électronique n'a qu'une seule entrée « module PV ». Donc elle ne peut tester qu'un seul module PV ou un seul champ de modules PV à la fois.

Pour ce premier inconvénient lié à l'utilisation d'une charge unique à une entrée, une solution efficace et peu coûteuse a été trouvée. En effet, au lieu d'utiliser plusieurs charges électroniques (une pour chaque module PV), ce qui serait très onéreux, nous avons opté pour une solution utilisant une seule charge électronique avec un système de multiplexage.

Une seconde limitation de cette charge électronique est une limitation logicielle, en particulier dans le logiciel graphique qui pilote la charge électronique (PVPMdisp) [7]. Bien que ce logiciel permette d'afficher les caractéristiques I-V mesurées et de les stocker sous format EXCEL avec les données des conditions de mesure (éclairement et température), nous n'avons aucun accès pour vérifier certaines autres fonctions que pourrait réaliser ce logiciel et dont nous aurions besoin pour une caractérisation plus complète, précise et critique des modules dans le contexte de notre étude. En particulier, nous n'avons aucune idée sur la méthode utilisée pour le calcul des valeurs aux Conditions de Test Standards (STC).

La solution à ce second inconvénient a été apportée immédiatement en décidant de nous limiter à l'utilisation des fichiers EXCEL contenant les mesures I-V, l'éclairement sur le plan du module PV et la température. Pour le reste des calculs, nous avons développé notre propre programme qui sera présenté plus loin dans ce chapitre.

### 4.3.2. Présentation du système expérimental

Le système expérimental est installé sur la terrasse de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) à Bou-Ismaïl-Tipaza-Algérie (latitude  $36^{\circ} 39' 42.3''$  Nord, longitude  $2^{\circ}43'10.2''$  Est, 20 m au dessus du niveau de la mer).

Ce système expérimental global développé est décrit dans le schéma bloc de la Figure 4.1.

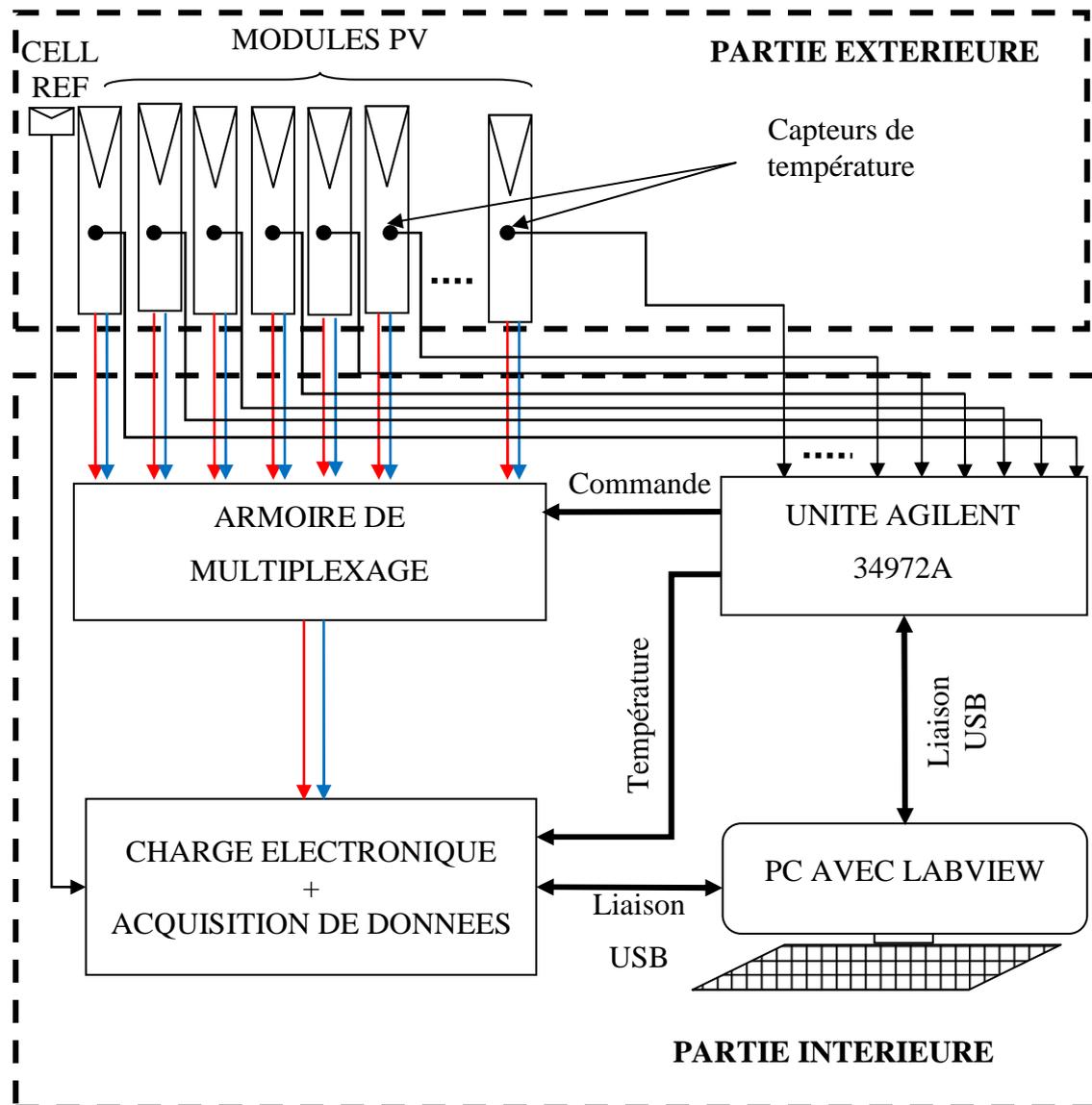


Figure 4.1. Schéma synoptique du système expérimental installé.

Les mesures des caractéristiques des modules PV étant faites sous conditions réelles et sur une longue durée nécessitant la protection physique du système de contrôle, d'acquisition et de traitement, le système complet est globalement constitué de deux

parties distinctes interconnectées: une partie extérieure et une partie intérieure. Nous détaillerons cet équipement dans les paragraphes suivants.

#### 4.3.2.1.Partie Extérieure

La partie extérieure (figure 4.2) est constituée d'une plateforme sur laquelle sont installés les modules PV à tester et les différents capteurs. Elle est orientée plein sud avec une inclinaison de 36°. Une cellule solaire de référence montée sur le même plan et selon la même orientation que les modules PV permet la mesure de l'éclairement solaire global reçu par ces derniers. Un capteur de température de type PT100 est collé sur le dos de chaque module PV pour la mesure de leurs températures (voir figure 3.7).

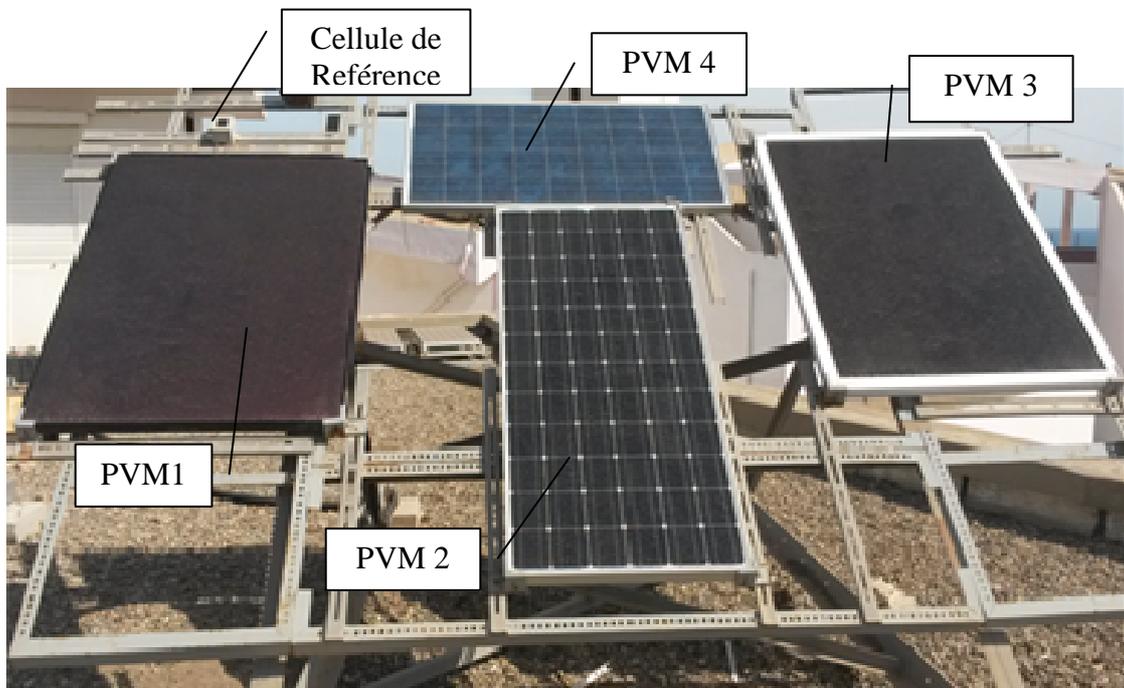


Figure 4.2.Partie extérieure du système expérimental : Plateforme contenant les modules PV et les différents capteurs (Eclairement et Température)

- **Modules Photovoltaïques**

Quatre modules PV de différentes technologies ont été utilisés dans le cadre de cette étude. Ces technologies sont :

- Le Silicium Micro-morphe ( $\mu$ -Si),
- Le Silicium Monocristallin (M-Si),
- Le Silicium Amorphe (a-Si),
- Le Silicium Poly-cristallin (Poly-Si).

Les principales caractéristiques techniques de ces modules PV, telles qu'elles sont données par leurs fabricants dans leurs fiches techniques, sont données dans le tableau 4.1. Ces caractéristiques sont : la puissance maximale,  $P_{max}$ , le courant de court-circuit,  $I_{sc}$ , la tension de circuit ouvert,  $V_{oc}$ , le rendement de conversion PV,  $\eta$ , ainsi que la surface du module PV,  $S$ .

Tableau 4.1. Principales caractéristiques des quatre modules PV utilisés

Module PV	Technologie	$P_{max}$ (W)	$I_{sc}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$\eta$	$S$ (m <sup>2</sup> )
PVM 1	$\mu$ -Si	110	1.98	87	7.7 %	1.43
PVM 2	M-Si	185	5.47	44.5	14.5 %	1.125
PVM 3	a-Si	100	3.89	40.0	6.9 %	1.45
PVM 4	Poly-Si	135	8.20	22.3	13.5 %	1

#### 4.3.2.2. Partie intérieure

La partie intérieure (figures 4.3.a et 4.3.b) est constituée de la charge électronique PVPM, d'une unité d'acquisition de données et Switch de type Agilent 34972A et d'une armoire de multiplexage. Un ordinateur complète le système pour assurer le contrôle et permettre le traitement des données.

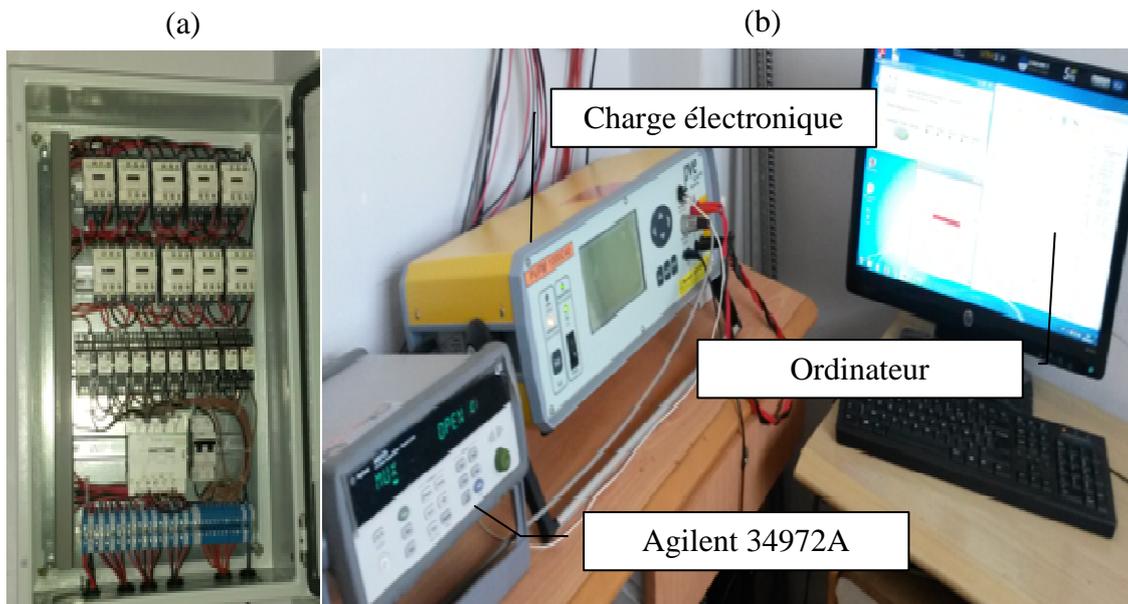


Figure 4.3. Partie intérieure du système expérimental : a) Armoire de multiplexage, b) unité Agilent 34972A, charge électronique PVPM et PC avec LabVIEW

Les sorties des modules PV sont branchées à une armoire de multiplexage spécialement conçue et les capteurs de température au module « Matrix Switch Unit (34904A) » de la centrale « Agilent 34972 A » [8]. Cette dernière est aussi utilisée pour commander l'armoire de multiplexage via le module « Actuator (34903A) » [8]. La charge électronique PVPM est connectée à la cellule solaire de référence, à l'unité Agilent 34972A (via le module 34904A) et à l'armoire de multiplexage des sorties des modules PV. Le système matériel dans l'armoire (figure 4.3.a) a été initialement dimensionné pour interfacier dix modules PV. Néanmoins, comme nous le verrons dans le paragraphe suivant, le logiciel commandant le banc expérimental est pour le moment, dimensionné pour enregistrer les sorties de six modules PV seulement.

### 4.3.3. Développement logiciel et fonctionnement

Nous avons développé une application sous LabVIEW permettant de gérer les différentes entrées de la charge électronique en contrôlant le système de multiplexage, constitué de l'armoire et l'unité Agilent 34972A. Cette application est exécutée en synchronisant avec le logiciel « PVEDisp », fourni avec la charge électronique qui est un logiciel propriétaire fermé et donc non accessible ni modifiable. De cette manière, un module PV et un capteur de température sont connectés à la charge électronique PVPM à chaque pas d'un cycle de test. Pour les mesures d'éclairement solaire, étant donné que le capteur (cellule de référence) est commun à tous les modules PV, une mesure est enregistrée pour chaque caractéristique I-V.

Ainsi donc, l'application développée sélectionne le module PV avec son capteur de température correspondant et le logiciel « PVPMdisp » enregistre les données de la caractéristique I-V, de l'éclairement solaire et de la température dans un fichier EXCEL individuel associé à chaque module PV.

En pratique, l'acquisition d'une caractéristique I-V d'un module PV prend cinq secondes et avec le choix d'enregistrer, en série, une caractéristique I-V toutes les 20 secondes, nous assurons une mesure des caractéristiques I-V de six modules PV toutes les deux minutes, du lever au coucher du soleil. Ainsi, avec seulement quatre modules PV, considéré dans cette étude, nous aurons deux fichiers de mesures vides à chaque pas.

Le chronogramme de la figure 4.4 résume la progression durant une séquence de test pour quatre modules PV.

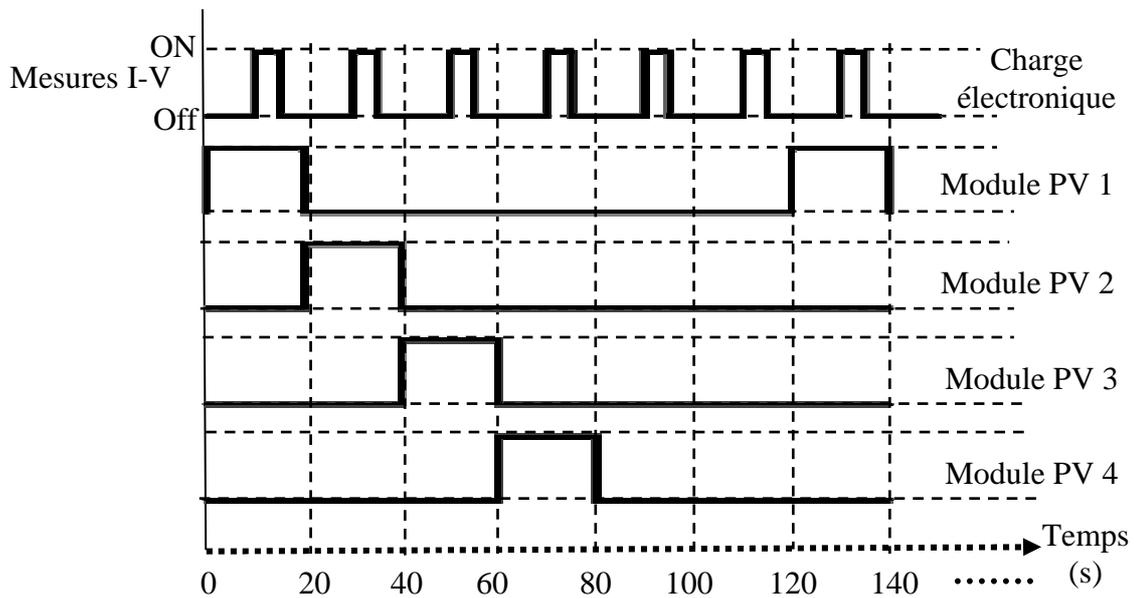


Figure 4.4. Chronogramme de sélection et de test des modules PV

#### 4.3.4. Exploitation des données mesurées et démultiplexage

Les mesures sont stockées dans la mémoire de l'ordinateur dans des fichiers sous format Excel. Ces données comportent les valeurs expérimentales du courant et de la tension de cent points de la caractéristique I-V, la valeur de l'éclairement solaire dans le plan des modules PV, de la température au dos du module PV et de la température de référence.

Vis-à-vis de la charge électronique et du logiciel PVPMdisp, ces mesures sont vues comme étant celles d'un seul module PV et qu'elles sont enregistrées toutes les 20 secondes. Un démultiplexage est donc nécessaire pour séparer les mesures et ainsi donc, attribuer à chaque module PV ses fichiers de mesures. Cette opération est nécessaire pour chaque journée de mesure.

A cet effet, nous avons développé un logiciel de démultiplexage, de traitement et de filtrage qui est exécuté en aval après chaque journée de mesure. De plus, comme nous l'avons souligné précédemment au paragraphe 4.3.1, étant donné que nous n'avons aucune idée sur les méthodes utilisées dans le logiciel « PVPMdisp » pour le calcul des différents paramètres, nous avons implémenté différentes méthodes d'extraction et de

calcul de paramètres. Nous avons ainsi implémenté les équations d'Anderson (équations 3.11 à 3.17) pour la translation aux STC, les équations de calcul de l'énergie maximale journalière (équations 4.1 et 4.3) et celle pour le calcul du Ratio de performance (équation 4.4).

Le schéma bloc de la Figure 4.5 résume les tâches de ce logiciel spécialement développé pour notre démarche.

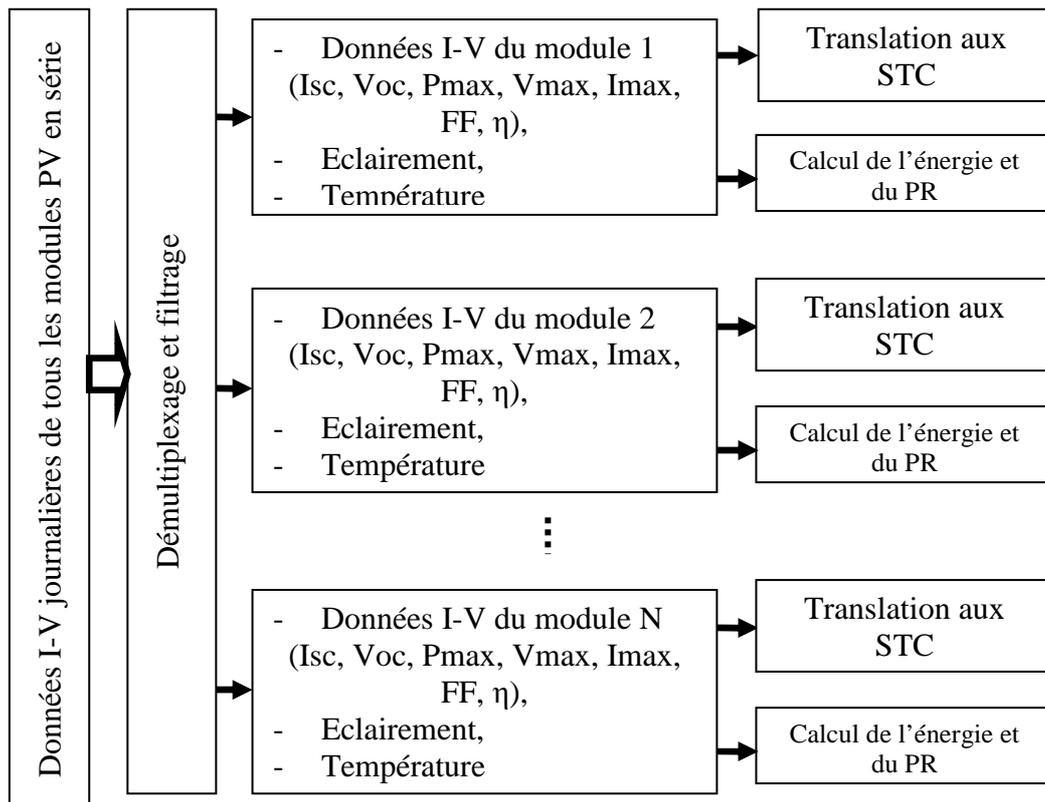


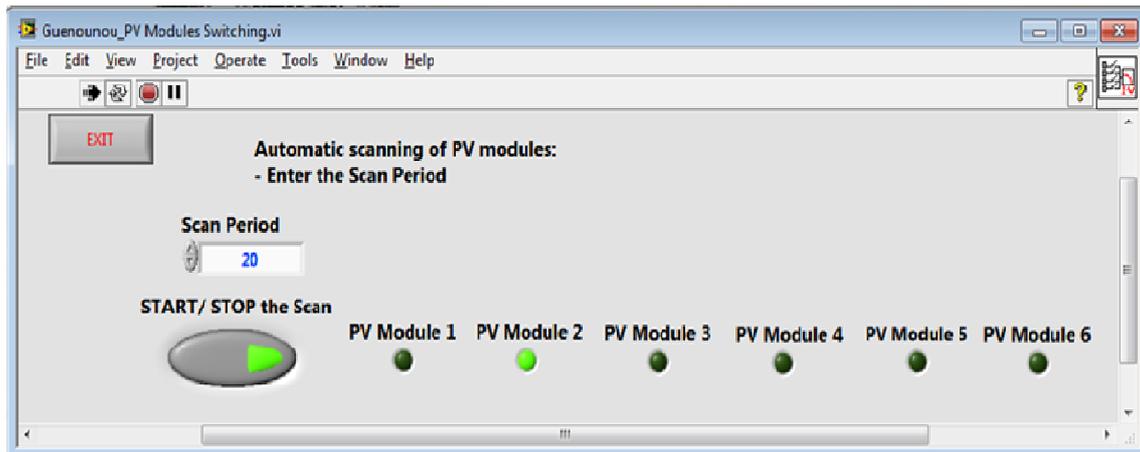
Figure 4.5. Synoptique des tâches réalisées par le logiciel d'exploitation des mesures

#### 4.3.5. Interface utilisateur

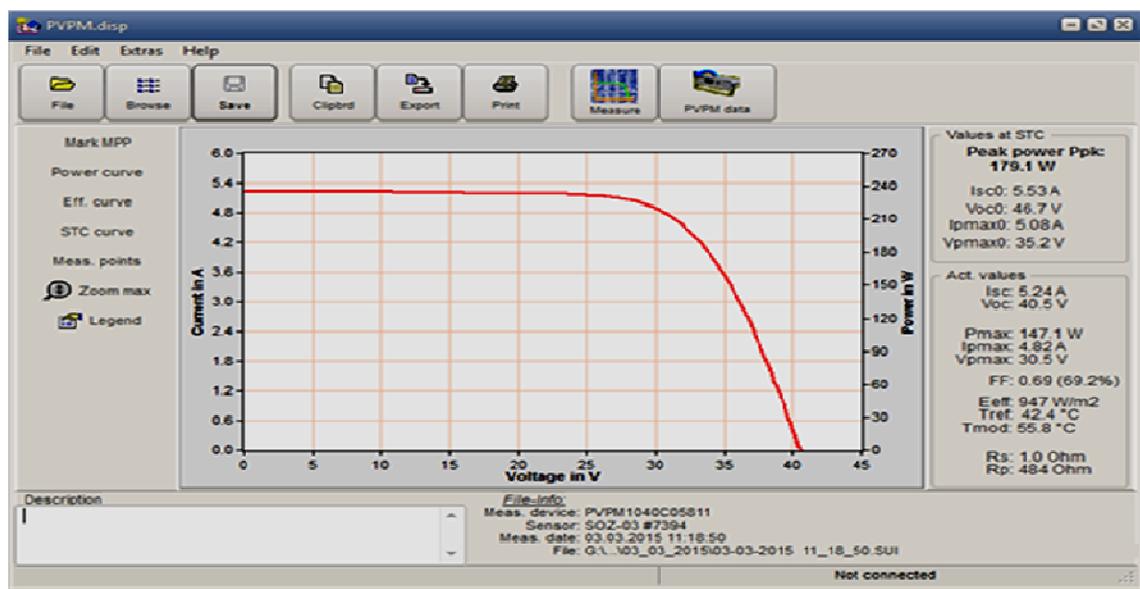
Deux parties sont à distinguer dans l'interface graphique : La partie permettant le contrôle du système et l'enregistrement des mesures en temps réel et la partie permettant l'exploitation des données enregistrées.

##### 4.3.5.1. Contrôle en temps réel

L'affichage des deux interfaces interactives (application LabVIEW et Logiciel PVPMdisp) sur l'écran de l'ordinateur (cf figure 4.6) permet de suivre, en temps réel, l'évolution des opérations de la procédure.



(a)



(b)

Figure 4.6. Les deux interfaces graphiques contrôlant le test en continu des modules PV : a) L'application LabVIEW développée ; b) Le logiciel PVPMDisp

#### 4.3.5.2. Exploitation journalière des données

L'affichage graphique des résultats permet un suivi de leur évolution journalière comme le montre une vue de l'interface graphique du logiciel de traitement et de démultiplexage (cf : Figure 4.7).

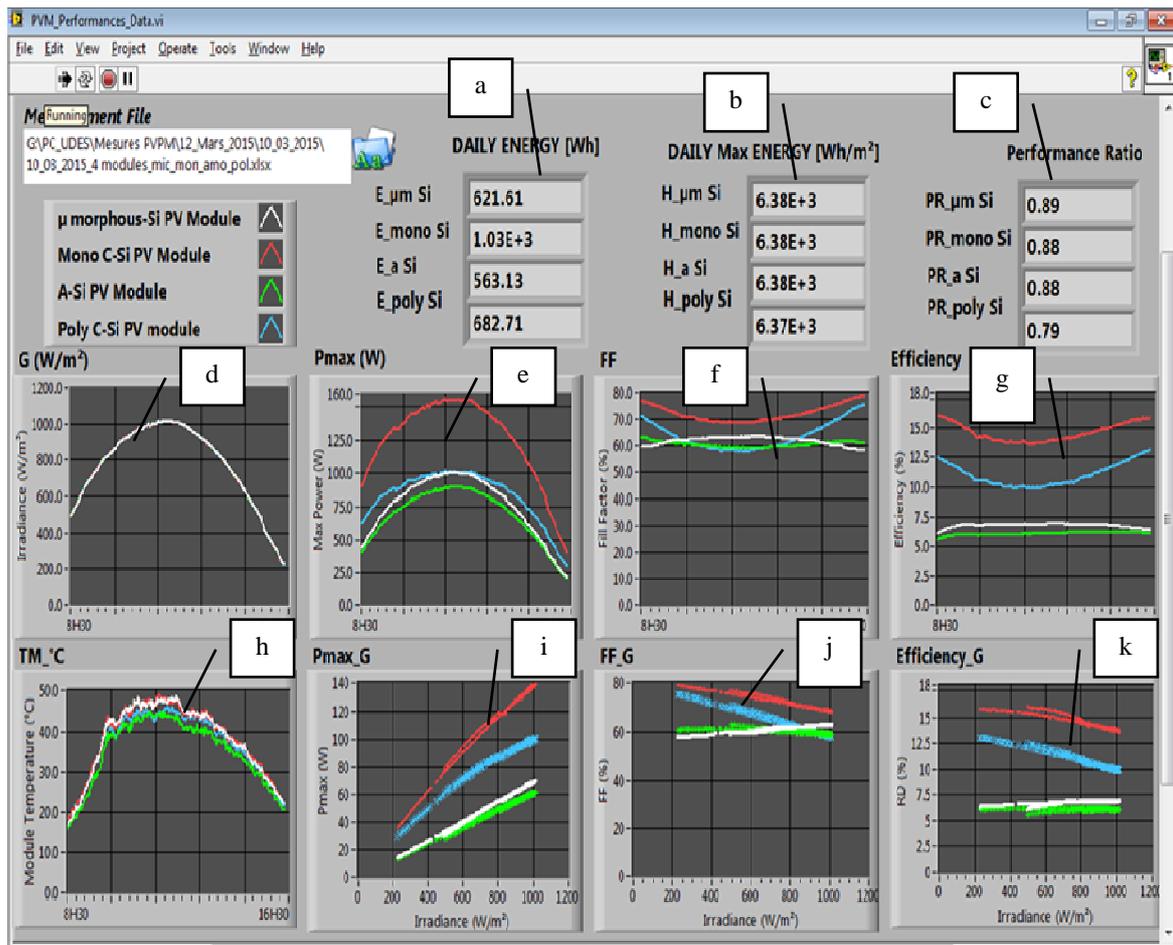


Figure 4.7. Interface de démultiplexage des fichiers de mesures et d’affichage des résultats journaliers.

Les résultats affichés sur l’interface graphique de la figure 4.7 sont : les énergies journalières maximales produites (a), l’énergie totale incidente (b), les ratios de performance journaliers (c), les courbes de l’évolution journalière, en fonction du temps, de l’éclairement solaire global sur le plan des modules PV (d), des puissances maximales (e), des facteurs de formes (f), des rendements de conversion PV (g) et des températures des modules PV (h), ainsi que les courbes des puissances maximales (i), des facteurs de formes (j) et des rendements de conversions (k) en fonction de l’éclairement solaire global sur le plan des modules PV. Ces grandeurs sont fournies en fonction de l’heure d’enregistrement (pour a,b,c,d,e,f,g et h) et de l’éclairement (pour i,j et k).

Ces résultats journaliers sont stockés dans la mémoire de l’ordinateur dans des fichiers de type Excel. Les résultats mensuels puis annuels seront ensuite déduits et enregistrés dans des fichiers de même type.

Ainsi, ce logiciel permet, en plus du traitement des mesures, de disposer d'une base de données permettant d'étudier et de comparer les performances des technologies de modules PV testés. L'analyse et l'interprétation de ces résultats sera traitée au prochain chapitre.

#### **4.4. Conclusion**

Nous avons présenté dans ce chapitre, la plateforme expérimentale pilotée par ordinateur permettant le test automatique et la caractérisation de plusieurs modules PV sous les mêmes conditions naturelles.

Les critères de comparaisons définis au début du chapitre ont été la base de la réflexion à la mise au point de la solution présentée.

Bien que nous ayons utilisé une solution commerciale, constituée d'une charge électronique PVPM, il a fallu adapter cette solution et l'intégrer à la démarche. A cet effet, deux principales solutions ont été apportées. La première a été d'utiliser un système de multiplexage pour remédier au fait que cette charge PVPM n'admet qu'un seul module PV à tester à son entrée. La deuxième solution a été le développement de notre propre logiciel pour l'analyse des données mesurées et l'extraction des paramètres en implémentant des méthodes adéquates. Ce logiciel permet avant tout, de séparer les fichiers de mesure pour affecter à chaque module PV le groupe de mesures journalières lui correspondant par un démultiplexage adéquat.

Dans le chapitre suivant nous analyserons les résultats obtenus sur les quatre technologies de modules PV considérées ( $\mu$ -Si, M-Si, a-Si, Poly-Si), pour une année d'étude sur le site de l'Unité de Développement des Equipements solaires (UDES, Tipaza) nous permettant ainsi de comparer entre elles, de façon originale et en conditions réelles, les technologies de modules PV commerciaux disponibles.



---

## Références

---

- [1] N. Kahoul, M. Houabes, M. Sadok. Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region. *Energy Convers Manage* 82 (2014) 320 – 326.
- [2] 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* 78 (2015) 193 – 202.
- [3] O-M. Midtgård, T-O. Sætre. Seasonal variations in yield for different types of PV modules measured under real life conditions in northern Europe. *Proceeding, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference* (2006) 2383 – 2386.
- [4] IEA Photovoltaic power systems program, Analysis of photovoltaic systems. Rapport de l'Agence Internationale de l'Energie (2000), Code Rapport: IEA-PVPS T2-01.
- [5] A-J. Carr. A Detailed Performance Comparison of PV Modules of Different Technologies and the Implications for PV System Design Methods. Thèse de doctorat de l'université de Murdoch, Australie (2005).
- [6] A. Mahrane, A. Guenounou, Z. Smara, M. Chikh, M. Lakehal. Test bench for Photovoltaic Modules. *Proceedings, International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications*, Ghardaia, Algeria (2010).
- [7] PVPM1000C40 I-V curve tracer : [www.pv-engineering.de](http://www.pv-engineering.de)
- [8] 34972A LXI Data Acquisition / Data Logger Switch Unit : [www.keysight.com](http://www.keysight.com)



---

## **CHAPITRE 5**

Etude comparative des performances de  
quatre technologies de modules PV

---



### **5.1. Introduction**

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté la démarche et les outils que nous avons développés de façon originale et utilisés pour la comparaison des performances des modules PV de différentes technologies sur une année de fonctionnement. Nous consacrons ce nouveau chapitre à l'étude de quatre technologies à travers la caractérisation de quatre modules PV commerciaux différents. Certains résultats seront discutés en prenant en compte des résultats obtenus lors d'autres études pour comparaison ou pour confirmation.

Nous commencerons par les résultats journaliers concernant quatre journées typiques bien choisies et présentant quatre situations météorologiques différentes. Ces résultats journaliers concerneront les courbes d'évolutions journalières des principaux paramètres électriques, les énergies produites par les modules PV et les ratios de performances de ces derniers.

Nous passerons ensuite aux résultats mensuels et annuels où nous commencerons par une comparaison entre les valeurs mesurées des paramètres électriques des modules PV et celles données par leurs fabricants dans leurs fiches techniques. Cette étude nous a permis de mettre en évidence l'influence des variations saisonnières sur la puissance maximale mesurée. Puis nous présenterons les résultats de l'étude énergétique comprenant les énergies maximales produites par les modules PV et les ratios de performances. Pour chaque partie de ce chapitre, des analyses et discussions seront associées aux résultats expérimentaux obtenus.

## 5.2. Résultats journaliers

Pour analyser et comparer les performances journalières des quatre modules PV étudiés dont les caractéristiques standards, telles qu'elles sont données dans leurs fiches techniques, ont été présentées au tableau 4.1 du chapitre précédent, les quatre journées typiques représentatives suivantes ont été choisies:

- une journée nuageuse d'été (02 Juin 2014),
- une journée à ciel clair d'été (03 Juin 2014),
- une journée nuageuse d'hiver (14 décembre 2014),
- une journée à ciel clair d'hiver (23 Décembre 2014).

Dans un premier temps, nous présenterons les résultats graphiques montrant les courbes d'évolution quotidienne des paramètres électriques considérés, mais aussi l'éclairement et la température. Ensuite, nous présenterons les résultats concernant l'énergie et le ratio de performance.

### 5.2.1. Courbes d'évolution journalières

Les résultats graphiques journaliers, tels qu'ils sont affichés par l'interface du programme de démultiplexage et de traitement (figure 4.7), sont présentés dans les figures 5.1 à 5.4.

Ces figures correspondent aux données enregistrées pour les quatre journées typiques choisies.

Celles-ci sont les courbes de l'évolution journalière de l'éclairement solaire global  $G$ , sur le plan des modules PV, des températures  $T_m$ , des modules PV, des puissances maximales,  $P_{max}$ , des facteurs de forme,  $FF$ , et des rendements,  $\eta$ , en fonction du temps. A ces courbes, sont ajoutés des courbes des puissances maximales, des facteurs de forme et des rendements en fonction de l'éclairement solaire.

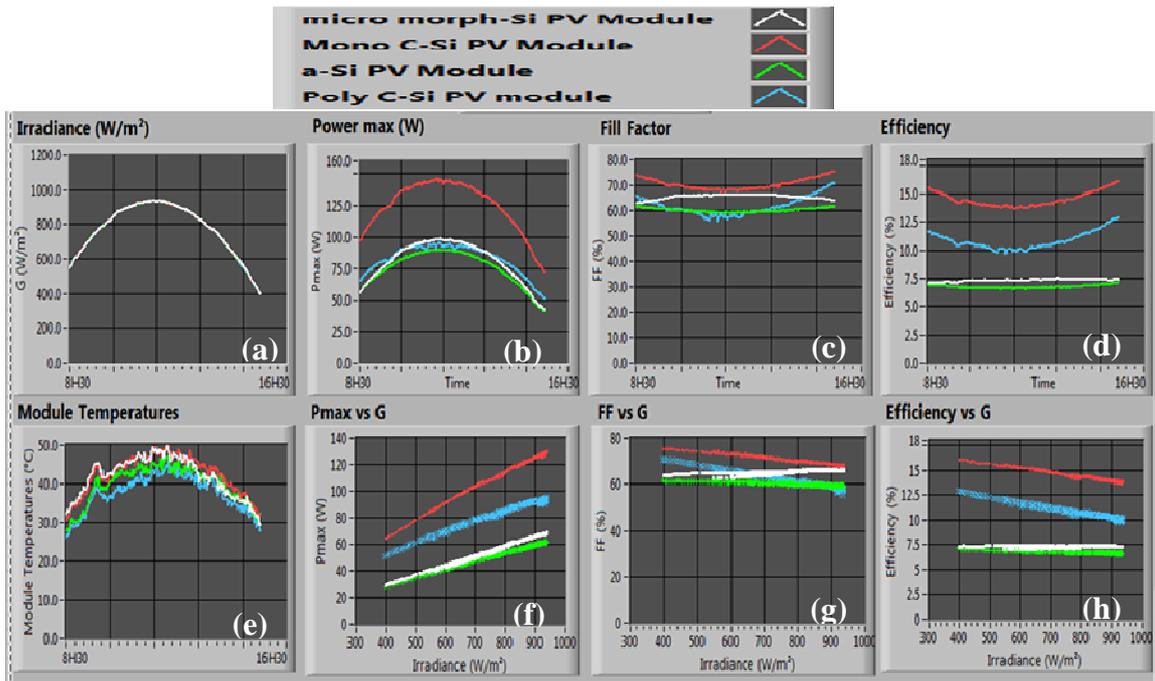


Figure 5.1. Evolution journalière de l'éclairement solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximales (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairement pour les quatre module PV durant une journée claire d'été.

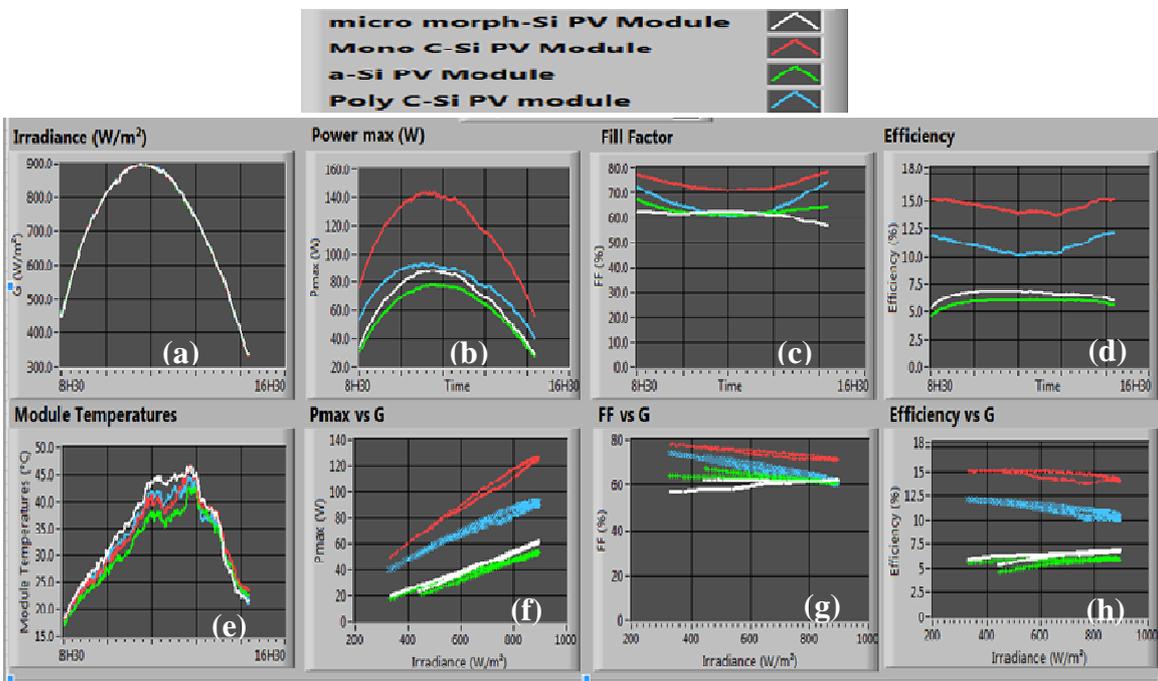


Figure 5.2. Evolution journalière de l'éclairement solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximales (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairement pour les quatre module PV durant une journée claire d'hiver.

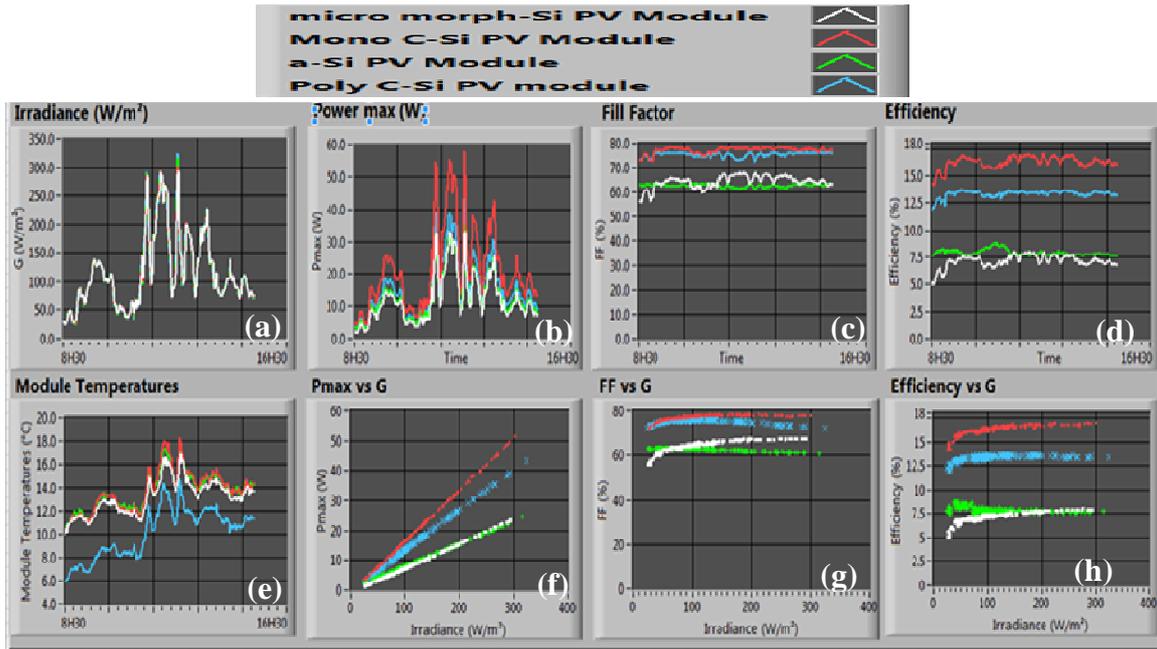


Figure 5.3. Evolution journalière de l'éclairement solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximale (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairement pour les quatre module PV durant une journée nuageuse d'été.

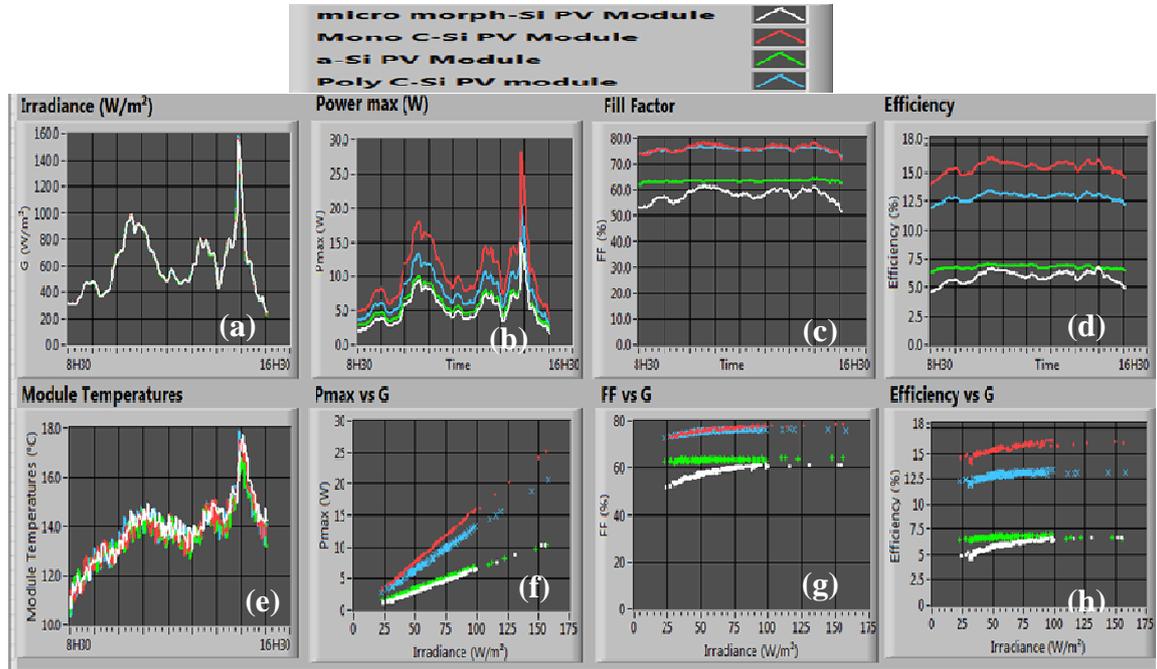


Figure 5.4. Evolution journalière de l'éclairement solaire global sur le plan des modules PV (a), des puissances maximale (b), des facteurs de formes (c), des rendements (d) et des températures des modules PV (e), et variation des puissances maximales (f), des facteur de formes (g) et des rendements (h) en fonction de l'éclairement pour les quatre module PV durant une journée nuageuse d'hiver.

D'après les résultats des graphiques (a) pour les quatre figures (5.1 à 5.4) qui montrent les mesures des éclaircissements solaires globaux reçus par les modules PV durant la journée de test, nous constatons que les quatre courbes correspondant aux quatre modules PV se superposent. Cela veut tout simplement dire que les modules PV sont testés dans les mêmes conditions.

Nous remarquons aussi que, quelles que soient les journées considérées, la puissance maximale suit l'éclaircissement solaire (graphiques b) et ce, pour tout les modules PV avec des facteurs de proportionnalité différents (graphiques f) avec un maximum pour le silicium monocristallin.

Les facteurs de formes et les rendements de conversion des différents modules PV (graphiques c, d, g, h) évoluent différemment durant les journées considérées en fonction du type du module PV.

En effet, nous remarquons que le facteur de forme et le rendement de conversion des modules PV en silicium cristallin (mono et poly) sont affectés par les grandes valeurs de l'éclaircissement et leurs courbes d'évolution durant les journées claires forment une cloche inversée.

Par contre, pour les modules PV en couches minces (silicium micro-morphe et amorphe), nous remarquons que les facteurs de formes et les rendements de conversion sont stables durant la journée claire d'été mais subissent une légère atténuation au début et à la fin de la journée claire d'hiver que nous attribuons aux basses températures. Dans toutes les situations, le facteur de forme et le rendement du module PV en silicium amorphe sont les plus stables et sont étroitement suivis par ceux du module en silicium micro-morphe.

Dans une étude similaire en Norvège, Midtgard *et al.* [1] ont expliqué le comportement du facteur de forme des modules PV en silicium amorphe par rapport à celui des modules PV en silicium cristallin par l'action des diodes by-pass et l'arrangement de celles-ci aux seins des différentes technologies de modules PV. En effet, dans les modules PV en silicium cristallin, les cellules PV sont arrangées en sous ensembles comportant une diode by-pass comme expliqué au § 2.5.3 et schématisé dans la figure 2.11. L'action de ces diodes by-pass se traduit par la déconnexion de tout

l'ensemble des cellules où se situe l'ombre ou l'occultation (figure 2.12), ce qui affecte considérablement le facteur de forme.

Dans notre cas, toutes les mesures ont été filtrées en supprimant les données enregistrées sous des conditions d'ombrage, c'est-à-dire lorsque les caractéristiques I-V des modules PV en silicium cristallin sont déformées par l'action des diodes by-pass. Cette opération est réalisée à la fin de chaque journée de mesure. Après observation des graphiques des caractéristiques I-V mesurées, pour chaque série de six caractéristiques I-V mesurées simultanément (comme expliqué au chapitre 4), si une des caractéristiques ou plus présente une déformation due à l'ombrage, toute la série des six mesures sera supprimées.

De ce fait, aux niveaux élevés de l'éclairement solaire, ces résultats expérimentaux confirment que la diminution du facteur de forme et donc, du rendement de conversion, de ces modules PV pourrait être directement attribuée à la résistance série qui augmente avec l'éclairement, comme cela a été mentionné auparavant par Aberle *et al.* [2]. Cette augmentation de la résistance série entraîne une dissipation par effet joule et une augmentation des pertes, et finalement la dégradation du FF et la baisse du rendement de conversion.

### 5.2.2. Energies et ratios de performance journaliers

Les valeurs de l'énergie journalière ( $\text{Wh/m}^2$ ) mesurées pour chaque module PV avec celles de l'énergie totale reçue pour les quatre journées choisies sont reportées dans le tableau 5.1 et les valeurs journalières du ratio de performance sont présentées sur la figure 5.6.

Tableau 5.1. Energies journalières reçues et produites par les modules PV durant les quatre journées considérées.

Journées	Energie journalière [ $\text{Wh.m}^{-2}$ ]				
	Totale (H)	PVM1 ( $\mu\text{-Si}$ )	PVM2 (M-Si)	PVM3 (a-Si)	PVM4 (Poly-Si)
Claire, été	$5.71.10^3$	417.47	819.16	383.36	692.29
Claire, hiver	$5.04.10^3$	333.53	725.68	295.54	617.55
Nuageuse, été	822.2	60.76	135.48	64.34	125.47
Nuageuse, hiver	329.56	20.01	51.53	22.31	48.50

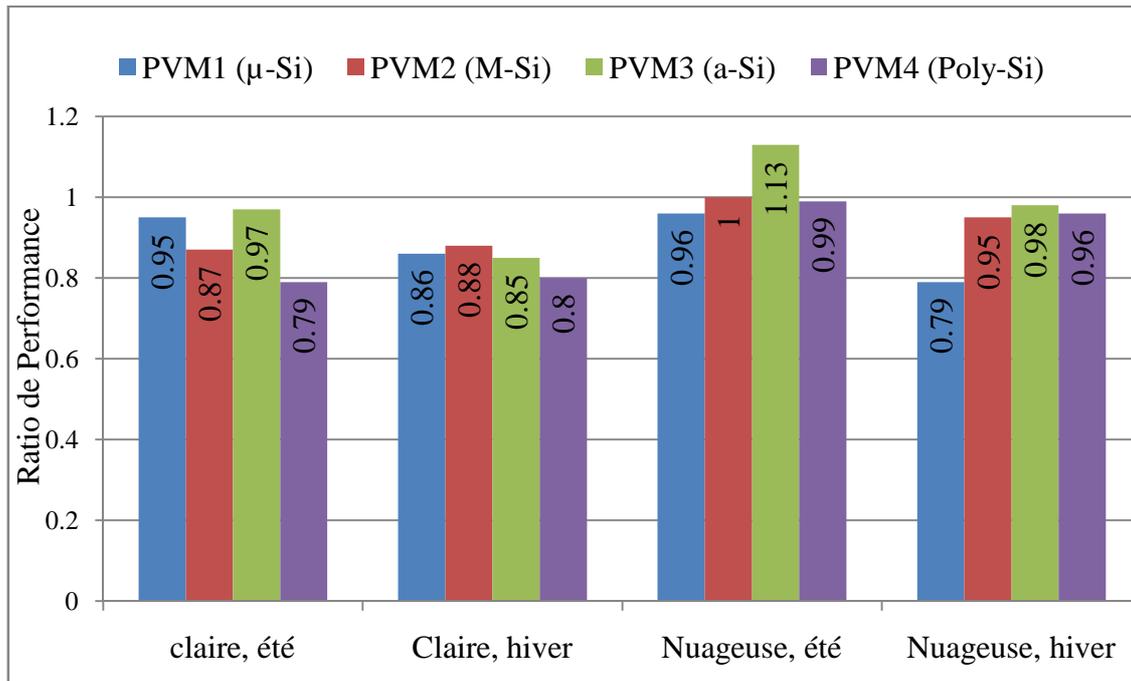


Figure 5.5. Ratios de performances des quatre modules PV étudiés durant les quatre journées considérées.

Dans le tableau 5.1, nous remarquons que les modules PV produisent le maximum d'énergie durant les journées claires, comme il était évidemment prévu. Mais nous ne pouvons pas comparer les performances des modules PV en fonction de l'énergie produite car leurs puissances crêtes sont différentes. Par contre, la considération du ratio de performance (figure 5.5) permet cette comparaison.

A cet effet, en comparant les résultats obtenues en fonction de la journée considérée, nous notons que :

Durant la journée claire d'été, le module PV en silicium amorphe a le meilleur ratio de performance. Il est suivi de près par celui du module PV en silicium micro-morphe puis vient celui du module PV en silicium monocristallin et celui du module PV en silicium poly-cristallin en dernier.

Pour la journée claire d'hiver, c'est le module PV en silicium monocristallin qui a le meilleur ratio de performance, suivi par le module en silicium micro-morphe, celui en silicium amorphe puis celui en silicium poly-cristallin. Mais il faut noter que les écarts entre les ratios de performance sont très petits pour cette journée.

Pour la journée nuageuse d'été, le module PV en silicium amorphe a le plus grand ratio de performance, suivi par le module en silicium monocristallin, le module en silicium poly-cristallin puis celui en silicium micro-morphe.

Durant la journée nuageuse d'hiver, le classement est presque le même que le précédent, mais les valeurs ont diminué avec une plus remarquable diminution pour le ratio de performance du module PV en silicium micro-morphe.

En résumé, il apparaît clairement que les performances des modules PV en silicium amorphe et micro-morphe augmentent durant les journées d'été.

### **5.3. Résultats mensuels et annuels**

Le test continu des quatre modules PV de la figure 4.2, sous les conditions naturelles du site de l'Unité de Développement des Equipements Solaires, a duré une année, soit d'avril 2014 à mars 2015. Les données mesurées ont été traitées, filtrées et sauvegardées dans une base de donnée construite autour de répertoires correspondant à chaque mois et contenant les fichiers correspondant à chaque journée de mesure du mois, soit du levé au couché du soleil. Ainsi, ce rangement facilite l'analyse et l'étude des résultats par mois ou par année.

#### **5.3.1. Evaluation des dégradations des paramètres électriques et comparaison avec les valeurs données par les fabricants dans leurs fiches techniques**

Les caractéristiques I-V mesurées tout au long de cette année d'étude, correspondent à des éclairagements solaires globaux compris entre 10 W/m<sup>2</sup> et 1300 W/m<sup>2</sup>. Nous rappelons qu'il est recommandé que l'éclairagement solaire doit être au moins égal à 800 W/m<sup>2</sup> pour la translation aux conditions STC des caractéristiques I-V, [3]. Ainsi, nos fichiers de mesure ont été filtrés pour séparer ceux où l'éclairagement solaire global est supérieur ou égal à ce seuil pour lesquelles, les équations 3.11 à 3.17 ont été appliquées pour la translation aux STC des principaux paramètres électriques de chaque caractéristique I-V. La valeur moyenne annuelle de chaque paramètre est ensuite calculée. Les valeurs ainsi obtenues pour chaque paramètre électrique et pour chaque module PV sont comparées aux valeurs correspondantes, données par les fabricants des modules PV dans leurs fiches techniques.

Comme critère de comparaison, nous avons utilisé l'erreur relative sur la grandeur mesurée, X, soit  $\frac{\Delta X}{X}$ , déjà défini dans l'équation 3.19 au chapitre 3.

Ainsi, X représente le courant de court-circuit,  $I_{sc}$ , la tension de circuit ouvert,  $V_{oc}$ , la puissance maximale,  $P_{max}$ , le courant ou la tension au point de puissance maximale,  $I_{max}$  ou  $V_{max}$ , le facteur de forme, FF, ou le rendement de conversion,  $\eta$ .

Les résultats obtenus sont reportés sur le tableau 5.2.

Ces résultats montrent clairement que pour les quatre modules PV étudiés, la puissance maximale mesurée est inférieure à celle indiquée sur la fiche technique du fabricant du module PV. Mais ces diminutions varient, allant d'un très petit écart pour le module en silicium micro-morphe (-1.57%) jusqu'à un niveau relativement élevé pour le module PV en silicium poly-cristallin (-18.46%). Pour les deux autres modules, elle est moyenne avec -4.47% pour le module PV en silicium amorphe et -7.4% pour le module PV en silicium monocristallin.

Tableau 5.2. Comparaison entre les données des fiches techniques et les valeurs moyennes annuelles mesurées et translatées aux STC.

Module PV		Paramètres (X)						
		$P_{max}$ [W]	$I_{max}$ [A]	$V_{max}$ [V]	$I_{sc}$ [A]	$V_{oc}$ [V]	$\eta$ [%]	FF [%]
PVM1 ( $\mu$ -Si)	Fiche	110	1.76	64.00	1.98	87.00	7.70%	65.00%
	Mesure	108.27	1.70	63.07	2.00	83.84	7.57%	64.70%
	$\frac{\Delta X}{X}$	-1.57%	-3.14%	-1.45%	0.79%	-3.64%	-1.67%	-0.46%
PVM2 (M-Si)	Fiche	185	5.04	36.70	5.47	44.50	14.50%	76.00%
	Mesure	171.30	5.02	32.91	5.45	43.54	13.49%	72.16%
	$\frac{\Delta X}{X}$	-7.40%	-0.35%	-10.32%	0.00	-0.02	-6.96%	-5.06%
PVM3 (a-Si)	Fiche	100	3.28	30.05	3.89	40.00	6.90%	63.00%
	Mesure	95.53	3.42	28.23	4.09	38.93	6.59%	59.99%
	$\frac{\Delta X}{X}$	-4.47%	4.21%	-6.05%	5.17%	-0.03	-4.52%	-4.78%
PVM4 (Poly-Si)	Fiche	135	7.71	17.50	8.20	22.30	13.50%	74.00%
	Mesure	110.08	7.32	13.95	8.23	20.71	11.01%	64.56%
	$\frac{\Delta X}{X}$	-18.46%	-5.06%	-20.27%	0.41%	-7.11%	-18.44%	-12.75%

Par ailleurs, en observant les valeurs des autres paramètres sur le tableau 5.2, on peut identifier l'origine et l'importance de cette baisse de la puissance maximale et donc du rendement de conversion. En effet, si l'on considère les pires résultats concernant la puissance maximale, c'est-à-dire ceux associés au module PV en silicium poly-cristallin, une bonne lecture indique que le facteur de forme a sévèrement régressé après une année d'exposition sur ce site (-12.75%). En plus des raisons liées au comportement des modules PV en silicium cristallin aux hautes valeurs de l'éclairement solaire, comme déjà vu dans les résultats journaliers (§5.2.1), une dégradation naturelle sous les conditions d'exposition n'est pas à exclure. Cela a induit une grande diminution de la tension maximale de près de 20.27%. De plus, on remarque aussi que l'erreur relative de la tension de circuit ouvert pour ce module est de -7.11%, ce qui correspond à une valeur élevée comparativement aux autres modules PV mais cela pourrait être dû au fait que la tension de circuit ouvert du module PV en silicium poly-cristallin est relativement faible (22.3 V) par rapport à celles des trois autres modules PV et qu'un écart dû aux erreurs de mesure de la température est envisageable pour tout les modules PV. Cet écart n'est que de -1.59 V pour ce module PV en silicium poly-cristallin, ce qui est inférieur, en valeur absolue, à celui du module amorphe par exemple qui est de -3.16 V.

L'écart entre la puissance maximale mesurée et celle de la fiche technique est égal à -4.47 % pour le module PV en silicium amorphe et -7.4 % pour le module en silicium monocristallin. Ces diminutions, qui sont inférieures à celles du module PV en silicium poly-cristallin, restent importantes et affectent les performances attendues des modules, même si, dans ces deux cas, leurs tensions de circuit ouvert sont restées proches de celles annoncées dans les fiches techniques.

Le facteur de forme du module PV en silicium amorphe a également diminué avec un écart similaire à celui du module en silicium monocristallin, mais dans ce cas, le courant au niveau du point de puissance maximale a augmenté d'environ 4%.

Le courant de court-circuit des trois modules en silicium micro-morphe, monocristallin et poly-cristallin sont restés relativement stables avec des erreurs relatives allant de 0.00% à 0.79%. Mais une légère augmentation est remarquée dans le cas du module PV en silicium amorphe où le courant de court-circuit a augmenté de près 5.17% par rapport à la valeur de la fiche technique. Cela serait dû à l'effet spectral durant l'été et la

répercussion de cet effet sur la valeur moyenne annuelle mesurée du courant de court circuit. En effet, les modules PV en silicium amorphe ont la particularité d'être sensibles aux variations spectrales saisonnières de l'éclairement solaire. Cela se traduit, entre autre, par l'augmentation du courant de court-circuit en été, comme expliqué par Marten *et al.* [4]. Cet effet spectral estival a aussi une incidence sur la puissance maximale du module PV comme nous le verrons au paragraphe suivant.

### 5.3.2. Influence des variations saisonnières sur la puissance maximale mesurée

Afin d'observer les dispersions saisonnières entre les valeurs de la puissance maximale calculée et celle des fiches techniques des modules PV, nous avons calculé le rapport entre la valeur moyenne mensuelle de la puissance maximale mesurée et celle de la fiche technique pour chaque module PV à chaque mois de l'année d'étude. Les résultats sont présentés sur la Figure 5.6. Nous avons également présenté sur la Figure 5.7 l'évolution des valeurs moyennes mensuelles des températures des modules PV ( $T_m$ ) et de l'éclairement solaire global sur le plan de ces derniers durant l'année de l'étude.

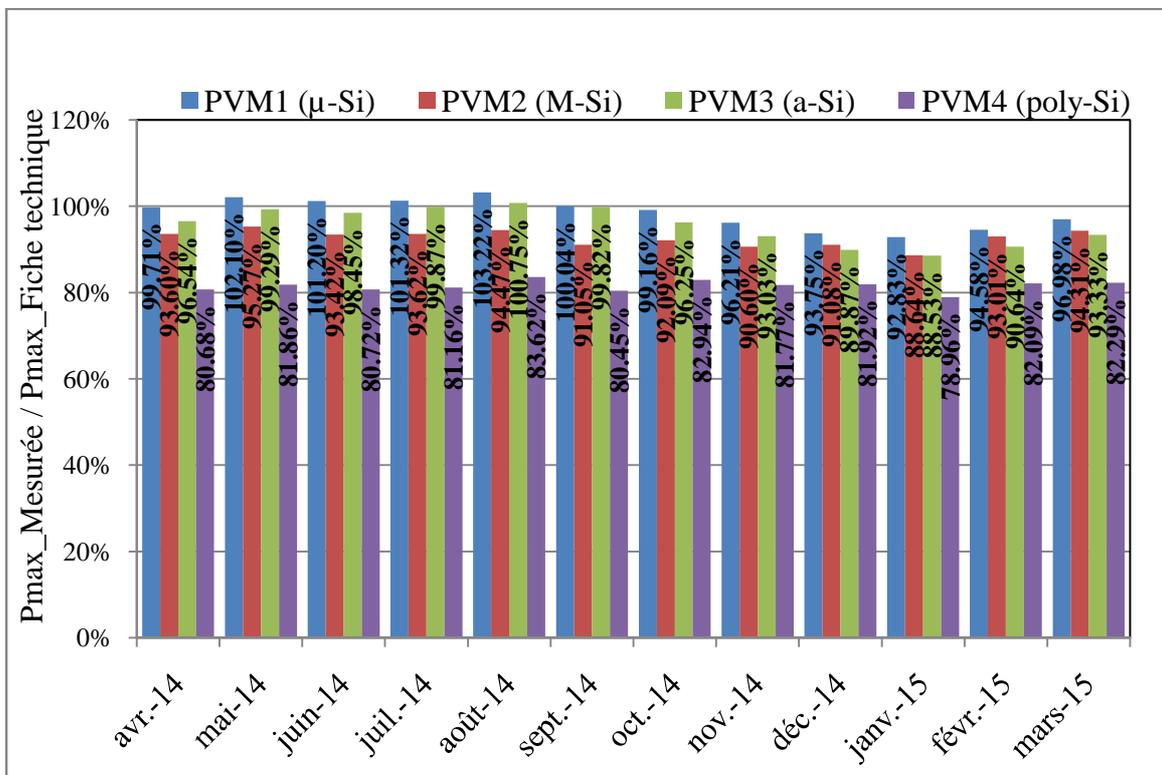


Figure 5.6. Rapport entre la puissance maximale mensuelle mesurée et celle de la fiche technique.

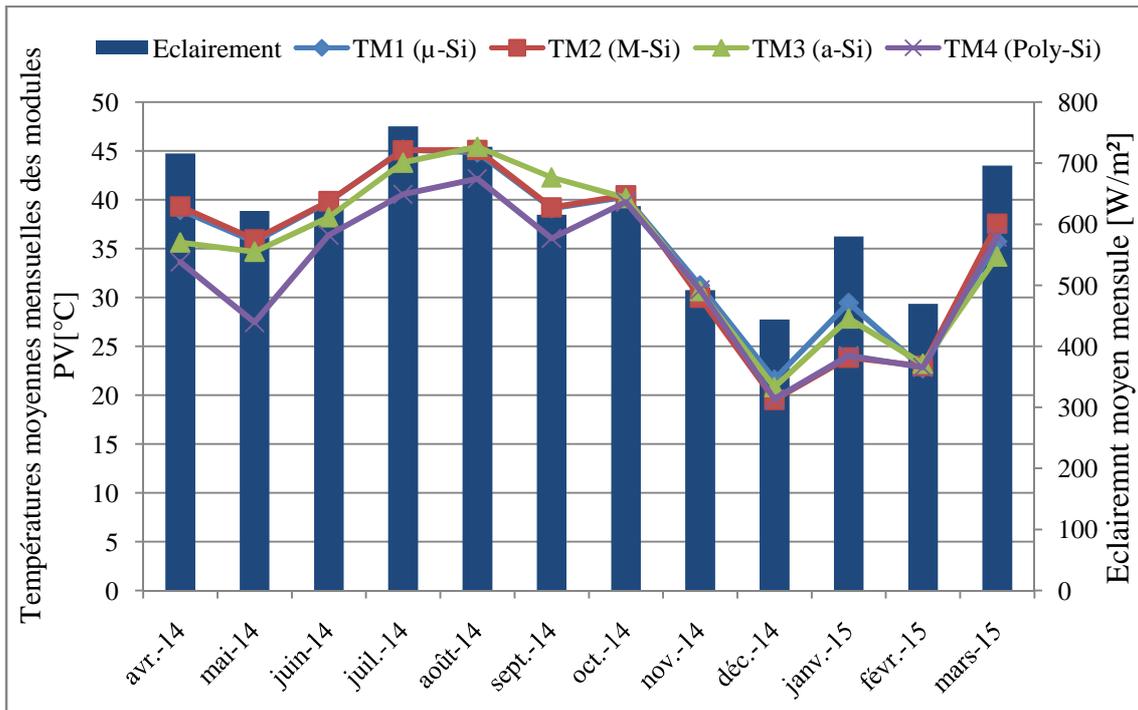


Figure 5.7. Températures moyennes mensuelles des modules PV et Eclaircissements moyens mensuels reçus.

En se basant sur l'histogramme de la Figure 5.6, nous remarquons que le meilleur rapport entre la puissance maximale mesurée et celle de la fiche technique est celui du module PV en silicium micro-morphe pour tout les mois de l'année. Il est à noter aussi que ce rapport décroît légèrement durant l'hiver, caractérisé par les basses températures, avec une plus faible valeur pour le mois de janvier (92.83%).

Nous remarquons aussi que pour le cas des modules PV en silicium cristallin (M-Si et Poly-Si), la puissance maximale mesurée n'est que légèrement affectée par les variations saisonnières, bien que le rapport entre la valeur mesurée et celle de la fiche technique augmente légèrement durant le printemps et l'automne.

Par contre, pour le module PV en silicium amorphe, il est clairement observé que le rapport entre la valeur mesurée de la puissance maximale et celle de la fiche technique augmente durant les mois d'été où les modules PV sont exposés aux plus hautes températures mais aussi où l'effet spectral estival augmente leurs performance. En effet selon Marten *et al.* [4], l'effet spectral sur le rendement (et donc la puissance max) en été est plus visible que le recuit thermique.

### 5.3.3. Etude énergétique

#### 5.3.3.1. Energies produite par les modules PV

L'énergie maximale mensuelle produite par chaque module PV pour chaque mois de l'année de l'étude a été calculée en utilisant l'équation 4.2. Les résultats obtenus sont reportés sur la Figure 5.8.

Sur cette même Figure 5.8, nous avons également reporté les résultats concernant l'énergie totale mensuelle reçue par les modules PV (énergie lumineuse incidente) pour chaque mois en utilisant l'équation 4.4. Afin de faciliter la lecture, nous avons considéré un axe vertical secondaire pour les résultats concernant l'énergie totale vu l'écart important entre l'énergie lumineuse reçue et l'énergie électrique produite par les modules PV.

Nous avons aussi reporté sur la figure 5.9 les résultats concernant l'énergie annuelle maximale produite par chaque module PV et l'énergie totale annuelle incidente. Ces résultats annuels ont été obtenus en additionnant les résultats mensuels de toute l'année d'étude pour chaque module PV et pour l'énergie totale incidente.

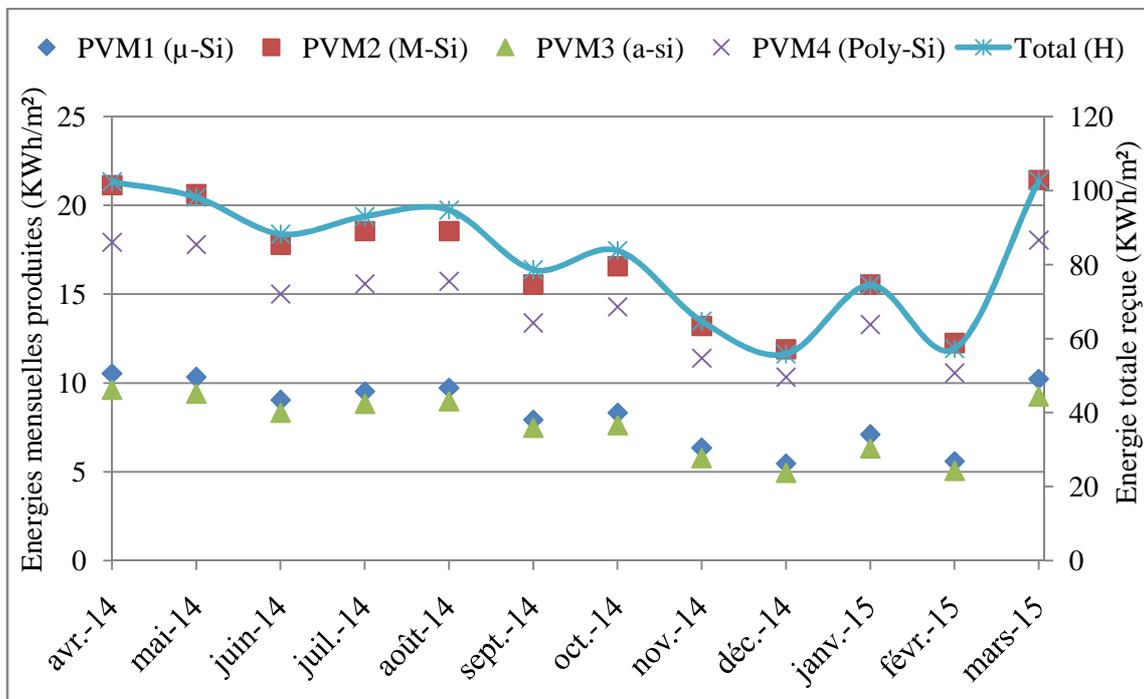


Figure 5.8. Energies mensuelles produites et reçues par les modules PV.

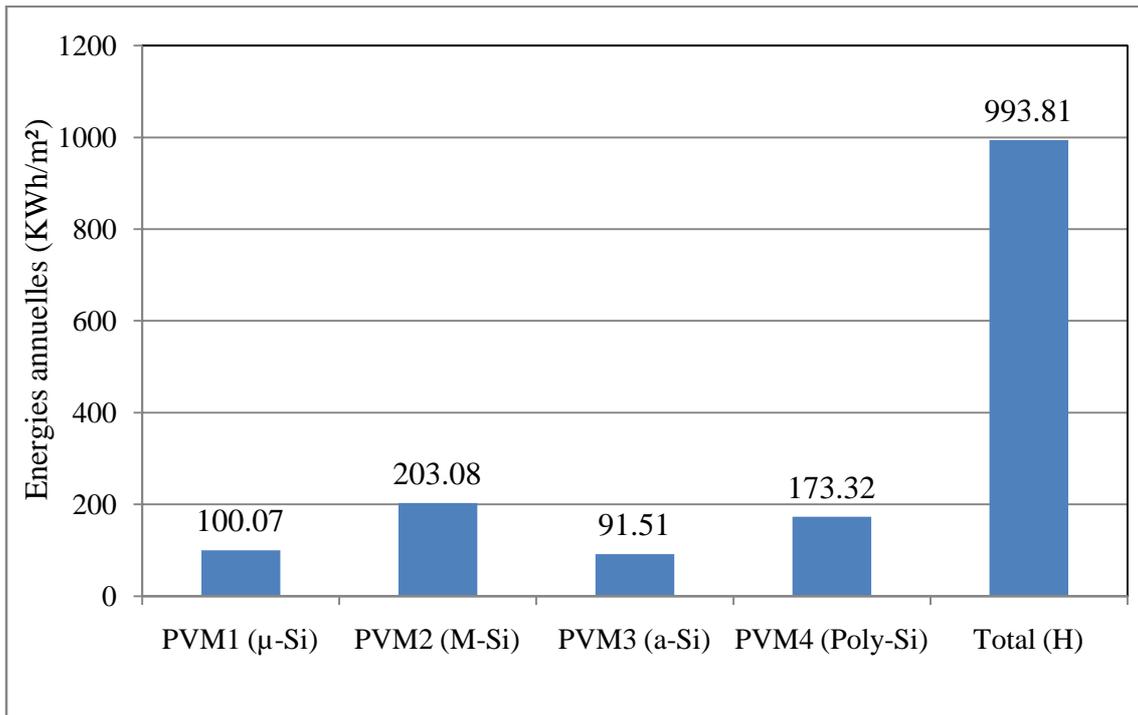


Figure 5.9. Energies annuelles produites et reçues par les modules PV.

Comme prévu, nous remarquons dans la figure 5.8, que l'énergie maximale mensuelle produite n'est pas constante tout au long de l'année. Pour tous les modules PV, le plus haut niveau de celle-ci a été enregistré aux mois de printemps. De façon bien évidente, le même comportement est remarqué pour l'énergie totale incidente. Il est à noter que ces mois de printemps correspondent au début et à la fin de l'étude expérimentale.

Que ce soit pour les résultats mensuels ou annuels, en plus du grand écart entre les l'énergie totale incidente et les énergies produites par les module PV, on remarque une dispersion entre les valeurs des énergies maximales produites par les modules PV. Mais cette dispersion est tout à fait normale car les modules PV utilisés dans cette étude ont des puissances crêtes différentes. Ainsi, comme nous l'avons expliqué dans le chapitre précédent, ces mesures d'énergies ne suffisent pas pour comparer les différentes technologies de modules PV.

### 5.3.3.2. Ratio de performance

Nous présenterons dans ce paragraphe les résultats mensuels et annuels du ratio de performance des modules PV.

Dans les deux cas, le ratio de performance est calculé de deux manières :

- En utilisant, comme puissance maximale, la valeur donnée dans la fiche technique du module PV,
- En utilisant celle calculée expérimentalement.

#### a. Ratios de performance mensuels

Les figures 5.10 et 5.11 représentent les résultats mensuels du ratio de performance pour les quatre modules PV, calculés en utilisant l'équation 4.4.

Dans la figure 5.10, ce sont les valeurs des puissances maximales données par les fabricants des modules PV qui ont été utilisées dans les calculs, tandis que dans la figure 5.11, nous avons utilisé les valeurs moyennes mensuelles des puissances maximales mesurées et translatées aux conditions STC pour chaque mois de l'année d'étude et pour chaque module PV.

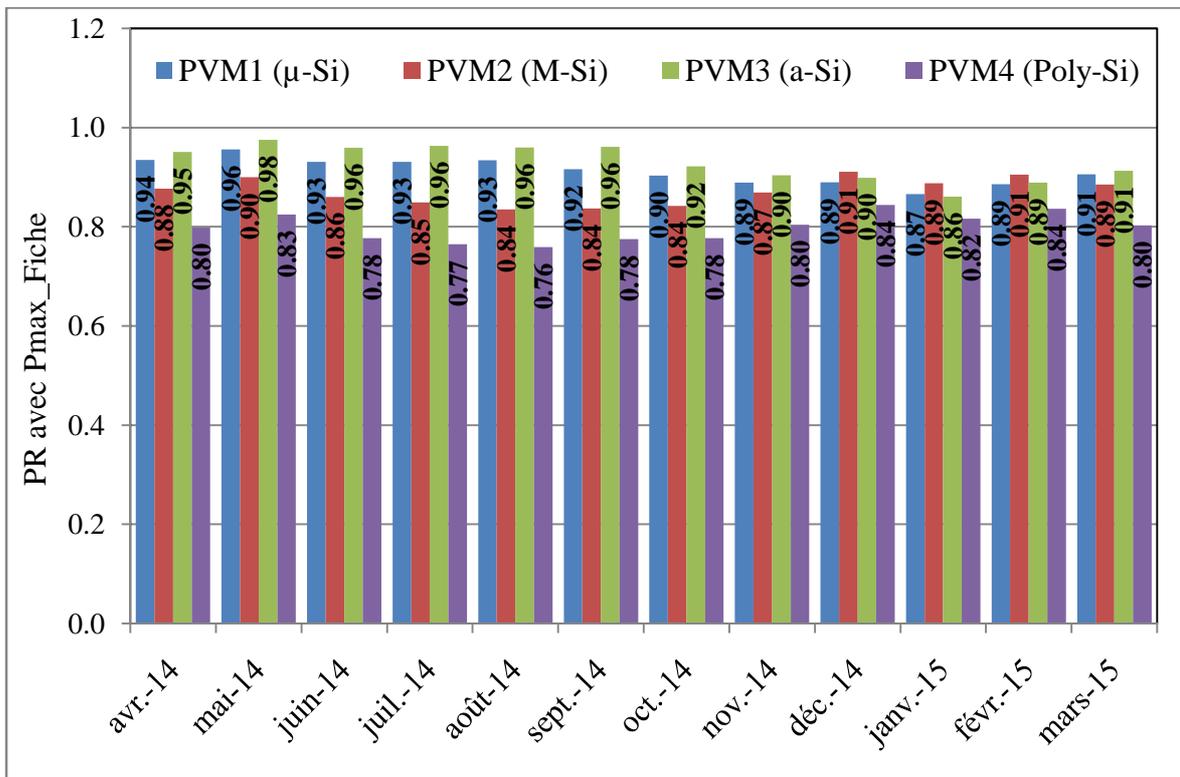


Figure 5.10. Ratios de performance mensuels calculés en utilisant les puissances maximales des fiches techniques des modules PV.

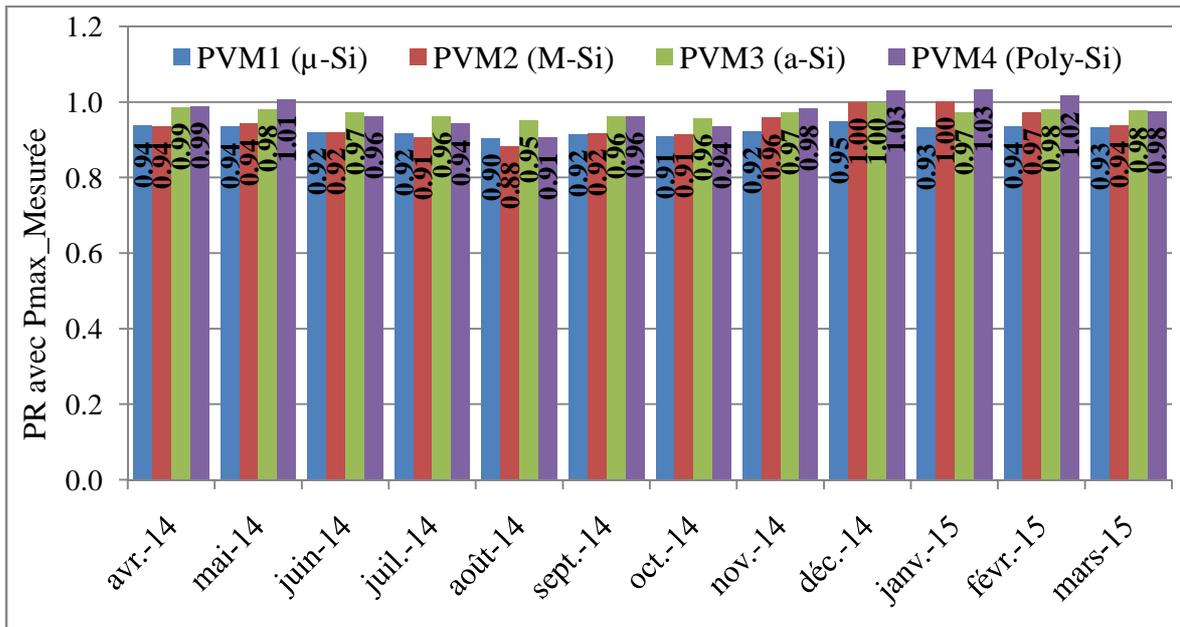


Figure 5.11. Ratios de performance mensuels calculés en utilisant les puissances maximales mesurées.

La première remarque concernant les ratios mensuels de performance est qu'il existe une différence notable entre les résultats obtenus en utilisant les puissances maximales des fiches techniques des modules PV et ceux obtenus en utilisant les puissances maximales mesurées.

Nous remarquons sur la Figure 5.10 que le module PV en silicium amorphe possède le meilleur ratio de performance durant les mois de printemps, d'été et d'automne. Il est suivi de près, à cette période, par le module PV en silicium micro-morphe.

Par contre, durant les mois d'hiver, c'est le module PV en silicium monocristallin qui présente le meilleur ratio de performance.

De loin, pour le cas de la figure 5.10, le module PV en silicium poly-cristallin a toujours présenté le plus faible ratio de performance avec des valeurs comprises entre 0.76 à 0.84, bien que ses valeurs les plus élevées soient enregistrées pendant les mois d'hiver.

Les résultats présentés dans la figure 5.11 proviennent de calculs qui ont été faits en utilisant les valeurs mesurées de la puissance maximale. Nous remarquons que le module PV en silicium poly-cristallin enregistre de bien meilleures valeurs du ratio de performance, comprises entre 0.91 en été et 1.03 en hiver. Hormis le fait qu'il soit

légèrement dépassé par celui du module PV en silicium amorphe pendant les mois d'été, il offre le meilleur ratio de performance.

Les ratios de performance des modules PV en silicium monocristallin et micro-morphe, dans le cas de la figure 5.11, ont le même ordre de grandeur et sont compris entre 0.90 et 0.94, avec un meilleur ratio pour le module PV en silicium monocristallin en hiver.

### ***b. Ratios de performance annuels***

Les résultats des ratios de performance annuels, concernant l'année d'étude, pour les quatre modules PV considérés, sont présentés sur la figure 5.12.

Ces résultats concernent les deux types de ratios de performance :

- le ratio de performance calculé en utilisant la puissance maximale donnée par les fabricants des modules PV dans leurs fiches techniques,
- le ratio de performance calculé en utilisant la valeur moyenne annuelle de la puissance maximale (tableau 5.2).

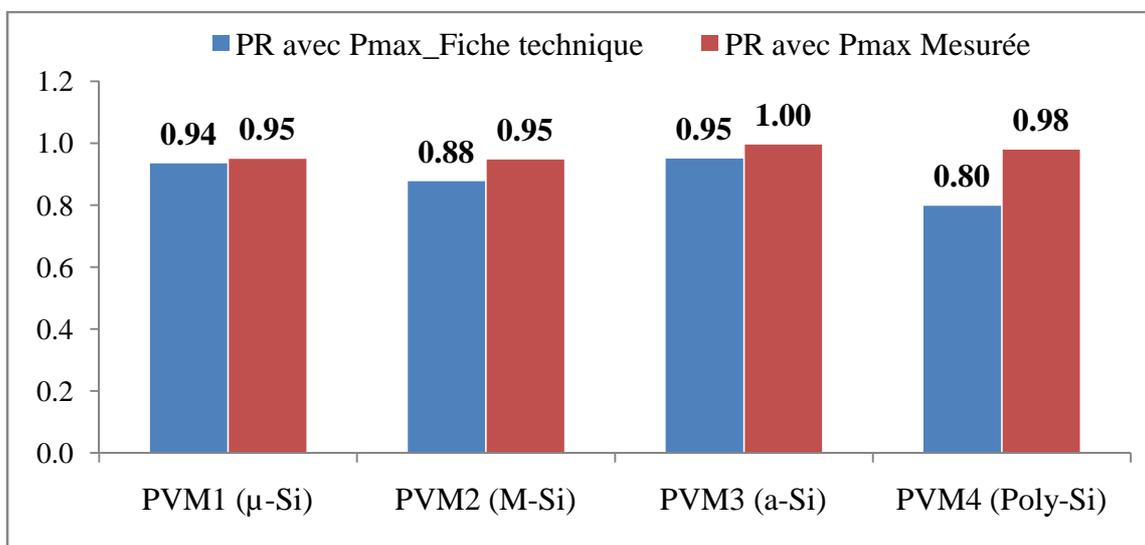


Figure 5.12. Ratios de performance annuels calculés avec les puissances maximales des fiches techniques et avec celles mesurées.

Nous remarquons, pour les résultats annuels, que lorsque les calculs sont faits avec les puissances maximales indiquées dans leurs fiches techniques par les fabricants des modules PV, le module PV en silicium amorphe enregistre le meilleur ratio de performance (0.95), suivi de près par le module en silicium micro-morphe avec un ratio

égal à 0.94 puis vient le module PV en silicium monocristallin avec un ratio de performance égal à 0.88, tandis que le module PV en silicium poly-cristallin enregistre une très faible valeur annuelle du ratio de performance avec 0.80.

Néanmoins, lorsque les calculs sont faits en considérant les puissances maximales mesurées expérimentalement dans des conditions réelles, il y a un changement significatif dans toutes les valeurs du ratio de performance par rapport au cas précédent. Cette fois-ci, même si le module PV en silicium amorphe enregistre toujours le meilleur ratio de performance annuel, celui-ci présente une augmentation significative pour atteindre la valeur de 1. Mais le plus remarquable est que le module PV en silicium poly-cristallin vient en seconde position avec un ratio de performance égal à 0.98, soit une augmentation de 18% par rapport au premier cas. Finalement, les modules PV en silicium monocristallin et amorphe enregistrent une même valeur du ratio de performance égale à 0.95 et nous remarquons également la très faible variation du ratio du module PV en silicium micro-morphe (+0.01%).

Pour résumer ces constats expérimentaux, nous pouvons dire que sous les conditions climatiques du site considéré qui sont communes aux modules PV étudiés, le module PV en silicium amorphe, comparé aux trois autres modules, possède les meilleures performances durant l'été et les meilleures performances annuelles. Ce résultat est obtenu par ce module en silicium amorphe même si les deux modules cristallins (mono et poly) sont les plus performants durant l'hiver en plus du fait que la meilleure stabilité des performances est enregistrée par le module PV en silicium micro-morphe avec des valeurs très intéressantes des ratios mensuels de performance et celui annuel.

En outre, les chercheurs et/ou les industriels spécialistes de l'énergie photovoltaïque voulant développer et/ou installer des systèmes de technologies PV dans une zone géographique avec un certain profil climatique ayant une spécificité similaire à celle du site expérimental où a été menée notre étude, peuvent directement appliquer les résultats de la comparaison des différentes technologies photovoltaïques présentés ci-dessus. La zone géographique concernée s'étend ainsi au Maghreb avec, évidemment, une adéquation plus ou moins forte en fonction de la géo localisation dans cette zone. Néanmoins, la méthodologie que nous avons développée, les résultats et conclusions qui en découlent peuvent servir de base dans d'autres études internationales. En effet,

d'autres études, réalisées dans d'autres régions du globe, confirment nos constatations. Par exemple, nous citerons trois résultats publiés récemment :

- L'étude de plusieurs modules PV de différentes technologies dans l'ouest de l'Australie, réalisée par Carr *et al.* [5]. Ils ont trouvés des différences entre les puissances maximales mesurées et celles des fiches techniques. Aussi, concernant les résultats de l'étude énergétique, deux ratios de performances ont été calculés, un avec la puissance maximale mesurée et un avec la puissance maximale de la fiche technique de chaque module PV. Mais, la puissance maximale mesurée a été considérée comme étant la moyenne entre la valeur mesurée, par simulateur solaire, au début et à la fin de la série des mesures. La conclusion était que lorsque la puissance max des modules est celle de leurs fiches techniques (modules stables), les modules PV en couches minces dont silicium amorphe ont les meilleures performances énergétiques dans ce site avec une augmentation en été. Les dispersions entre performances obtenues avec les puissances maximales mesurées et celles avec les puissances maximales des fiches techniques ont été liées à un problème de stabilité et ont conclu que les deux modules en silicium amorphe avaient un problème en ce sens rendant impossibles de faire une prédiction de ce qui peut être obtenu avec ce type de modules.
- Dans l'étude de Congedo *et al.* [6], pour un système PV en silicium monocristallin, les auteurs ont enregistré les plus faibles valeurs du ratio de performance durant les mois d'été. Leurs résultats confirment donc les résultats que nous avons obtenus pour les modules PV en silicium cristallin dans une autre région méditerranéenne.
- Finalement, nous pouvons citer la comparaison faite par Tripathi *et al.* [7] entre deux technologies de modules PV en fonctionnement sous les conditions naturelles. Ils ont conclu que les modules PV en silicium amorphe pourraient être souhaitables pour les régions riches en composante diffuse du rayonnement solaire avec de basses températures ambiantes pour le plus grand nombre de jours de l'année. Aussi, leur étude a révélé que la centrale PV de puissance en silicium amorphe présente des pertes de capture élevées par rapport à celle en silicium poly-cristallin.

#### 5.4. Conclusions

Nous avons présenté dans ce chapitre, les résultats de l'étude comparative expérimentale des performances de quatre technologies de modules PV, menée sur une

année dans un site naturel d'une région côtière du nord de l'Algérie, soit le site de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES).

Nous avons commencé par les résultats concernant quatre journées typiques représentatives de différentes conditions climatiques, puis, nous avons présenté les résultats mensuels et annuels concernant la période allant d'avril 2014 à mars 2015.

Ces résultats ont montrés que le facteur de forme des modules PV en silicium cristallin subit une atténuation pour les grandes valeurs de l'éclairement solaire, affectant ainsi le rendement de conversion.

Nous avons aussi constaté, d'après les résultats de cette étude, que les valeurs des paramètres données, aux conditions STC, dans les fiches techniques des modules PV, ne sont pas retrouvées, en toute évidence, à partir des mesures expérimentales réelles. Le cas des résultats du module PV en silicium poly-cristallin où l'écart entre les valeurs mesurées et celles des fiches techniques est assez significatif, est un parfait exemple. De plus, nous avons montré que la puissance maximale, aux STC, est différemment affectée par les variations saisonnières en fonction des technologies. Ce résultat est important car c'est ce paramètre qui est utilisé pour le dimensionnement des installations PV et surtout pour fixer le prix des modules PV.

Les résultats concernant le ratio de performance ont montré que les ratios de performances des modules PV en couche mince (a-Si et  $\mu$ -Si) augmentent en été à cause des hautes températures qui augmentent l'effet spectral, même si cette augmentation n'est que légèrement remarquable pour le module PV en  $\mu$ -Si. Tandis que les deux modules en silicium cristallin (M-Si et Poly-Si) ont leurs meilleures performances en hiver.

L'effet spectral sur le module PV en a-Si est aussi important qu'il induit le meilleur ratio de performance annuel pour ce module, comparé aux trois autres.

Nous interprétons la stabilité relative des performances du module PV en  $\mu$ -Si par le fait que ce type de module PV combine les caractéristiques, à la fois, du silicium amorphe et du silicium cristallin.

## Références

---

- [1] O-M. Midtgård, N. Andersson, T-O. Sætre. Comparison of fill factor for three different types of pv-modules under changing weather conditions. In: 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2005) 2147 – 2150.
- [2] A- G. Aberle, S. Robinson, A. Wang, J. Zhao, S-R. Wenham and M-A. Green. High efficiency silicon solar cells: fill factor limitations and non-ideal diode behaviour due to voltage-dependent rear surface recombination velocity. Prog. In Photovoltaics 1 (1993) N° 2, 133 – 143.
- [3] IEC 60904-1. Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. 2<sup>nd</sup> edition (2006).
- [4] J. Merten, J. Andreu. Clear separation of seasonal effects on the performance of amorphous silicon solar modules by outdoor I/V measurements. Solar Energy Materials and Solar Cells 52 (1998) 11-25.
- [5] A-J. Carr, T-L. Pryor. A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates. Solar Energy 76 (2004) 285 – 294.
- [6] P-M Congedo, M. Malvoni, M. Mele, M-G. De Giorgi. Performance measurements of monocrystalline silicon PV module in South-eastern Italy. Energy Convers Manage 68 (2013) 1-10.
- [7] B. Tripathi, P. Yadav, S. Rathod, M. Kumar. Performance analysis and comparison of two silicon material based photovoltaic technologies under actual climatic, conditions in Western India. Energy Convers Manage 80 (2014) 97–102.



# Conclusion générale

---

Cette thèse dont les travaux expérimentaux ont été menés à l'unité de développement des équipements solaires (UDES), qui est une unité affiliée au centre de développement des énergies renouvelables (CDER), s'inscrit dans un contexte lié essentiellement à la fiabilité des différentes technologies de modules photovoltaïques et à la compétitivité de celles-ci entre elles, en termes de performances sous les conditions réelles de fonctionnement. L'objectif final a été de développer un outil expérimental piloté par ordinateur permettant de tester, caractériser et comparer plusieurs technologies de modules PV afin de fournir à un particulier, un installateur ou un industriel, des informations expérimentales et comparatives concrètes pouvant être utilisées dans sa prise de décision concernant le choix de la technologie de modules PV à installer.

En effet, même si le choix de la technologie à installer dans un site donné peut être influencé par plusieurs facteurs, non pris en compte dans cette étude, tels que l'esthétique ou la surface d'installation disponible au niveau de la structure d'accueil et la forme de celle-ci, nous avons apporté des arguments concernant les performances réelles et l'influence des variations saisonnières et ce, pour quatre technologies à base de silicium (micro-morphe, monocristallin, amorphe et poly-cristallin). Ces arguments sont obtenus après une étude basée sur des mesures expérimentales régulières d'une année, d'avril 2014 à mars 2015, sur le site de l'UDES, applicables aux conditions plus locales, aux régions côtières de l'Algérie et du Maghreb.

Avant d'arriver à ces résultats finaux, nous avons suivi certaines étapes dans l'élaboration de cette thèse. D'abord, pour mieux éclairer les lecteurs et cerner le contexte de la problématique, nous avons commencé par un état de l'art sur l'énergie solaire photovoltaïque en donnant les derniers chiffres des statistiques concernant les installations, la production et les technologies commercialisées en plus de quelques définitions permettant une meilleure compréhension. Selon les chiffres, les installations photovoltaïques dans le monde, sont passées de 177 GWc en 2014 à 230 GWc en 2015 et l'offre en modules PV suit cette croissance en assurant une disponibilité légèrement supérieure à la demande et des prix ayant une tendance baissière. Le marché étant dominé par le silicium cristallin avec 90% et les 10% de parts restantes sont partagées

entre les différentes technologies en couches minces. Mais les recherches ne cessent d'enregistrer des rendements records en laboratoire, ce qui permet de prévoir une part de marché plus importante pour les technologies couche mince dans le futur.

Nous avons ensuite présenté la structure des modules PV de différentes technologies et défini les éléments importants nécessaires à la compréhension de leur fonctionnement et leur comportement dans différentes conditions. Puis, nous avons abordé la modélisation mathématique des modules PV en se focalisant sur le modèle standard choisis et les corrections nécessaires qui sont apportées pour l'adapter à certaines situations et certaines technologies.

Nous avons consacré un chapitre (chapitre 3) aux techniques de caractérisation et de test de modules PV où nous avons traité les normes et les méthodes utilisées et conclu par un exemple pratique en présentant le premier banc de test et de caractérisation pour modules PV mis en place au début de nos travaux de thèse. C'est un banc utilisant une charge électronique à base de MOSFET et piloté par ordinateur via une interface graphique développée sous LabVIEW. Les méthodes d'extraction des paramètres de modélisation, de translation aux conditions STC et de simulation ont été implémentées dans le programme régissant cette interface graphique afin de faire un test complet pour un module PV et imprimer à la fin un rapport comportant toutes les informations et tous les résultats du test. Une étude de cas a permis de valider ce premier banc expérimental.

Mais pour un test continu de plusieurs modules PV de différentes technologies en même temps, soit sous les mêmes conditions, nous avons conclu que ce premier banc n'était pas la solution adéquate, d'où l'utilisation de la plateforme de test de plusieurs modules PV qui constitue le deuxième banc expérimental mais à une plus grande échelle. Cette plateforme de test automatique de plusieurs modules PV de différentes technologies a été présentée en détail avec les outils logiciels assurant son pilotage par ordinateur et l'exploitation des résultats. Mais avant cela, nous avons donné les critères et paramètres utilisés pour la comparaison des performances des modules PV ayant été la base de réflexion à l'élaboration de la plateforme.

Les résultats obtenus sur quatre modules PV de quatre technologies à base de silicium (micro-morphe, monocristallin, amorphe et poly-cristallin) sur une année d'étude sur le site de l'UDES, ont été présentés et discutés à la fin de cette thèse.

La méthodologie originale décrite dans ce travail, peut être utilisée pour évaluer et comparer les performances des modules PV dans n'importe quelle autre région du monde. Les résultats pourraient être différents à cause des conditions climatiques de chaque région. Néanmoins, pour le développement et/ou l'implantation d'un système de production d'énergie photovoltaïque dans une région ayant des spécificités climatiques similaires aux régions méditerranéennes côtières de l'Algérie, les résultats présentés dans cette étude, pour les quatre types de modules PV, peuvent être considérés comme tels, ce qui permet un choix simple entre quatre technologies commerciales.

Comme perspectives à ces travaux, il serait intéressant de continuer cette étude en considérant d'autres modules PV basés sur les nouvelles technologies émergentes avec un nombre plus élargis de modules PV en essayant de suivre, de près, l'évolution du marché de modules PV. Pour cela, la plateforme de test développée à l'UNED, devrait permettre de caractériser ces nouveaux modules introduit en Algérie, les résultats obtenus expérimentalement permettraient de mieux considérer les informations des fiches techniques des fabricants, voire de certifier les modules PV.

D'un autre coté, nous envisageons de poursuivre et développer les collaborations nationales et internationales initiées pendant ce travail de thèse. En particulier, commencé par des publications associées au travail présenté dans ce manuscrit, il est d'ores et déjà envisagé de discuter, échanger ces résultats et ceux à venir avec d'autres équipes par le biais de coopérations, de conférences et publications communes. Sur la base de nos travaux et en y ajoutant des techniques de caractérisations complémentaires, pour un bénéfice scientifique et de connaissance mutuel, ceci permettrait de définir les technologies PV, les mieux adaptées à chaque région du monde.



**ANNEXE 1 :**  
**Production scientifique**

- [1] **A. Guenounou**, M. Aillerie, A. Malek, A. Triki, A. Oulebsir, Z. Smara, A. Mahrane, M. Chikh, *Outdoor performances of four photovoltaic technologies under four typical meteorological conditions*, Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability (TMREES), American Institute of Physics (AIP) Scitation, Beirut, Lebanon, 15 - 18 April 2016.
- [2] **A. Guenounou**, A Malek, M Aillerie, *Comparative performance of PV panels of different technologies over one year of exposure: Application to a coastal Mediterranean region of Algeria*, Energy Conversion and Management 114 (2016), 356-363.
- [3] **A. Guenounou**, A Malek, M Aillerie, A Mahrane, *LabVIEW Interface for Controlling a Test Bench for Photovoltaic Modules and Extraction of Various Parameters*, International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS) 6 (2015) N° 3, 498 – 508.
- [4] **A. Guenounou**, A. Malek, A. Mahrane, A. Triki, “*Software for the test and the study of the performances of photovoltaic modules under natural conditions*”, “World Renewable Energy Congress WRECXIII”, Kingston University, London, UK, 3-8 August 2014.
- [5] **A. Guenounou**, A. Mahrane, A Malek, Z. Smara and F. Chekired, *Study of a Partially Shaded PV Module Behavior under the Natural Conditions*, 28th European PV Solar Energy Conference and Exhibition (2013).
- [6] **A. Guenounou**, Z. Smara, A. Mahrane, A. Malek and F. Chekired, *Electrical behavior of a partially shaded PV module, Simulation study using Matlab/Simulink*. “2nd International Conference on Renewable Energy (ICRE’2012), Université de Bejaia (2012).

- [7] A. Mahrane, **A. Guenounou**, Z. Smara, M. Chikh and M. Lakehal. *Test Bench for Photovoltaic Modules*, International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications (EFEEA10), Ghardaïa (2010).
- [8] Z. Smara, A. Guenounou, F. Chekired, A. Mahrane. *Comparative study of three DC-DC converters used to obtain I-V characteristic curves of photovoltaic modules*. International Conference on Electrical Engineering, Electronics and Automatics' 10, Béjaïa (2010).

## Annexe 2

### Situation géographique de la Wilaya de Tipaza, Algérie.



### Site de l'UDES (capture de Google Maps)







**Résumé :** Le développement croissant de l'énergie solaire photovoltaïque (PV), encouragé par la diversité des applications et la volonté mondiale de réduire l'utilisation des énergies fossiles à cause de leurs effets néfastes sur l'environnement, a induit un grand développement à la fois dans la recherche et dans l'industrie des modules PV. Cela a engendré une abondance de l'offre commerciale avec plusieurs types de technologies, bien que dominées par le silicium cristallin. De ce fait, les utilisateurs et les installateurs se demanderaient quel type de technologie est le mieux adapté à leur site d'installation. Dans cette thèse, après un état de l'art de l'énergie solaire photovoltaïque et quelques notions pertinentes sur les modules PV, leurs caractéristiques, leur modélisation les normes de test ainsi que les techniques de caractérisation, nous avons présenté une démarche expérimentale pour l'étude et la comparaison des performances réelles de modules PV de différentes technologies. Un banc expérimental piloté par ordinateur, conçu à cet effet a été décrit en détail. Ce banc est une plateforme de test de plusieurs modules PV sous les conditions naturelles, installé sur le site de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES). La méthode a été validée sur quatre technologies de modules PV qui sont : le silicium monocristallin, le silicium poly-cristallin, le silicium amorphe et le silicium micro-morphe. Les résultats obtenus ont été discutés et comparés à ceux d'autres études dans d'autres régions et des conclusions concernant le comportement de ces technologies dans le site considéré ont été tirées.

Les travaux de cette thèse ayant suivi des étapes, nous avons aussi présenté le premier banc de caractérisation sous les conditions naturelles, avec une étude d'un cas pour validation. Les limites de ce premier banc nous ont amené à l'utilisation du deuxième banc qui est la plateforme de test et de comparaison des performances réelles de plusieurs modules PV.

**Mots clés :** Modules PV, Silicium monocristallin, poly-cristallin, amorphe, micro-morphe, performances, Energie, LabVIEW, ...

**Abstract :** The increasing development of solar photovoltaic (PV), encouraged by the diversity of applications and the global world commitment to reduce the use of fossil fuels because of their harmful effects on the environment, has led to a great development in the research and industry of PV modules. This has created an abundance of the commercial offer with several types of technologies, although dominated by crystalline silicon. Thus, users and installers are wondering what kind of technology is best suited for their installation site. In this thesis, after a state of art of solar PV and some relevant concepts of PV modules, their characteristics, modeling, standards of testing and characterization techniques, we presented an experimental approach to the study and comparison of the real performances of PV modules of different technologies. An experimental bench computer controlled, designed for this purpose has been described in detail. This bench is a test platform for several PV modules under natural conditions, installed on the site of Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES). The method was validated on four PV module technologies that are: monocrystalline silicon, polycrystalline silicon, amorphous silicon and micro-morph silicon. The results were discussed and compared with those of other studies in other regions and conclusions have been drawn regarding the behavior of these technologies in the respective site. The works of this thesis have followed steps; so we also presented the first test and characterization bench under natural conditions with a case study for validation. The limitations of this first bench prompted us to the use of the second bench that is the platform of test and comparing of performances of several PV modules under natural conditions.

**Keywords:** PV modules, monocrystalline silicon, polycrystalline, amorphous, micro-morph, performances, Energy, LabVIEW...

**ملخص:** التطور المتزايد للطاقة الشمسية الكهروضوئية وبتشجيع من تنوع التطبيقات والالتزام العالمي بالتقليل من استعمال الوقود الأحفوري بسبب التأثيرات السلبية على البيئة، أدى إلى تطور كبير في مجال البحث و صناعة الألواح الكهروضوئية. وقد خلق هذا كثرة العرض التجاري مع تعدد أنواع التكنولوجيات، على الرغم من سيطرة السليكون البلوري. لهذا، فالمستخدمون النهائيون والمركبون قد يتساءلون ما هو نوع التكنولوجيا الأنسب لموقعهم. في هذه الأطروحة، بعد نبذة على آخر أحوال الطاقة الشمسية الكهروضوئية وبعض المفاهيم ذات الصلة بالألواح الكهروضوئية، خصائصها، وتطلبات النمذجة والاختبار وتقنيات التوصيف، قدمنا نهج تجريبي لدراسة ومقارنة الأداء الفعلي للألواح الكهروضوئية ذات التكنولوجيات المختلفة. تم تقديم دكة اختبار مجهزة لهذا الغرض حيث يتم التحكم فيها بواسطة الكمبيوتر. هذه الدكة تم تنصيبها على مستوى وحدة تنمية الأجهزة الشمسية. تم تطبيق هذه الطريقة على أربعة تكنولوجيات من الألواح الكهروضوئية التي هي: السليكون أحادي البلور، السليكون متعدد البلور، السليكون غير المتبلور والسليكون ميكرو غير متبلور. وتمت مناقشة النتائج ومقارنتها مع دراسات في مناطق أخرى. وتم استخلاص النتائج حول سلوك هذه التكنولوجيات في الموقع المدروس. بما أن هذه الأطروحة مرت على مراحل فإنه تم أيضا تقديم أول دكة اختبار وتوصيف الألواح الكهروضوئية تحت الشروط الطبيعية التي تم تنصيبها مع دراسة حالة للمصادقة. محدودية هذه الدكة الأولى أدت بنا إلى استخدام الدكة الثانية المتمثلة في منصة الاختبار ومقارنة الأداء الفعلي للعديد من الألواح الكهروضوئية.