



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



UNIVERSITE DE BATNA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
Département d'Electronique

Mémoire de Magister

Option : Microélectronique

Présenté par : M^{me} MEZIANI Zahra

THEME

MODELISATION DE MODULES PHOTOVOLTAIQUES

Devant le jury :

Pr. MAHAMDI Ramdane	Professeur	Univ. Batna	Président
Pr. DIBI Zohir	Professeur	Univ. Batna	Rapporteur
Dr. KERROUR Fouad	M.C.A	Univ. Constantine	Examineur
Pr. DJEFFAL Fayçal	Professeur	Univ. Batna	Examineur

Année Universitaire 2012

A mes parents

REMERCIEMENTS

En premier lieu, je tiens à remercier Mr : DIBI Zohir mon directeur de mémoire et je lui exprime toute ma reconnaissance pour sa confiance en mon travail, sa patience, sa gentillesse et les nombreux conseils qu'il m'a prodigués.

Mes vifs remerciements vont à Monsieur MAHAMDI Ramdane professeur à l'université de BATNA d'avoir accepté la présidence du jury. Je remercie aussi Monsieur KERROUR Fouad maître de conférence à l'université de CONSTANTINE d'avoir répondu à notre invitation afin d'examiner ce travail .J'adresse toute ma gratitude à Monsieur DJEFFAL Fayçal professeur à l'université de BATNA d'avoir accepté de juger ce document.

J'aimerais également exprimer ma gratitude à : Monsieur, AZOUI.B professeur au département d'électrotechnique laboratoire LEB, monsieur LABAAL.A.E et Monsieur BENDIFALLAH.A, maitres de conférences à l'université de Batna.

Je tiens à remercier mon collègue Monsieur FERROUDJ Karim de m'avoir initié à la théorie des réseaux de neurones.

Je remercie tous les post graduant avec qui j'ai pu échanger des points de vue sur ce travail : Hichem, Meriam, Elasaad, Houda, Hanene, Rachida,...

Je remercie tous mes amis et toutes les personnes qui m'ont soutenu durant la période de recherche. Sans eux, le travail accompli n'aurait pas la même saveur. Mes sincères gratitude s'adressent à ma famille ; sans leurs encouragements permanents et leur soutien moral je ne serais parvenue là où je suis.

SOMMAIRE

SOMMAIRE.....	01
LISTE DES TABLEAUX.....	04
LISTE DES FIGURES.....	05
NOMENCLATURE.....	08
INTRODUCTION GENERALE.....	11

CHAPITRE I

ETAT D'ART : MODULES PHOTOVOLTAIQUES

I-1- INTRODUCTION.....	16
I-2- L'ENERGIE SOLAIRE.....	17
I-3- CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE.....	19
I-3-1 PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE	19
I-3-2 LES COURBES I(V) ET P(V) D'UNE CELLULE SOLAIRE.....	21
I-3-3 RENDEMENT D'UN PHOTOGENERATEUR	22
I-3-4 FACTEUR DE FORME FF.....	23
I-4- LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAIQUES.....	23
I-4-1 LA FILIERE A BASE DE SILICIUM CRISTALLIN	23
I-4-2 LES CELLULES MULTI-JONCTIONS A HAUT RENDEMENT	28
I-4-3 NOUVELLE TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAIQUE	30
I-4-4 TECHNOLOGIE COUCHE-MINCE	32
I-5- COMPARATIF DE QUELQUES TECHNOLOGIES.....	38
I-6- CONCLUSION.....	39

CHAPITRE II

CARACTERISATION DES MODULES PHOTOVOLTAIQUES

II-1- INTRODUCTION.....	42
II-2-REPRESENTATIONS ELECTRIQUES D'UNE CELLULE PV.....	43
II-2-1 MODELE DE BASE.....	43
II-2-2 MODELE IDEAL.....	43
II-2-3 MODELE AVEC PERTES OHMIQUES.....	44
II-2-4 MODELE A UNE DIODE (MODELE 1-D).....	45
II-2-5 MODELE A DEUX DIODES (MODELE 2-D).....	46
II-2-6 AUTRES MODELE.....	47
II-3- MODELISATION ELECTRIQUE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAIQUE.....	48
II-4- ARCHITECTURE CLASSIQUE D'UN GENERATEUR PV.....	49
II-5- PARAMETRES INTERVENANT DANS LE RENDEMENT DES MODULES PV.....	53
II-5-1 EFFET DE L'ECLAIREMENT SUR UN MODULE PV.....	54
II-5-2 EFFET DE LA TEMPERATURE SUR UN MODULE PV	54
II-5-3 EFFET DES RESISTANCES R_p ET R_s	55
II-5-4 EFFET DU FACTEUR D'IDEALITE a	56
II-6- CONCLUSION.....	56

CHAPITRE III

APPROCHE COMPARATIF : MODELE 1-D , MODELE 2-D

III-1- INTRODUCTION.....	58
III-2- DETERMINATION DES PARAMETRES INCONNUS	59
III-3- ALGORITHME NUMERIQUE UTILISE.....	62
III-4- MODULES PV UTILISE POUR LA VALIDATION & COMPARAISON.....	63
III-5- RESULTATS DES PARAMETRES INCONNUS GENERE PAR LA METHODE NEWTON- RAPHSON.....	64
III-6- CONCLUSION.....	65

CHAPITRE IV

RESULTATS & DISCUSSIONS

IV-1- INTRODUCTION.....	67
IV-2- IMPACT DE L'ECLAIRAMENT.....	67
IV-3- IMPACT DE LA TEMPERATURE.....	69
IV-4- CALCUL D'ERREUR.....	71
IV-4-1 ERREUR EN P_{mp}	71
IV-4-2 ERREUR EN V_{oc}	74
IV-4-3 ERREUR EN I_{sc}	76
IV-5- INTERPRETATION DES RESULTATS	77
IV-6- CONCLUSION.....	79

CHAPITRE V

MODELISATION DE L'I-106 AVEC RESEAUX DE NEURONES

V-1- INTRODUCTION.....	81
V-2- APERCU SUR LA THEORIE DES RESEAUX DE NEURONES	82
V-2-1 FONDEMENT BIOLOGIQUE	82
V-2-2 MODELISATION MATHEMATIQUE DU NEURONE BIOLOGIQUE	83
V-2-3 ARCHITECTURE DES RESEAUX DE NEURONES	84
V-2-4 PROCESSUS D'APPRENTISSAGE	87
V-2-5 PERCEPTRON MULTICOUCHE (MLP).....	90
V-3- CARACTERISATION DU MODULE I-106 AVEC RESEAUX DE NEURONES	96
V-3-1 COLLECTE D'UNE BASE DE DONNEE	96
V-3-2 CHOIX DE L'ARCHITECTURE DU RESEAU	98
V-3-3 PHASE D'APPRENTISSAGE	102
V-3-4 PHASE DE TEST ET MESURE DE LA PERFORMANCE DU MODELE ANN	102
V-4- OBTENTION DE LA COURBE I-V EN STC AVEC LE MODELE ANN	104
V-5- CONCLUSION.....	105
CONCLUSION GENERALE.....	106
BIBLIOGRAPHIE.....	109
ANNEXES.....	115

LISTE DES TABLEAUX

<u>Tableau I-1</u> Comparatif des différentes cellules-PV à base de silicium cristallin.....	27
<u>Tableau I-2</u> Performance de la filière Silicium simple jonction.....	34
<u>Tableau I-3</u> Etat comparatif pour quelques technologies.....	38
<u>Tableau II-1</u> Caractéristiques physiques et électrique du Module BP Solar MSX60-.....	53
<u>Tableau III-1</u> Spécification des six modules PV utilisés.....	63
<u>Tableau III-2</u> Paramètres pour le Modèle 1-D.....	64
<u>Tableau III-3</u> Paramètres pour le Modèle 2-D.....	65
<u>Tableau IV-1</u> Erreurs relatives en Pmp et Vmp pour différentes valeurs de température (Module PV poly-cristallin S36).....	77
<u>Tableau IV-2</u> Erreurs relatives en Pmp et Vmp pour différentes valeurs de température (Module PV mono-cristallin SP-70).....	78
<u>Tableau IV-3</u> Erreurs relatives en Pmp et Vmp pour différentes valeurs de température (Module PV couches minces ST40).....	79
<u>Tableau V-1</u> Fonction d'activation (transfert)	84
<u>Tableau V-2</u> Paramètres électriques du module PV ISOFOTON I-106.....	96
<u>Tableau V-3</u> Valeurs de G et de T pour les 12 courbes utilisées.....	97
<u>Tableau V-4</u> Valeurs des erreurs d'apprentissage et de test associé à chaque architecture.....	100
<u>Tableau V-5</u> Paramètres optimisés de notre réseau de neurones.....	101
<u>Tableau V-6</u> Paramètres électriques du modèle ANN et valeurs de l'erreur% / STC.....	104

LISTE DES FIGURES

<u>Figure I-1</u> Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, Notion de la convention AM.....	17
<u>Figure I-2</u> Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle en kWh/m ² /jour	18
<u>Figure I-3</u> Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM. (Source NREL solar spectrum).....	19
<u>Figure I-4</u> Cellule, Panneau, Champ photovoltaïque.....	20
<u>Figure I-5</u> Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	21
<u>Figure I-6</u> Caractéristique des courbes I-V et P-V.....	21
<u>Figure I-7</u> Notion de facteur de forme (FF) pour une cellule photoélectrique.....	23
<u>Figure I-8</u> Processus de fabrication d'un module photovoltaïque à base de cellules en Silicium Cristallin.....	24
<u>Figure I-9</u> Coupe d'un module PV avec cadre.....	24
<u>Figure I-10</u> Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.....	25
<u>Figure I-11</u> Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin.....	26
<u>Figure I-12</u> Principe de la cellule à hétérojonction.....	28
<u>Figure I-13</u> Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque.....	29
<u>Figure I-14</u> Schéma de principe d'une cellule organique	30
<u>Figure I-15</u> Cellule solaire tout organique sur substrat souple.....	31
<u>Figure I-16</u> Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin (couche mince).....	32
<u>Figure I-17</u> Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium amorphe (a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée.....	34
<u>Figure I-18</u> Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS.....	35
<u>Figure I-19</u> Caractéristique courant-tension d'une cellule CIGS (a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée.....	36
<u>Figure I-20</u> Cellule Tandem a-Si/μc-Si & spectre solaire et spectres d'absorption.....	37
<u>Figure I-21</u> Caractéristique courant-tension d'une cellule Tandem a-Si/μc-S (a) Courberéelle, (b) Courbe simulée.....	37
<u>Figure I-22</u> Caractéristiques électriques simulées de cellules à simple jonction issues de différentes filières photovoltaïques.....	39
<u>Figure I-23</u> Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire. (Source NREL).....	40
<u>Figure II-1</u> Schéma d'application de l'effet photovoltaïque.....	43
<u>Figure II-2</u> Circuit équivalent d'une cellule PV –Model idéal-.....	43
<u>Figure II-3</u> Circuit équivalent d'une cellule PV –Rs-Model -.....	44
<u>Figure II-4</u> Circuit équivalent d'une cellule PV –Modèle 1-D -.....	45
<u>Figure II-5</u> Schéma électrique équivalent d'une cellule en silicium cristallin-modèle 2-D.....	46
<u>Figure II-6</u> caractéristiques I-V d'une cellule en silicium cristallin.....	48
<u>Figure II-7</u> caractéristiques P-V d'une cellule en silicium cristallin.....	48

Figure II-8	Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série.....	49
Figure II-9	Caractéristiques résultant d'un groupement de np cellules en parallèle.....	50
Figure II-10	51
(a)	Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections	
(b)	Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation IPV.	
Figure II-11	Caractéristique I(V) d'un panneau photovoltaïque BP 585 et effet d'occultation d'une des 36 cellules qui composent le module PV.....	52
Figure II-12	Fluctuations de la courbe I-V pour T constante ($T=25C^{\circ}$), et G variable.....	54
Figure II-13	Fluctuations de la courbe I-V pour G constante ($G=1000w/m^2$), et T variable.....	54
Figure II-14	Courbe I-V pour différentes valeurs de R_s	55
Figure II-15	Courbe I-V pour différentes valeurs de R_p	55
Figure II-16	Courbe I-V pour différentes valeurs de a.....	56
Figure III-1	Schéma Bloc d'un Module photovoltaïque.....	59
Figure III-2	Algorithme Correspondant.....	62
Figure IV-1	Courbe I-V pour différents niveaux d'éclairement et à $T=25C$ (ModulePVKC200GT).....	67
Figure IV-2	Courbe I-V pour différents niveaux d'éclairement et à $T=25C^{\circ}$ (ModulePVSQ150PC).....	68
Figure IV-3	Courbe I-V pour différents niveaux d'éclairement et à $T=25C^{\circ}$ (ModulePVST40).....	68
Figure IV-4	Courbe I-V pour différents niveaux de température et $G=1000w/m^2$ (ModulePVSQ150PC).....	69
Figure IV-5	Courbe I-V pour différents niveaux de température et $G=1000w/m^2$ (ModulePVKC200GT).....	70
Figure IV-6	Courbe I-V pour différents niveaux de température et $G=1000w/m^2$ (ModulePVST40).....	70
Figure IV-7	Erreur relative en P_{mp} pour différentes valeurs de G et $T=25C^{\circ}$ (Module PV KC200GT).....	71
Figure IV-8	Erreur relative en P_{mp} pour différentes valeurs de G et $T=25C^{\circ}$ (Module PV SQ150PC).....	71
Figure IV-9	Erreur relative en P_{mp} différentes valeurs de G et $T=25C^{\circ}$ (Module PV ST40).....	72
Figure IV-10	Erreur relative en P_{mp} pour différentes valeurs de T et $G=1000w/m^2$ (Module PV KC200GT).....	72
Figure IV-11	Erreur relative en P_{mp} pour différentes valeurs de T et $G=1000w/m^2$ (Module PV SQ150PC).....	73
Figure IV-12	Erreur relative en P_{mp} pour différentes valeurs de T et $G=1000w/m^2$ (Module PV ST40).....	73
Figure IV-13	Erreur relative en V_{oc} pour différentes valeurs de G et $T=25C^{\circ}$ (Module PV KC200GT).....	74
Figure IV-14	Erreur relative en V_{oc} pour différentes valeurs de G et $T=25C^{\circ}$	

(Module PV SQ150PC).....	74
<u>Figure IV-15</u> Erreur relative en Voc différentes valeurs de G et T=25C°	
(Module PV ST40).....	75
<u>Figure IV-16</u> Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de T et G=1000w/m ²	
(Module PV KC200GT).....	75
<u>Figure IV-17</u> Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de T et G=1000w/m ²	
(Module PV SQ150PC).....	76
<u>Figure IV-18</u> Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de T et G=1000w/m ²	
(Module PV ST40).....	76
<u>Figure V-1</u> Neurone biologique.....	82
<u>Figure V-2</u> Modèle d'un neurone artificiel.....	83
<u>Figure V-3</u> Réseau multicouche classique (statique)	85
<u>Figure V-4</u> Réseau multicouche à connexion locales.....	85
<u>Figure V-5</u> Architecture d'un réseau récurrent multicouche.....	86
<u>Figure V-6</u> Principe d'apprentissage	87
<u>Figure V-7</u> Schéma bloc de l'apprentissage supervisé.....	89
<u>Figure V-8</u> Illustration de l'arrêt prématuré de l'apprentissage	95
<u>Figure V-9</u> Exemple de courbes I-V utilisées.....	97
<u>Figure V-10</u> Architecture de l'MLP associé à l'équation V-47.....	98
<u>Figure V-11</u> Architecture de l'MLP associé à l'équation V-47.....	99
<u>Figure V-12</u> Erreur d'apprentissage et de Test en fonction du N°de l'architecture choisie.....	101
<u>Figure V-13</u> Organigramme pour le programme d'apprentissage.....	102
<u>Figure V-14</u> Performance du modèle ANN pour les différentes courbes d'apprentissage.....	103
<u>Figure V-15</u> Performance du modèle ANN obtenu en STC.....	104

NOMENCLATURE

AM : Air Masse.

θ : Angle de pénétration.

S.T.C. : Standard Test Conditions

E : Energie d'un photon.

h : Constante de Planck.

c : Vitesse de la lumière.

λ : Longueur d'onde.

η : Rendement d'un photo-générateur .

S : Surface du photo-générateur.

I_{sc} : Courant en court circuit (short circuit).

V_{oc} : Tension en circuit ouvert (open circuit).

P_{mp} : Point Max de Puissance.

P_c : Puissance maximale au condition STC, **P_c** [W_c] (puissance crête) .

FF : Facteur de Forme (fill factor).

G : Eclairement.

I : Courant fourni par la cellule

V : Tension au borne de la cellule.

I_{PV} : Photon-courant de la cellule.

I_D : Courant qui parcourt la diode.

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.

V_T : Potentielle thermodynamique.

k : Constante de Boltzmann ($1.38.10^{-23}$ Joules/Kelvin).

T : Température de la cellule en Kelvin.

q : Charge d'un électron = $1,6.10^{-19}C$.

a : Facteur d'idéalité de la jonction.

R_s : Résistance série caractérisant les diverses résistances de contacts et de connexions

R_p : Résistance modélisant les courants de fuites de la jonction

I_{01} : Courant de saturation inverse de la diode D1.

I_{02} : Courant de saturation inverse de la diode D2..

V_{T1} : Potentielle thermodynamique de la diode D1.

V_{T2} : Potentielle thermodynamique de la diode D2. .

a_1 : Facteur d'idéalité de la jonction de la diode D1.

a_2 : Facteur d'idéalité de la jonction de la diode D2.

c-Si : Silicium cristallin.

mc-Si : Silicium monocristallin

- pc-Si** : Silicium poly-cristallin.
- a-Si** : Silicium amorphe.
- TF-Si** : Thin-film Silicon.
- Kerf** : Perte en découpe.
- CIS** : Cuivre Indium Selenium.
- GaAs** : Galium Arsenis.
- AlGaAs** : Aluminium Galium Arsenis..
- InGaAs** : Indium Galium Arsenis
- CdTe** : Tellurure de Cadmium
- CIGS** : Cuivre Indium/Galium Selenium
- Sez** : Selenium
- PECVD** : Plasma- Enhanced Chemical Vapor Deposition.
- TCO** : Transparent Conductive Oxide.
- CdS** : Sulfure de Cadmium.
- ZnS** : Zinc Sulfuré.
- ZnO** : Oxyde de Zinc.
- EVA** : Ethylène Acrylate de Vinyle: film thermoplastique transparent pour encapsulation des cellules PV
- Film TEDLAR** : Film transparent sert de support.
- P_j** : entrée du réseau de neurone.
- W_{ij}** : vecteur des poids (pondérations).
- b** : biais du neurone (seuil d'activation).
- n** : niveau d'activation du neurone.
- f** : fonction de transfert (fonction d'activation).
- D** : sortie du neurone.
- i** : indice désignant le numéro de neurone dans une couche.
- j** : indice désignant le numéro de l'entrée.
- R** : nombre de stimulus (entrées).
- S** : nombre de neurones d'une même couche.
- $W_{ij}(t)$** : vecteur des poids à l'instant (t) .
- $W_{ij}(t+1)$** : vecteur des poids à l'instant $(t+1)$.
- $\Delta W_{ij}(t)$** : changement dans le vecteur des poids.
- $p(t)$** : stimulus que l'on applique aux entrées au temps (t) .
- $D_i(t)$** : la sortie que l'on obtient pour le neurone i au temps (t) .
- $d_i(t)$** : la sortie que l'on désire obtenir pour le neurone i au temps (t) .
- $e_i(t)$** : l'erreur en sortie.
- $e(t)$** : forme vectorielle de $e_i(t)$.
- F** : indice de performance du réseau de neurone.
- η** : vitesse d'apprentissage (le pas d'apprentissage).
- $X(t)$** : direction dans laquelle nous allons chercher le minimum de l'erreur.
- $\nabla F(t)$** : le gradient de F par rapport aux poids W .
- MLP** : Multi Layer Perceptron (perceptron multi couche).
- D^k, f^k, W^k, b^k** : sortie, fonction de transfert, poids, biais, d'une couche k dans un MLP.

M : le nombre totale de couches cachées.

\mathbf{p}_q : vecteur stimulus.

\mathbf{d}_q : vecteur cibles.

$E[]$: l'espérance mathématique.

\hat{F} : Erreur instantanée.

$\Delta \mathbf{W}_{i,j}^k(\mathbf{t})$: changement des poids à l'instant t dans la couche k.

$\Delta \mathbf{b}_{i,j}^k(\mathbf{t})$: changement des biais à l'instant t dans la couche k.

$\Delta \mathbf{W}^k(\mathbf{t})$: forme matricielle de $\Delta W_{i,j}^k(\mathbf{t})$.

$\Delta \mathbf{b}^k(\mathbf{t})$: forme matricielle de $\Delta b_{i,j}^k(\mathbf{t})$.

\mathbf{n}_i^k : Niveau d'activation d'un neurone i de la couche k.

s_i^k : la sensibilité d'un neurone i de la couche k.

\mathbf{s}^k : la forme matricielle de s_i^k .

MSE : Mean Square Error (erreur quadratique moyenne).

$$\dot{f}^k(\mathbf{n}_j^k) = \frac{\partial f^k(n_j^k)}{\partial n_j^k}$$

$\dot{\mathbf{F}}(\mathbf{n}^k)$: forme matricielle de $\dot{f}^k(\mathbf{n}_j^k)$.

f : fonction qui relie les entrées et les sorties du modèle ANN.

NC1 : nombre de neurones dans la première couche caché.

NC2 : nombre de neurones dans la deuxième couche caché.

\mathcal{S} : seuil d'estimation.

N : nombre d'itération.

\mathbf{P}_{mp_ANN} : P_{mp} du modèle ANN.

\mathbf{V}_{mp_ANN} : V_{mp} du modèle ANN.

\mathbf{I}_{mp_ANN} : I_{mp} du modèle ANN.

\mathbf{I}_{sc_ANN} : I_{sc} du modèle ANN.

\mathbf{V}_{oc_ANN} : V_{oc} du modèle ANN.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

En Algérie et partout dans le monde la consommation en énergie électrique est en très forte croissance. Il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part, quels que soient les cas de figures envisagés. On parle périodiquement de diverses solutions techniques permettant de garder ce rythme de vie ; ça d'une part, d'autre part l'épuisement des ressources fossiles plus ou moins à long terme, la flambée des prix du brut, et la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie : l'utilisation et le développement des énergies renouvelables.

On considère qu'une énergie est renouvelable, toute source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable (d'où son nom) à l'échelle de l'homme mais aussi dans certains cas de l'humanité (solaire par exemple). Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le Soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), la Lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et la Terre (géothermique profonde...).

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante : La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque. Ce mode de production ne nécessite pas de réseau de distribution. En effet, on peut produire de l'énergie électrique là où on la consomme :

- ✓ Villages, maisons isolées (un tiers de la population mondiale n'a pas accès à l'énergie électrique).
- ✓ Relais de communication,
- ✓ Pompes de l'eau
- ✓ Refuges,
- ✓ ...

Le Soleil envoie chaque année à la surface de la Terre à peu près 10 000 fois plus d'énergie que la planète en consomme. Il est donc légitime d'essayer d'en tirer profit.

L'Algérie est un pays continent qui dispose de sources potentielles importantes en matière d'énergies renouvelables, même si leur contribution ne représente, pour le moment, pas plus de 2% de l'ensemble de la production électrique nationale. Désormais, le soleil est une nouvelle priorité énergétique. Il ne devrait plus se coucher, puisque notre gouvernement entend s'investir pleinement dans les énergies renouvelables. Ainsi une nouvelle ligne stratégique du secteur, dont la boussole est résolument tournée, cette fois-ci, vers le soleil. Un nouveau programme de développement sur ce secteur, se résumant à une soixantaine de projets (en grande majorité solaire), avec comme objectif, à l'horizon 2020, la production d'électricité de l'ordre de 3.000MW et une couverture de 40% des besoins d'électricité du pays en 2030[1].

L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité, représente l'une des ressources énergétiques renouvelables à part entière. Même si cette ressource est maintenant de mieux en mieux reconnue en tant que source potentielle d'énergie, cela n'a pas été facile face aux nombreux préjugés existants sur ce sujet. On a reproché par exemple à l'énergie solaire d'être intermittente (jour, nuit, saison), de ne pas être fiable et de dépenser plus d'énergie pour la conception d'un panneau solaire qu'il ne peut en fournir durant toute sa durée de vie. Ces affirmations sont en passe d'être aujourd'hui dénigrées par les progrès techniques accomplis sur les cellules photoélectriques mais également sur le traitement de l'énergie. Actuellement, la plupart des panneaux photovoltaïques produisent largement plus d'énergie au cours de leur vie que l'énergie nécessaire à leur production. On a vu apparaître ces dernières années la notion de remboursement énergétique noté EPT (EnergyPayback Time). Selon les technologies et les lieux de production, l'EPT s'étend de 2 à 4 ans pour des panneaux ayant une durée de vie de 15 à 25 ans. Les progrès de fabrication ont été considérables ces dernières années permettant d'avoir des fonctionnements de générateurs photovoltaïques garantis au-delà de 25 ans.

Si on se penche sur les diverses avancées technologiques effectuées ces dernières années, on voit apparaître dans la littérature de différents matériaux ainsi que plusieurs assemblages possibles pour créer un générateur photovoltaïque fiable. Pour l'utilisateur final, la nature technologique de la cellule utilisée pour produire de l'énergie importera donc peu en premier lieu. Les paramètres plus pertinents sont donc tout d'abord le prix du watt crête du module (DA/Wc), son rendement, sa durée de vie, sa taille, son poids, son apparence esthétique et l'impact de la fabrication et du retraitement sur l'environnement. Ainsi, en fonction des applications visées, chaque critère sera plus ou moins pondéré pour mieux sélectionner les meilleures combinaisons (système autonome hautement sécurisé, système de forte production pour la connexion réseau, production domestique, systèmes embarqués et portables, etc ...).

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension des différentes technologies de cellule et de module est cruciale pour continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact sur l'environnement en trouvant par exemple des solutions de recyclage dès la conception de nouveaux modules PV. De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles mais beaucoup exigent encore des travaux de recherche et de développement spécifiques pour atteindre le degré de maturité nécessaire à une forte production.

Dans le début de ce manuscrit, nous avons donc voulu faire un bilan des différentes filières technologiques photovoltaïques afin de mieux comprendre les avancées et les perspectives à venir. Ainsi, le chapitre I est consacré à la synthèse de l'état de l'art actuel sur les différents matériaux en précisant les rendements actuels et théoriques. Nous précisons également dans ce chapitre les différentes solutions envisageables pour créer une cellule et/ou un module PV.

Une caractérisation des modules photovoltaïque est effectuée dans le chapitre II, pour cela nous avons établie un état d'art sur les différentes représentations électriques d'une cellule solaire ainsi que les paramètres intervenant dans le rendement de cette dernière. Les modèles de représentation électriques d'une cellule solaire les plus convaincant sont le Modèle 1-D et le Modèle 2-D, dont les paramètres

inconnus sont déterminés à travers le chapitre III en utilisant une méthode de calcul numérique qui est celle de NEWTON-RAPHSON. Les résultats des deux méthodes sont confrontés avec les valeurs expérimentales dans le chapitre IV, ce qui confirme que le modèle 2-D est la meilleure représentation électrique d'une cellule photovoltaïque.

D'autres méthodes de modélisation des modules PV sont possibles telles que l'utilisation de l'intelligence artificielle, à cet effet et à travers le chapitre V, un modèle de modélisation à base de réseaux de neurones artificiels (ANN) a été développé afin d'obtenir la courbe I-V du module PV monocristallin ISOFOTON I-106 en STC.

En fin, une conclusion synthétise les résultats obtenus et donne un aperçu sur les perspectives qui peuvent être développées pour mieux comprendre ce sujet.

CHAPITRE I

ETAT D'ART : MODULES PHOTOVOLTAIQUES

I-1- INTRODUCTION

I-2-L'ENERGIE SOLAIRE

I-3- CONVERTION PHOTOVOLTAIQUE

I-3-1 PRINCIPE DE LA CONVERTION PHOTOVOLTAIQUE

I-3-2 COURBES I-V ET P-V D'UNE CELLULE SOLAIRE

I-3-3 RENDEMENT D'UN PHOTOGENERATEUR

I-3-4 FACTEUR DE FORME

I-4-LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAIQUES

I-4-1 LA FILIERE A BASE DE SILICIUM CRISTALLIN

I-4-2 LES CELLULES MULTI-JONCTIONS A HAUT RENDEMENT

I-4-3 NOUVELLE TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAIQUE

I-4-4 TECHNOLOGIE COUCHE-MINCE

I-5- COMPARATIF DE QUELQUES TECHNOLOGIES

I-6- CONCLUSION

I-1- INTRODUCTION

Dans ce chapitre il nous a semblé intéressant d'exposer un bilan, par filière technologique, des principaux axes de développement photovoltaïques afin de mieux appréhender les potentialités de chacune. Ainsi, en comprenant mieux les fondamentaux, cela nous permettra de comprendre les propriétés de conversion de chaque solution technologique mais aussi ses limites.

Nous rappelons brièvement le principe de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique reposant sur l'effet photoélectrique, c'est à dire sur la capacité des photons à créer des porteurs de charge (électrons et trous) dans un matériau. Nous nous sommes attachés à utiliser des modèles électriques simplifiés pour décrire le comportement des différentes cellules rencontrées tout au long de ce chapitre. La technologie photovoltaïque la plus utilisée depuis la création des premières cellules correspond à la filière silicium de type cristallin, mais actuellement, cette filière n'est pas la seule à participer dans la production mondiale pour les applications terrestres. Ceci peut s'expliquer par le fait que l'industrie photovoltaïque profite régulièrement du développement de l'industrie des semi-conducteurs qui est capable de fournir une matière première d'excellente qualité pour les panneaux solaires ainsi que des processus de fabrication totalement maîtrisés. Selon la qualité du silicium, nous rappelons les performances. Nous présentons ensuite le principe de fabrication des cellules multi-jonctions à haut rendement dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales où les performances de la cellule priment sur les coûts de fabrication. Nous parlons ensuite d'une des nouvelles générations de cellules solaires, qui utilise de nouveaux matériaux de type organique. Ces nouveaux composés pourraient révolutionner le marché du PV grâce à leur faible coût de fabrication et leur facilité d'utilisation (flexibilité, légèreté). La recherche dans ce domaine est extrêmement active depuis plusieurs années et les avancées sont rapides. Nous abordons enfin le large domaine des cellules PV dites couche mince (« Thin-Film ») qui constitue ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin. Leur principal atout vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques (première génération). Les cellules couche mince les plus développées utilisent comme matériau de base le silicium amorphe, le CIGS, le CdTe et on trouve de plus en plus de cellules multi-jonction améliorant d'autant les performances de cette filière.

Pour conclure cet état de l'art, nous exposerons un état comparatif pour quelques technologies illustrées dans ce chapitre.

I-2- L'ENERGIE SOLAIRE

Un faisceau lumineux est un déplacement de petits corps porteur d'énergie appelés photons, la lumière est décrite également comme une onde électromagnétique dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2 μm) à l'infrarouge lointain (3 μm) [2]. On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [1]

L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m² (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Figure I-1) (cette valeur varie de quelques% dans l'année à cause des légères variations de la distance terre-soleil). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avoisine les 833 W/m² (AM1.5).

En chaque point [3], la valeur de la masse d'air est donnée par l'Équation I-1 :

$$AM \approx 1 / \sin\theta \dots\dots\dots I-1$$

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m², la Figure I-1 correspondant à nos latitudes.

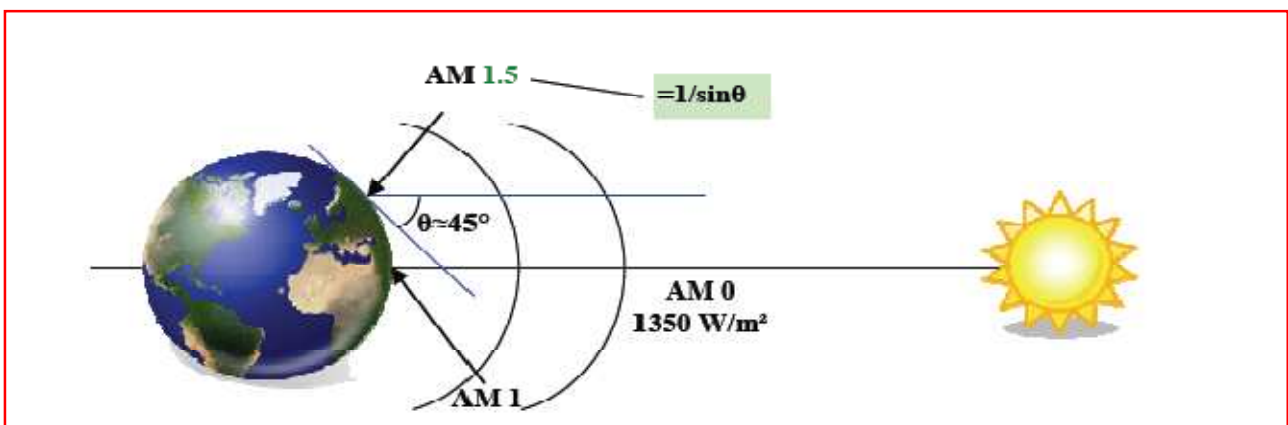


Figure I-1 Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G ou AM1.5D.

Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de $\approx 45^\circ$ par rapport au zénith). Le « G » représente le rayonnement "global" incluant rayonnement direct et rayonnement diffus et la lettre « D » tient compte seulement du rayonnement direct.

Normalisation

Les conditions standards de qualification des modules photovoltaïques sont : un spectre AM1.5 sous un éclairage de $1000\text{W}/\text{m}^2$ et une température de 25°C . [2]

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus (S.T.C. : Standard Test Conditions).

Signalons que l'irradiation solaire dépend :

- de l'orientation et l'inclinaison de la surface,
- de la latitude du lieu et son degré de pollution,
- de la période de l'année,
- de l'instant considéré dans la journée,

La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité dans l'espace et le temps de l'irradiation journalière. Des cartes météorologiques sont établies et nous renseignent sur l'irradiation moyenne par jour ou bien sur une année [4].

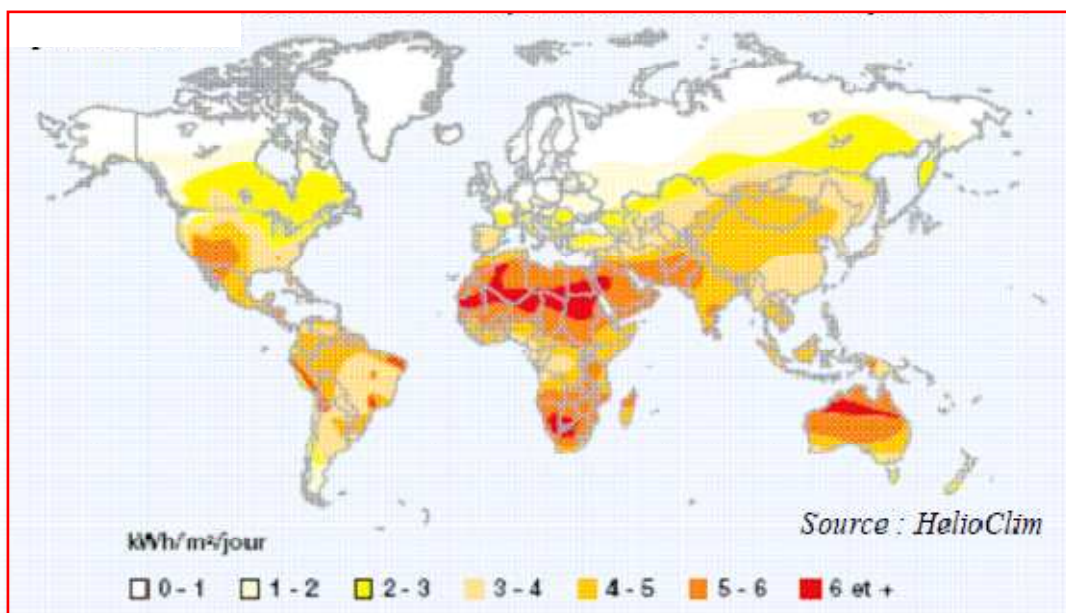


Figure I-2 Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle en $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{jour}$

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique [3]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = h \cdot c / \lambda \dots\dots\dots I-2$$

Où :

h : la constante de Planck

c : la vitesse de la lumière

λ : la longueur d'onde

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte value à Albert Einstein le prix Nobel en 1905.

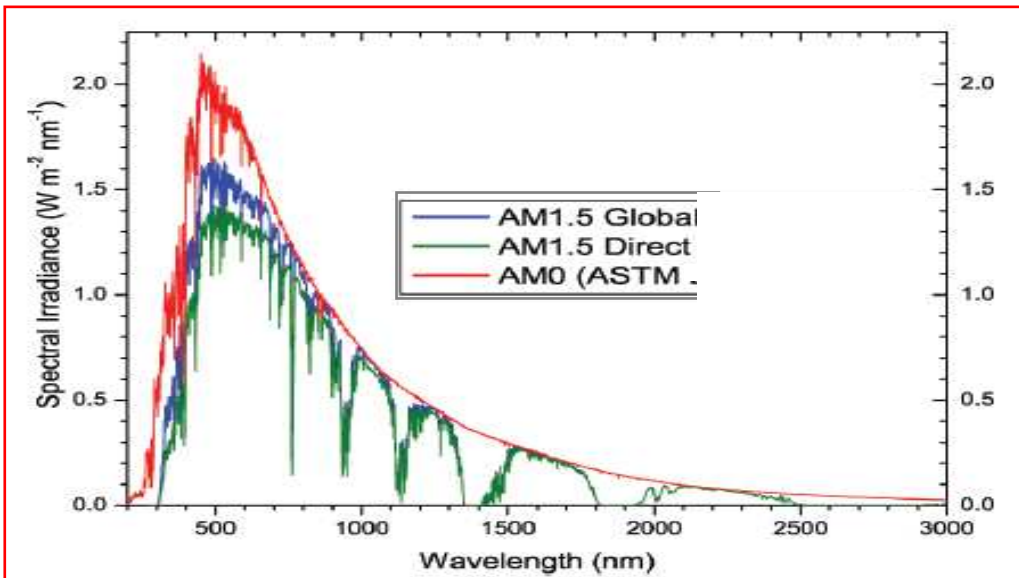


Figure I-3 Spectres Solaires en plusieurs conditions de AM. (Source NREL solar spectrum)

I-3- CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

I-3-1- PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module photovoltaïque). Plusieurs modules qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque. Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique - l'effet photovoltaïque - ou la technologie associée.

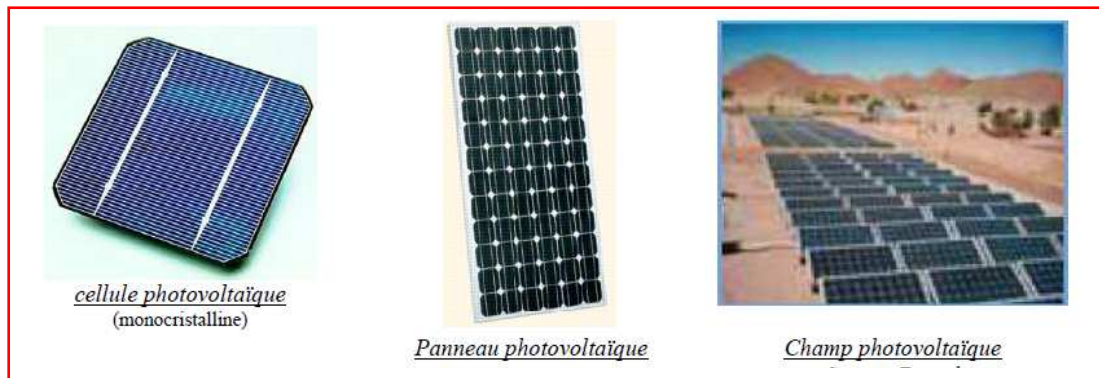


Figure I-4 Cellule, Panneau, Champ photovoltaïque

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [5].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer tout ou partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées sur un matériau semi-conducteur ayant un dopage type N sur une face, et un dopage type P sur l'autre face (Le dopage de type N consiste à avoir un excès d'électrons dans le matériau, Le dopage de type P consiste à avoir un excès de trous dans le matériau)

L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou (Figure I-5). Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de dopage pour créer une jonction permettant de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes.

Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm.

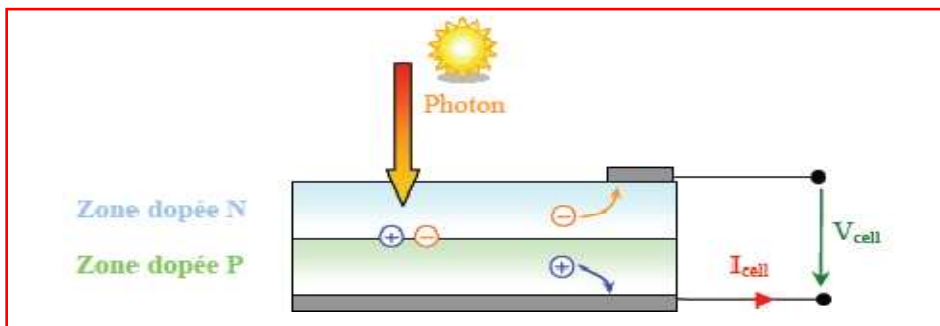


Figure I-5 Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau ne pourra pas arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau, ...).

I-3-2- COURBE I(V) ET P(V) D'UNE CELLULE SOLAIRE

La différence de potentiel présentée aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule PV est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court-circuit (I_{sc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement.

La Figure I-6 représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ et $P_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant [6].

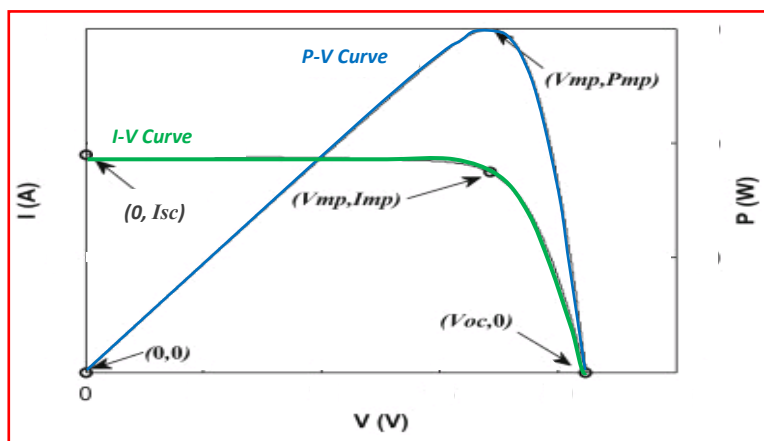


Figure I-6 Caractéristique des courbes I-V et P-V

L'utilisation optimale d'une photopile consiste à faire fonctionner une charge sous la tension maximale et à un courant maximal c'est-à-dire au point de puissance maximale P_{mp} .

La puissance maximale P_{mp} est fonction de l'éclairement. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC, on parle de puissance crête P_c [Wc].

I-3-3 RENDEMENT D'UN PHOTO-GENERATEUR

On parle souvent de rendement de conversion pour des cellules photovoltaïques, ce terme correspond à la capacité de la cellule à transformer l'énergie des photons qui la percutent. Ces mesures sont aujourd'hui normalisées. Les cellules solaires sont donc testées par les constructeurs sous un spectre lumineux artificiel correspondant à un spectre solaire typique AM1.5 (soit à l'irradiance totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de 0° avec un angle de 48°) sous une température fixe de 25°C. Pour simplifier, cette convention a permis de normaliser les rendements donnés dans les notices des capteurs afin de pouvoir les comparer. La puissance moyenne totale reçue lors des tests par les cellules assemblées en module PV est de 1000W/m² sous 25°C.

Le rendement η d'un photo-générateur est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance lumineuse reçue par le photo-générateur [2], comme l'illustre l'équation suivante :

$$\eta = P_{mp} / G.S \dots\dots\dots I-3$$

(S est la surface du photo-générateur)

On peut calculer ce rendement pour différents éclaircissement, mais le plus souvent, c'est dans les conditions STC qu'il est donné et on le calcule avec la puissance crête :

$$\eta = P_c / 1000.S \dots\dots\dots I-4$$

De nombreux scientifiques travaillent sur l'augmentation des rendements de conversion des cellules photovoltaïques. Actuellement, les panneaux commerciaux ont pour la plupart d'entre eux, un rendement d'environ 14%. Ceci peut se traduire par la production de 140 Watts crêtes pour un module PV qui reçoit 1000 W/m². Les recherches sur les matériaux qui constituent les cellules sont en plein essor de même que celles sur l'optimisation de fabrication de cellules et de panneaux PV. Pour mieux situer nos travaux sur les systèmes de conversion juste à la sortie des cellules et des panneaux, il nous a semblé important de faire une synthèse des avancées actuelles accomplies sur la production de l'énergie PV. Les sections suivantes de ce chapitre exposent ainsi les avancés et les innovations majeures apportées aux matériaux photovoltaïques dans la course au rendement énergétique. Auparavant, nous rappelons brièvement les modélisations électriques que nous utilisons et les principales définitions en vigueur.

I-3-4 FACTEUR DE FORME -FF-

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de forme (facteur de remplissage) ou fill factor (FF). Il est illustré sur la Figure I-7. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{sc} \cdot V_{oc}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

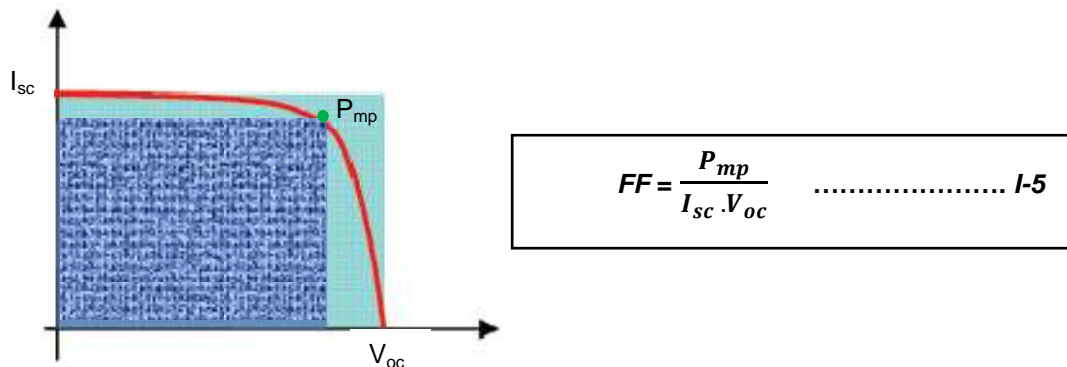


Figure I-7 Notion de facteur de forme (FF) pour une cellule photoélectrique

I-4- LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAIQUES

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de développement. Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium).

Nous allons donc, faire un bref passage sur les différentes filières photovoltaïques afin d'avoir une idée globale sur l'ensemble des technologies associées à ce domaine de recherche

I-4-1- LA FILIERE A BASE DE SILICIUM CRISTALLIN

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzéux (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement. Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (wafers). Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P,B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N. La diffusion d'éléments dopants (bore, phosphore) modifie l'équilibre électronique de ces plaquettes (wafers), ce qui les transforme en cellules sensibles à la lumière.

Les cellules à partir de plaquettes de silicium cristallisé (c-Si) se divisent en deux catégories distinctes, celles à partir de silicium monocristallin (mc-Si) et celles à partir de silicium poly- cristallin (pc-Si). Le silicium monocristallin est plus cher que le silicium poly-cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement record sur petite cellule en laboratoire [7, 8].

Les cellules monocristallines et polycristallines sont fragiles. Elles sont donc placées entre deux plaques de verre (encapsulation) afin de former un module. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, mais la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût de revient total.

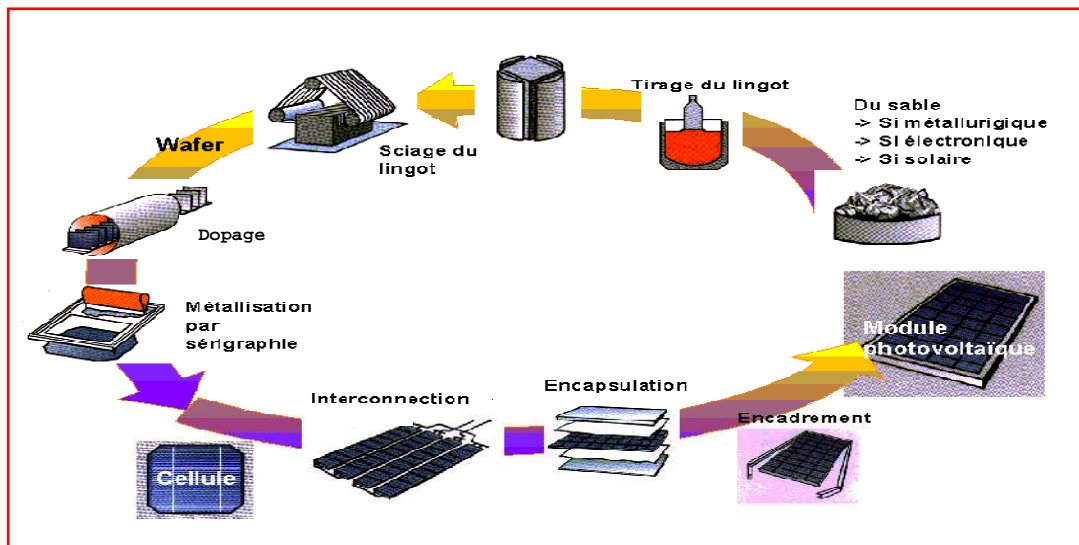


Figure I-8 Processus de fabrication d'un module photovoltaïque à base de cellules en Silicium Cristallin

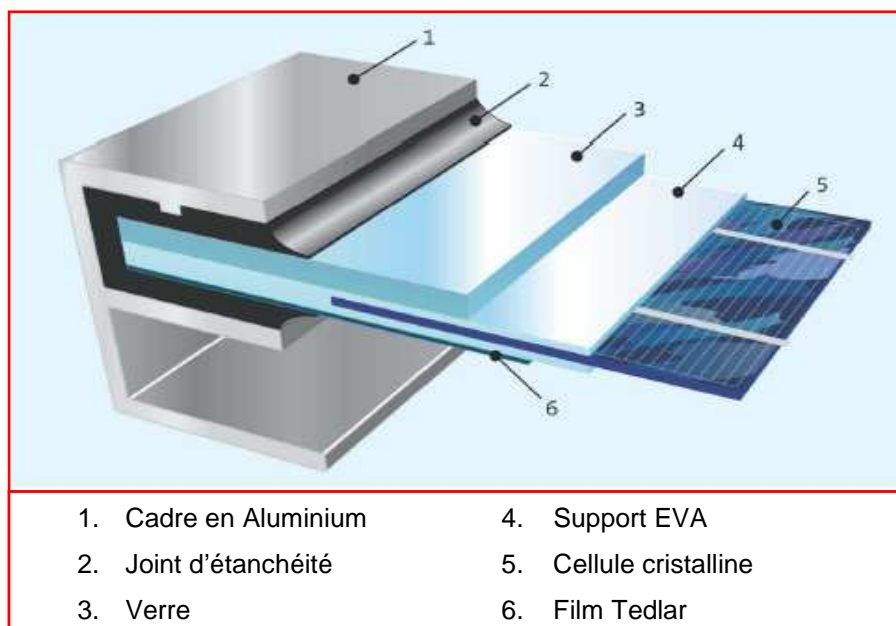


Figure I-9 Coupe d'un module PV avec cadre.

Toutes les étapes du processus de fabrication ne cessent de progresser régulièrement afin de viser le plus possible les rendements théoriques calculés tout en évitant d'augmenter le prix des modules. Il reste encore aujourd'hui un large potentiel d'optimisation. La première étape consiste à fabriquer des lingots à base de silicium pur pour les différents processus de fusion et de cristallisation du silicium. Le matériau supérieur est le silicium monocristallin, typiquement produit par la méthode de Czochralski, consistant à introduire un germe préformé monocristallin dans le lingot de silicium en fusion [9]. Le silicium se solidifie sur ce germe et garde la même organisation cristalline que celui-ci. Le matériau inférieur est le silicium polycristallin, produit en lingots par le biais de différents procédés de fusion et de solidification du silicium. Sa cristallisation est assurée par un contrôle de la température de solidification.

Au fur et à mesure, les dimensions des lingots ont évolué avec la technologie passant de 30kg à 100kg pour le monocristallin et de 150 kg à 250 kg pour le poly-cristallin [10]. Un problème reste cependant constant concernant la découpe des lingots en lamelles (wafers) qui entraîne une perte importante de matière (kerf). En effet, après la solidification, les lingots sont découpés en fine couche d'environ 300 μm d'épaisseur grâce à un fil de diamant abrasif de 150 μm de diamètre [11]. Actuellement, les wafers ont une taille de 125 x 125 mm pour une épaisseur de 330 μm .

Aujourd'hui, en plus d'obtenir des wafers plus fins, l'objectif est de réduire les pertes liées au sciage afin d'économiser le silicium. Les industriels du photovoltaïque développent des wafers de nouvelle génération de 210 x 210 mm² et plus large encore, tout en réduisant leur épaisseur pour arriver à un objectif de 100 μm , (Figure I-10) [12]. L'augmentation de la taille de ces cellules implique donc une augmentation de la puissance produite et donc du courant. Les cellules les plus performantes peuvent déjà fournir des courants de plus de 10 A sous une tension de 0.6V.



Figure I-10 Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.

Une troisième technologie utilise directement le tirage de rubans à partir de bains fondus [13]. Un ruban servant de substrat passe à travers un bain de silicium en fusion, une fine couche de silicium se dépose alors sur le substrat. Cette technique permet de réaliser des wafers plus minces (150 μm) et évite les pertes liées au sciage. Malgré la lenteur de déposition (quelques cm/min), la technologie ruban est un candidat prometteur à la réduction du prix du watt crête photovoltaïque.

Les wafers sont ensuite traités pour être dopés par diffusion dans le matériau même afin de constituer des jonctions PN.

La réflexion est à l'origine de pertes importantes pour la cellule. La texturisation est utilisée pour diminuer la réflectivité de la surface de la cellule. Cette opération vise à développer en surface un relief micrométrique, généralement de forme pyramidale. Le relief créé permet d'augmenter la surface et induit des réflexions multiples sur les facettes des pyramides. La texturisation assure ainsi le piégeage d'un maximum de lumière réduisant les pertes liées à la réflectivité. Différents procédés sont utilisés pour réaliser la texturisation : attaques chimiques de la surface (KOH, NaOH, acides), texturisation mécanique, plasma ou laser. Pour réduire encore plus la réflexion, une couche antireflet (CAR) est ajoutée.

- a. L'ajout de la couche antireflet et la réalisation des contacts électriques en face arrière et en face avant termine le processus de fabrication des cellules (Figure I-11). Les cellules photovoltaïques ainsi finies sont assemblées entre elles (en série et/ou en parallèle) et encapsulées pour devenir un module solaire photovoltaïque pouvant fonctionner pendant plus de 20 ans. En fonction de l'agencement des cellules dans le module, on obtient la puissance désirée pour une tension de sortie optimale correspondant au point de puissance maximum de l'ensemble (12, 24, 48V...). La grande majorité des panneaux actuels peuvent délivrer une puissance de 50 à 200 Wc.

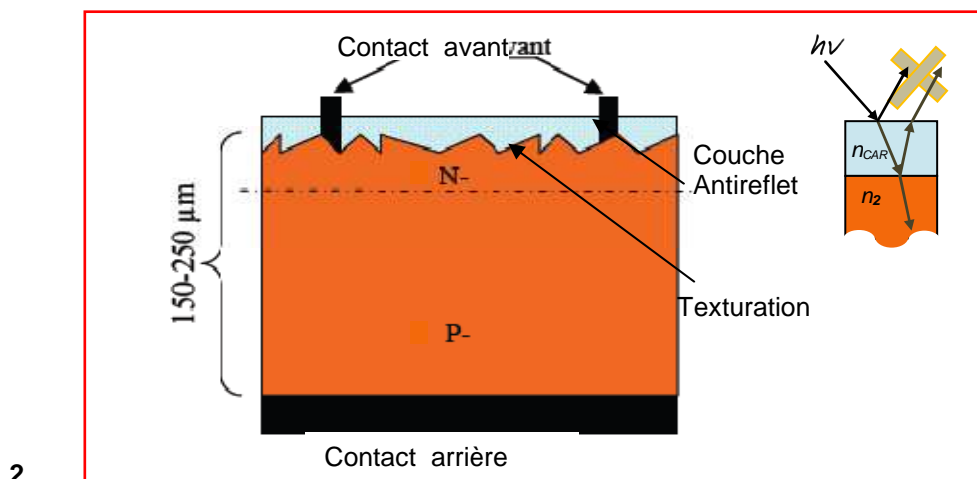


Figure I-11 Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin

A long terme, la technologie silicium a encore un grand rôle à jouer dans le développement photovoltaïque. Cependant, elle ne sera pas la seule technologie employée. En effet, pour baisser les prix et rendre abordable cette énergie, plusieurs tentatives de nouveaux développements technologiques existent actuellement. Nous présentons dans la suite de ce mémoire ceux qui nous semblent les plus prometteurs.


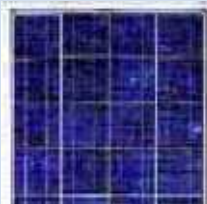

Cellules Monocristallines	Cellules Poly-cristallines	Cellule Amorphes
		
<p>Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium polycristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.</p>	<p>Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline. Durée de vie estimée \approx 30 ans.</p>	<p>Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies poly-cristallines ou monocristallines. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première. Nota : En chimie, un composé amorphe est un composé dans lequel les atomes ne respectent aucun ordre à moyenne et grande distance, ce qui le distingue des composés cristallisés. Les verres sont des composés amorphes.</p>

Tableau I-1 Comparatif des différents types de cellules-PV a base de silicium

I-4-2- LES CELLULES MULTI-JONCTIONS A HAUT RENDEMENT

Aujourd'hui, la plupart des cellules photovoltaïques inorganiques sont constituées d'une simple jonction PN. Dans cette jonction, seuls les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la bande interdite du matériau (notée E_g en eV) sont capables de créer des paires électron-trou. En d'autres termes, la réponse photovoltaïque d'une cellule simple jonction est limitée. Seule la proportion du spectre solaire dont l'énergie des photons est supérieure au gap d'absorption du matériau est utile, l'énergie des photons plus faible n'est donc pas utilisable. D'autre part, même si l'énergie des photons est suffisante, la probabilité de rencontrer un électron est faible. Ainsi, la plupart des photons traversent le matériau sans avoir transféré leur énergie. Une première réponse pour limiter les pertes est connue de longue date du point de vue technologique, il suffit d'utiliser des systèmes à plusieurs niveaux, en empilant des jonctions possédant des gaps décroissants, (Figure I-12). Ainsi il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversion très importants.

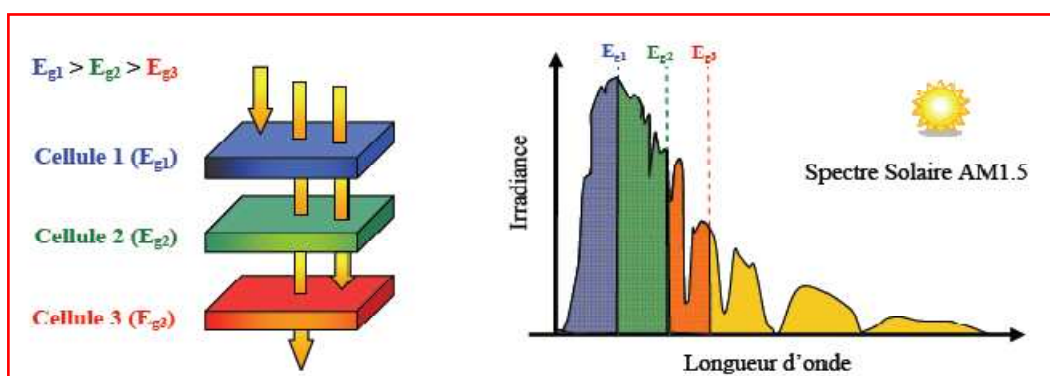


Figure I-12 Principe de la cellule à hétérojonction

Des cellules PV multi-jonctions à base d'associations de matériaux semi-conducteurs III-V (GaAs, AlGaAs, InGaAs, etc) ont ainsi été mises au point depuis les années 60 présentant des rendements très élevés supérieurs parfois à 40%. Elles ne sont pas connues du grand public à cause de leur coût de fabrication. Le développement des cellules à haut rendement a été motivé en priorité par les applications spatiales. En effet, dans ce domaine, le critère principal n'est pas le prix par watt crête (€/Wc) mais plutôt le nombre de watts par kilogramme (Wc/kg). Dès lors, il est compréhensible qu'on utilise les technologies photovoltaïques les plus performantes afin d'optimiser le poids de l'ensemble et faire en sorte qu'il soit le plus longtemps possible autonome.

Un dernier avantage à signaler pour ces cellules est leur robustesse vis-à-vis des radiations et des impacts. Au cours du temps, ces cellules ont démontré qu'il était possible d'avoir des générateurs d'énergie qui vieillissent d'une façon acceptable et qui peuvent produire de l'énergie même en ayant subi quelques détériorations. Le rendement des modules commercialisés contenant des cellules multi-jonction actuellement avoisine les 30% pour un spectre AM0. Certaines recherches se concentrent sur l'amélioration des technologies de fabrication pour en baisser le coût et les adapter aux besoins terrestres. Ils se frottent principalement aux problèmes d'interfaces et de passage de petits volumes de fabrication à des grandes quantités. Aujourd'hui, les véhicules de courses terrestres ou bateaux en utilisent pour assurer leur autonomie. Mais cela reste des cellules beaucoup trop chères pour des applications domestiques.

En utilisant des concentrateurs solaires, certains pensent pouvoir baisser les prix (moins de surface de cellule utilisée) et prendre une place dans le marché conventionnel terrestre. Ainsi, si on compare le meilleur rendement sans concentrateur d'une triple jonction GaInP/GaAs/Ge atteignant les 32%, cette même cellule arriverait à 40.7% avec concentrateur [14, 15]. On peut même envisager des rendements encore plus importants avec des cellules complexes de 4 à 6 jonctions voir plus [16]. L'idée basique du concentrateur photovoltaïque (CPV) est de réduire le prix de revient d'un système PV en focalisant les rayons lumineux sur une cellule solaire de surface F_c par le biais d'une lentille optique de surface F_o . Le ratio de concentration C est approximativement $C=F_o/F_c$ comme indiqué en Figure I-13.

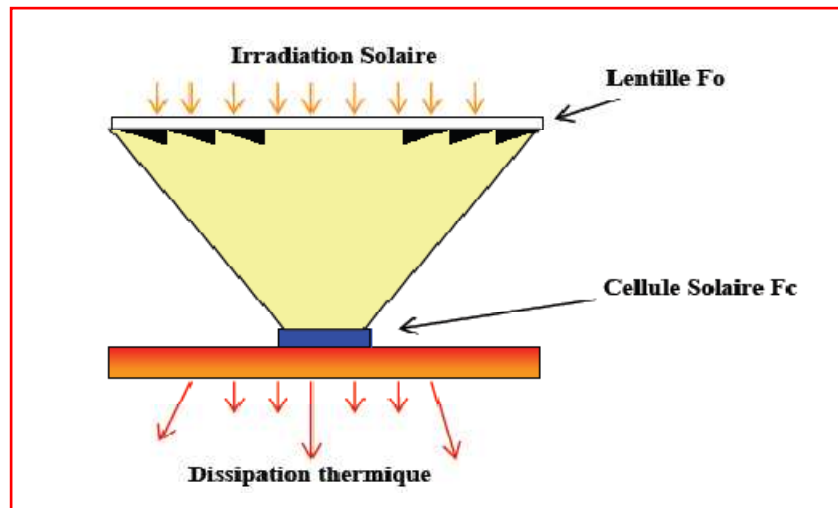


Figure I-13 Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque

La réduction de la surface des cellules permet d'utiliser des cellules plus performantes qui étaient encore trop chères pour être utilisées sur de grandes surfaces de modules PV. En pratique, la plus grande différence à noter entre un GPV composé de modules PV classiques et un CPV est la nécessité d'ajuster pour ce dernier l'orientation du système pour suivre la course du soleil. En effet, un mauvais angle de pénétration de la lumière pourrait priver complètement les cellules de lumière, d'autant plus que ces capteurs ne peuvent utiliser que le rayonnement direct du spectre solaire. Cette fonction, réalisée par un système suiveur ou tracker, doit être prise en compte dans le prix global du CPV et représente une part non négligeable de l'investissement rendant en fin de compte ce système encore trop coûteux pour le grand public. Le nombre d'exemples de centrales solaires à concentration montrent cependant bien l'intérêt de ces systèmes et leur viabilité [17,18]. Ils sont aujourd'hui destinés aux très grandes centrales énergétiques dépassant la centaine de kW. Des problèmes thermiques liés à la concentration des rayons sur les cellules nécessitent un dispositif de dissipation thermique performant. Une technique intéressante permet d'allier la production solaire photovoltaïque à la production solaire thermique, en récupérant la chaleur émise, par le biais d'un liquide caloporteur, et ainsi créer également un chauffe-eau solaire.

I-4-3- NOUVELLE TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUE

Dans le domaine de l'industrie des matériaux électroniques, se développe de nos jours en parallèle avec la technologie des semi-conducteurs classique une nouvelle électronique moins connue : c'est l'électronique organique ou plastique. Les matériaux fondamentaux de cette nouvelle technologie sont des composés organiques appelés polymères. Ces nouveaux matériaux peuvent être considérés comme des alternatives aux matériaux classiques vu la facilité de leur fabrication et leur faible coût. Les composants électroniques à base de polymère tels que les diodes (OLED : Organic Light-Emitting Diode), les transistors, les cellules PV, sont déjà disponibles dans le marché. Les matériaux organiques (polymériques) à base de carbone, d'hydrogène et d'azote, sont particulièrement intéressants en termes d'abondance, de coût, de poids et de mise en œuvre.

Une cellule photovoltaïque organique est composée d'une couche active organique entre deux électrodes. Une électrode transparente, généralement d'ITO (anode, oxyde d'indium et d'étain (In_2O_3)₉₀(SnO_2)₁₀), est déposée sur un substrat transparent comme du verre ou du plastique. Pour la cathode, de l'aluminium est déposé par évaporation sur la couche active. Cette couche active organique est composée de deux matériaux, l'un transporteur de trous, l'autre transporteur d'électrons (Figure I-14).

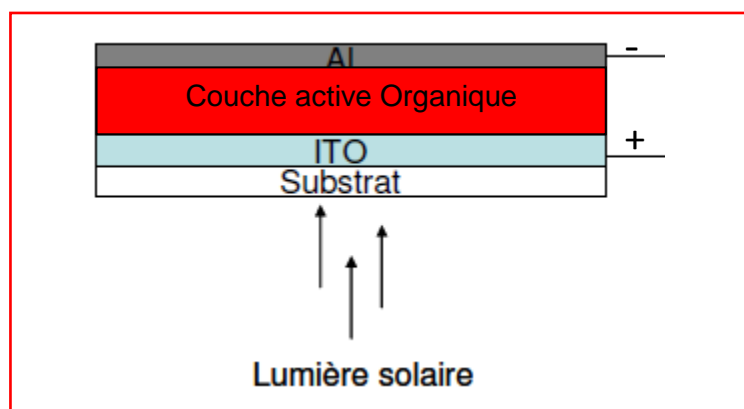


Figure I-14 Schéma de principe d'une cellule organique

Comme les semi-conducteurs, Les matériaux organiques possèdent des niveaux d'énergies susceptibles d'absorber les photons en créant des paires électron-trou utilisables grâce à des transitions entre les niveaux dits HOMO (High Occupied Molecular Orbital) et des niveaux dits LUMO (Lowest Unoccupied Molecular Orbital). En l'absence de séparation, les paires électron-trou peuvent se recombiner en émettant des photons de la longueur d'onde correspondante (fluorescence, luminescence) plutôt que se convertir en chaleur comme vu précédemment pour les filières inorganiques. La séparation des charges reste encore aujourd'hui un des points bloquants pour être effectuée efficacement. Si elles peuvent être séparées et transportées vers un circuit extérieur grâce à deux phases adjacentes, on obtient alors des cellules photovoltaïques.

Pour en faire des cellules organiques PV à part entière dans le futur, il faut améliorer les propriétés de création de paires électron-trou dans des molécules organiques ou des polymères mais également développer des méthodes de séparation des paires en associant un matériau accepteur et un matériau donneur, grâce à des positions différentes des bandes énergétiques. On parle dans ce contexte de

matériaux LUMO et HOMO. Un des points les plus difficiles est la séparation de ces deux phases qui ont tendance à se mélanger car les matériaux sont solubles l'un avec l'autre. Cependant une avancée importante a permis de séparer spontanément les donneurs et les accepteurs en rendant les matériaux non solubles [19, 20]. Dans le cas des polymères, tout se passe comme si on avait deux catégories de fibres intimement mélangées, l'une conduisant les électrons et l'autre les trous [21].

D'autres recherches se sont orientées vers un modèle de cellule photovoltaïque à la fois organique et inorganique (cellules hybrides) qui offre de nombreux avantages par rapport aux cellules traditionnelles. Ainsi, il a été élaboré une cellule nanocristalline qui imite la photosynthèse des plantes. Utilisées depuis longtemps dans les lasers à colorants ou les matériaux pour l'optique, l'utilisation efficace des molécules de colorants organiques dans le domaine du photovoltaïque, fut découvert en 1991 par Michael Graetzel. Des molécules organiques pigmentées (colorant), absorbent la lumière et libèrent ainsi des électrons. Les électrons sont véhiculés vers l'anode par une couche de dioxyde de titane (TiO₂), un matériau semi-conducteur inorganique. A l'anode, les électrons sont dirigés vers un circuit externe où leur passage produit de l'énergie électrique [22, 23].



Figure I-15 Cellule solaire tout organique sur substrat souple

Le rendement de ces cellules solaires organiques est encore inférieur à 3% à cause justement de la nature du mélange et des problèmes de recombinaisons électroniques [24]. L'oxydation de la cellule est encore un autre problème auquel il faut se pencher en recherche pour trouver des solutions viables à long terme. Malgré tous ces inconvénients, le développement de ces cellules risque de persister à l'avenir car elles présentent une grande facilité de fabrication. En effet, les matériaux actifs peuvent s'étaler sur de grandes surfaces. Comme ces cellules peuvent facilement se développer sur matériaux souples, leur flexibilité quasi naturelle comme le montre la Figure I-15 est également un atout. Le coût de ces cellules organiques est inférieur à celui des cellules à colorants et elles peuvent même être biodégradables. Les cellules solaires organiques avec leurs faibles coûts de matière première, leurs faibles besoins énergétiques de production et leurs capacités à être fabriquées à grande échelle sont des candidates sérieuses à fort potentiel de développement photovoltaïque à long terme.

I-4-4- TECHNOLOGIE COUCHE-MINCE

Les cellules PV dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. L'intérêt de la technologie couche mince vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques. Contrairement aux cellules silicium cristallin de première génération, on ne dépose que la quantité de matériau photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire (quelques microns d'épaisseurs suffisent). Par ailleurs, on utilise des méthodes de fabrication moins coûteuses des cellules qui permettent une intégration totale.

Les trois technologies émergentes sont aujourd'hui :

- ✓ Le Silicium amorphe et microcristallin noté TFSi (Thin-Film Silicons).
- ✓ Le Semi-conducteur Poly-cristallin CdTe (Tellure de Cadmium).
- ✓ L'alliage Cu In,Ga Se₂ (Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté dans la littérature CIGS.

I-4-4-1 Silicium en couche-mince.

Dans la technologie TFSi basée sur le silicium non cristallisé, le silicium amorphe (noté a-Si) peut être directement déposé sur un substrat de verre à basse température par un procédé de dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PECVD pour Plasma- Enhanced Chemical Vapor Deposition) [25]. On dépose d'abord, sur le verre, une couche d'oxyde transparente conductrice d'une épaisseur de 0,5µm (TCO pour Transparent Conductive Oxide). Cette étape est suivie par les étapes de dépôt suivantes : une couche de a-Si de type N, puis une couche a-Si semi-isolante (1µm au total) et enfin une couche de a-Si dopée P. Une dernière couche métallique arrière à base d'argent assure la connectique (Figure I-16). Le processus de fabrication de ces cellules permet d'abaisser significativement les coûts de productions. En effet, le cycle de production ne nécessite que très peu d'énergie et le processus peut générer de grandes surfaces unitaires, de l'ordre du mètre carré, en un seul tenant. Pour fabriquer un module, il suffit d'ajouter au processus une déposition de matériau conducteur entre les cellules servant d'interconnexion entre elles . Ainsi, grâce à cette souplesse de fabrication, il est possible de fabriquer simplement des panneaux de n'importe quelle puissance et tension en fonction de la demande et de l'application.

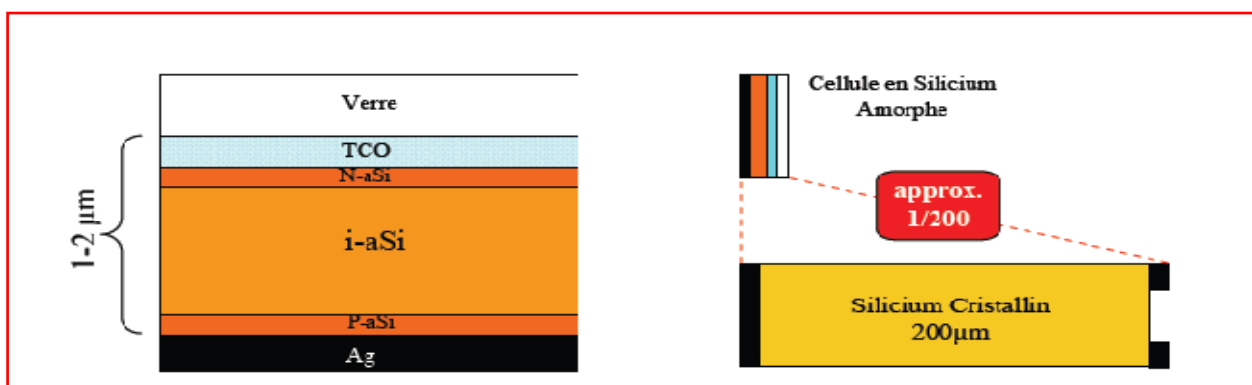


Figure I-16 Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin (couche mince).

Malgré des rendements de conversion faibles de 6% à 7% (limités par le taux de recombinaisons très élevé), cette filière tend à se développer car le prix est dérisoire par rapport au coût actuel des cellules-Si de première génération. Le silicium amorphe, possédant un fort coefficient d'absorption, n'a besoin que d'une très faible épaisseur de silicium, de l'ordre du micron, réduisant par conséquent considérablement les coûts de matière première et le risque de pénurie liée au manque de silicium.

Plusieurs possibilités existent pour améliorer le rendement de ces cellules. De nos jours, des matériaux ou bien des alliages à base de SiGe peuvent être créés. L'introduction de ces matériaux sont prometteur à long terme pour la technologie TFSi. Cependant, ces technologies restent encore du domaine de la recherche en phase laboratoires, subissant plusieurs modifications pour s'adapter correctement à la production grande échelle industrielle. Reste également à savoir comment ces cellules vont se comporter en vieillissant. Les plus avancées du point de vue technologiques ont une durée de vie inférieure à 10 ans et ne peuvent donc pas être utilisées en toiture ou dans des accès difficiles du point de vue maintenance.

Une étude [26] affirme qu'un module en a-Si produit plus d'énergie sur une année qu'un module en silicium cristallin (pour une même puissance crête installée) sur une même période et sur un même site. Ceci s'explique par un phénomène physique lié à la température. En effet, le silicium cristallin perd de ses capacités de production au fur et à mesure que la température augmente à l'intérieur du module. Cette dépendance réduit fortement le rendement des modules en été par exemple au plus fort de l'apport énergétique solaire. Un module en silicium cristallin perd environ 0,45 % de sa puissance lorsque sa température augmente d'un degré Celsius (à partir des conditions standard 25°C, AM1.5) alors que, à l'opposé, le a-Si affiche une valeur de 0,175 % par °C [27,28]. De plus, le silicium amorphe reste relativement stable et peut produire de l'énergie même sous ensoleillement diffus et sous faible éclaircissement (et artificiel). A côté de ces points avantageux, les modules en silicium amorphe ont une durée de vie plus courte par rapport aux modules en silicium cristallin (>10 ans contre >20 ans). En effet, leur taux de dégradation est presque trois fois supérieur à celui des panneaux en silicium cristallin et en particulier les premiers six mois de fonctionnement [29]. Cependant, les recherches dans ce domaine sont extrêmement actives depuis plusieurs années et les avancées sont rapides. Parmi les recherches poursuivies, on notera l'étude sur la métastabilité du silicium amorphe [30]. Il s'agit en fait de comprendre l'effet Straebler-Wronski relatif à la dégradation des performances des cellules sous l'effet de la lumière. Une cellule neuve voit ses performances baisser d'environ 10% avant de se stabiliser. Les mécanismes entrant en jeu sont encore mal connus.

On peut trouver en Figure I-17, les caractéristiques électriques réelles et simulées d'une cellule en silicium amorphe développée en laboratoire [17]. Cette cellule montre un rendement record de 8.5% pour une simple jonction amorphe. On peut remarquer l'existence d'une différence importante des performances entre les différentes technologies silicium, la cellule amorphe produit 22.5mA/cm² contre 38.1mA/cm² pour une multi-cristalline avec des tensions de circuit-ouvert de 0.524V contre 0.654V. Ces différences électriques qui aboutissent sur une différence significative de rendement ont été la base de la mise à l'écart de la technologie amorphe à la fin des années 90 par les plus grands constructeurs mondiaux. Mais les recherches qui ont continué aussi bien dans les matériaux que dans les processus de fabrication en font aujourd'hui un matériau prometteur prêt à concurrencer le silicium cristallin dans un avenir proche si leur bas prix compense la baisse importante des performances des caractéristiques I(V) au cours du temps.

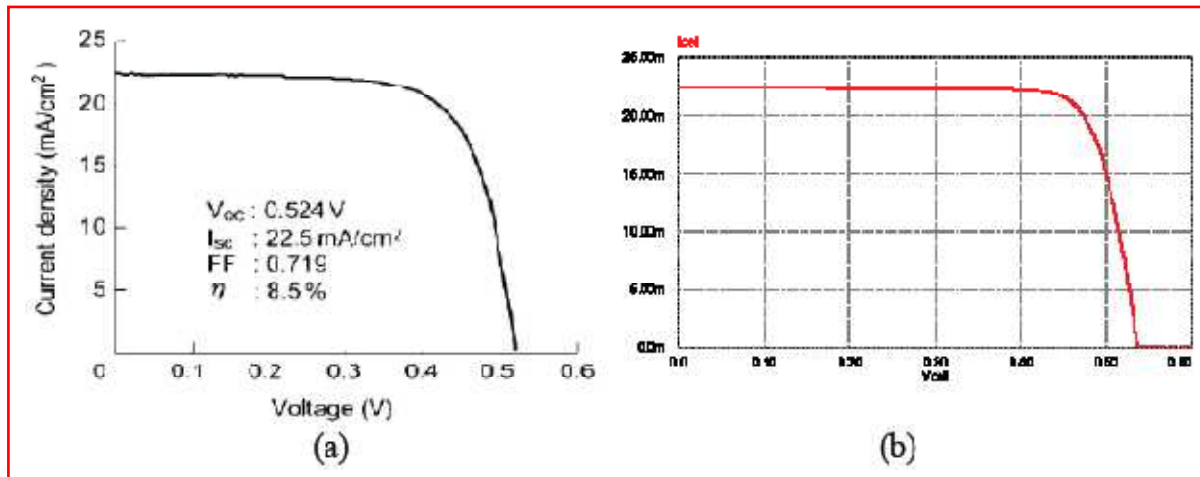


Figure I-17 Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium amorphe.
(a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée

On peut voir dans le Tableau I-2 un récapitulatif des différentes filières silicium présentes actuellement sur le marché. Ce bilan rappelle l'influence de la température ainsi que le taux de dégradation de chacune des technologies qui doivent être pris en compte dans la réalisation d'un projet photovoltaïque.

Technologie	Influence Température	Taux de dégradation
Monocristallin	-0.442% par C°	-0.38% par an
Poly-cristallin	-0.416% par C°	-0.35% par an
Amorphe	-0.175% par C°	-1.15% par an

Tableau I-2 Performance de la filière Silicium simple jonction

I-4-4-2 Les filières non silicium en couche mince

Les recherches actuelles sur les matériaux PV portent également sur d'autres matériaux que le silicium, mieux adaptés à une utilisation en couches minces et délivrant de hauts rendements à des coûts relativement bas. Deux filières semblent s'imposer progressivement, l'une basée sur le tellure de cadmium (notée CdTe) et l'autre sur les alliages Cuivre-indium/gallium-Sélénium (noté CIGS).

Les cellules CIGS sont constituées par empilement. Tout d'abord, une couche métallique de molybdène de 0.5 µm d'épaisseur est déposée sur du verre de vitre pour réaliser le contact arrière. Puis on vient déposer une couche CIGS de type P, d'environ 1.5 µm. Suit une couche de CdS ou de ZnS (pour Sulfure de Cadmium et Zinc Sulfuré) d'environ 50 nm, et enfin une couche de ZnO (Oxyde de Zinc) de type N, de 1 µm, servant de contact avant, conducteur et transparent. Finalement, la cellule est encapsulée par couverture par une vitre [31,32]. Dans le cas du CdTe, une couche de CdS de type N est déposée sur du

verre, puis une couche de CdTe de type P, d'environ 2 μm , et une couche conductrice de carbone servant de deuxième contact.

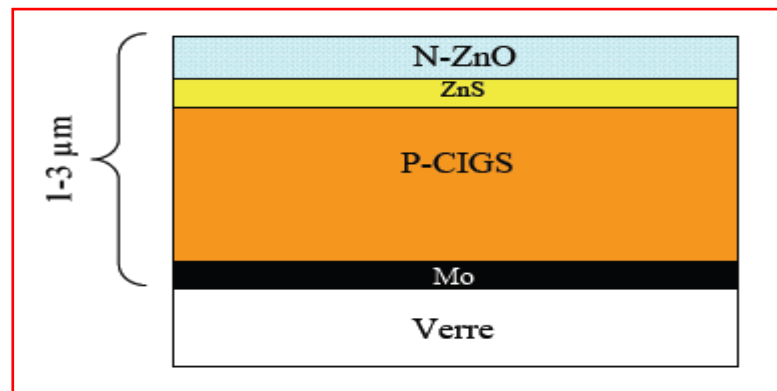


Figure I-18 Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS.

La technologie CIGS exhibe actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies couches minces inorganiques avec des cellules pouvant atteindre 19.9% en laboratoire [33,34] et des modules commerciaux de 12%. Cependant, il reste un grand nombre de points à améliorer afin de réduire le prix de ces cellules. Le principal challenge de la technologie CIGS couche mince est la réduction du prix des matériaux. Diverses pistes existent pour essayer de remplacer les matériaux chers I. De plus, il est nécessaire également de trouver des solutions pour moins gaspiller la matière première active pendant la fabrication. Une dernière piste consiste à réduire tout simplement l'épaisseur de la couche active.

La simplicité chimique du matériau à base de tellure de cadmium - (CdTe) et sa stabilité en font un matériau attractif. Ses propriétés thermo-physiques et ses caractéristiques chimiques permettent de fabriquer des cellules simplement et à faible coût. Le rendement des cellules en CdTe dépend fortement de la manière dont les couches actives sont déposées (température de dépôt, vitesse et nature du substrat). Comparé aux autres technologies couche mince, le CdTe est plus facile à déposer et donc plus approprié à la production de module PV de surface importante. L'inconvénient majeur actuel repose sur la toxicité reconnue du Cadmium bien qu'il a été démontré que les risques environnementaux liés aux cellules PV en CdTe sont minimes [35]. En effet, les modules en CdTe ne présenteraient pas de risques sanitaires et environnementaux, et un simple recyclage des modules en fin de vie résoudrait définitivement le problème de pollution. L'utilisation de CdTe dans les modules photovoltaïques est en fait beaucoup moins inquiétante que d'autres utilisations du cadmium, comme par exemple dans les batteries Ni-Cd.

D'un point de vue rendement énergétique, la filière CdTe, présente des rendements de cellules record de 16.5% en laboratoire [36] et des modules commerciaux à près de 10.7% [37]. L'Europe et les USA produisent déjà des panneaux en couches minces CdTe. Leurs rendements avoisinent les 9%.

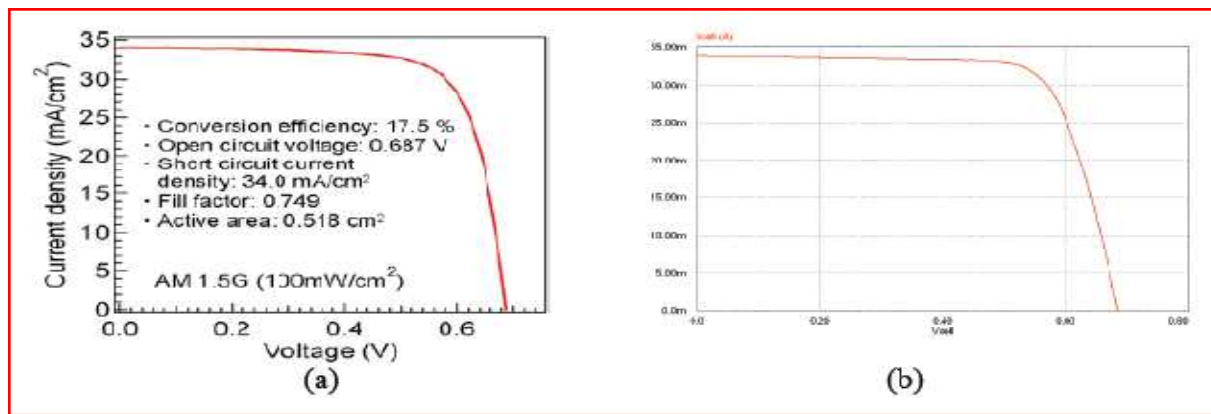


Figure I-19 Caractéristique courant-tension d'une cellule CIGS.
(a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée

On peut trouver en Figure I-19 les caractéristiques I(V) réelle et simulée d'une cellule CIGS réalisée en laboratoire avec un rendement de 17.5% pour les conditions STC. Ces résultats, tout à fait remarquables, positionnent le CIGS comme le CdTe au dessus des cellules silicium en termes de compromis coût-rendement. Bien que moins développées jusqu'à présent que les filières silicium, celles-ci montent néanmoins en puissance avec un fort potentiel de développement en termes de coût de production

Bien que la majeure partie de la production de cellules solaires soit faite sur des substrats de verre, on voit apparaître progressivement de nouveaux substrats souples compatibles avec la filière couche mince. Ces nouveaux substrats (métal ou plastique) présentent les avantages d'être plus légers que le verre, plus faciles à mettre en œuvre et surtout moins coûteux. Ces caractéristiques font d'eux des supports de choix pour le futur.

I-4-4-3 Les multi-jonctions en couche mince

Pour améliorer les performances des cellules couche-mince, des architectures double et triple jonctions ont été développées. Elles sont inspirées des cellules multi-jonction développées initialement pour le spatial pour bénéficier au maximum du spectre solaire. Elles présentent néanmoins une mise en œuvre plus simple et mieux maîtrisée aujourd'hui pour le marché terrestre. Nous pouvons citer par exemple les cellules tandem à base de silicium à la fois amorphe et polycristallin (a-Si/μc-Si) [38,39]. Les meilleurs rendements stabilisés en laboratoire sont de l'ordre de 12% pour ces cellules. Il s'agit comme pour les multi-jonctions d'empiler deux cellules photovoltaïques qui absorbent des photons de longueurs d'onde différentes. Par ce mécanisme, l'ensemble tandem composé de l'association de deux cellules, permet d'absorber un plus large spectre lumineux et ainsi produire plus d'énergie qu'une cellule simple jonction. La première couche en silicium amorphe absorbe une partie du spectre alors que l'autre partie, qui la traverse, est absorbée par la seconde couche en silicium microcristallin. Le procédé de fabrication est le même que pour les couches minces, les différentes couches qui composent la cellule sont déposées par plasma (PECVD) sur un substrat de verre.

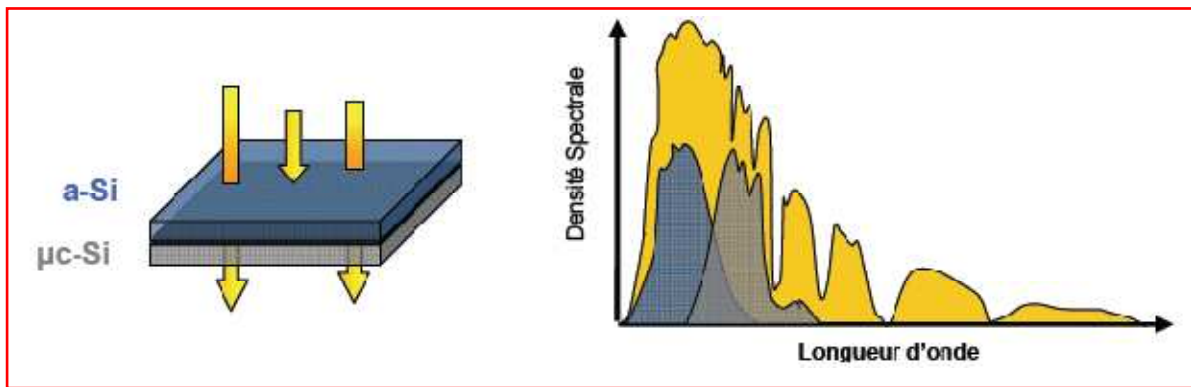


Figure I-20 Cellule Tandem a-Si/ μ c-Si & spectre solaire et spectres d'absorption

On peut observer en Figure I-21 les caractéristiques électriques réelles et simulées d'une cellule tandem a-Si/ μ c-Si. Contrairement aux autres cellules simple jonction, la tension de circuit ouvert de cette cellule s'élève à 1.39V. Cette hausse de tension s'explique par l'architecture tandem équivalente à la mise en série de deux cellules. Par conséquent, les tensions V_{oc} de la cellule a-Si et de la cellule μ c-Si s'additionnent. Cette configuration lie cependant électriquement les deux cellules. Ainsi, le courant produit par cette association dépend de la cellule produisant le plus faible courant. Généralement, on optimise conjointement les deux cellules afin d'optimiser la puissance fournie par l'ensemble tandem.

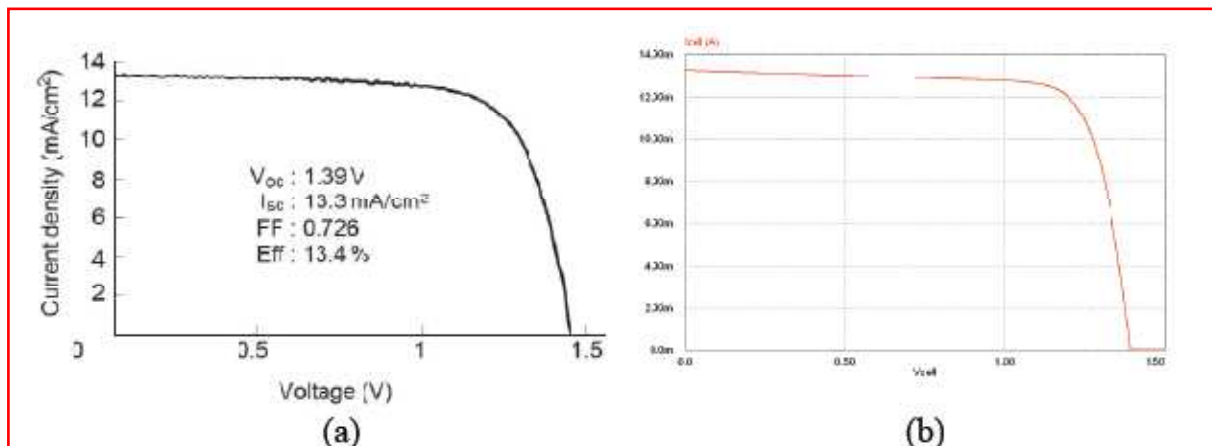


Figure I-21 Caractéristique courant-tension d'une cellule Tandem a-Si/ μ c-Si.

(a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée.

Une triple jonction, particulièrement prometteuse, à base de silicium amorphe a été développée au NREL (National Renewable Energy Laboratory) au Colorado, en association avec United Solar Systems Corp. Cette nouvelle structure se compose de trois couches qui capturent différentes longueurs d'onde, doublant les rendements par rapport à la limite théorique des jonctions simples [40,41]. La première cellule, qui capture les photons bleus, fait appel à un matériau a-Si disposant d'un gap de 1.8eV. La cellule centrale en silicium amorphe et germanium (10 à 15% de concentration en Ge) dispose d'un gap de 1.6eV qui permet d'absorber les photons verts. La cellule arrière, en aSi-Ge (40 à 50% de Ge), capture les photons rouges et infrarouges (Gap de 1.4eV). Des modules commerciaux triple-jonction en support souple sont déjà disponibles avec des rendements avoisinant les 7% pour des films solaires de 1 m². Le meilleur rendement

de cellule triple-jonction a-Si/a-SiGe/a-SiGe s'élève à 13% en laboratoire. Maintenant, le passage à l'échelle industrielle et à la production de modules multi-jonction performants sont les principaux défis auxquels doit faire face cette technologie afin d'avoir un développement complet.

I-5- COMPARATIF POUR QUELQUES TECHNOLOGIES

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium monocristallin	12 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Très performant • Stabilité de production d'W • Méthode de production coûteuse et laborieuse. 	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium Poly-cristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Adapté à la production à grande échelle. • Stabilité de production d'W. • Plus de 50% du marché mondial. 	Modules pour toits, façades, générateurs...
Amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)	≤ 10 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. • Fonctionnement si faible luminosité. • Fonctionnement par temps couvert. • Fonctionnement si ombrage partiel • La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois. 	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5% en laboratoire)		<ul style="list-style-type: none"> • Lourd, fissure facilement 	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CIGS, etc.)	8% (16% en laboratoire)		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

Tableau I-3 Etat comparatif pour quelques technologies

Ces données vont nous servir à alimenter les simulateurs de type circuit en ayant un comportement des GPV le plus près possible de la réalité afin de pouvoir optimiser au mieux les étages d'adaptation et la gestion nécessaires pour encore augmenter le rendement.

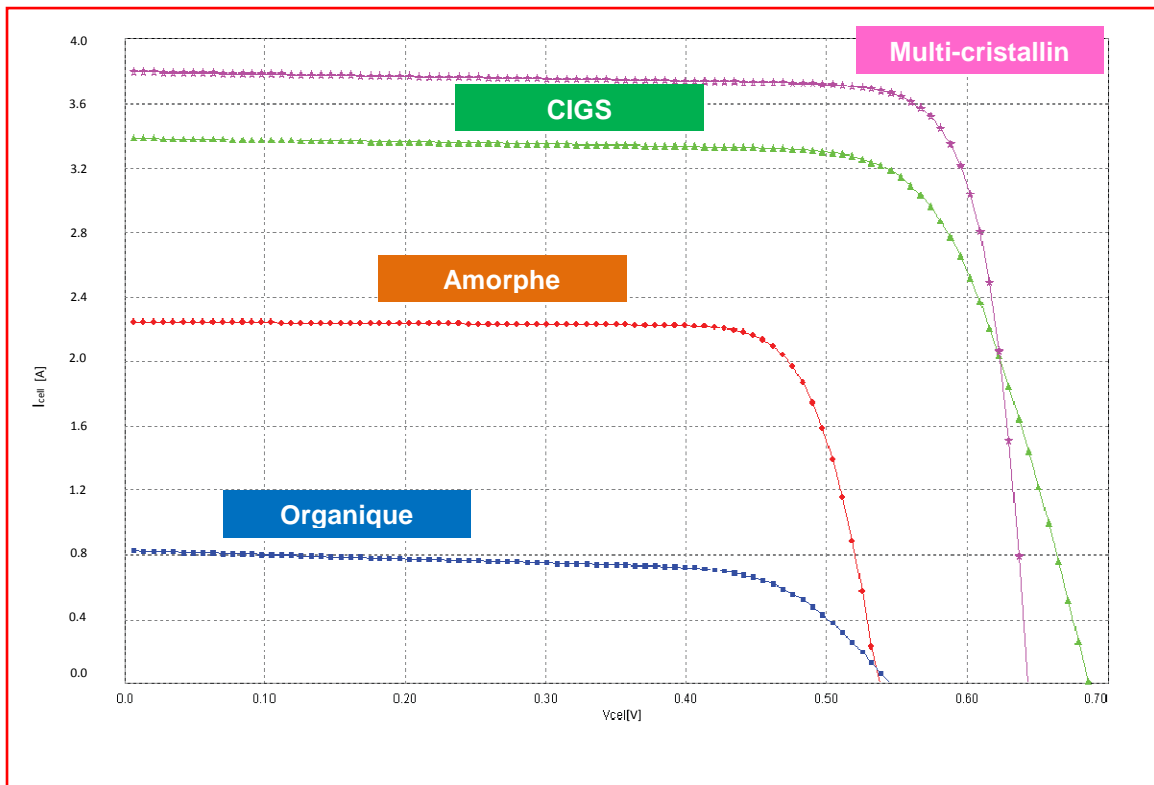


Figure I-22 Caractéristiques électriques simulées de cellules à simple jonction issues de différentes filières photovoltaïques. (Source NREL).

I-6- CONCLUSION

Le monde de la conversion photovoltaïque, aussi bien au niveau de la recherche qu'au niveau industriel, connaît depuis quelques années une mutation profonde associée à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Ce chapitre nous a permis d'explorer le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que les différentes technologies utilisées pour y parvenir. Des aspects aussi bien technologiques qu'électriques ont été abordés afin de mieux comprendre l'ensemble du mécanisme de conversion photovoltaïque. Les possibilités d'innovation sont très grandes et sont portées par le bouillonnement des recherches en vue d'améliorer les filières existantes mais surtout d'en trouver des nouvelles.

La Figure I-23 montre l'évolution des rendements record des principales filières photovoltaïques actuelles. On y retrouve les différentes cellules au silicium monocristallin et poly-cristallin, les cellules au silicium amorphe, les cellules CIGS, CdTe, mais aussi les cellules qui appartiennent à la catégorie des cellules multi-jonctions. A côté des filières bien établies, sont apparues de nouvelles filières, basées sur l'utilisation des matériaux organiques, qui n'en sont qu'à leurs balbutiements.

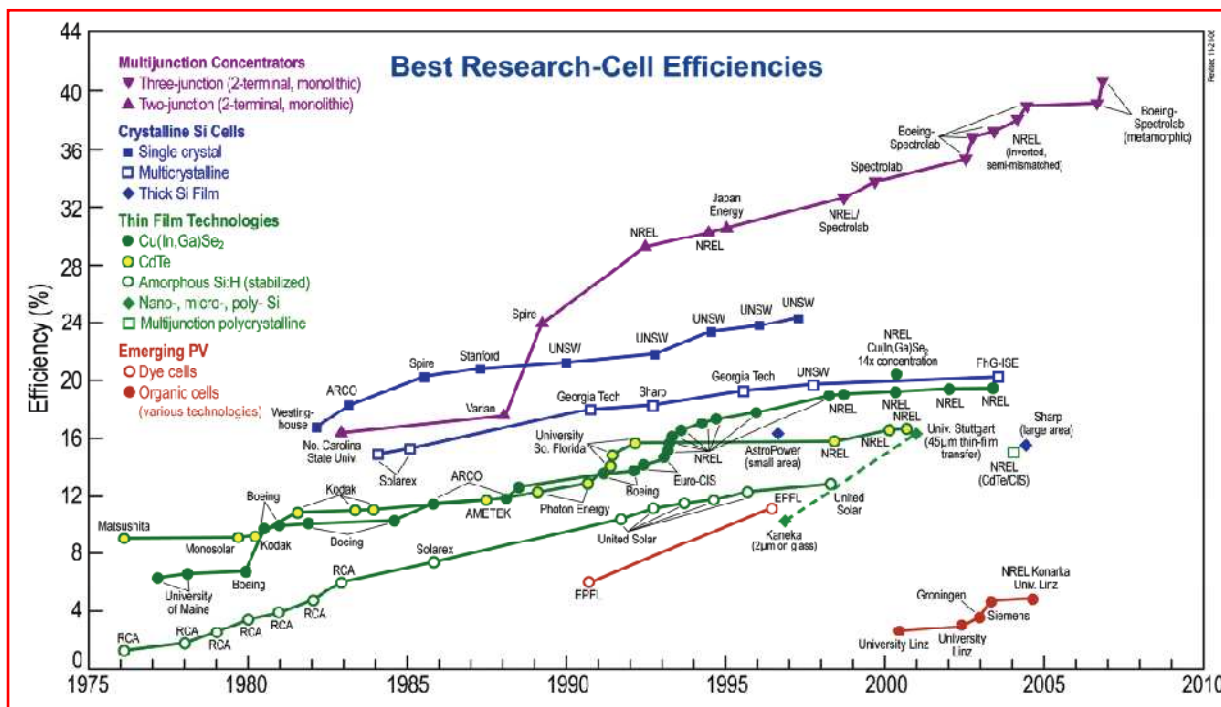


Figure I-23 Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire.(Source NREL).

Dans chacun de ces domaines, nous avons montré les problèmes de chaque filière et les voies de développement actuellement suivies. Par exemple, pour la filière silicium cristallin, qui représente 90% du marché du photovoltaïque, la diminution des pertes liée à la découpe des cellules est un grand challenge en soi qui est en plus assortie d'un souhait en même temps de réduire l'épaisseur de chaque cellule pour économiser la matière première. Cependant, le rendement de cette filière simple jonction est théoriquement limité à 29%. Pour trouver des cellules à haut rendement, on doit maintenant se tourner vers les cellules multi-jonctions dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales. Toutefois, ces cellules sont encore trop chères pour concurrencer le marché photovoltaïque terrestre mais certains pensent pouvoir réduire ce prix en utilisant des concentrateurs solaires. A côté, on trouve actuellement une filière en pleine essor basée sur les technologies « couche mince ». Le principe est de convertir le plus de photons possibles en électricité en utilisant le moins de matériau réactif possible. L'intérêt de cette filière est la réduction du coût de fabrication grâce à une réduction de matière première et à une méthode d'intégration des cellules totale. Contrairement aux filières de silicium cristallins, cette technologie ne nécessite ni de découpes ni de post-assemblage des cellules pour aboutir à un module. Ici, les matériaux photovoltaïques sont directement déposés sur substrat par le biais de plasma sous différents processus, ce qui permet de produire directement un module.

On peut conclure que, quel que soit le matériau photosensible utilisé, une cellule photovoltaïque soumise à un ensoleillement est un générateur non linéaire de puissance. La cellule élémentaire reste donc un générateur de faible puissance qui nécessite différentes architectures d'associations et de gestion afin de répondre à nos besoins énergétiques. C'est donc dans ce contexte que nous abordons dans le chapitre suivant la caractérisation des modules photovoltaïque pour mieux appréhender leurs comportements vis-à-vis de l'énergie électrique solaire.

CHAPITRE II

CARACTERISATION DES MODULES PHOTOVOLTAIQUES

II-1- INTRODUCTION

II-2-REPRESENTATIONS ELECTRIQUES D'UNE CELLULE PV

II-2-1 MODELE DE BASE

II-2-2 MODELE IDEAL

II-2-3 MODELE AVEC PERTES OHMIQUES

II-2-4 MODELE A UNE DIODE (MODELE 1-D)

II-2-5 MODELE A DEUX DIODES (MODELE 2-D)

II-2-6 AUTRES MODELE

II-3- MODELISATION ELECTRIQUE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAIQUE

II-4- ARCHITECTURE CLASSIQUE D'UN GENERATEUR PV

II-5- PARAMETRES INTERVENANT DANS LE RENDEMENT DES MODULES PV

II-5-1 EFFET DE L'ECLAIREMENT SUR UN MODULE PV

II-5-2 EFFET DE LA TEMPERATURE SUR UN MODULE PV

II-5-3 EFFET DES RESISTANCES R_p ET R_s

II-5-4 EFFET DU FACTEUR D'IDEALITE a

II-6- CONCLUSION

II-1- INTRODUCTION

L'électricité photovoltaïque a, dans un premier temps, été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour par exemple des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme des calculatrices, des montres et d'autres objets d'utilisation courante. En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité. Cette évolution constante a été rendue possible grâce aux recherches fondamentales menées dans le domaine des matériaux photovoltaïques comme nous avons pu le voir dans le chapitre précédent, mais aussi par l'amélioration progressive des dispositifs de gestion de cette énergie mené en parallèle. En effet, l'électricité photovoltaïque est une source d'énergie intermittente, à caractère non-linéaire et dépendante de nombreux paramètres comme l'irradiance et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à un modèle de représentation adéquat afin de mieux gérer notre mode de consommation.

Pour trouver le modèle de représentation d'un générateur photovoltaïque, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent pour la cellule PV qui est l'élément de base de ce GPV. Pour cela plusieurs modèles électriques ont été représentés dans ce chapitre ainsi que leurs avantages et inconvénients.

Partons d'une cellule PV et afin d'aboutir aux paramètres intervenants dans le rendement d'un module PV, nous avons constaté qu'une représentation de l'architecture classique d'un GPV est nécessaire avant d'aboutir aux modèles à comparer dans le chapitre prochain.

II-2- REPRESENTATIONS ELECTRIQUES D'UNE CELLULE PV

De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter le comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de la réalisation des cellules PV.

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles représentatifs pour la cellule PV qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant final du générateur photovoltaïque.

II-2-1 - MODELE DE BASE

Le principe de l'effet photovoltaïque n'est autre que celui d'une diode, ainsi lorsque l'on éclaire la jonction PN, la cellule étant chargée par une résistance, on observe l'apparition d'un courant "I" traversant une charge R_{ch} , et une tension "V" au borne de cette charge [42].

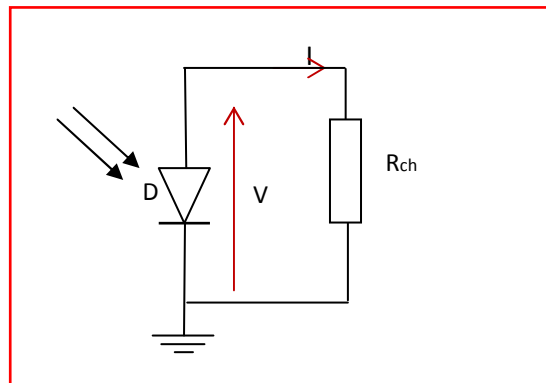


Figure II-1 Schéma d'application de l'effet photovoltaïque

II-2-2 - MODELE IDEAL

La réflexion précédente nous permet d'aboutir au modèle électrique équivalent de la cellule photovoltaïque représentée dans la figure II-2, appelé le modèle idéal. C'est le modèle le plus simple pour représenter la cellule solaire, car il ne tient compte que du phénomène de diffusion. Le circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire se compose d'une diode et d'une source de courant montés en parallèle [43]. La source du courant produit le photon courant I_{ph} qui est directement proportionnel à l'éclairement solaire G .

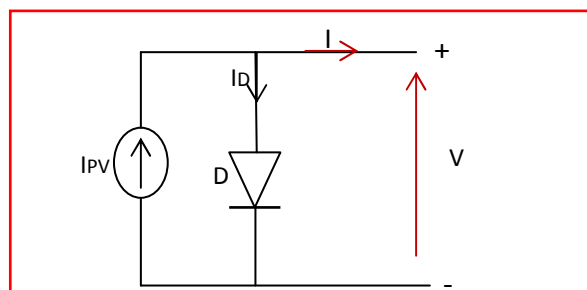


Figure II-2 Circuit équivalent d'une cellule PV –Modèle idéal–

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

$$I = I_{PV} - I_D \quad \text{Avec :}$$

I : courant fourni par la cellule

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

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{aV_T}\right) - 1 \right] \text{ avec : } V_T = \frac{k.T}{q}$$

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

Avec :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{aV_T}\right) - 1 \right] \dots\dots\dots II-1$$

I_0 : courant de saturation inverse de la diode.

V_T :potentielle thermodynamique.

k :la constante de Boltzmann ($1.38.10^{-23}$ Joules/Kelvin).

T :la température de la cellule en Kelvin.

q :la charge d'un électron = $1,6.10^{-19}$ C.

a :le facteur d'idéalité de la jonction.

V :la tension aux bornes de la cellule

II-2-3 - MODELE AVEC PERTES OHMIQUES (Rs-MODEL)

Ce modèle tient compte de la résistivité du matériau et des pertes ohmiques dues aux niveaux des contacts, ce qui permet une meilleure représentation du comportement électrique de la cellule par rapport au modèle idéal [42,43]. Ces pertes sont représentées par une résistance série R_s dans le circuit équivalent représenté ci-dessous:

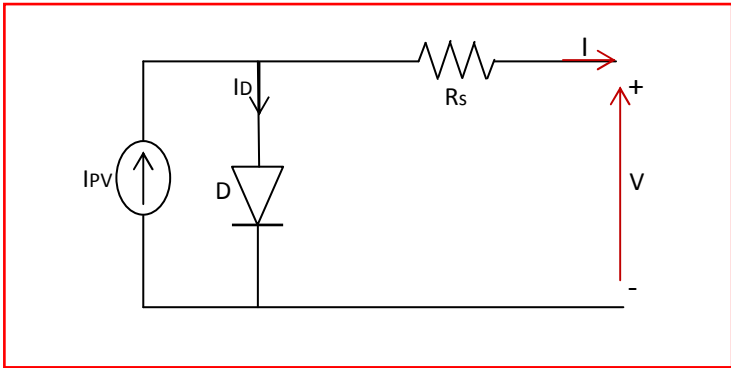


Figure II-3 Circuit équivalent d'une cellule PV –Rs-Model -

Après analyse du circuit, l'équation courant- tension est donnée comme suit :

Avec :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{aV_T} \right) - 1 \right] \dots\dots\dots II-2$$

R_s : La résistance série caractérisant les diverses résistances de contacts et de connexions.

II-2-4 - MODELE A UNE DIODE " Modèle 1-D "

Ce modèle est désigné aussi par Rp-Model. Ce model tient compte non seulement des pertes en tension exprimée par la résistance série R_s mais aussi des fuites de courants exprimées par une résistance parallèle R_p [42,43,44,45].

C'est le modèle sur lequel s'appuient les constructeurs en donnant les caractéristiques techniques de leurs cellules solaires (data sheet).il est aussi considéré satisfaisant et même une référence pour les constructeurs pour cataloguer typiquement les modules solaires.

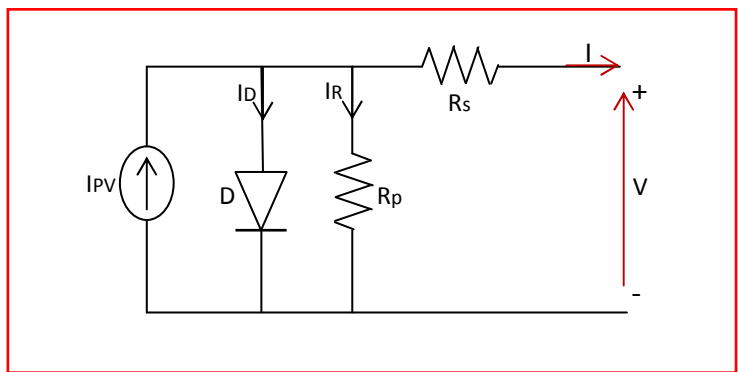


Figure II-4 Circuit équivalent d'une cellule PV –Modèle 1-D -

L'équation du courant délivré par la cellule photovoltaïque est décrit comme suit :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{aV_T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \dots\dots\dots II-3$$

R_p :La résistance modélisant les courants de fuites de la jonction

II-2-5 - MODELE A DEUX DIODES ” Modèle 2-D ”

Ce modèle est dit le plus proche du comportement réel de la cellule solaire, du fait qu’il tient compte du mécanisme du transfère des charge à l’intérieur de la cellule , la diode supplémentaire permet de reproduire dans le schéma équivalent les effets chimiques de recombinaison des électrons [43,44,45,46].

Les modèles à diode unique ont été fondés sur l’hypothèse que la perte de recombinaison dans la région d’appauvrissement est absente. Dans une cellule solaire réelle, la recombinaison représente une perte considérable, qui ne peut être adéquatement modélisés en utilisant une seule diode. L’examen de cette perte entraîne un modèle plus précis connu par le modèle à deux diodes. Toutefois, l’inclusion de la diode supplémentaire augmente les paramètres à sept (nouveaux paramètres: I_{02} , a_2 . Le principal défi est maintenant d’estimer les valeurs de tous les paramètres du modèle, tout en maintenant un effort de calcul raisonnable.

Le modèle à deux diodes est présenté comme suit :

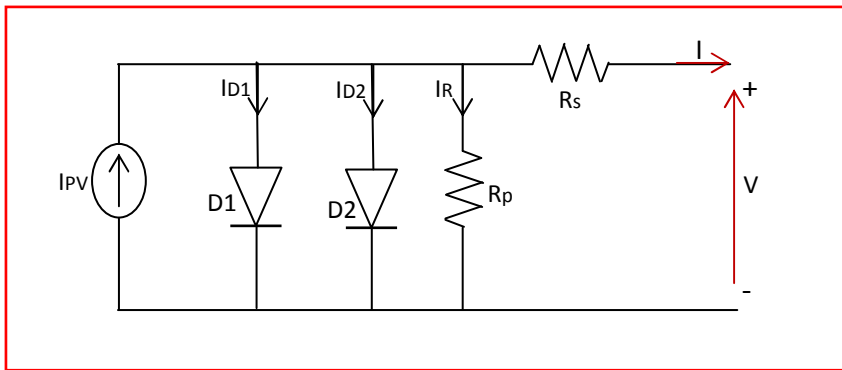


Figure II-5 Schéma électrique équivalent d’une cellule en silicium cristallin-modèle 2-D-

L’équation suivante décrit le courant de sortie de la cellule photovoltaïque pour le modèle à deux diodes:

$$I = I_{PV} - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_1 V_{T1}} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_2 V_{T2}} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \dots \dots \dots II-4$$

Avec :

- I_{01} : courant de saturation inverse de la diode D1.
- I_{02} : courant de saturation inverse de la diode D2..
- V_{T1} :potentielle thermodynamique de la diodeD1.
- V_{T2} :potentielle thermodynamique de la diodeD2. .
- a_1 :le facteur d’idéalité de la jonction de la diodeD1.
- a_2 :le facteur d’idéalité de la jonction de la diodeD2.

II-2-6– AUTRES MODELES

De nombreux auteurs ont proposés des modèles plus sophistiqués qui représentent avec plus de précision le phénomène photovoltaïque. On recense ainsi le modèle à trois diodes, la troisième diode incluant dans le schéma équivalent les effets non pris en compte dans les autres modèles (ex : courant de fuite liés aux diodes). L'inconvénient dans cette représentation c'est que le nombre de paramètres inconnus augmente en augmentant le nombre de diodes dans le schéma électrique.

D'autre part, des modèles plus simplifiés voient aussi le jour : la valeur de la résistance R_p étant généralement haute, elle est donc souvent supposée infinie et donc négligée dans les modèles courants [43,46]., de même, la valeur de la résistance R_s étant généralement basse, les auteurs de modèles équivalents posent souvent $R_s=0$ et donc négligent R_s de sorte que l'on revient alors au circuit équivalent du modèle idéal. Mais, malheureusement ce modèle perd en précision.

II-3- MODELISATION ELECTRIQUE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAIQUE

Les modèles de la cellule PV sont habituellement tirés des schémas équivalents (circuits électriques). Généralement, le schéma nommé : modèle à 1-D (figure II-4) est le modèle le plus courant et sur lequel s'appuient un grand nombre de constructeurs pour donner les caractéristique techniques de leurs cellule solaires (Data Sheet),[43].

Prenons comme exemple une cellule solaire de conception poly-cristalline (MSX60-single cell), l'intégration de l'équation électrique représentative de cette cellule sous *Matlab-Simulink* nous donne les courbe I-V et P-V suivantes :

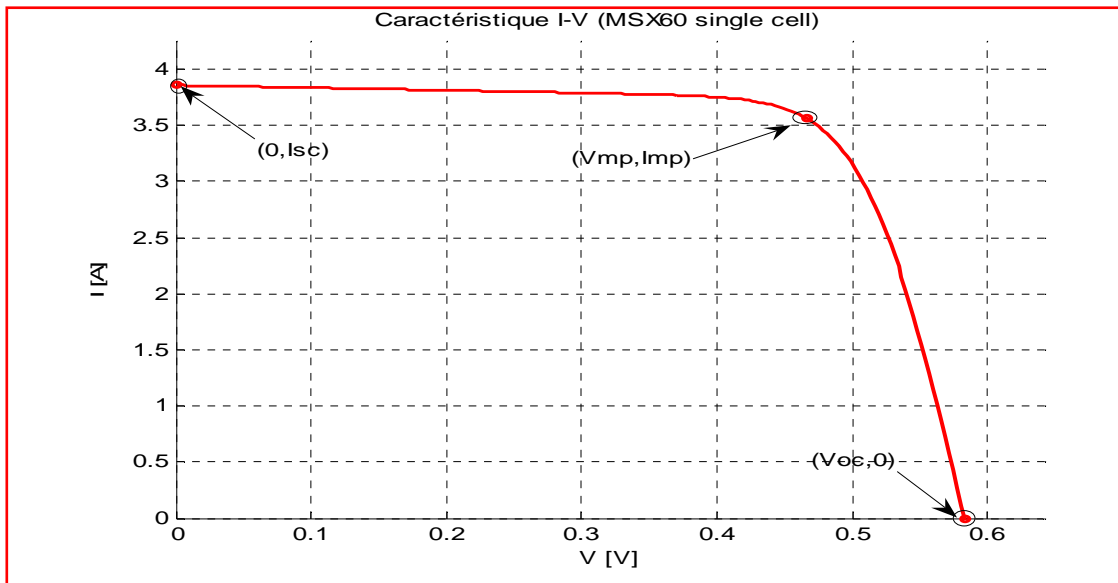


Figure II-6 caractéristiques I-V d'une cellule en silicium cristallin

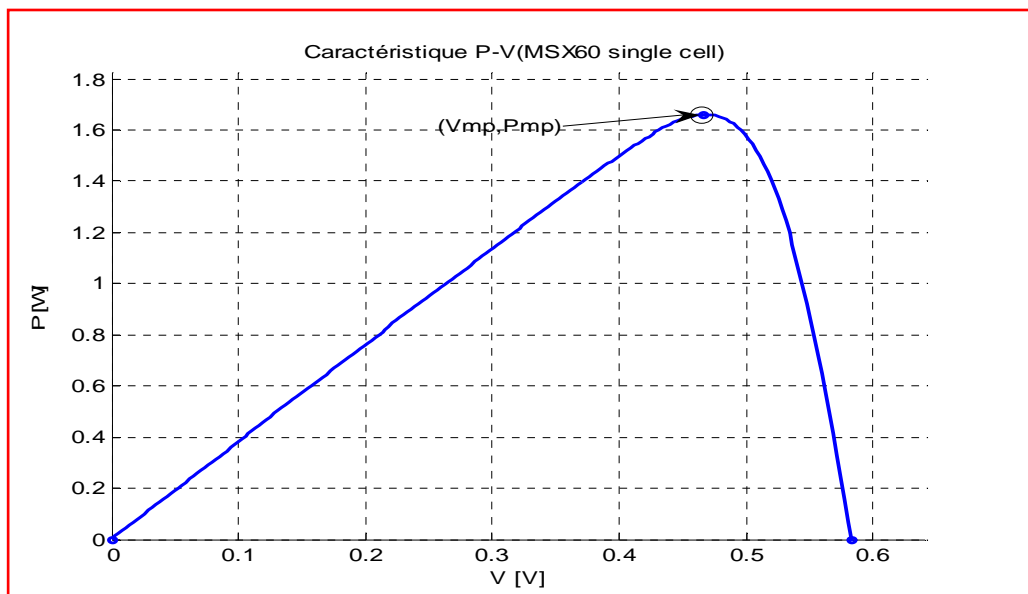


Figure II-7 caractéristiques P-V d'une cellule en silicium cristallin

II-4- ARCHITECTURE CLASSIQUE D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m² ; 25°C ; AM1.5), un exemple de puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm² est d'environ 2.3 Wc sous une tension de 0.5V. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [47].

Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, Figure II-8.

L'équation (II-5) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n_s cellules.

$$V_{co n_s} = n_s * V_{co} \text{ avec } I_{cc} = I_{cc n_s} \dots \dots \dots \text{ II-5}$$

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble.

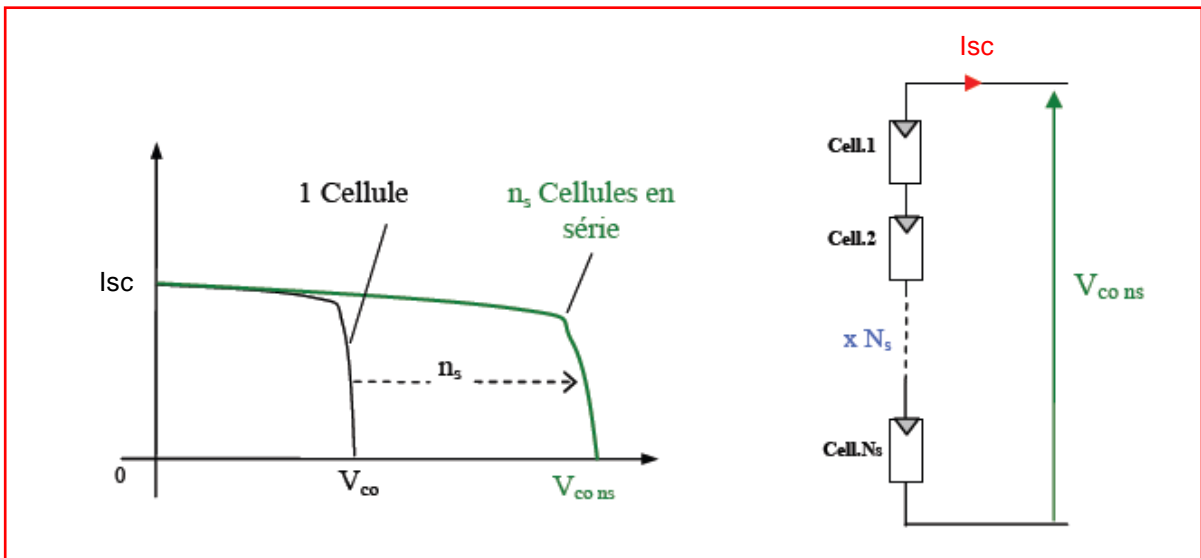


Figure II-8 Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série

D'autre part, une association parallèle de n_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure II-9.

L'équation (II-6) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{scn_p} = n_p * I_{sc} \text{ avec } V_{ocn_p} = V_{oc} \dots \dots \dots \text{ II-6}$$

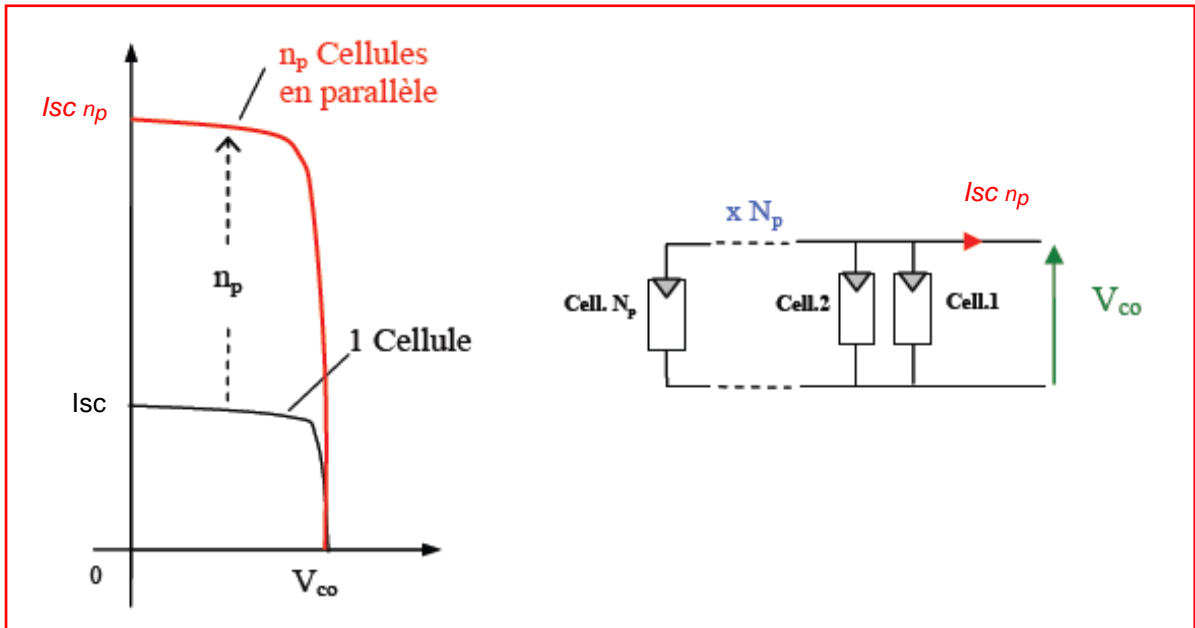


Figure II-9 Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle

La caractéristique $I(V)$ d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de $n_s * n_p$ cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant solaire produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène "hot spot" ou "point chaud" [48, 49,50]. Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives -Figure II-10-a. Des mesures réalisées sur un module photovoltaïque commercial de 85 Wc sur lequel on occulte volontairement (à différents niveaux d'ombrage) une des 36 cellules qui composent ce générateur sont consignées en Figure II-11. On observe bien la déformation de la courbe $I(V)$ liée à un effet d'ombrage partiel du module PV. La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en Figure II-10-b, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein

des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associé à la cellule défectueuse et protégée par la diode by-pass à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protections [51,52].

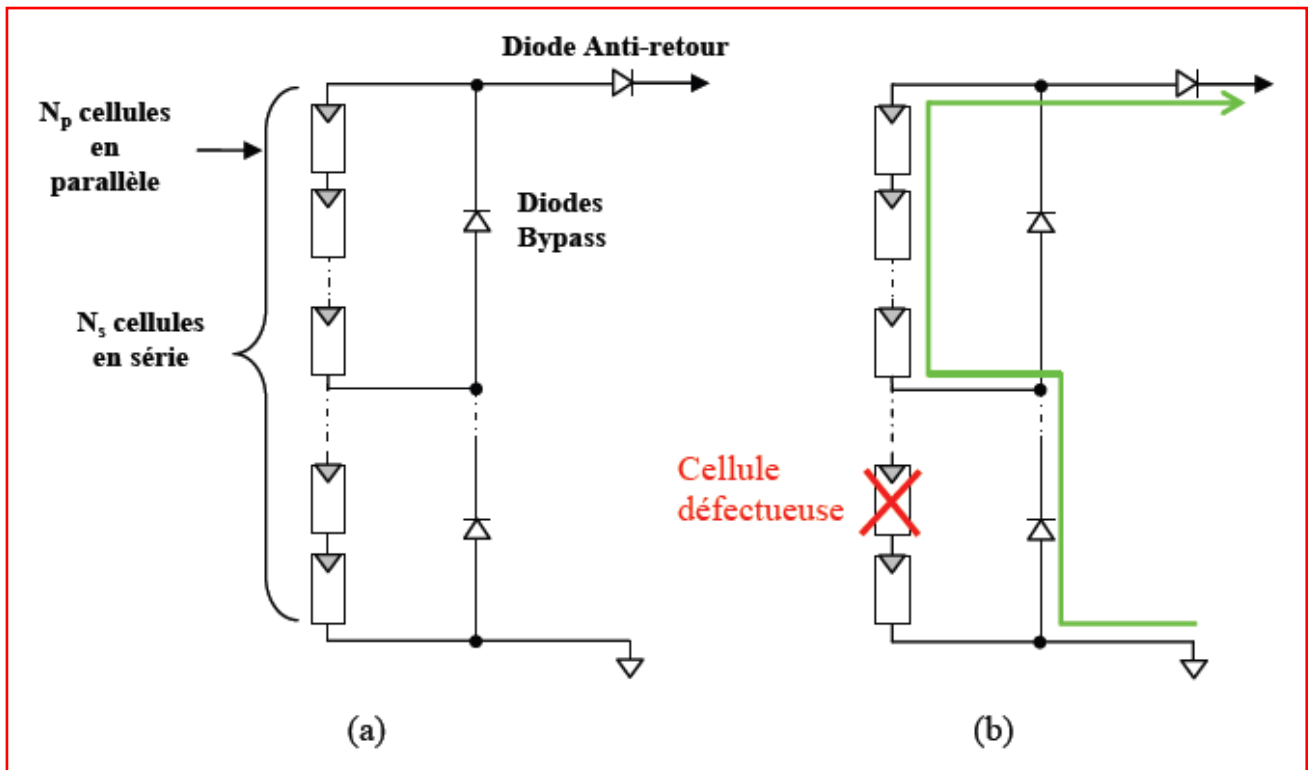


Figure II-10

(a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections

(b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass .

Une autre protection consiste à protéger le module photovoltaïque contre les courants négatifs qui pourraient être générés lors de différentes connexions en parallèle de plusieurs panneaux (lorsque le panneau devient récepteur plutôt que générateur). Ainsi, une diode anti-retour est mise en série avec chaque branche d'un GPV. Le risque est que des chaînes de cellules fortement éclairées débitent dans des chaînes soumises à moins d'éclairément. Il est à souligner que la présence de cette diode anti-retour permet d'éviter tous les courants négatifs y compris provenant de la charge (comme une batterie par exemple fonctionnant tout le temps et pouvant débiter sur le GPV la nuit).

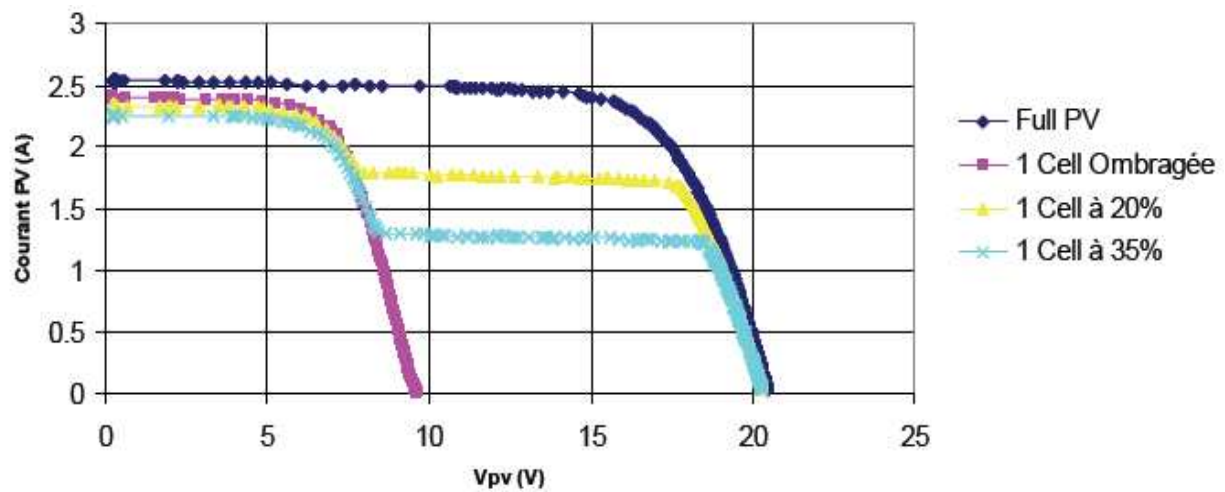


Figure II-11 Caractéristique I(V) d'un panneau photovoltaïque BP 585 et effet d'occultation d'une des 36 cellules qui composent le module PV.

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photoélectrique n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par un panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes, ...) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maîtrisable. Actuellement, pour en faire une source d'énergie proprement dite, un grand nombre de chercheurs du monde entier travaillent pour la rendre plus abordable en termes de flexibilité, de rendement et de coûts.

II-5- PARAMETRES INTERVENANT DANS LE RENDEMENT DES MODULES PV

La plupart des panneaux PV commerciaux sont constitués par des sous-réseaux de cellules connectés en série. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules PV connectés en série qui est le module. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel.

Le module photovoltaïque utilisé pour la détermination des paramètres intervenant dans le rendement est le "BP solar MSX60". Comme chaque panneau photovoltaïque a des caractéristiques particulières, il nous est apparu intéressant de les rappeler avant de présenter le modèle Matlab-Simulink qui s'appuie sur ces valeurs. Nous nous sommes pour cela appuyés sur les informations fournies par l'organisme produisant ce panneau.


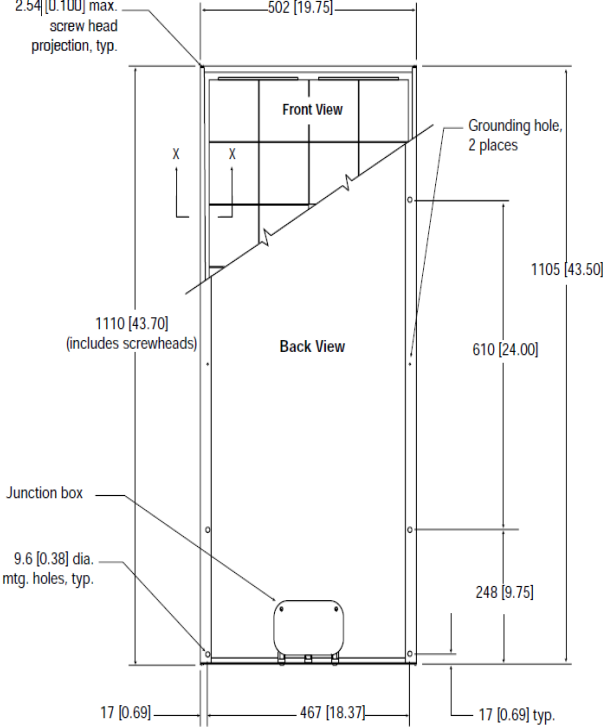
-Module BP SOLAR MSX60-		
Nombre de cellule =36	Dimensions	Caractéristiques électriques en STC
		<ul style="list-style-type: none"> • I_{sc} (A)= 3.87 • V_{oc} (V)= 21.0 • I_{mp} (A)= 3.56 • V_{mp} (V)= 16.8

Tableau II-1 Caractéristiques physiques et électrique du Module BP SOLAR MSX60-

Nous avons implanté le modèle représentant ce module sous Matlab-Simulink et nous avons simulé son fonctionnement sous des conditions d'ensoleillement et de température variantes pour en déduire l'effet de chaque paramètre sur notre module PV.

II-5-1- EFFET DE L'ECLAIREMENT SUR UN MODULE PV

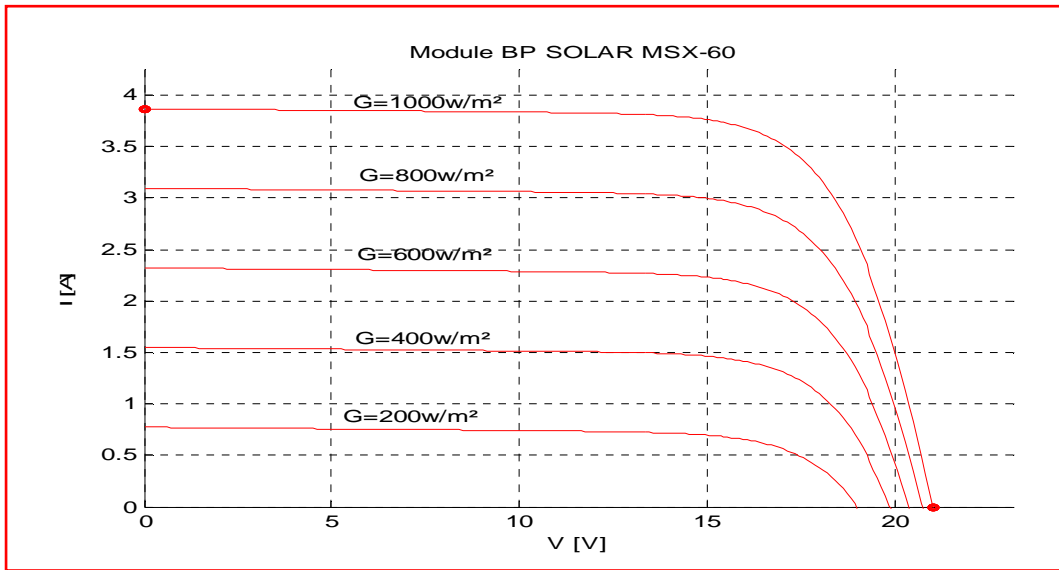


Figure II-12 Fluctuations de la courbe I-V pour T constante (T=25C°), et G variable

D'après la courbe ci-dessus nous remarquons que l'irradiation à un impact très remarquable sur le courant I_{sc} , ainsi ce dernier augmente avec la croissance de l'irradiation. Ainsi nous pouvons conclure que le rendement d'un module PV augment considérablement avec la l'augmentation de l'irradiation G.

II-5-2- EFFET DE LA TEMPERATURE SUR UN MODULE PV

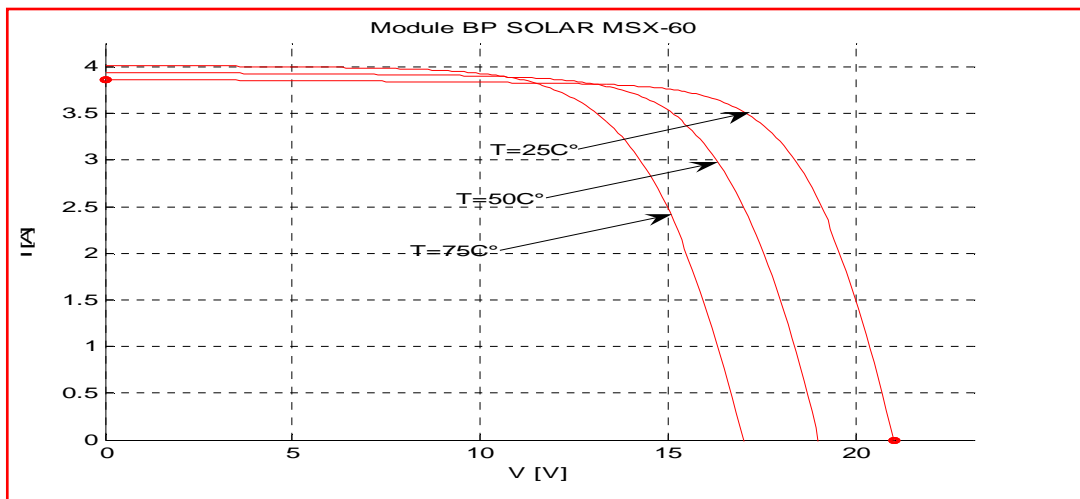


Figure II-13 Fluctuations de la courbe I-V pour G constante (G=1000w/m²), et T variable

La température à un impact sur la tension V_{oc} , comme de démontre la courbe ci-dessus le V_{oc} diminue avec la croissance de la température. Ainsi nous pouvons conclure que la température a un impact négatif sur le rendement d'un module PV.

II-5-3- EFFET DES RESISTANCES R_p ET R_s

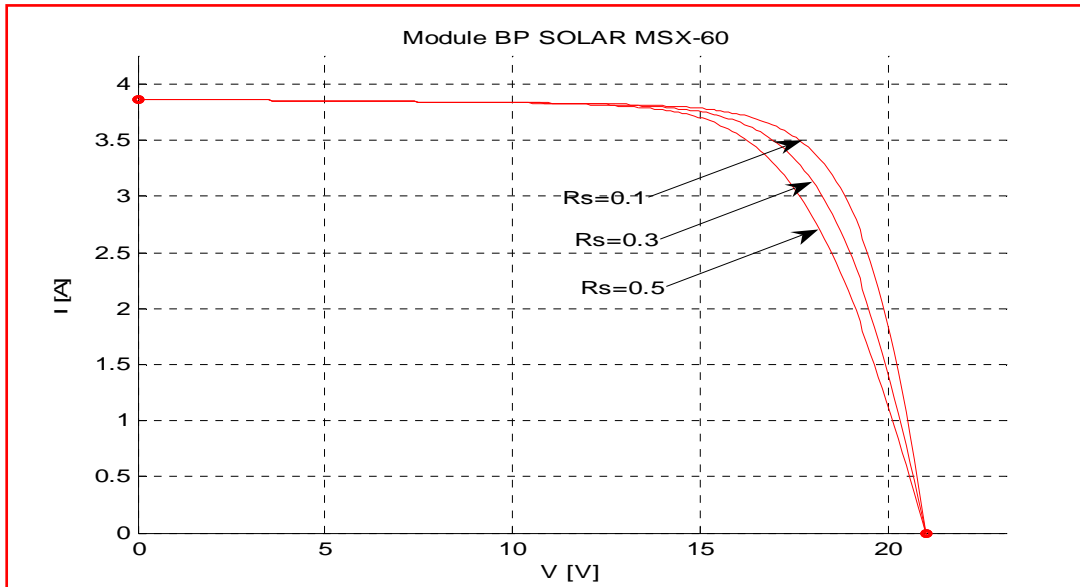


Figure II-14 Courbe I-V pour différentes valeurs de R_s (Ω)

Les performances du module PV diminues quand la résistance R_s augmente, ainsi pour avoir un bon rendement il faut que la résistance R_s soit la plus petite que possible.

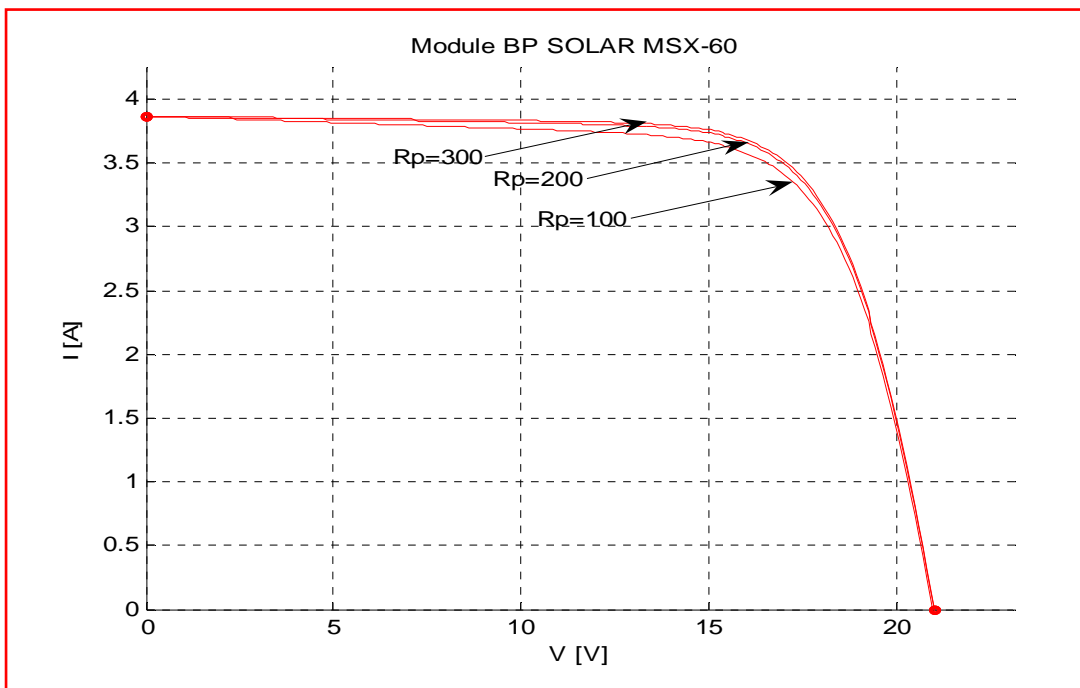


Figure II-15 Courbe I-V pour différentes valeurs de R_p (Ω)

Les performances du module PV diminues quand la résistance R_p diminue, ainsi pour avoir un bon rendement il faut que la résistance R_p soit la plus grande que possible.

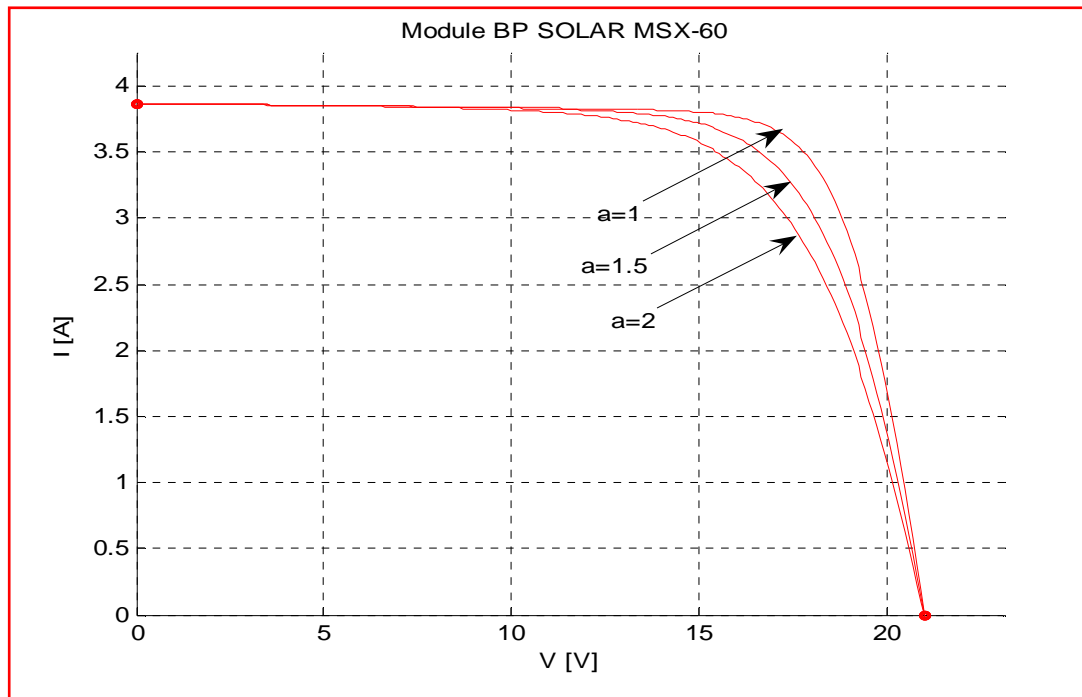
II-5-4- EFFET DU FACTEUR D'IDEALITE α 

Figure II-16 Courbe I-V pour différentes valeurs de α

II-6- CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons établie un état d'art sur les différentes représentations électriques d'une cellule solaire ainsi que les paramètres intervenant dans le rendement de cette dernière.

Les modèles de représentation électriques d'une cellule solaire les plus convaincant sont le Modèle 1-D et le Modèle 2-D, reste à confirmer lequel de ces deux modèles est le plus précis, c'est ce que nous allons exposer dans le chapitre 3.

CHAPITRE III

APPROCHE COMPARATIF : - MODELE 1-D - MODELE 2-D

III-1- INTRODUCTION

III-2- DETERMINATION DES PARAMETRES INCONNUS

III-3- ALGORITHMME NUMERIQUE UTILISE

III-4- MODULES PV UTILISE POUR LA VALIDATION & COMPARAISON

III-5- RESULTATS DES PARAMETRES INCONNUS GENERES PAR LA METHODE NEWTON-RAPHSON

III-6- CONCLUSION

III-1- INTRODUCTION

La modélisation des modules PV consiste principalement à l'estimation des courbes non-linéaire I-V. Des chercheurs ont déjà utilisé des circuits topologiques pour modéliser les caractéristiques du module lorsqu'il est soumis à des variations environnementales telles que les variations de l'éclairement et de la température. De loin, l'approche la plus simple est le modèle de diode unique soit une source de courant en parallèle avec une diode ; le nombre de paramètres inconnus dans l'équation électrique représentative de ce circuit est de trois (I_{pv}, I_0, a).

Une version améliorée est l'inclusion d'une résistance R_s en série au circuit. Bien que le modèle soit encore relativement simple, il présente de graves lacunes lorsqu'il est soumis aux variations de température élevée, car il ne tient pas compte du coefficient de la tension en circuit ouvert K_v [53] le nombre de paramètres inconnus dans l'équation électrique représentative de ce circuit est de quatre (I_{pv}, I_0, a, R_s)

Une extension du modèle de diode unique qui comprend une résistance de shunt supplémentaire, R_p est suggéré par de nombreux auteurs. Y compris R_p , le nombre de paramètres est porté à cinq. En utilisant ce modèle, la précision est améliorée

Les modèles à diode unique ont été fondés sur l'hypothèse que la perte de recombinaison dans la région d'appauvrissement est absente. Dans une cellule solaire réelle, la recombinaison représente une perte considérable, qui ne peut être adéquatement modélisés en utilisant une seule diode. L'examen de cette perte entraîne un modèle plus précis connu comme le modèle à deux diodes. Toutefois, l'inclusion de la diode supplémentaire augmente les paramètres inconnus à sept (nouveaux paramètres: I_{02}, a_2) Le principal défi est maintenant d'estimer les valeurs de tous les paramètres du modèle, tout en maintenant un effort de calcul raisonnable.

Dans ce chapitre, une technique de modélisation améliorée pour le modèle à deux diodes est proposée. La principale contribution de ce travail est la simplification de l'équation actuelle, dans laquelle seuls quatre paramètres sont nécessaires. Pour calculer les valeurs des résistances en série et en parallèle, une méthode simple et rapide itérative est utilisée. L'exactitude du modèle est vérifiée en appliquant six modèles de modules PV de différents types (poly-cristallins, monocristallins et couches minces) de différents fabricants. Les performances du modèle sont évaluées en fonction des valeurs de R_s et R_p du modèle à diode unique . Il est prévu que les travaux proposés peuvent être très utiles pour les concepteurs de PV, les convertisseur de puissance et les développeurs qui ont besoin de simulateur de modèle à circuit simple, rapide et précis pour le module PV.

III-2- DETERMINATION DES PARAMETRES INCONNUS

Comme on l'a déjà cité les deux modèles : Modèle 1-D & Modèle 2-D confrontes les paramètres inconnus suivants :

- Modèle 1-D (05paramères inconnus : I_{pv}, I_0, a, R_s, R_p)
- Modèle 2-D (07paramères inconnus : $I_{pv}, I_{01}, I_{02}, a_1, a_2, R_s, R_p$)

En outre I_{01} , I_{02} , R_p et R_s , sont obtenus par itération. Pour simplifier encore, plusieurs chercheurs suppose $a_1=1$ et $a_2=2$. C'est l'approximation de la recombinaison Schokley-Read-Hall dans la couche de charge d'espace dans la photodiode [54]. Bien que cette hypothèse est largement utilisé, mais pas toujours vrai [55]. Tel que discuté dans la section d'introduction, de nombreuses tentatives ont été faites pour réduire le temps de calcul pour le modèle à deux diodes. Cependant, ils semblent être satisfaisants.

Nous mettons le schéma électrique équivalent d'un module PV en un schéma bloc (Figure III-1) comportant quatre variables.

Les deux variables d'entrées sont :

- "G" ensoleillement dans le plan des panneaux (W/m^2);
- "T" température de la jonction des cellules (C°).

Les deux variables de sortie sont :

- "I" courant fourni par le module PV (A) ;
- "V" tension aux bornes du module PV (V).

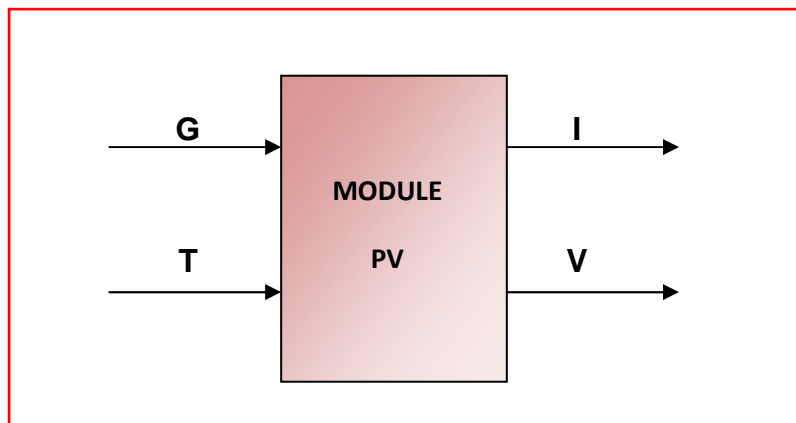


Figure III-1 Schéma Bloc d'un Module photovoltaïque

L'équation pour le courant en fonction de la température et l'éclairement PV peut être écrite comme suit [56] :

$$I_{PV} = (I_{PV_STC} + K_i \Delta T) \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \dots\dots\dots III-1$$

Où :

I_{PV_STC} (en ampères) : le courant généré par la lumière au STC.

K_i : Le coefficient du courant du court-circuit, normalement fourni par le fabricant.

$\Delta T = T - T_{STC}$ (en Kelvin, $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$)

G : L'éclairement énergétique.

G_{STC} : (1000 W/m^2) : est l'éclairement énergétique au STC.

Pour le modèle à une seule diode, une équation pour décrire le courant de saturation qui considère la variation de température est donnée par [57], c'est-à-dire :

$$I_0 = \frac{(I_{sc_STC} + K_i \Delta T)}{\exp[(I_{sc_STC} + K_v \Delta T) / a V_T] - 1} \dots\dots\dots III-2$$

La constante K_v est le coefficient de tension en circuit ouvert, cette valeur est disponible à partir de la fiche technique.

Pour le modèle à deux diodes, plusieurs chercheurs ont calculé les valeurs de I_{01} et I_{02} . [58] . En général, I_{02} est de l'ordre 1-7 fois plus grand que I_{01} . En outre, la plupart des travaux antérieurs considère les facteurs d'idéalité $a_1=1$ et $a_2=2$.

Dans ce travail, nous proposons une modification de l'équation III-2 et l'appliquer au modèle à deux diodes. Pour maintenir l'équation dans la même forme que dans l'équation III-2, les deux courants de saturation inverse I_{01} , I_{02} sont configurés pour être égale en valeur absolue, c'est-à-dire :

$$I_{01} = I_{02} = I_0 = \frac{(I_{sc_STC} + K_i \Delta T)}{\exp[(V_{oc_STC} + K_v \Delta T) / \{(a_1 + a_2) / p\} V_T] - 1} \dots\dots\dots III-3$$

Les Facteurs d'idéalité des diodes a_1 et a_2 représentent respectivement les composants de la diffusion et la recombinaison du courant. Conformément à la théorie de la diffusion de Shockley, le courant de diffusion, a_1 doit être l'unité [59]. La valeur de a_2 , cependant, est flexible. Sur la base de simulations réalisées, il est constaté que si $a_2 \geq 1,2$ la meilleure adéquation entre le modèle proposé et le modèle pratique pour la courbe I-V est observée. Pour cela nous prenons $(a_1 + a_2) / p = 1$ et $a_1=1$, il s'ensuit que la valeur variable de p peut être choisie pour être $\geq 2,2$. Cette généralisation permet d'éliminer l'ambiguïté dans le choix des valeurs de a_1 et a_2 .

L'Equation III-4 peut être simplifiée en termes de p comme suit :

$$I = I_{pV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V+IR_s}{(p-1)V_T}\right) - 2 \right] - \left(\frac{V+IR_s}{R_p}\right) \dots\dots\dots III-4$$

Les deux autres paramètres dans l'équation III-4 c.-à-d R_p et R_s sont obtenues par itération. Plusieurs chercheurs ont évalué ces deux paramètres de manière indépendante, mais les résultats ne sont pas satisfaisants. Dans ce travail, R_p et R_s sont calculés simultanément, semblable à la procédure proposée dans [57]. Cette approche n'a pas été appliquée pour le modèle à deux diodes. L'idée c'est l'utilisation de la valeur du point de puissance maximale (P_{mp}) correspondant, c'est à dire effectuer une comparaison entre la puissance de pointe calculé (P_{mp_c}) et la puissance de crête expérimentale (P_{mp_e}) (à partir de la fiche technique du fabricant), par itération en augmentant la valeur de R_s tout en calculant la valeur de R_p .

D'après l'équation III-4 dans les conditions du point de puissance maximale, l'expression de R_p peuvent être réorganisés et réécrite sous la forme :

$$R_p = \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{\{I_{pV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{(p-1)V_T}\right) - 2 \right] - \frac{P_{max E}}{V_{mp}}\}} \dots\dots\dots III-5$$

Les conditions initiales pour les deux résistances sont données ci-dessous [57,60] :

$$R_{s0} = 0 \quad ; \quad R_p = \frac{V_{mp}}{I_{scn} - I_{mp}} - \frac{V_{ocn} - V_{mp}}{I_{mp}} \dots\dots\dots III-6$$

La valeur initiale de R_p est la pente du segment de ligne entre le point du court circuit ($0, I_{sc}$) et le point de puissance maximale (V_{pm}, I_{mp}). Pour chaque itération, la valeur de R_p est calculée à la fois en utilisant l'équation III-5. Avec la disponibilité de tous les six paramètres, le courant de sortie de la cellule peut alors être déterminé en utilisant la méthode standard de Newton-Raphson.

III-3- ALGORITHME NUMERIQUE UTILISE

L'organigramme qui décrit le procédé de calcul selon Newton-Raphson est sur la figure III-2 :

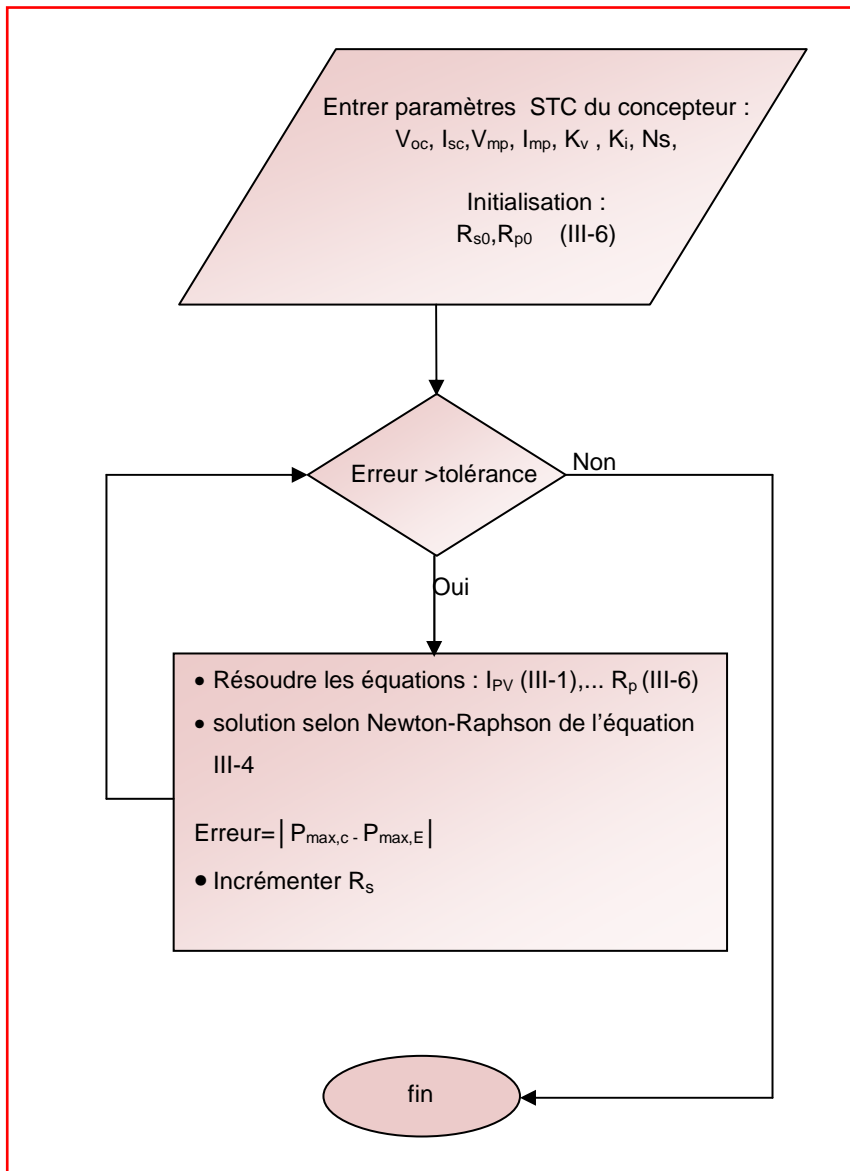


Figure III-2 Algorithme Correspondant

En utilisant les équations décrites précédemment, tous les quatre paramètres de ce modèle peuvent être facilement calculés, à savoir le I_{pV} , I_0 , R_p et R_s . De ce fait, seulement R_p et R_s doivent être déterminés par itération. I_{pV} et I_0 sont obtenus analytiquement. La variable p peut être choisie de façon à être n'importe quel chiffre supérieur à 2,2.

III-4- MODULES PV UTILISE POUR LA VALIDATION & COMPARAISON

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

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

Paramètre	Poly-cristallin			Mono-cristallin		Thin-film
	BP solar MSX-60	Kyocera KG200GT	Shell S36	Shell SQ150-PC	Shell SP-70	Shell ST-40
I_{sc} (A)	3.87	8.21	2.30	4.8	4.7	2.68
V_{oc} (V)	21.0	32.9	21.4	43.4	21.4	23.3
I_{mp} (A)	3.56	7.61	2.18	4.4	4.25	2.41
V_{mp} (V)	16.8	26.3	16.5	34	16.5	16.6
K_V (mV/°C)	-80	-123	-76	-61	-76	-100
K_i (mA/°C)	0.65	3.18	1	1.4	2	0.35
N_s	36	54	36	72	36	36

Tableau III-1 Spécifications des six modules PV utilisés

III-5- RESULTATS DES PARAMETRES INCONNUS GENERE PAR LA METHODE NEWTON-RAPHSON

Le tableau III-2 montre les paramètres utilisés pour le modèle 1-D. Quatre paramètres sont calculés à savoir, I_o , I_{PV} , R_s , et R_p .

Paramètre	Multi-cristallin			Mono-cristallin		Thin-film
	BP solar MSX-60	Kyocera KG200GT	Shell S36	Shell SQ150-PC	Shell SP-70	Shell ST-40
I_{sc} (A)	3.87	8.21	2.30	4.8	4.7	2.68
V_{oc} (V)	21.0	32.9	21.4	43.4	21.4	23.3
I_{mp} (A)	3.56	7.61	2.18	4.4	4.25	2.41
V_{mp} (V)	16.8	26.3	16.5	34	16.5	16.6
I_o (A)	10.065×10^{-8}	4.1280×10^{-10}	9.7329×10^{-9}	6.9745×10^{-8}	8.7645×10^{-8}	1.0292×10^{-8}
I_{PV} (A)	3.8700	8.2100	2.30	4.800	4.700	2.6800
a	1.3	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3
R_p (Ω)	312.9573	172.9424	5.7221×10^3	541.8311	145.3377	373.4680
R_s (Ω)	0.2590	0.3310	0.7450	0.6760	0.3970	1.5230

Tableau III-2 Paramètres pour le Modèle 1-D

Le tableau III- 3 montre les paramètres du modèle proposé à deux diodes. Bien que le modèle à plusieurs variables, le nombre réel de paramètres calculés es réduit à quatre, car $I_{o1} = I_{o2} = I_o$ et $a_1 = 1$ et p peut être choisi arbitrairement, soit $p \geq 2,2$.

Paramètre	Multi-cristallin			Mono-cristallin		Thin-film
	BP solar MSX-60	Kyocera KG200GT	Shell S36	Shell SQ150-PC	Shell SP-70	Shell ST-40
I_{sc} (A)	3.87	8.21	2.30	4.8	4.7	2.68
V_{oc} (V)	21.0	32.9	21.4	43.4	21.4	23.3
I_{mp} (A)	3.56	7.61	2.18	4.4	4.25	2.41
V_{mp} (V)	16.8	26.3	16.5	34	16.5	16.6
$I_{o1} = I_{o2}$ (A)	5.3376×10^{-10}	4.1280×10^{-10}	2.0585×10^{-10}	3.1060×10^{-10}	4.2065×10^{-10}	3.0749×10^{-11}
I_{PV} (A)	3.87	8.21	2.30	4.80	4.70	2.68
R_p (Ω)	162.8218	174.3491	3.0517×10^3	272.2917	95.5501	206.6924
R_s (Ω)	0.3980	0.3260	0.9810	0.8980	0.5110	1.7120

Tableau III-3 Paramètres pour le Modèle 2-D

III-6- CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons dénombré les différents paramètres inconnus pour les deux modèles : Modèle 1-D et Modèle 2-D. Une méthode de calcul numérique est utilisé qui est celle de NEWTON-RAPHSON , ainsi les paramètres inconnus des deux modèles sont calculés d'une façon fastidieuse.

Reste à confronter les résultats des deux modèles avec les valeurs expérimentales pour confirmer lequel des deux modèles est le plus proche du comportement de la cellule photovoltaïque, ce qui sera exposé dans le prochain chapitre.

CHAPITRE IV

RESULTATS & DISCUSSIONS

IV-1- INTRODUCTION

IV-2- IMPACT DE L'ECLAIRAMENT

IV-3- IMPACT DE LA TEMPERATURE

IV-4- CALCUL D'ERREURS

IV-4-1 ERREUR EN P_{mp}

IV-4-2 ERREUR EN V_{oc}

IV-4-3 ERREUR EN I_{sc}

IV-5- INTERPRETATION DES RESULTATS

IV-6- CONCLUSION

IV-1- INTRODUCTION

Désormais les paramètres inconnus des deux modèles 1-D et 2-D sont déterminés, reste à confirmer lequel des deux est le plus proche du comportement d'un module PV ; pour cela, et à travers ce chapitre, une confrontation des deux modèles avec les valeurs expérimentales données par le constructeur (Voir DataSheet en ANNEXE) est effectuée. Cette confrontation touchera des différents niveaux d'éclairement et de température pour les différentes technologies de conception des modules PV.

IV-2- IMPACT DE L'ECLAIREMENT

Les figures IV-1 , IV-2 et IV-3, montrent les courbes (I-V) pour les modules KC200GT, SQ150-PC, ST-40 respectivement , pour les différents niveaux d'éclairement .

Les valeurs calculées à partir du modèle 1-D et le modèle 2-D sont évalués par rapport aux données mesurées extraite à partir des datasheet du fabricant.

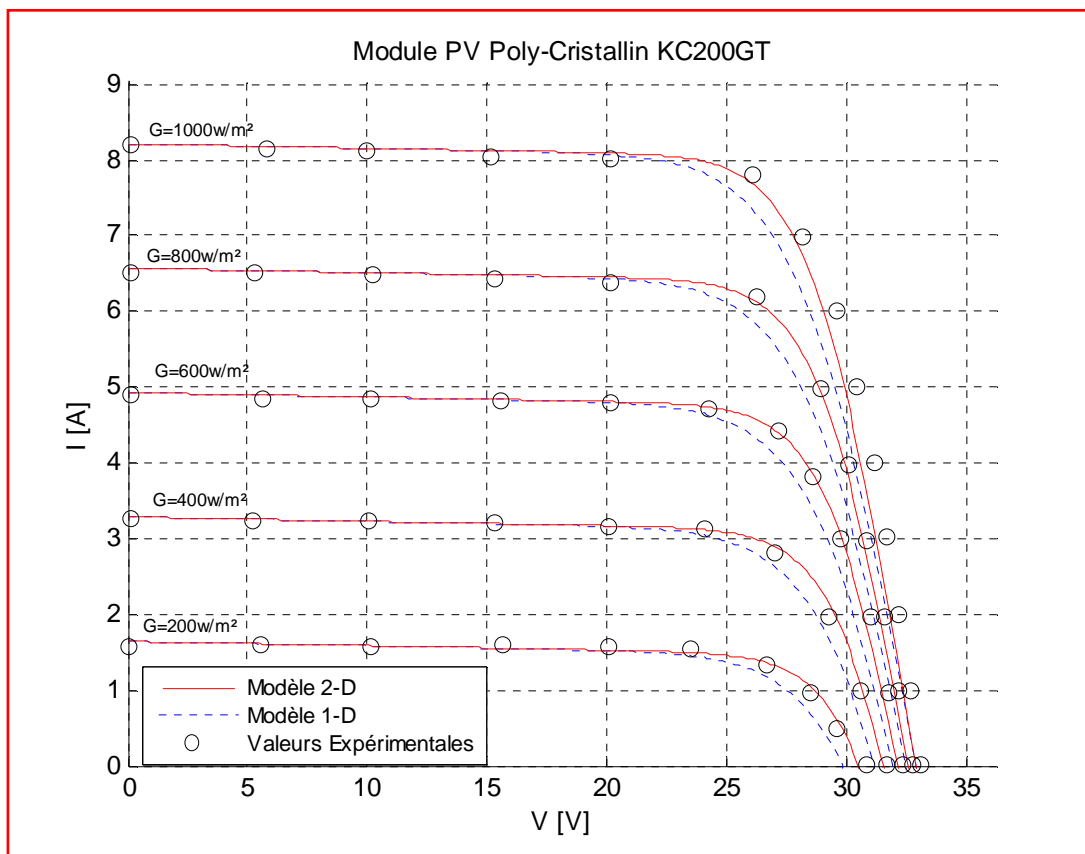


Figure IV-1 Courbe I-V pour différents niveaux d'éclairement et à T=25C°
(Module PV KC200GT)

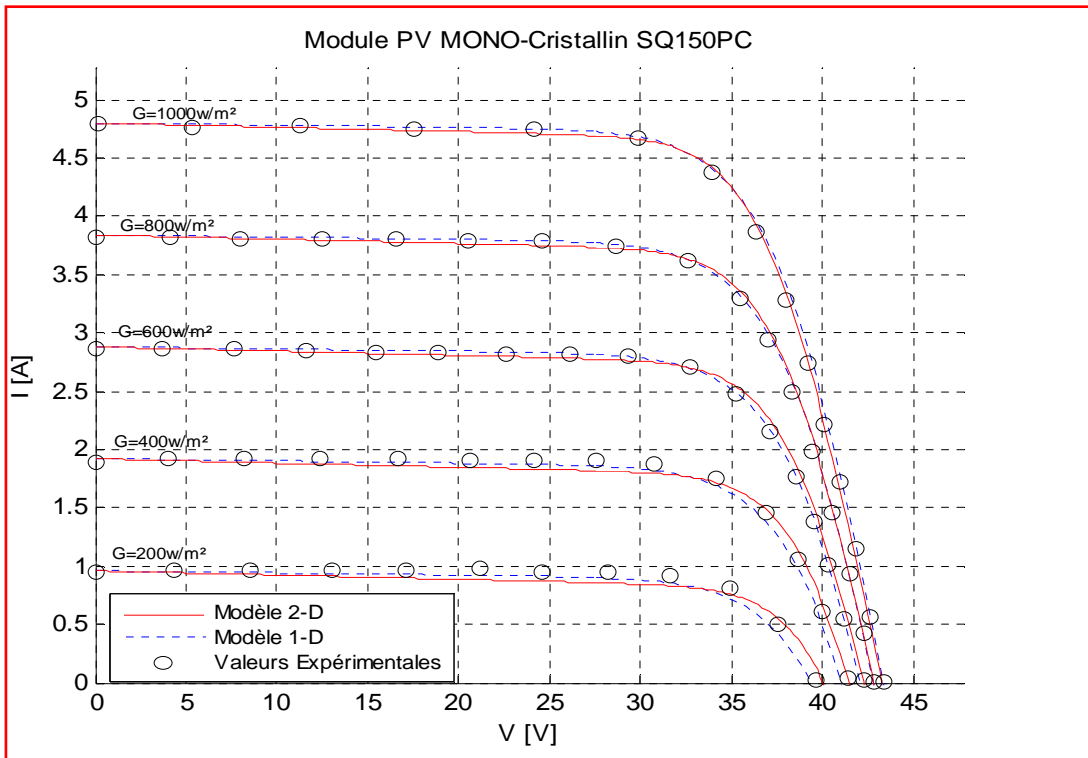


Figure IV-2 Courbe I-V pour différents niveaux d'éclairement et à $T=25^{\circ}$
(Module PV SQ150PC)

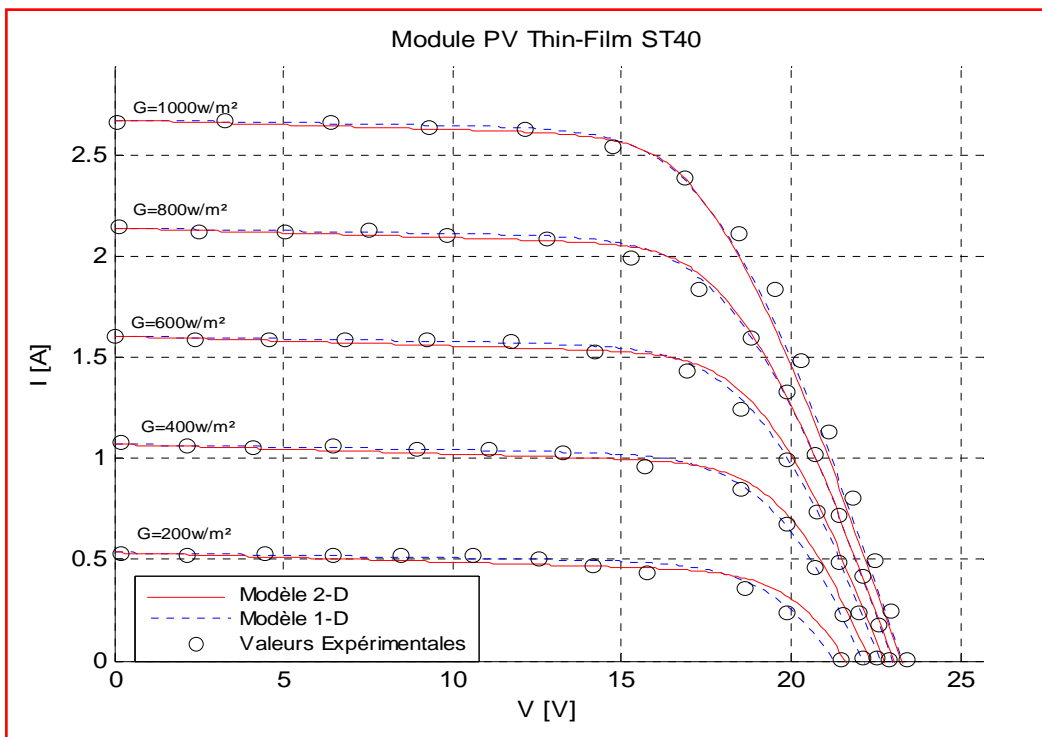


Figure IV-3 Courbe I-V pour différents niveaux d'éclairement et à $T=25^{\circ}$
(Module PV ST40)

Les deux modèles 1-D et 2-D donnent des résultats presque similaires au STC. Ce qui est prévu parce que les deux modèles utilisent la puissance max similaires dans l'algorithme correspondant. Cependant, sous faible éclairement, des résultats plus précis sont obtenus à partir du modèle 2-D, en particulier dans le voisinage de la tension en circuit ouvert.

Comparant le Modèle 1-D avec les données expérimentales pour le module PV KC200GT, démontre que ce modèle est inadéquat lorsqu'il s'agit de niveau d'un faible éclairement. Il est prévu que cette approche est la même au cours de l'ombrage partiel. Une Tendance similaire est observée pour les module SQ150-PC et ST40.

IV-3- IMPACT DE LA TEMPERATURE

Les figures IV-4 , IV-5 et IV-6, montrent les courbes (I-V) pour les modules KC200GT, SQ150-PC, ST-40 respectivement , pour les différentes valeurs de température . Toutes les mesures sont effectuées à l'éclairément de 1000 W/m².

Les valeurs calculées à partir du modèle 1-D et le modèle 2-D sont évalués par rapport aux données mesurées extraite à partir des datasheet du fabricant.

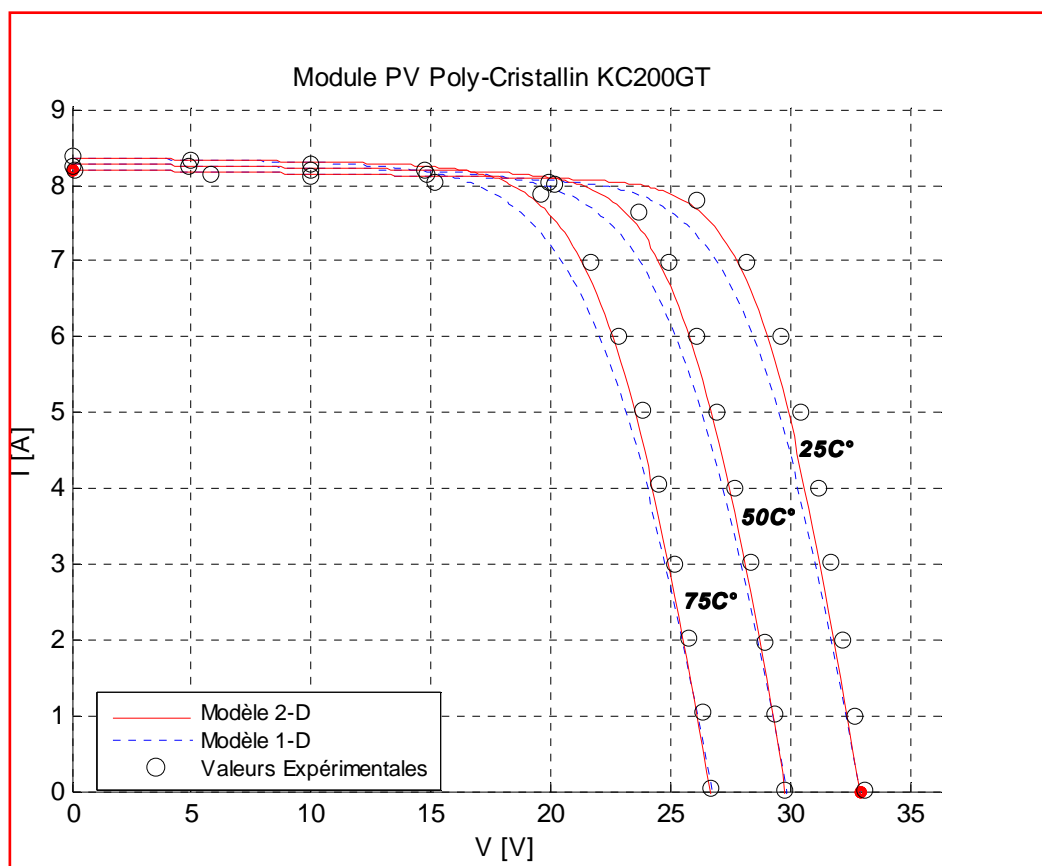


Figure IV-4 Courbe I-V pour différents niveaux de température et $G=1000\text{w/m}^2$
(Module PV SQ150PC)

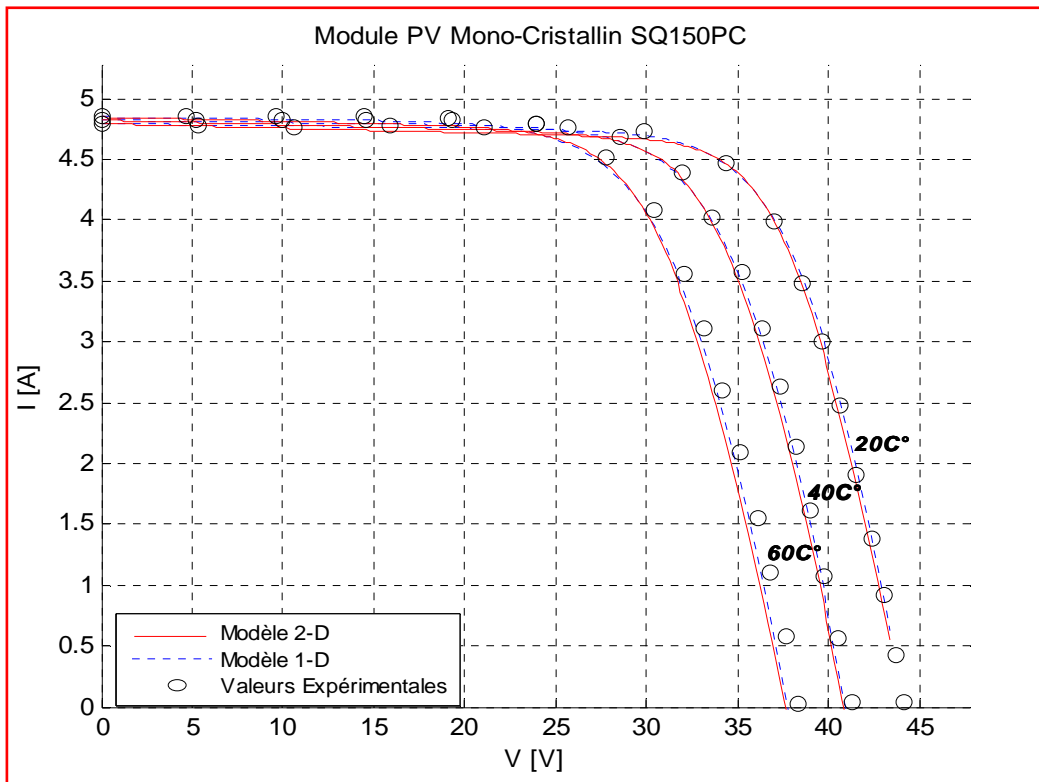


Figure IV-5 Courbe I-V pour différents niveaux de température et $G=1000w/m^2$
(Module PV KC200GT)

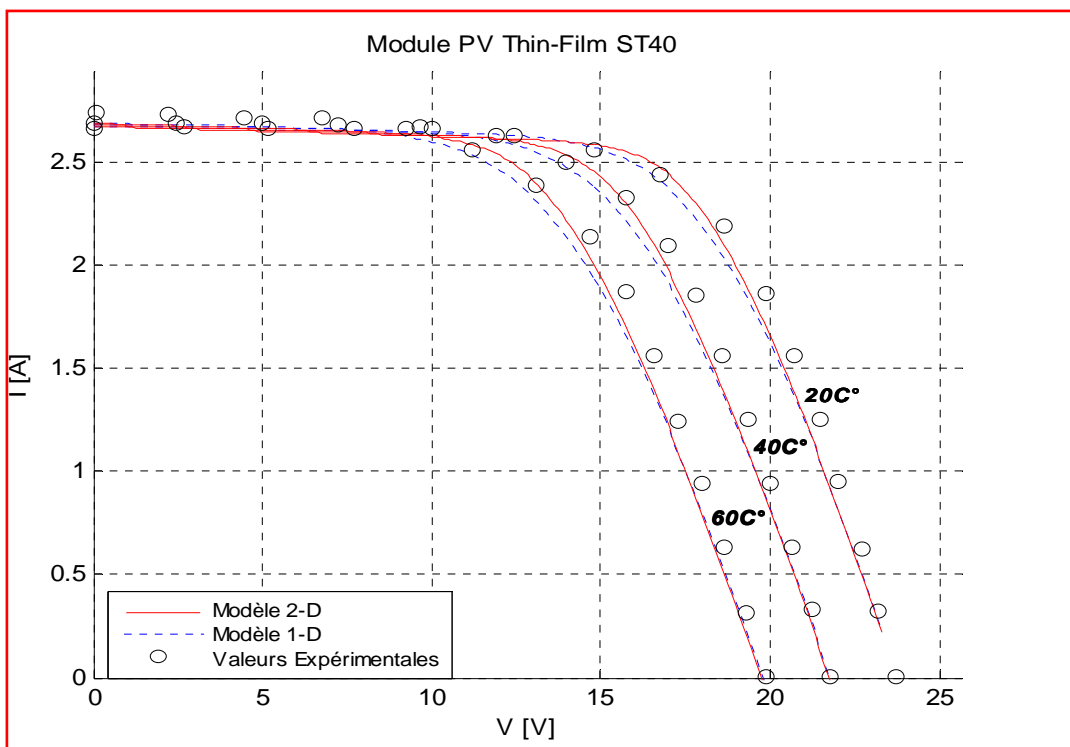


Figure IV-6 Courbe I-V pour différents niveaux de température et $G=1000w/m^2$
(Module PV ST40)

IV-4- CALCUL D'ERREURS

IV-4-1 ERREUR EN Pmp

Les Figures IV-7, IV-8, IV-9 montre l'erreur relative analytique en P_{mp} pour les modules KC200GT, SQ150-PC et ST40 à différents niveaux d'éclairement. La température est réglée au STC. L'erreur relative est définie comme la différence entre les valeurs simulées et mesurées de P_{mp} . La différence est ensuite divisée par la valeur mesurée.

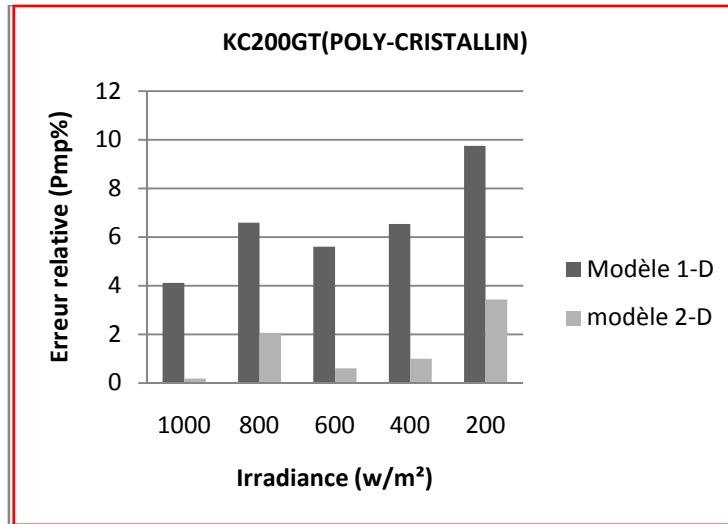


Figure IV-7 Erreur relative en P_{mp} pour différentes valeurs de G et $T=25C^{\circ}$
(Module PV KC200GT)

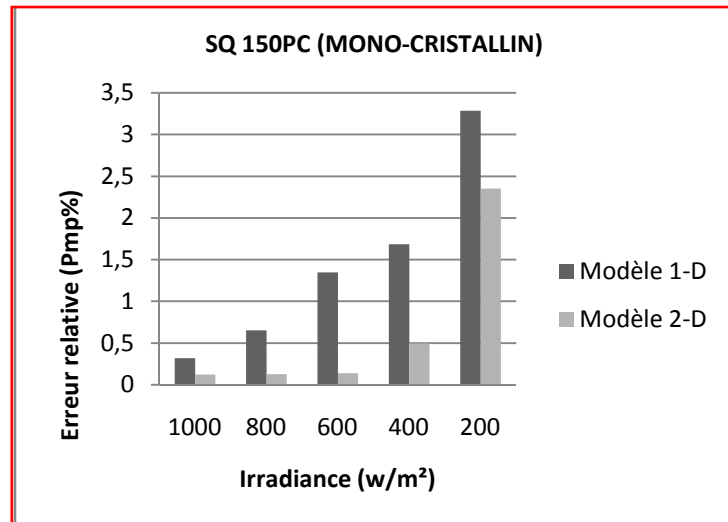


Figure IV-8 Erreur relative en P_{mp} pour différentes valeurs de G et $T=25C^{\circ}$
(Module PV SQ150PC)

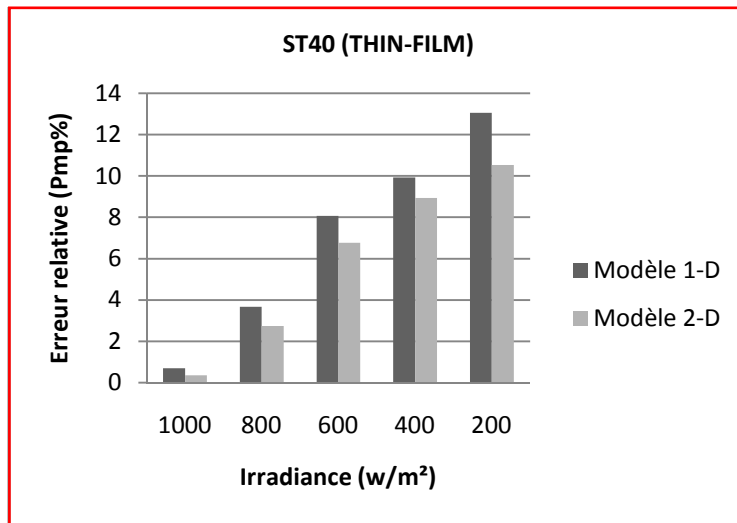


Figure IV-9 Erreur relative en Pmp différentes valeurs de G et T=25C°
(Module PV ST40)

Comme on le voit à l'éclairement STC, il ya une très petite différence dans les valeurs de l'erreur en Pmp pour les deux modèles. Cependant, comme l'éclairement énergétique est réduit, il ya un écart significatif en Pmp . D'autre part, le modèle 2-D a une erreur en Pmp minime comparant avec celle du modèle 1-D et ça pour toutes les valeurs d'ensoleillement.

Les Figures IV-9, IV-10, IV-11 montre l'erreur relative analytique en Pmp pour les modules KC200GT, SQ150-PC et ST40 pour différents valeurs de températures. L'éclairement est réglé au STC.

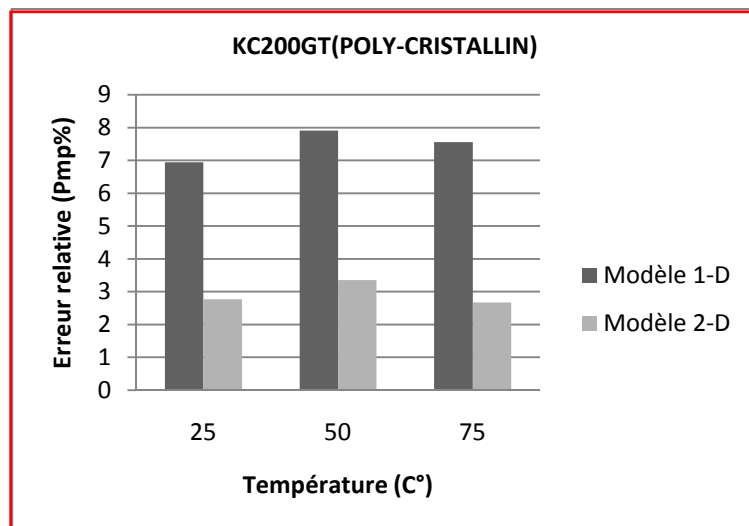


Figure IV-10 Erreur relative en Pmp pour différentes valeurs de T et G=1000w/m²
(Module PV KC200GT)

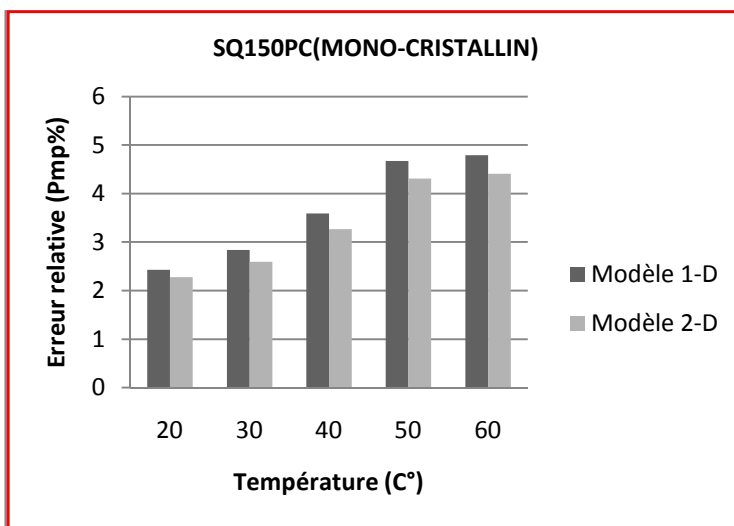


Figure IV-11 Erreur relative en Pmp pour différentes valeurs de T et G=1000w/m² (Module PV SQ150PC)

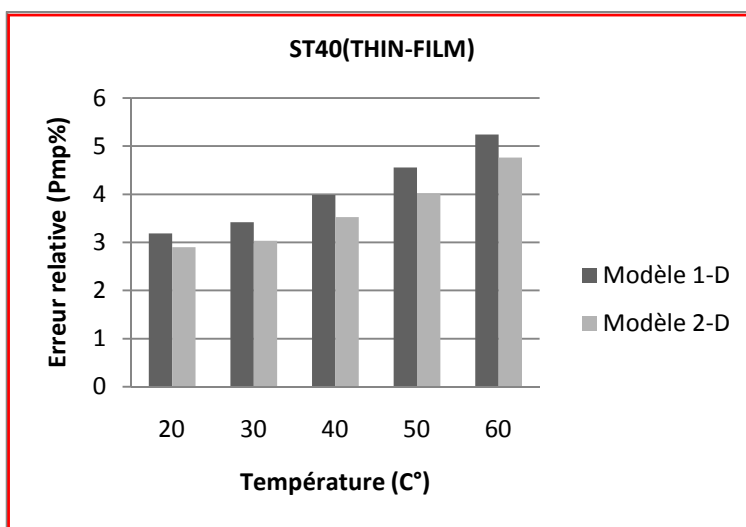


Figure IV-12 Erreur relative en Pmp pour différentes valeurs de T et G=1000w/m² (Module PV ST40)

On remarque que le modèle 2-D représente une erreur en Pmp minimale comparée avec celle du modèle 1-D et ça pour tous les niveaux de température.

IV-4-2 ERREUR EN Voc

Les Figures IV-12, IV-13, IV-14 montre l'erreur relative analytique en Voc pour les modules KC200GT, SQ150-PC et ST40 à différents niveaux d'éclairage. La température est réglée au STC.

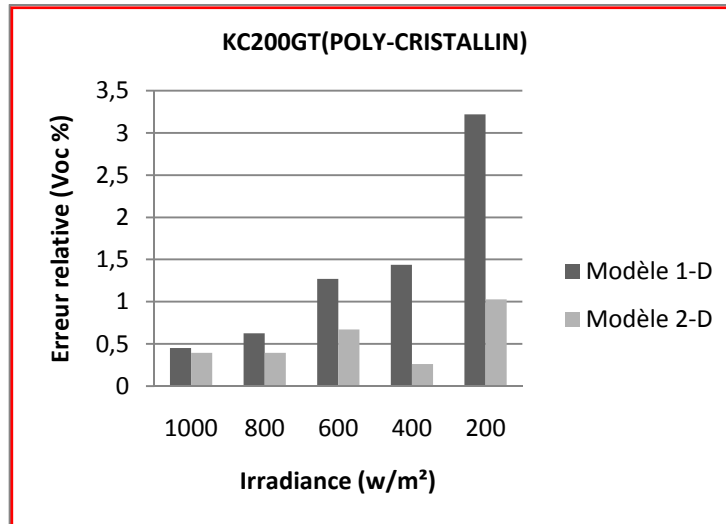


Figure IV-13 Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de G et T=25°C
(Module PV KC200GT)

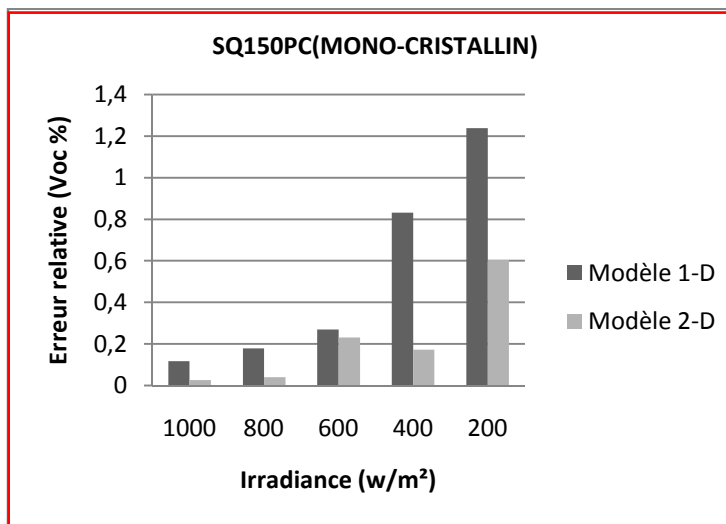


Figure IV-14 Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de G et T=25°C
(Module PV SQ150PC)

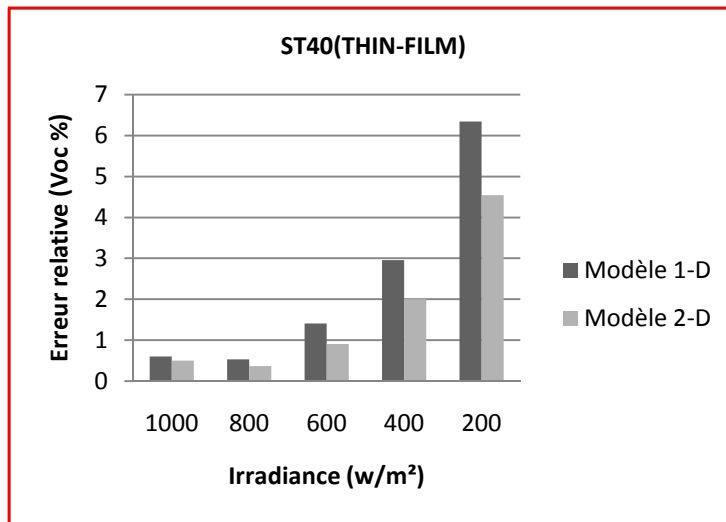


Figure IV-15 Erreur relative en Voc différentes valeurs de G et T=25C°
(Module PV ST40)

De même que l’erreur en Pmp, il ya une très petite différence dans les valeurs de l’erreur en Voc pour les deux modèles. Pour l’éclairément énergétique réduit, il ya un écart significatif en Voc . D’autre part, le modèle 2-D a une erreur en Voc minimale comparée avec celle du modèle 1-D et ça pour toutes les valeurs d’ensoleillement.

Les Figures IV-15, IV-16, IV-17 montre l’erreur relative analytique en Voc pour les modules KC200GT, SQ150-PC et ST40 pour différentes valeurs de températures. L’éclairément est réglé au STC.

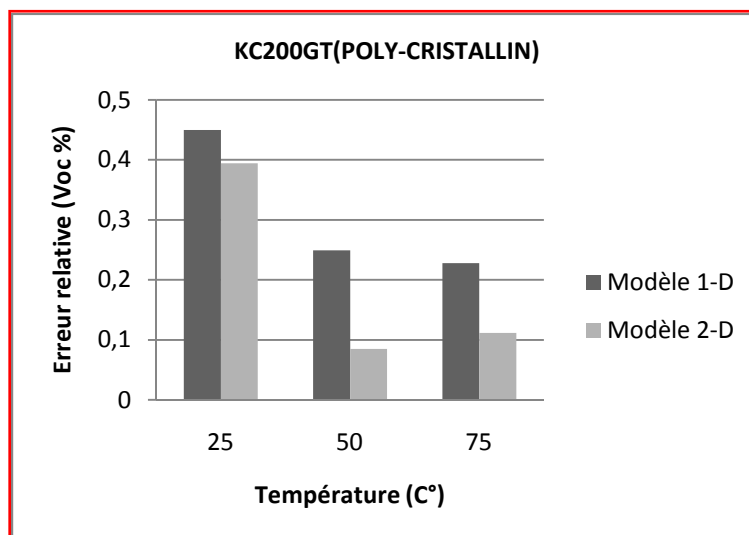


Figure IV-16 Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de T et G=1000w/m²
(Module PV KC200GT)

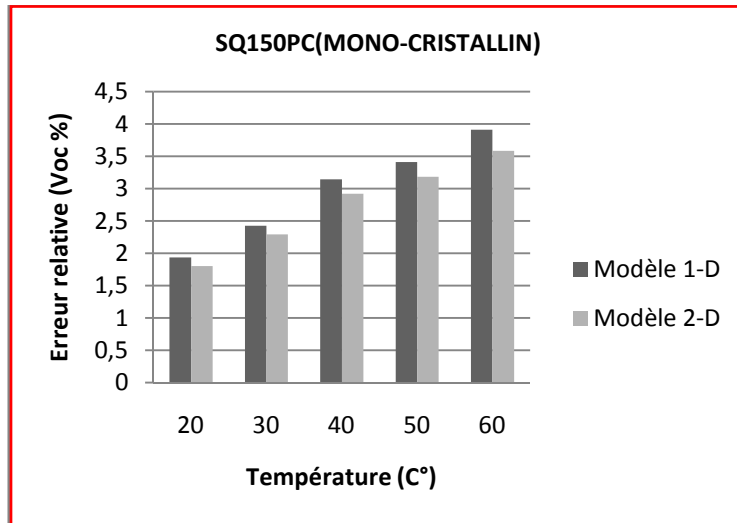


Figure IV-17 Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de T et G=1000w/m² (Module PV SQ150PC)

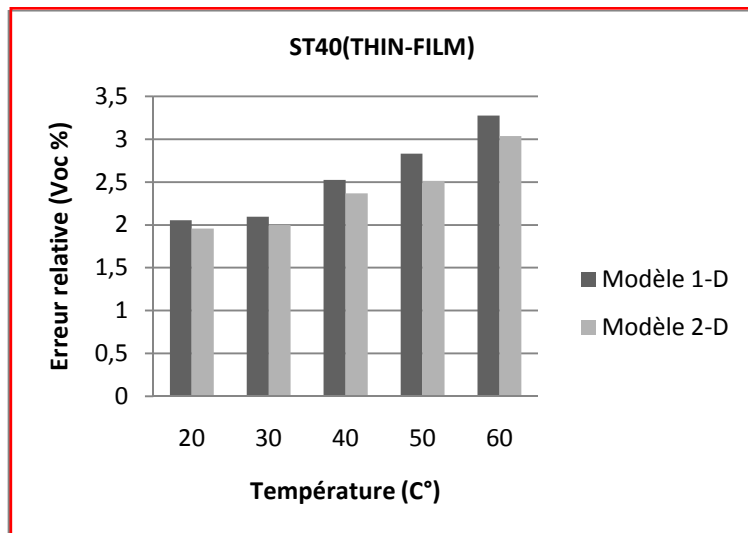


Figure IV-18 Erreur relative en Voc pour différentes valeurs de T et G=1000w/m² (Module PV ST40)

On remarque que le modèle 2-D représente une erreur en Voc minimale comparée avec celle du modèle 1-D et ça pour tous les niveaux de température testés dans notre étude.

IV-4-3 ERREUR EN I_{sc}

L'erreur en I_{sc} est très minimale, elle est de l'ordre de 10⁻²% et cela pour les deux modèles (voir annexe2).

IV-5- INTERPRETATION DES RESULTATS

Pour montrer l'efficacité du modèle 2-D pour les différentes technologies du silicium, des comparaisons entre S36 (monocristallin), SP-70 (poly-cristallin) et ST40 (couche mince) sont effectuées. Les tableaux IV-1, IV-2, IV-3 montrent les erreurs relatives de V_{mp} et P_{mp} pour les grands écarts de température (-25 ° C à +50 ° C). L'éclairement est maintenu constant au STC.

Température (°C)	Datasheet	Modèle 1-D	Modèle 2-D	Erreur 1-D (%)	Erreur 2-D (%)
50	$P_{mp}=31.95$	$P_{mp}=31.83$	$P_{mp}=31.90$	0.219	0.156
	$V_{mp}=14.60$	$V_{mp}=14.90$	$V_{mp}=14.80$	2.055	1.369
25	$P_{mp}=36.00$	$P_{mp}=36.10$	$P_{mp}=35.90$	0.278	0.278
	$V_{mp}=16.50$	$V_{mp}=16.80$	$V_{mp}=16.70$	1.818	1.212
0	$P_{mp}=40.05$	$P_{mp}=40.31$	$P_{mp}=40.09$	0.649	0.099
	$V_{mp}=18.40$	$V_{mp}=18.80$	$V_{mp}=18.70$	2.174	1.630
-25	$P_{mp}=44.10$	$P_{mp}=44.56$	$P_{mp}=44.17$	1.043	0.158
	$V_{mp}=20.30$	$V_{mp}=20.60$	$V_{mp}=20.35$	1.478	0.246

Tableau IV-1 Erreurs relatives en P_{mp} et V_{mp} pour différentes valeurs de température (Module PV poly-cristallin S36)

Température (°C)	Datasheet	Modèle 1-D	Modèle 2-D	Erreur 1-D (%)	Erreur 2-D (%)
50	$P_{mp}=62.13$	$P_{mp}=61.75$	$P_{mp}=61.89$	0.612	0.386
	$V_{mp}=14.60$	$V_{mp}=14.60$	$V_{mp}=14.60$	0.000	0.000
25	$P_{mp}=70.00$	$P_{mp}=69.99$	$P_{mp}=69.99$	0.014	0.014
	$V_{mp}=16.50$	$V_{mp}=16.50$	$V_{mp}=16.50$	0.000	0.000
0	$P_{mp}=77.88$	$P_{mp}=78.19$	$P_{mp}=77.91$	0.393	0.038
	$V_{mp}=18.40$	$V_{mp}=18.50$	$V_{mp}=18.50$	0.543	0.543
-25	$P_{mp}=85.75$	$P_{mp}=86.32$	$P_{mp}=85.70$	0.665	0.058
	$V_{mp}=20.30$	$V_{mp}=20.50$	$V_{mp}=20.50$	0.985	0.985

Tableau IV-2 Erreurs relatives en Pmp et Vmp pour différentes valeurs de température (Module PV mono-cristallin SP-70)

Température (°C)	Datasheet	Modèle 1-D	Modèle 2-D	Erreur 1-D (%)	Erreur 2-D (%)
50	$P_{mp}=34.00$	$P_{mp}=33.69$	$P_{mp}=33.71$	0.912	0.853
	$V_{mp}=14.10$	$V_{mp}=14.30$	$V_{mp}=14.20$	1.418	0.709
25	$P_{mp}=40.00$	$P_{mp}=40.00$	$P_{mp}=40.00$	0.000	0.000
	$V_{mp}=16.60$	$V_{mp}=16.60$	$V_{mp}=16.60$	0.000	0.000
0	$P_{mp}=46.00$	$P_{mp}=46.42$	$P_{mp}=46.33$	1.605	0.717
	$V_{mp}=19.10$	$V_{mp}=19.10$	$V_{mp}=19.10$	0.000	0.000
-25	$P_{mp}=52.00$	$P_{mp}=52.92$	$P_{mp}=52.69$	1.769	0.442
	$V_{mp}=21.60$	$V_{mp}=21.60$	$V_{mp}=21.60$	0.000	0.000

Tableau IV-3 Erreurs relatives en Pmp et Vmp pour différentes valeurs de température (Module PV couches minces ST40)

D'après les données, on peut conclure que des résultats plus précis sont obtenus à partir du modèle 2-D pour l'ensemble des trois technologies de silicium.

IV-6- CONCLUSION

Dans ce chapitre, les résultats de la modélisation des modules PV en utilisant les modèles 1-D et 2-D sont présentés. Nous avons conclu que le modèle 2-D donne plus de précision que le modèle 1-D.

La précision du modèle proposé est évaluée en utilisant des données pratiques des fabricants de six types différents de modules PV. Ses performances sont comparées aux valeurs expérimentales données par les constructeurs des différents modules.

Il a été constaté que, le modèle 2-D est meilleur lorsqu'il est soumis à variations de l'éclairement et la température. Et donne une meilleure précision pour la reconstitution des caractéristiques électriques d'un module PV.

CHAPITRE V

MODELISATION DE L'I-106 AVEC RESEAUX DE NEURONES

V-1- INTRODUCTION

V-2- APERCU SUR LA THEORIE DES RESEAUX DE NEURONES

V-2-1 FONDEMENT BIOLOGIQUE

V-2-2 MODELISATION MATHEMATIQUE DU NEURONE BIOLOGIQUE

V-2-3 ARCHITECTURE DES RESEAUX DE NEURONES

V-2-4 PROCESSUS D'APPRENTISSAGE

V-2-5 PERCEPTRON MULTICOUCHE (MLP)

V-3-CARACTERISATION DU MODULE I-106 AVEC RESEAUX DE NEURONES

V-3-1 COLLECTE D'UNE BASE DE DONNEE

V-3-2 CHOIX DE L'-ARCHITECTURE DU RESEAU

V-3-3 PHASE D'APPRENTISSAGE

V-3-4 PHASE DE TEST ET MESURE DE LA PERFORMANCE DU MODELE ANN

V-4- OBTENTION DE LA COURBE I-V EN STC AVEC LE MODELE ANN

V-5- CONCLUSION

V-1- INTRODUCTION

Dans le domaine photovoltaïque, les fabricants fournissent des notations pour les modules PV aux conditions STC. Toutefois, ces conditions ne sont pas toujours évidentes, se produisant rarement à l'extérieur, car elles sont principalement réalisées dans des conditions de laboratoire en utilisant un simulateur solaire. Par conséquent, pour réaliser une caractérisation appropriée au comportement des modules PV électrique (obtention de la courbe I-V), récemment, plusieurs auteurs [61-62] utilisent l'intelligence artificielle (AI) telles que la logique floue (fuzzy logic) [61] et réseaux de neurones artificiels (Artificial Neural Network ANN) [62] pour modéliser la courbe I-V. Cette approche est logique si l'on devait considérer la dépendance de la cellule solaire aux diverses variations de l'environnement.

Dans ce qui précède nous avons abordé une modélisation des modules PV en utilisant une méthode numérique se basant sur une représentation électrique bien déterminée de la cellule PV ; durant ce chapitre, nous allons tester une méthode de modélisation utilisant les réseaux de neurones artificiels (ANN) pour la caractérisation des modules photovoltaïques.

A cet effet, ce chapitre est organisé comme suit:

Tout d'abord une section est consacrée pour l'introduction à la théorie des réseaux de neurones ainsi que la présentation de la structure du réseau de neurones artificiels utilisés pour obtenir la courbe I-V du module PV monocristallin ISOFOTON I-106 en STC . Dans la seconde section une présentation du module PV ISOFOTON I-106 utilisé dans notre modélisation avec réseaux de neurones est effectuée, en précisant la base de données utilisée dans notre apprentissage. Dans la troisième section la courbe I-V en STC est déduite et aussi quelques résultats obtenus avec cette méthode sont expliquées ainsi qu'une brève comparaison avec les données expérimentales. Enfin dans la dernière section, les conclusions à en tirer de ce chapitre.

V-2- APERCU SUR LA THEORIE DES RESEAUX DE NEURONES

Chez les êtres vivants la reconnaissance de forme, le traitement de signal, l'apprentissage, la mémorisation,....sont autant de tâches remplies quotidiennement d'une manière naturelle, c'est à partir de l'hypothèse que le comportement intelligent émerge de la structure et comportement des éléments de base du cerveau que les réseaux de neurones artificiels se sont développés. Il est donc aisé de comprendre l'intérêt marqué par l'ingénieur au neurone biologique. Sans prétendre copier le cerveau, il entend s'inspirer de l'architecture et des fonctions du système nerveux.

L'introduction des réseaux de neurones dans le domaine des sciences de l'ingénieur a été une des évolutions les plus marquées. Tout a commencé en 1943, lorsque Mc. Culloch et W. Pitts ont inventé le premier "neurone artificiel", qui n'était qu'un produit scalaire d'un vecteur d'entrées, et un vecteur de poids, suivi d'un élément à seuil [63]. Les réseaux de neurones constituent aujourd'hui un véritable outil pour la résolution de plusieurs problèmes où les méthodes classiques ont montré leurs limites. L'optimisation des systèmes non linéaires a été parmi les applications pour lesquelles les réseaux de neurones ont été utilisés, notamment, après l'apparition de la rétro-propagation. C'est dans ce contexte qu'on va utiliser cette technique de l'intelligence artificielle, pour optimiser un système photovoltaïque.

V-2-1 FONDEMENT BIOLOGIQUE

Le cerveau se compose d'environ 10^{12} neurones interconnectés entre eux, avec 1000 à 10000 synapses par neurone. Les neurones ne sont pas tous identiques et ils n'ont pas le même comportement. Dans notre travail nous nous intéressons aux principes fondamentaux qui sont nécessaires à la compréhension du fonctionnement des réseaux de neurones [63].

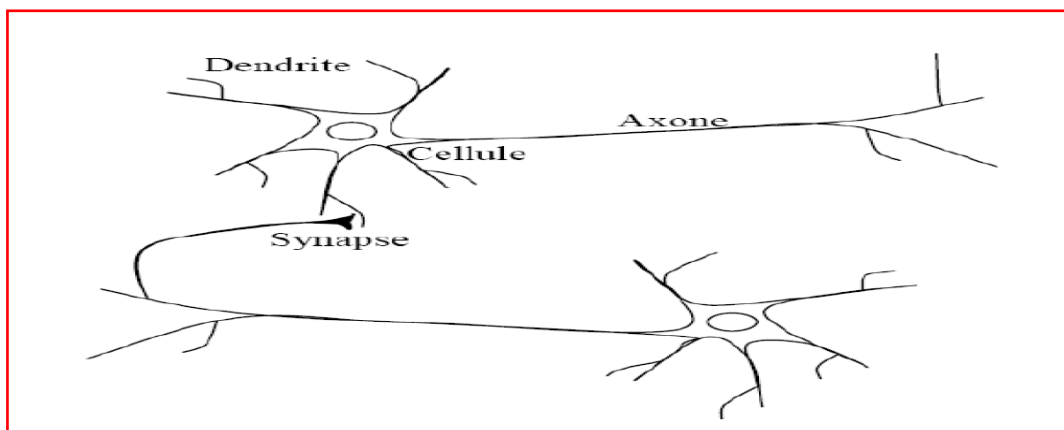


Figure V-1 Neurone biologique

Un réseau de neurone est une implémentation artificielle des mécanismes de base observés dans le cerveau, entre neurone, dendrites et synapses. Chaque réseau est constitué par un ensemble d'unités élémentaires interconnectées fonctionnant en parallèle. Chaque élément est capable de réaliser quelques calculs élémentaires selon l'information reçus.

V-2-2 MODELISATION MATHEMATIQUE DU NEURONE BIOLOGIQUE [4,5]

Le modèle mathématique d'un neurone artificiel est illustré par la figure V-2. Un neurone est essentiellement constitué d'un intégrateur qui effectue la somme pondérée de ses entrées. Le résultat n de cette somme est ensuite transformé par une fonction de transfert f (ou fonction d'activation) qui produit la sortie D du neurone. Les R entrées du neurones correspondent au vecteur $P = [P_1 P_2 \dots P_R]$, alors que $W = [W_{1,1} W_{1,2} \dots W_{1,R}]$ représente le vecteur des poids du neurone (pondération).

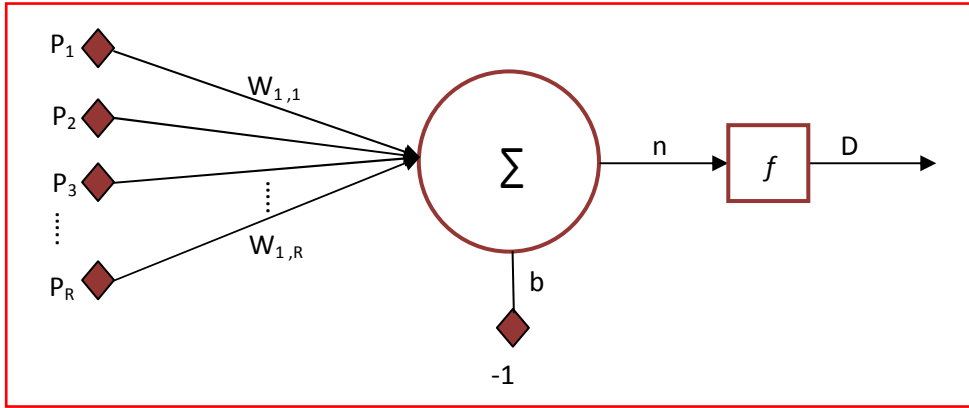


Figure V-2 Modèle d'un neurone artificiel

La sortie n de l'intégrateur est donnée par l'équation suivante [64,65]:

$$n = \sum_{j=1}^R W_{1,j} P_j - b \quad \text{..... V-1}$$

$$n = W_{1,1}P_1 + W_{1,2}P_2 + \dots + W_{1,R}P_R - b$$

$$D = f(n) = f(\sum_{j=1}^R W_{1,j} P_j - b) \quad \text{..... V-2}$$

Que l'on peut aussi écrire sous forme matricielle :

$$n = W^T \cdot P - b \quad \text{..... V-3}$$

$$D = f(n) = f(W^T \cdot P - b) \quad \text{..... V-4}$$

$$W = \begin{bmatrix} W_{1,1} & W_{1,2} & \dots & W_{1,R} \\ W_{2,1} & W_{2,2} & \dots & W_{2,R} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ W_{S,1} & W_{S,2} & \dots & W_{S,R} \end{bmatrix} \quad \text{et } P = [P_1 \ P_2 \ \dots \ P_R]^T \quad \text{..... V-5}$$

Les dimensions matricielles sont : $P: R \times 1$, $W: S \times R$; Dans le cas d'un neurone simple, cette matrice possède la dimension $1 \times R$

Le seuil d'activation du neurone b s'appelle aussi Le biais du neurone. Le résultat n s'appelle aussi le niveau d'activation du neurone. Lorsque le niveau d'activation atteint ou dépasse le seuil b , alors l'argument de f devient positif (ou nul). Sinon, il est négatif [64,65].

S: le nombre de neurones d'une même couche

i: le premier indice (rangée) désigne toujours le numéro de neurone sur la couche.

j: le deuxième indice (colonne) spécifie le numéro de l'entrée

En ce qui concerne La fonction d'activation, elle définit l'état du neurone en fonction de son entrée totale. Elle présente la relation qui lie l'ensemble des potentiels d'activation et décision du neurone. Le tableau V-1 donne quelques fonctions d'activations les plus utilisées :

Nom de la fonction	Relation d'entrée / sortie	L'allure
Seuil	$D = 0$ si $n < 0$ $D = 1$ si $n \geq 0$	
Sigmoïde	$D = \frac{1}{1+e^{-n}}$	
Linéaire	$D = n$	
Seuil symétrique	$D = -1$ si $n < 0$ $D = 1$ si $n \geq 0$	
Tangente hyperbolique	$D = \frac{e^{-n} - e^n}{e^{-n} + e^n}$	

Tableau V-1 Fonctions d'activations (transfert)

V-2-3 ARCHITECTURE DES RESEAUX DE NEURONES

Les connexions entre les neurones qui composent le réseau décrivent la « topologie » du modèle. Le plus souvent, cette topologie fait apparaître une certaine régularité de l'arrangement des neurones ; cependant, celui-ci peut être quelconque [65].

V-2-3-1 Réseaux de neurones multicouches

Les neurones sont arrangés par couche. On place ensuite bout à bout plusieurs couches et l'on connecte les neurones de deux couches adjacentes. Les entrées des neurones de la deuxième couche sont en fait les sorties des neurones de la couche amont. Les neurones de la première couche sont reliés au monde extérieur et reçoivent le vecteur d'entrée. Ils calculent alors leurs sorties qui sont transmises aux neurones de la seconde couche qui calculent eux aussi leurs sorties et ainsi de suite de couche en couche jusqu'à celle de sortie. Il peut y avoir une ou plusieurs sorties à un réseau de neurones [64,65]. Les couches extérieures du réseau sont appelées respectivement couches d'entrée et de sortie ; les couches intermédiaires sont appelées couches cachées.

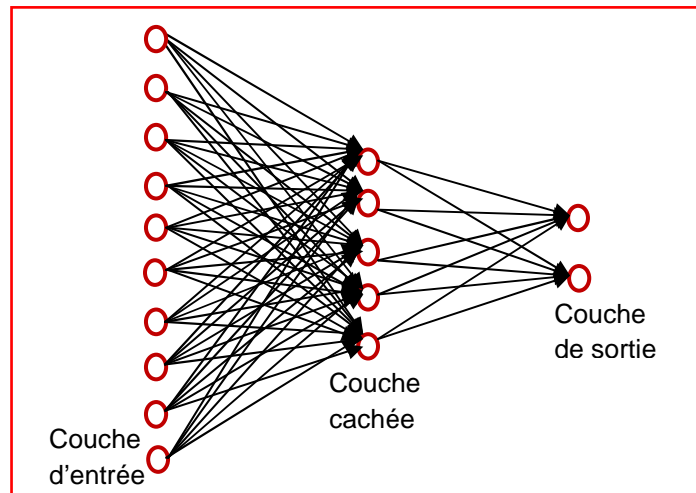


Figure V-3 Réseau multicouche classique (statique)

V-2-3-2 Réseaux à connexion locales

C'est aussi un réseau multicouche, mais tous les neurones d'une couche amont ne sont pas connectés à tous les neurones de la couche aval. Nous avons donc, dans ce type de réseau de neurones, un nombre de connexions moins important que dans le cas du réseau de neurones multicouche classique [64,65].

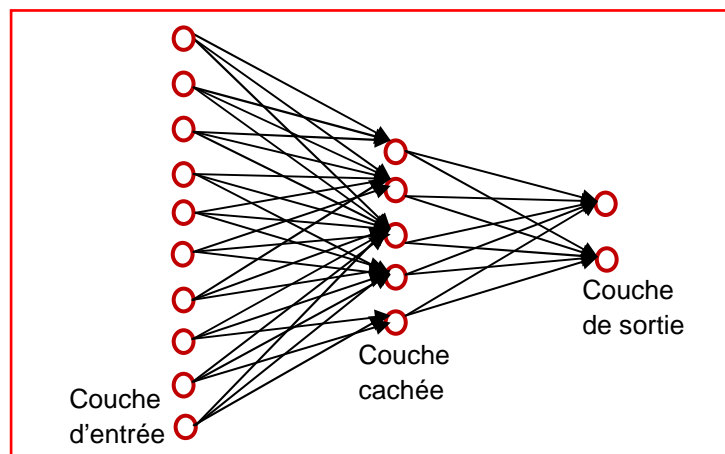


Figure V-4 Réseau multicouche à connexion locales

V-2-3-3 Réseaux de neurones dynamiques (récurrent)

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

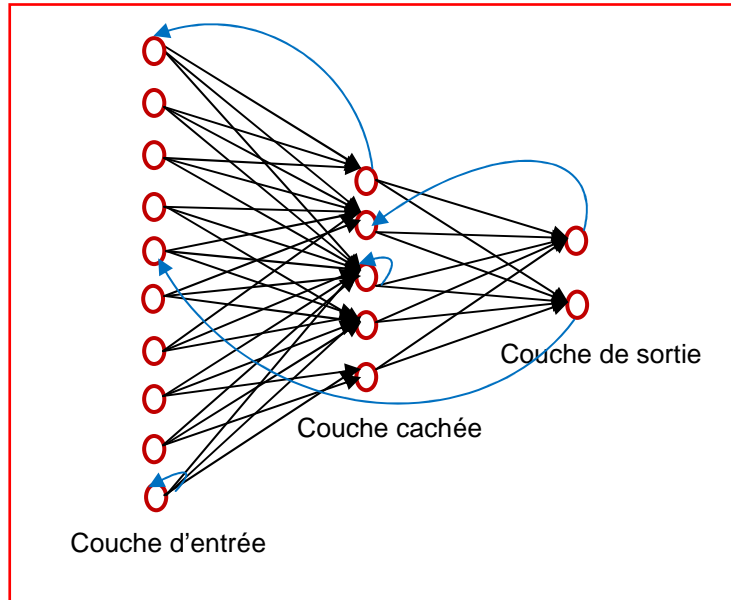


Figure V-5 Architecture d'un Réseau récurrent multicouche

V-2-3-4 Autres architectures [64,65].

Il existe d'autres architectures pour les réseaux de neurones plus complexes que celles citées ultérieurement nous citons :

- Réseaux de neurones à connexions complexes : Chaque neurone est connecté à tous les neurones du réseau y compris lui-même.
- Réseaux de neurones à architectures évolutives : Ces réseaux de neurones changent leurs structures internes pendant l'utilisation (augmentation ou diminution du nombre de neurones).

V-2-4 PROCESSUS D'APPRENTISSAGE

L'apprentissage est un processus dynamique et itératif permettant de modifier les paramètres d'un réseau en réaction avec les stimuli qu'il reçoit de son environnement. Le type d'apprentissage est déterminé par la manière dont les changements de paramètres surviennent [64,65]. Cette définition implique qu'un réseau se doit d'être stimulé par un environnement, qu'il subisse des changements en réaction avec cette stimulation, et que ceux-ci provoquent dans le futur une réponse nouvelle vis-à-vis de l'environnement. Ainsi, le réseau peut s'améliorer avec le temps [64,65,66].

Dans la plupart des architectures que nous étudierons, l'apprentissage se traduit par une modification de l'efficacité synaptique, c'est-à-dire par un changement dans la valeur des poids qui relient les neurones d'une couche à l'autre. Soit le poids W_{ij} reliant le neurone i à son entrée j . Au temps t , un changement $\Delta W_{ij}(t)$ de poids peut s'exprimer simplement de la façon suivante [64,65,66]:

$$\Delta W_{ij}(t) = W_{ij}(t+1) - W_{ij}(t) \dots\dots\dots V-6$$

et, par conséquent, $W_{ij}(t+1) = W_{ij}(t) + \Delta W_{ij}(t)$

avec $W_{ij}(t+1)$ et $W_{ij}(t)$ respectivement les nouvelle et ancienne valeurs du poids W_{ij} .

Un ensemble de règles bien définies permettant de réaliser un tel processus d'adaptation des poids, constitue ce qu'on appelle l'algorithme d'apprentissage du réseau, (Figure V-6).

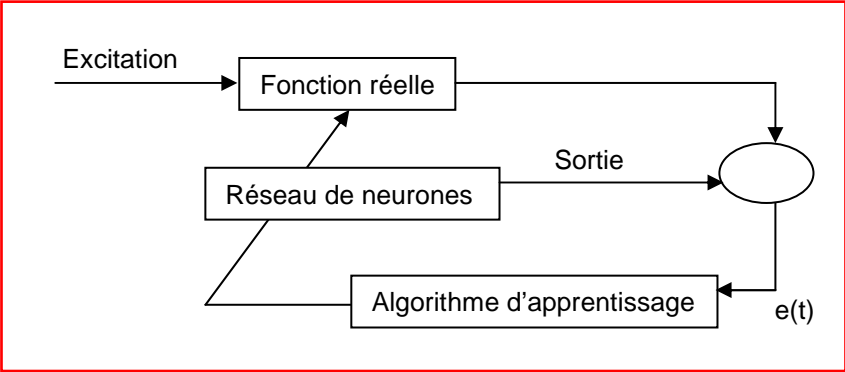


Figure V-6 Principe d'apprentissage

Il existe différents types de règles ainsi que différents principes pouvant guider l'apprentissage d'un réseau de neurone nous citons :

V-2-4-1 Apprentissage par correction d'erreur

La première règle que l'on peut utiliser est fondée sur la correction de l'erreur observée en Sortie. Soit $D_i(t)$ la sortie que l'on obtient pour le neurone i au temps t . Cette sortie résulte d'un stimulus $p(t)$ que l'on applique aux entrées du réseau dont un des neurones correspond au neurone i . Soit $d_i(t)$ la sortie que l'on désire obtenir pour ce même neurone i au temps t . alors, $D_i(t)$ et $d_i(t)$ seront généralement différents et il est naturel de calculer l'erreur $e_i(t)$ entre ce qu'on obtient et ce qu'on voudrait obtenir [64,66]:

$$e_i(t) = d_i(t) - D_i(t) \dots\dots\dots V-7$$

On cherche un moyen de réduire autant que possible cette erreur. Sous forme vectorielle, on obtient:

$$e(t) = d(t) - D(t) \dots\dots\dots V-8$$

Avec $e(t) = [e_1(t) \ e_2(t) \ \dots \ e_i(t) \ \dots \ e_s(t)]$ qui désigne le vecteur des erreurs observées sur les S neurones de sortie du réseau.

L'apprentissage par correction des erreurs consiste à minimiser un indice de performance F basé sur les signaux d'erreur $e_i(t)$, dans le but de faire converger les sorties du réseau avec ce qu'on voudrait qu'elles soient. Un critère très populaire est la somme des erreurs quadratiques

$$F(e(t)) = \sum_{i=1}^S e_i^2(t) = e(t)^T e(t) \dots\dots\dots V-9$$

L'indice de performance F peut être représenté dans la littérature par ce qu'on note l'erreur quadratique moyenne ou MSE (Mean Square Error).

Maintenant, il importe de remarquer que les paramètres libres d'un réseau sont ses poids. Prenons l'ensemble de ces poids et assemblons-les sous la forme d'un vecteur $W(t)$ au temps t. Pour minimiser $F(e(t)) = F(w(t)) = F(t)$, nous allons commencer par choisir des poids initiaux : (t = 0) au hasard, puis nous allons modifier ces poids de la manière suivante [64]:

$$W(t+1) = W_{i,j}(t) + \eta \cdot X(t) \dots\dots\dots V-10$$

Où le vecteur $X(t)$ désigne la direction dans laquelle nous allons chercher le minimum et η est une constante positive déterminant l'amplitude du pas dans cette direction (η la vitesse d'apprentissage). L'objectif est de faire en sorte que $F(t+1) < F(t)$. Mais comment peut-on choisir la direction x pour que la condition précédente soit respectée?

Pour conserver la condition précédente, on choisit:

$$X(t) = -\nabla F(t) \dots\dots\dots V-11$$

$$\nabla W(t) = -\eta \cdot \nabla F(t) \dots\dots\dots V-12$$

$\nabla F(t)$: désigne le gradient de F par rapport à ses paramètres libres (les poids W) au temps t.

Cette méthode est appelée « descente du gradient » [64,66].

V-2-4-2 Apprentissage supervisé [64,66]

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

Chaque couple (p_i, d_i) correspond donc à un cas d'espèce de ce que le réseau devrait produire (la cible) pour un stimulus donné. Pour cette raison [64,66].

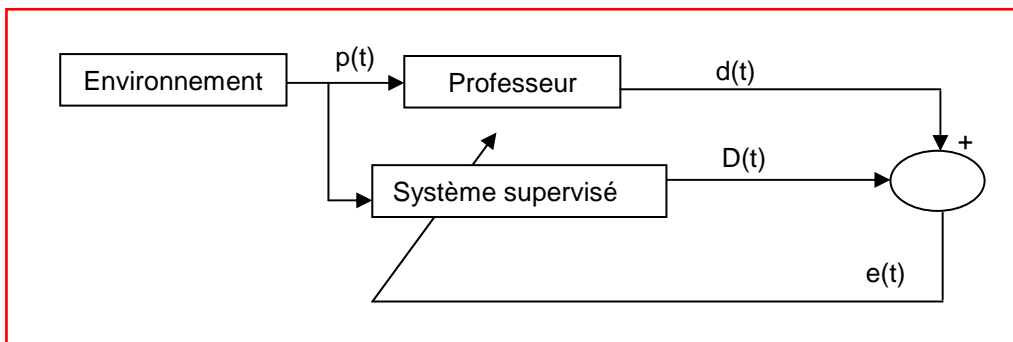


Figure V-7 Schéma bloc de l'apprentissage supervisé

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

V-2-4-3 Apprentissage par renforcement

Dans cette approche, le réseau doit prendre la corrélation entrée/sortie via une estimation de son erreur. Il fournit que des indications imprécise échec /succès [67].

V-2-4-4 Apprentissage non supervisé

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

V-2-5 PERCEPTRON MULTICOUCHE (MLP)

On peut effectuer un classement pour un ANN selon son architecture, l'apprentissage choisi et la fonction d'activation utilisé. Nous prenons l'exemple du perceptron multicouche MLP (Multi Layer Perceptron). Il est sans doute le plus simple et le plus connu des réseaux de neurones, le plus utilisé pour les problèmes d'approximation et de prédiction. Il est constitué de plusieurs couches de neurones généralement connectées en structure Feed-Forward (Le calcul de D se fait en propageant les calculs de la gauche vers la droite), avec un apprentissage supervisé. La fonction d'activation utilisée est principalement la fonction sigmoïde. [64] .

Pour entraîner un MLP, l'algorithme d'entrainement utilisé est généralement l'algorithme de la rétro-propagation dont le principe sera exposé dans ce qui suit :

V-2-5-1 principe de la retro-propagation [64,65,68]

Dans cette méthode, l'erreur commise en sortie du réseau sera propagée vers les couches cachées, d'où le nom de rétro propagation. Cette méthode est basée sur l'algorithme de la descente du gradient.

L'équation qui décrit les sorties d'une couche k dans un perceptron multicouche est donnée par:

$$D^k = f^k (W^k . D^{k-1} - b^k) , \text{ pour } k = 1, \dots, M \quad \dots\dots\dots V-13$$

Où M est le nombre total de couches et $D^0 = p$ définit le cas de base de cette formule de récurrence. Les sorties du réseau correspondent alors à D^M .

L'algorithme de rétro propagation est une généralisation de la règle (LMS) (minimise l'erreur quadratique moyenne, ou Least Mean Square). Tous deux utilisent comme indice de performance l'erreur quadratique moyenne, et tous deux permettent un apprentissage de type supervisé avec un ensemble d'association stimulus/cibles $\{(p_q, d_q)\}$, $q = 1, \dots, Q$, où p_q représente un vecteur stimulus (entrées) et d_q un vecteur cible (sorties désirées). A chaque instant t, on peut propager vers l'avant un stimulus différent $p(t)$, pour obtenir un vecteur de sorties $D(t)$. Ceci nous permet de calculer l'erreur $e(t)$ entre ce que le réseau produit en sortie pour ce stimulus et la cible $d(t)$ qui lui est associée :

$$e(t) = d(t) - D(t) \quad \dots\dots\dots V-14$$

L'indice de performance F permet de minimiser l'erreur quadratique moyenne:

$$F(x) = E [e(t)^T . e(t)] \quad \dots\dots\dots V-15$$

E[.] désigne l'espérance mathématique et le vecteur x regroupe l'ensemble des poids et des biais du réseau. Nous allons approximer cet indice par l'erreur instantanée :

$$\hat{F} = e(t)^T . e(t) \quad \dots\dots\dots V-16$$

Et nous allons utiliser la méthode de la descente du gradient pour optimiser x:

$$\Delta W_{i,j}^k(t) = - \dot{\eta} \cdot \frac{\partial \hat{F}}{\partial W_{i,j}^k} \dots\dots\dots V-17$$

$$\Delta b_i^k(t) = - \dot{\eta} \cdot \frac{\partial \hat{F}}{\partial b_i^k} \dots\dots\dots V-18$$

$\dot{\eta}$ désigne le taux d'apprentissage (vitesse d'apprentissage ou pas d'apprentissage)

La procédure d'optimisation est donc très semblable à celle de la règle LMS. Cependant, il faut faire face à deux difficultés supplémentaires. Premièrement, les fonctions de transfert des neurones ne sont plus nécessairement linéaires. Leur dérivée partielle ne sera donc plus constante. Deuxièmement, on ne possède les sorties désirées (les cibles) que pour les neurones de la couche de sortie. C'est surtout cette deuxième observation qui va poser problème [68].

Pour calculer la dérivée partielle de \hat{F} , il faudra faire appel à la règle de chaînage des dérivées [68] :

$$\frac{df[n(W)]}{dW} = \frac{df[n]}{d[n]} \cdot \frac{dn(W)}{dW} \dots\dots\dots V-19$$

On se sert de cette règle pour calculer les dérivées partielles des équations (IV.17) et (IV.18) :

$$\frac{\partial \hat{F}}{\partial W_{i,j}^k} = \frac{\partial \hat{F}}{\partial n_i^k} \cdot \frac{\partial n_i^k}{\partial W_{i,j}^k} \dots\dots\dots V-20$$

$$\frac{\partial \hat{F}}{\partial b_{i,j}^k} = \frac{\partial \hat{F}}{\partial n_i^k} \cdot \frac{\partial n_i^k}{\partial b_{i,j}^k} \dots\dots\dots V-21$$

Le deuxième terme de ces équations est facile à calculer car les niveaux d'activation n_i^k de la couche k dépendent directement des poids et des biais sur cette couche:

$$n_i^k = \sum_{j=1}^{S^{k-1}} W_{i,j}^k \cdot D_j^{k-1} - b_i^k \dots\dots\dots V-22$$

Par conséquent :

$$\frac{\partial n_i^k}{\partial W_{i,j}^k} = D_j^{k-1} \quad ; \quad \frac{\partial n_i^k}{\partial b_i^k} = -1 \dots\dots\dots V-23$$

On remarque que cette partie de la dérivée partielle de \hat{F} par rapport à un poids (ou un biais) est toujours égale à l'entrée de la connexion correspondante.

Maintenant on défini, pour le premier terme des équations (V-20) et (V-21), la sensibilité s_i^k de \hat{F} aux changements dans le niveau d'activation n du neurone i de la couche k :

$$s_i^k = \frac{\partial \hat{F}}{\partial n_i^k} \dots\dots\dots V-24$$

On peut alors réécrire les équations (V-21) et (V-20), de la façon suivante:

$$\frac{\partial \hat{F}}{\partial w_{i,j}^k} = s_i^k \cdot D_j^{k-1} \dots\dots\dots V-25$$

$$\frac{\partial \hat{F}}{\partial b_i^k} = -s_i^k \dots\dots\dots V-26$$

Et les expressions des équations (V-17) et (V-18), de la façon suivante:

$$\Delta W_{i,j}^k(t) = -\eta \cdot s_i^k(t) \cdot D_j^{k-1}(t) \dots\dots\dots V-27$$

$$\Delta b_i^k(t) = \eta \cdot s_i^k(t) \dots\dots\dots V-28$$

Ce qui donne en notation matricielle :

$$\Delta W^k(t) = -\eta \cdot s_i^k(t) \cdot W^{k-1}(t) \dots\dots\dots V-29$$

$$\Delta b^k = \eta \cdot s^k(t) \dots\dots\dots V-30$$

$$s^k = \frac{\partial \hat{F}}{\partial n^k} = \left[\frac{\partial \hat{F}}{\partial n_1^k} \quad \frac{\partial \hat{F}}{\partial n_2^k} \quad \dots \quad \frac{\partial \hat{F}}{\partial n_{s^k}^k} \right]^T \dots\dots\dots V-31$$

V-2-5-2 Calcul des sensibilités [64,65,68]

Il reste maintenant à calculer les sensibilités s ; ce qui demandera une nouvelle application de la règle de chaînage des dérivées. Dans ce cas, nous obtiendrons une formule de récurrence où la sensibilité des couches en amont (entrées) dépendra de la sensibilité des couches en aval (sorties). C'est de là que provient l'expression « rétro propagation », car le sens de propagation de l'information est inversé par rapport à celui de l'équation (V-13).

Pour dériver la formule de récurrence des sensibilités, nous allons commencer par calculer la matrice suivante :

$$\frac{\partial n^{k+1}}{\partial n^k} = \begin{bmatrix} \frac{\partial n_1^{k+1}}{\partial n_1^k} & \frac{\partial n_1^{k+1}}{\partial n_2^k} & \dots & \frac{\partial n_1^{k+1}}{\partial n_{s^k}^k} \\ \frac{\partial n_2^{k+1}}{\partial n_1^k} & \frac{\partial n_2^{k+1}}{\partial n_2^k} & \dots & \frac{\partial n_2^{k+1}}{\partial n_{s^k}^k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial n_{s^{k+1}}^{k+1}}{\partial n_1^k} & \frac{\partial n_{s^{k+1}}^{k+1}}{\partial n_2^k} & \dots & \frac{\partial n_{s^{k+1}}^{k+1}}{\partial n_{s^k}^k} \end{bmatrix} \dots\dots\dots V-32$$

Cette matrice énumère toutes les sensibilités des niveaux d'activation d'une couche par rapport à ceux de la couche précédente. Considérons´ chaque élément (i,j) de cette matrice :

$$\frac{\partial n_i^{k+1}}{\partial n_j^k} = \frac{\partial}{\partial n_j^k} \left(\sum_{l=1}^{s^k} W_{i,l}^{k+1} \cdot D_l^k - b_i^{k+1} \right) = W_{i,j}^{k+1} \cdot \frac{\partial D_j^k}{\partial n_j^k} \dots\dots\dots V-33$$

$$\frac{\partial n_i^{k+1}}{\partial n_j^k} = W_{i,j}^{k+1} \cdot \frac{\partial f^k(n_j^k)}{\partial n_j^k} = W_{i,j}^{k+1} \cdot \dot{f}^k(n_j^k) \quad \text{Avec :}$$

$$\dot{f}^k(n_j^k) = \frac{\partial f^k(n_j^k)}{\partial n_j^k} \dots\dots\dots V-34$$

Par conséquent, la matrice de l'équation (V-32) peut s'écrire de la façon suivante:

$$\frac{\partial n^{k+1}}{\partial n^k} = W^{k+1} \cdot \dot{F}^k(n^k) \dots\dots\dots V-35$$

$$\dot{F}^k(n^k) = \begin{bmatrix} \dot{f}^k(n_1^k) & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dot{f}^k(n_2^k) & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dot{f}^k(n_{s^k}^k) \end{bmatrix} \dots\dots\dots V-36$$

Ceci nous permet maintenant d'écrire la relation de récurrence pour les sensibilités :

$$s^k = \frac{\partial \hat{F}}{\partial n^k} = \left(\frac{\partial n^{k+1}}{\partial n^k} \right)^T \cdot \frac{\partial \hat{F}}{\partial n^{k+1}} = \dot{F}^k(n^k) \cdot (W^{k+1})^T \cdot \frac{\partial \hat{F}}{\partial n^{k+1}} \dots\dots\dots V-37$$

$$s^k = \dot{F}^k(n^k) \cdot (W^{k+1})^T \cdot s^{k+1}$$

Cette équation nous permet de calculer s¹ à partir de s², qui lui-même est calculé à partir de s³, etc., jusqu'à s^M. Ainsi les sensibilités sont rétro propagées de la couche de sortie jusqu'à la couche d'entrée :

$$s^M \rightarrow s^{M-1} \rightarrow \dots\dots\dots s^2 \rightarrow s^1 \dots\dots\dots V-38$$

Il ne nous reste plus qu'à trouver le cas de base, s^M , permettant de mettre fin à la récurrence :

$$s_i^M = \frac{\partial F}{\partial n_i^M} = \frac{\partial (d-D^M)^T \cdot (d-D^M)}{\partial n_i^M} = \frac{\partial}{\partial n_i^M} \left(\sum_{i=1}^s (d_i - D_i^M) \right) = -2(d_i - D_i^M) \cdot \frac{\partial D_i^M}{\partial n_i^M}$$

$$s_i^M = -2(d_i - D_i^M) \cdot f'(n_i^M) \quad \dots\dots\dots V-39$$

En notation matricielle, on écrit :

$$s^M = -2 F^M (n^M) (d - D^M) \quad \dots\dots\dots V-40$$

V-2-5-3 Critère d'arrêt [64]

Plusieurs critères d'arrêts peuvent être utilisés avec l'algorithme de rétro-propagation des erreurs. Le plus commun consiste à fixer un nombre maximum de périodes d'entraînement, ce qui fixe effectivement une limite supérieure sur la durée de l'apprentissage. Un deuxième critère commun consiste à fixer une borne inférieure sur l'erreur quadratique moyenne, ou encore sur la racine carrée de cette erreur. Dépendant de l'application, il est parfois possible de fixer a priori un objectif à atteindre. Lorsque l'indice de performance choisi diminue en dessous de cet objectif, on considère simplement que le MLP a suffisamment bien appris ses données et on arrête l'apprentissage.

Les deux critères précédents sont utiles mais ils comportent aussi des limitations. Le critère relatif au nombre maximum de périodes d'entraînement n'est aucunement lié à la performance du réseau. Le critère relatif à l'erreur minimale obtenue mesure quant à lui un indice de performance mais ce dernier peut engendrer un phénomène dit de sur-apprentissage qui n'est pas désirable dans la pratique, surtout si l'on ne possède pas une grande quantité de données d'apprentissage, ou si ces dernières ne sont pas de bonne qualité. Un processus d'apprentissage par correction des erreurs, comme celui de la rétro-propagation, vise à réduire autant que possible l'erreur que commet le réseau. Mais cette erreur est mesurée sur un ensemble de données d'apprentissage. Si les données sont bonnes, c'est-à-dire qu'elles représentent bien le processus physique sous-jacent que l'on tente d'apprendre ou de modéliser, et que l'algorithme a convergé sur un optimum global, alors il devrait bien performer sur d'autres données issues du même processus physique. Cependant, si les données d'apprentissage sont partiellement corrompues par du bruit ou par des erreurs de mesure, alors il n'est pas évident que la performance optimale du réseau sera atteinte en minimisant l'erreur, lorsqu'on la testera sur un jeu de données différent de celui qui a servi à l'entraînement. On parle alors de la capacité du réseau à généraliser, c'est-à-dire de bien performer avec des données qu'il n'a jamais vues auparavant c.-à-d. assurer une bonne généralisation en évitant un problème dit de « sur-apprentissage ». ce dernier est causé par un sur-ajustement des poids synaptiques.

Pour palier à ce problème de sur-ajustement, on utilise la technique de l'arrêt précoce (Early Stopping) (ou bien la technique de validation croisée). Cette méthode repose sur l'utilisation de trois jeux de données distincts : un jeu d'apprentissage, un jeu de validation et un jeu de test. Son principe est de mesurer les performances pendant l'entraînement sur les deux bases, base d'apprentissage et de validation. Aux premières itérations, la performance sur les deux bases diminuent ensemble. Lorsque le modèle commence à être sur-ajusté, la performance sur la base d'apprentissage continue à diminuer, alors que la performance sur la base de validation augmente. A une itération précédant le début du sur apprentissage, l'apprentissage

doit s'arrêter. On vérifie la capacité de généralisation du réseau de neurones avec le dernier jeu de données : le jeu de Test.

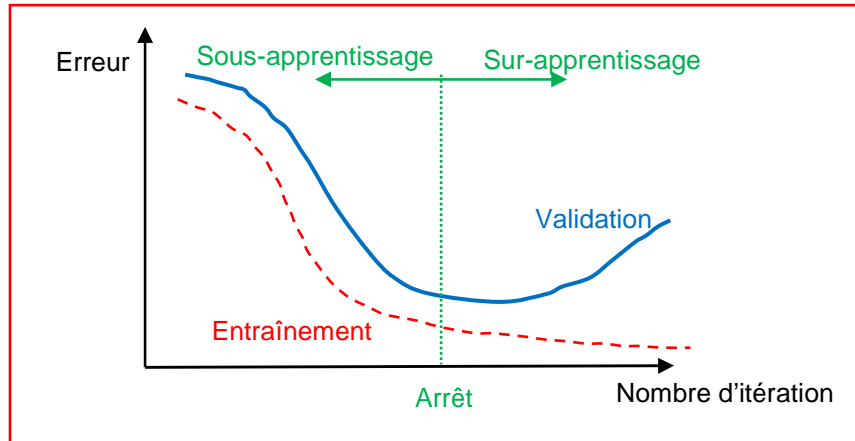


Figure V-8 Illustration de l'arrêt prématuré de l'apprentissage

V-2-5-4 Algorithme d'entraînement d'un MLP [63,64,66]

En résumé, la démarche à suivre pour entraîner un perceptron multicouche est :

1. Initialiser tous les poids du réseau à de petites valeurs aléatoires.
2. Pour chaque association (p_q, d_q) dans la base d'apprentissage:
 - (a) Propager les entrées p_q vers l'avant à travers les couches du réseau :

$$D^0 = p_q \quad \dots\dots\dots V-41$$

$$D^k = f^k (W^k . D^{k-1} - b^k), \text{ pour } k = 1, \dots, M \quad \dots\dots\dots V-42$$

- (b) -Rétro propager les sensibilités vers l'arrière à travers les couches du réseau :

$$s^M = - 2 F^M (n^M)(d_q - D^M) \quad \dots\dots\dots V-43$$

$$s^k = - 2 F^M (n^k) . (W^{k+1})^T . s^{k+1}, \text{ pour } k=M-1, \dots, 1 \quad \dots\dots\dots V-44$$

- (c) Mettre à jour les poids et biais :

$$\Delta W^k = - \eta . s^k (D^{k-1})^T \text{ pour } k = 1, \dots, M \quad \dots\dots\dots V-45$$

$$\Delta b^k = \eta . s^k, \text{ pour } k = 1, \dots, M \quad \dots\dots\dots V-46$$

3. Si le critère d'arrêt est atteint, alors stop.
4. Sinon, permuter l'ordre de présentation des associations de la base d'apprentissage.
5. recommencer à l'étape 2.

V-3- CARACTERISATION DU MODULE I-106 AVEC RESEAUX DE NEURONES

Les ANN sont considérés comme une technologie adéquate pour la résolution des problèmes d'estimation et de prédiction, on utilise les ANN pour élargir la gamme des applications potentielles dans de différents domaines en raison de la fonctionnalité de la boîte noire de réseau de neurones.

L'objectif de ce cinquième chapitre est de créer un modèle à base de ANN afin de reproduire fidèlement la réponse d'un module PV, notre choix c'est porter sur le module ISOFOTON I-106 pour la simple raison de la disponibilité de la base de données souhaitée.

La procédure de conception d'un ANN peut être résumée en ces étapes :

- La collecte d'une base de données caractérisée, dans notre cas, par les paramètres d'entrées qui sont l'éclairement G (w/m^2) et la température T (C°), pour chaque paire (G,T) nous avons une sortie représenté par une courbe I-V .
- La séparation de la base de données en trois sous ensembles (base d'apprentissage, base de validation et base test)
- Le choix de l'architecture du réseau de neurones (Choix des entrées, des sorties, nombre de couches cachées, nombre de neurones par couche, les fonctions d'activations utilisées,.....)
- Entraînement du réseau de neurones sur les bases d'apprentissage et de validation.
- Mesure des performances du réseau de neurones sur la base de test.

V-3-1 COLLECTE D'UNE BASE DE DONNEE

L'objectif de cette étape est de rassembler un nombre de données suffisant pour construire une base représentative de données qui servira à l'apprentissage et au test de notre ANN. Cette base de données comprend les entrées du réseau de neurone ainsi que les sorties associées, et par conséquent c'est elle qui détermine à la fois la taille du réseau (et donc le temps de simulation) et ses performances.

Les spécifications électriques du module PV I-106 utilisé dans notre étude sont résumées dans le tableau V-2.

Paramètre	ISOFOTON I-106
P_{mp} (W)	106 W \mp 10%
I_{sc} (A)	6.54 A
V_{oc} (V)	21.60 V
I_{mp} (A)	6.10 A
V_{mp} (V)	17.40 V

Tableau V-2 Paramètres électrique du module PV ISOFOTON I-106

Pour notre apprentissage nous avons utilisé 12 différentes courbes, associant chaque valeur de $G(w/m^2)$ et $T(C^\circ)$ une courbe V-I (tableau V-3).

Courbe	$G(w/m^2)$	$T(C^\circ)$
01	200.37	41.04
02	320.16	30.96
03	601	24.9
04	648.49	27.46
05	684	20.1
06	716	53.3
07	728	27.9
08	841.37	24.25
09	904	30.5
10	965	19.4
11	992	54
12	1018	28.6

Tableau V-3 Valeurs de G et de T pour les 12 courbes utilisées

En voici un échantillon de courbe extraites de [69]. Pour le reste des courbes des différentes valeurs de G et de T elles sont extraites de [69,70].

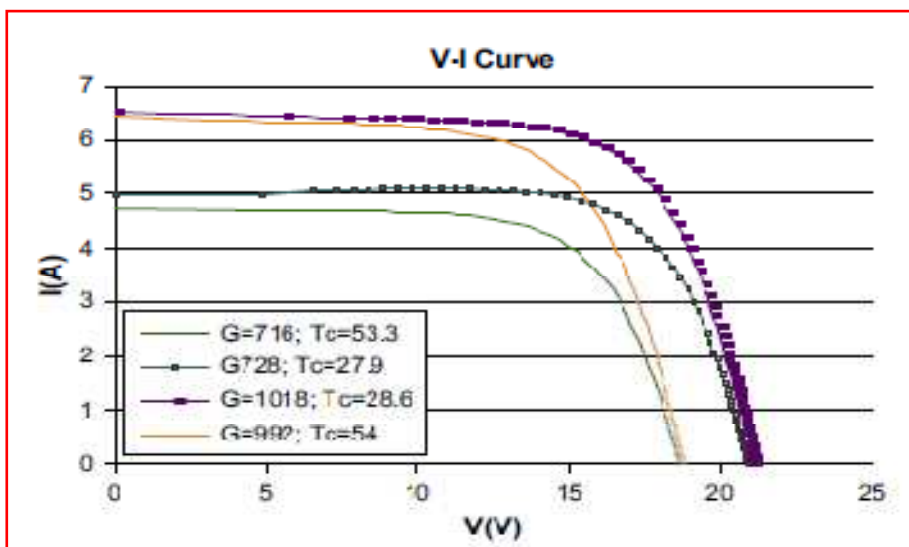


Figure V-9 Exemple de courbes I-V utilisées

La base de données doit couvrir cet ensemble de valeur des 12 courbes utilisée. En se basant sur les valeurs des différents paramètres notre base de données possèdera 1463 éléments départagés en 03 sous base : Une base d'apprentissage, une base de validation et une base de test. On doit noter ici qu'il n'y a pas de règles précises concernant cette séparation, néanmoins, d'une manière générale la base d'apprentissage doit comprendre un pourcentage considérable de la base de donné pouvant dépassé les 60% , pour la base de validation , elle représente entre 20% et 30% de la base de données et enfin la base de test représente entre 10% et 25% de la base de données, suivant le problème étudié.

La base d'apprentissage est composée de 878 éléments (60%), la base de validation est composée de 439 éléments (30%) , quand à la base de test elle est composée de 146 éléments (10%). Il est important de ne pas utiliser aucun élément de la base de test pendant toute la durée de l'apprentissage. Cette base est réservée uniquement à la mesure finale de la performance. Autrement dit, elle sert à vérifier si le réseau de neurones a une bonne performance sur les exemples qu'il n'a pas appris (base de test).

V-3-2 CHOIX DE L'ARCHITECTURE DU RESEAU

La définition de l'architecture du réseau est primordiale pour obtenir un système performant. Cela consiste à faire un compromis entre la complexité du réseau en réduisant le nombre d'unité cachées ainsi le nombre de neurone pour chaque couche.

D'après [71,72,73] un MLP à deux couche cachée ayant une fonction d'activation type sigmoïde dans la première couche et une fonction linéaire dans la couche de sortie, permet d'approximer la fonction étudiée avec une précision acceptable, à condition de disposer de suffisamment de neurones sur les couches cachées.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la structure du réseau dépend étroitement de la base de données, constituée de couple entrées/sorties, choisis. Le nombre de nœuds d'entrées et de sorties sont généralement imposée par la fonction à approximer.

Pour un premier essai nous avons testé l'hypothèse de travail suivante :

La courbe (I-V) = $f(G,T)$ V-47

On peut observé que pour les différentes conditions d'essai de température et l'éclairement, il existe différentes courbes I-V ; Pour chaque valeur d'entrée (G,T) nous associeront une sortie qui est une courbe I-V (figure V-10) . Donc on peut supposer qu'il ya une fonction qui relie la tension et le courant du module PV avec la température et l'éclairement. Par conséquent, le problème se réduit au calcul de la fonction f

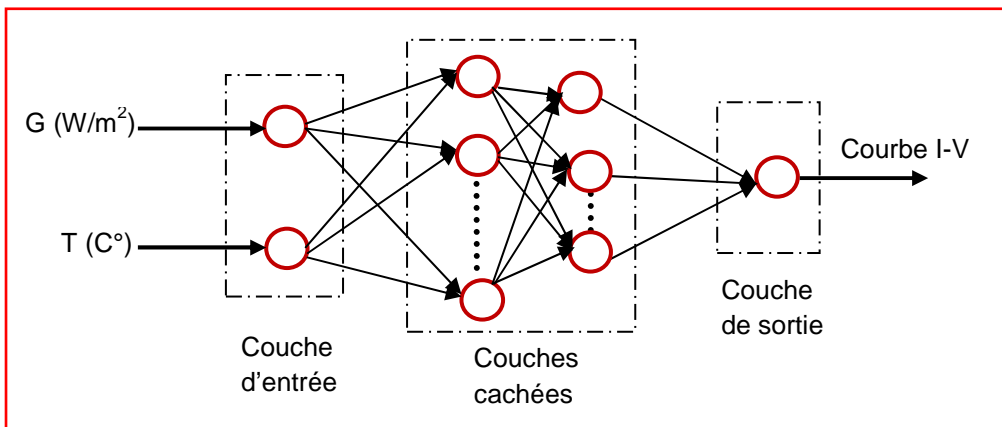


Figure V-10 Architecture de l'MLP associé à l'équation V-47

Avec la base de données dont nous disposons l'hypothèse V-47 n'a pas donner de résultats crédibles, car pour des vecteurs G et T constants la résultante est le vecteur de l'ensemble des points de la courbe I-V, donc nous manquons d'un élément d'entrée dynamique avec la sortie I-V.

C'est pour cela nous avons opté sur l'hypothèse de travail suivante [70] :

$$I = f(G,T,V)..... V-48$$

Par la formation d'un MLP avec l'architecture appropriée, le réseau de neurones sera en mesure de trouver les relations souhaitées entre ces valeurs (à condition qu'ils existent), juste en se rapprochant de la fonction f . Une fois le rapprochement est effectué, les valeurs souhaitées peuvent être calculées.

La structure du réseau de neurones (figure V-11) se compose des couches suivantes : la couche d'entrée a trois neurones ou nœuds (G,T et V), deux couche cachée avec le nombre NC1 pour la première couche caché, et NC2 pour la deuxième couche caché et enfin, la dernière couche (couche de sortie) ne possède qu'un seul nœud, les valeurs de I.

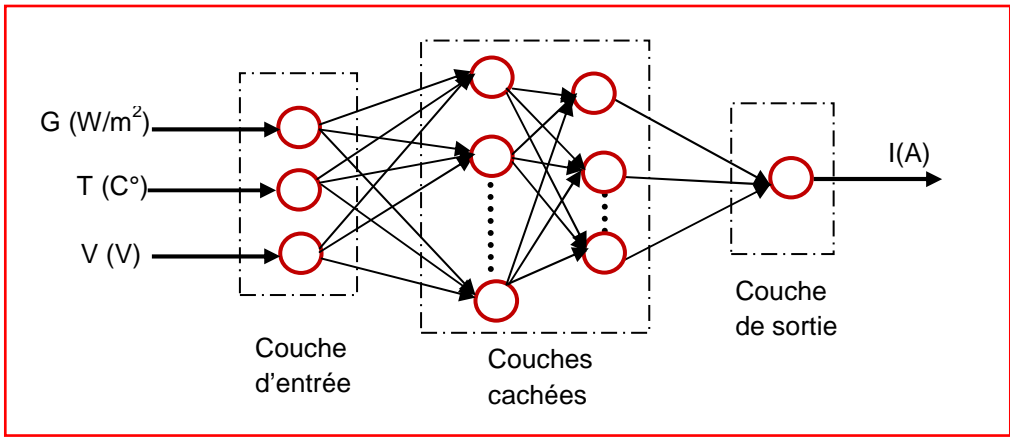


Figure V-11 Architecture de l'MLP associé à l'équation V-48

La structure de notre réseau MLP est principalement déterminée par l'expérience car le nombre de nœuds dans la couche d'entrée et la couche de sortie est basée sur le nombre de paramètre d'entrée et de sortie, respectivement. Le cas n'est pas facile pour le nombre de neurones dans les couches cachés, en effet, avec un nombre limité de neurones (trop petit), le réseau ne sera pas performant sur l'apprentissage, et avec un nombre de poids trop grand, le réseau risque de posséder de mauvaises propriétés de généralisation (phénomène du sur-apprentissage). La solution pour y remédier à ce problème est de construire plusieurs architectures et de choisir le modèle le mieux convenable pour notre application.

Nous avons adopté une démarche qui consiste à considérer d'abord l'architecture la plus simple, puis à la rendre plus complexe et retenir celle qui présente les meilleures performances.

Dans ce cas, nous partons d'une architecture avec :

NC1=1neurone, et on varie NC2 de 1 à 30.

NC1=2neurone, et on varie NC2 de 1 à 30.

⋮

NC1=30neurone, et on varie NC2 de 1 à 30.

Puis on retient l'architecture qui donne le minimum de l'erreur sur la base de test, et ce afin d'éviter le problème de sur apprentissage.

Ainsi nous obtiendrons le tableau suivant :

Architecture					MSE sur la base d'Entrainement	MSE sur la base de Test
N°	Nombre de neurones couche d'entrée	Nombre de neurones couches cachées		Nombre de neurones couche de sortie		
		1 ^{ere} couche NC1	2 ^{eme} couche NC2			
01	03	01	3	01	0.0423	0.0626
02	03	02	14	01	0.0412	0.0581
03	03	03	12	01	0.0523	0.0506
04	03	04	11	01	0.0291	0.0306
05	03	05	16	01	0.0295	0.0390
06	03	06	08	01	0.0150	0.0139
07	03	07	10	01	0.0125	0.0196
08	03	08	16	01	0.0176	0.0222
09	03	09	14	01	0.0108	0.0104
10	03	10	05	01	0.0135	0.0184
11	03	11	12	01	0.0079	0.0096
12	03	12	08	01	0.0064	0.0065
13	03	13	11	01	0.0079	0.0100
14	03	14	04	01	0.0069	0.0062
15	03	15	09	01	0.0059	0.0085
16	03	16	19	01	0.0068	0.0078
17	03	17	14	01	0.0055	0.0067
18	03	18	17	01	0.0060	0.0084
19	03	19	11	01	0.0041	0.0049
20	03	20	06	01	0.0065	0.0059
21	03	21	11	01	0.0077	0.0061
22	03	22	07	01	0.0079	0.0210
23	03	23	04	01	0.0091	0.0191
24	03	24	11	01	0.0110	0.0331
25	03	25	13	01	0.0148	0.0299
26	03	26	15	01	0.0120	0.0350
27	03	27	09	01	0.0180	0.0300
28	03	28	17	01	0.0163	0.0372
29	03	29	10	01	0.0122	0.0377
30	03	30	06	01	0.0140	0.0406

Tableau V-4 Valeurs des erreurs d'apprentissage et de test associé à chaque architecture

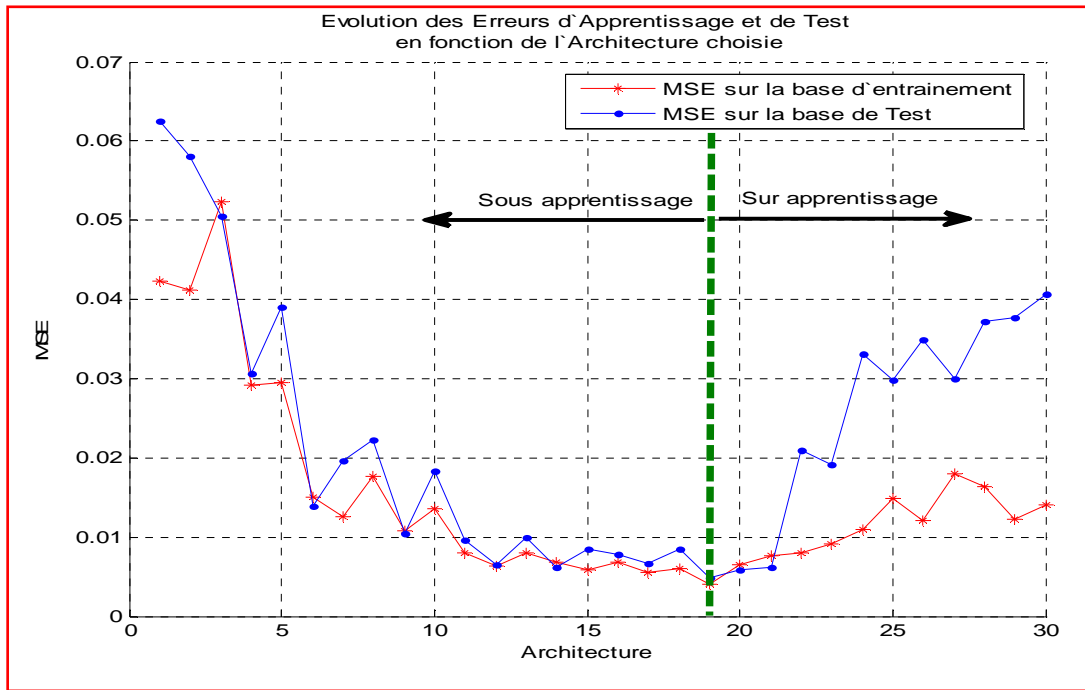


Figure V-12 Erreur d'Apprentissage et de Test en fonction du N° de l'architecture choisie

Le tableau III.5 résume tous les paramètres utilisés pour l'optimisation de notre modèle ANN

Paramètre	Valeur optimisée		
Architecture	Feed-Forward MLP(Perceptron Multi-Couches)		
Couche Cachée	02		
Règle d'apprentissage	Rétro-propagation des erreurs (Back propagation)		
Nombre de neurones	Couche d'entrée	03	
	1 ^{ère} couche cachée	19	
	2 ^{ème} couche cachée	11	
	Couche de sortie	01	
Fonction de transfert	1 ^{ère} couche cachée	Logsig	
	2 ^{ème} couche cachée	linéaire	
	Couche de sortie	linéaire	
Définition des entrées		G(W/m ²)	T(C°)
	Min	200.37	19.4
	Max	1018	54
Définition des sorties		I(A)	
	Min	0	
	Max	6.52	
MSE de Test	0.0049		
MSE d'Apprentissage	0.0041		
Base de données	Base d'apprentissage	878	
	Base de validation	439	
	Base de test	146	

Tableau V-5 Paramètres optimisés de notre réseau de neurones

V-3-3 PHASE D'APPRENTISSAGE

Une fois nous avons définie tout les paramètres de notre réseau de neurone (architecture, fonction d'activation, le nombre d'itérations nécessaires, ...) nous allons passer à la phase d'apprentissage. Cette dernière consiste à calculer les pondérations optimales des différentes liaisons, en utilisant la base d'apprentissage. Pour contourner le problème de sur-apprentissage nous avons utilisés la technique de validation croisée expliquée au paravent.

Le bon choix des paramètres de notre réseau de neurones est nécessaire pour avoir un seuil d'estimation " ϵ " représentant une valeur minimale de l'erreur quadratique moyenne (MSE) qu'on désir obtenir, et aussi nécessaire pour faire notre apprentissage.

La figure V-13 représente l'organigramme qui interprète notre programme structuré en Matlab.

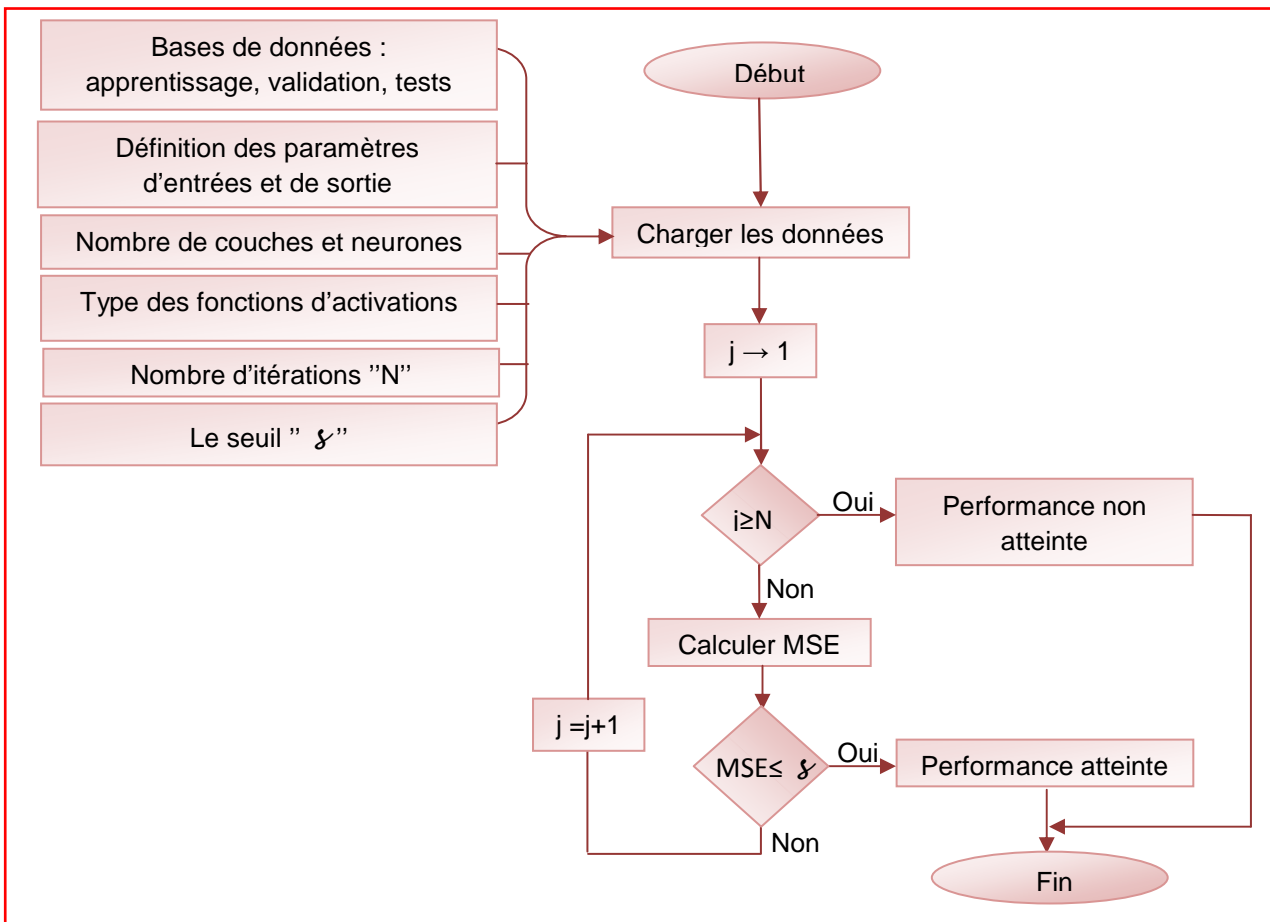


Figure V-13 Organigramme pour le programme d'apprentissage

V-3-4 PHASE DE TEST ET MESURE DE LA PERFORMANCE DU MODELE ANN

Une fois l'apprentissage du réseau est terminé, il faut toujours procéder à des tests pour estimer sa qualité de généralisation, et ce en lui présentant une base de données différente de celles utilisées pour l'apprentissage ou la validation. La comparaison entre la base de données initiale et celle obtenue après l'apprentissage, indique que notre modèle exprime fidèlement le comportement du module PV I-106.

Les figures suivantes présentent la performance du modèle ANN obtenu pour les 12 courbes utilisées :

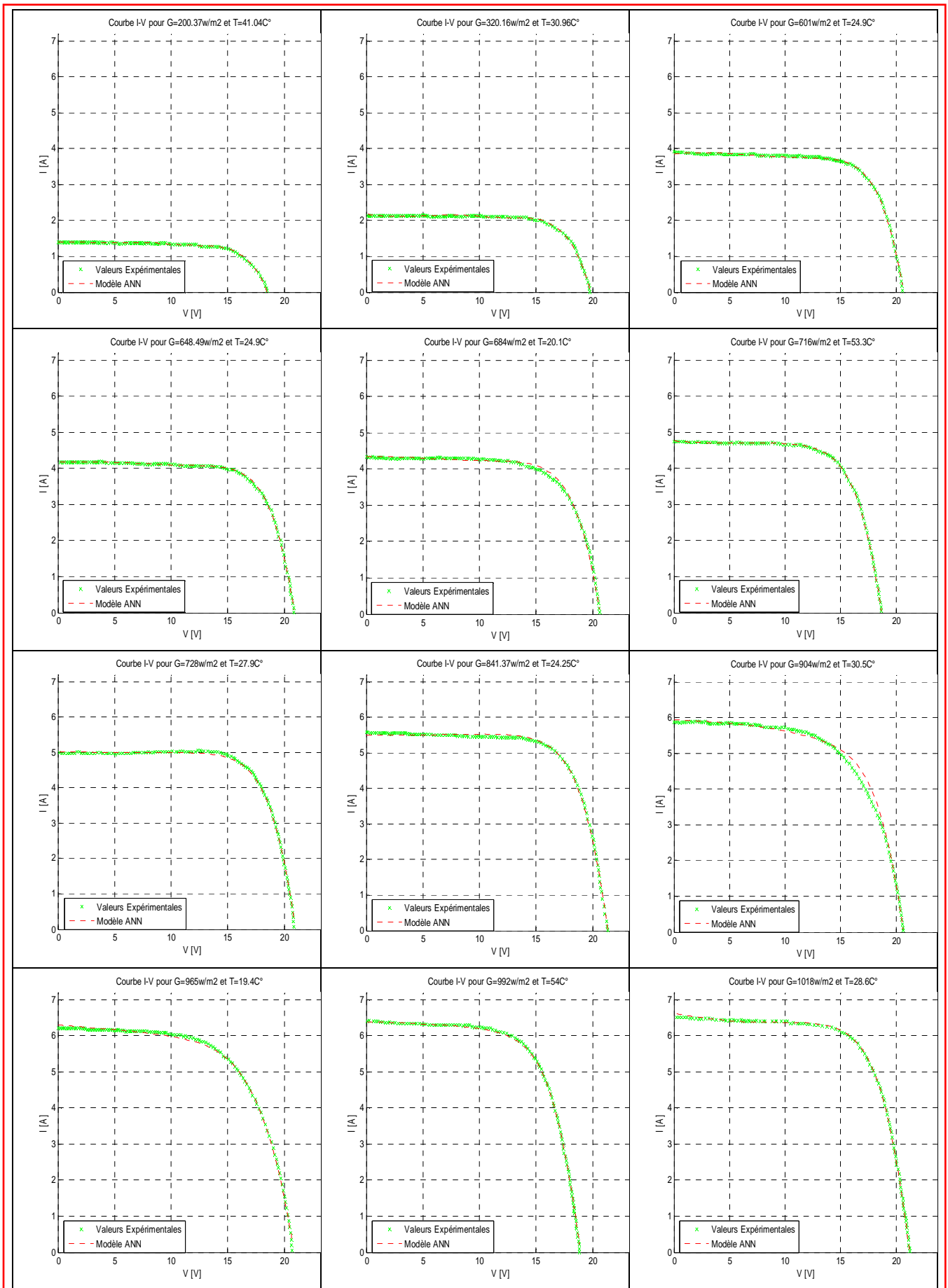


Figure V-14 Performance du modèle ANN obtenu pour les différentes courbes d'apprentissage

V-4 OBTENTION DE LA COURBE I-V EN STC AVEC LE MODELE ANN

Une fois la validité de la méthode proposée pour le module photovoltaïque Si-monocristallins I-106 a été vérifiée, cette méthodologie a été utilisée pour obtenir la courbe I-V du module monocristallin I-106 en STC qui est le but de ce chapitre. Notre MLP a été correctement formé, il a tendance à donner des réponses raisonnables (courbe I-V en STC) lorsqu'il est présenté à des entrées qui n'ont jamais été vus, comme le démontre la figure V-15.

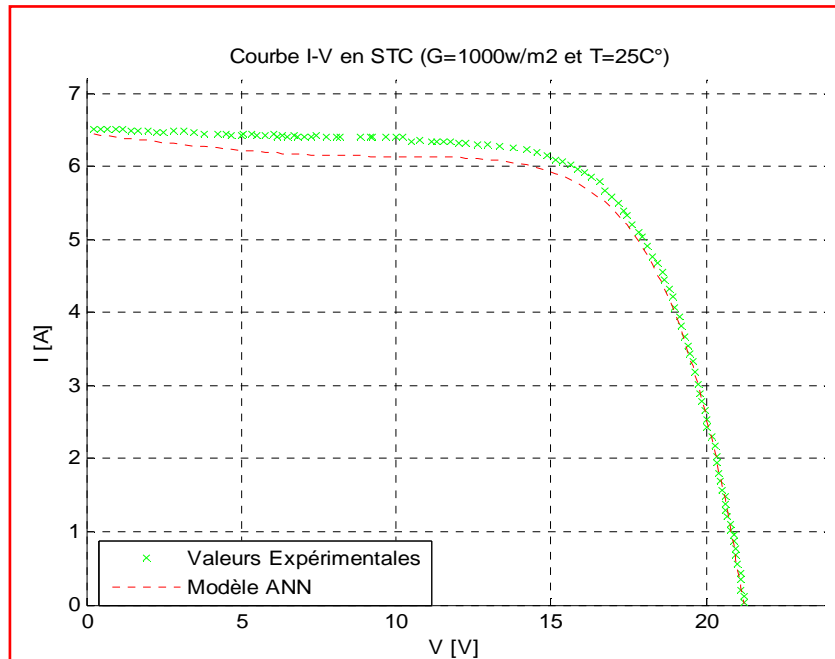


Figure V-15 Performance du modèle ANN obtenu en STC

Une comparaison entre la courbe I-V extrapolés aux conditions STC par le MLP (modèle ANN) et les valeurs expérimentales données par le concepteur (data sheet) à été effectuée. Le tableau V-5 montre la puissance maximale du module photovoltaïque P_{mp_ANN} (ainsi que I_{mp_ANN} et V_{mp_ANN}) la tension en circuit ouvert V_{oc_ANN} et le courant de court-circuit I_{sc_ANN} obtenu avec le modèle ANN. On peut en déduire que les données obtenues par le MLP sont très semblables à ceux fournis par le concepteur.

	P_{mp_ANN} (W)	I_{mp_ANN} (A)	V_{mp_ANN} (V)	I_{sc_ANN} (A)	V_{oc_ANN} (V)
Modèle ANN	98.1119	5.9194	16.5746	6.5188	21.2010
Erreur% / STC	7.4416	2.9606	4.7436	0.3241	1.8472

Tableau V-6 Paramètres électrique du modèle ANN et valeurs de Erreur% / STC

V-5- CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons réalisé un modèle qui reproduit le comportement du module PV ISOFOTON I-106 en STC en utilisant la conception des réseaux de neurones

Premièrement une bonne sélection de la base de donnée est nécessaire, des plages d'éclairement ont été sélectionnés de 200.37W/m^2 à 10180W/m^2 et des plages de température de 19.4C° à 54C° , pour la tension elle varie de 0V à $V_{oc}\text{V}$. Il est nécessaire de noter que l'ensemble d'apprentissage est très important, il doit représenter un ensemble assez large du comportement du module PV de sorte que notre MLP soit bien formé. L'apprentissage a été arrêté lorsque l'erreur sur la base de test a commencé à augmenter considérablement. Une fois toutes les étapes d'apprentissage sont effectuées, notre MLP est formé et les mesures de performance par rapport aux données d'apprentissage sont nécessaires afin de tester la fiabilité de notre modèle ANN.

Deuxièmement, la performance de notre modèle ANN est testée pour une entrée qui n'a pas été confrontée à notre système lors de l'apprentissage pour donner la réponse en STC.

Les résultats montrent que les réseaux de neurones artificiels proposés donnent une prédiction précise pour l'allure des courbes I-V des modules PV en Si-cristallin comparé avec les valeurs mesurées. Il est très important de rappeler que cette méthode est capable de générer la courbe V-I du module PV ISOFOTON I_106 testé dans ce chapitre pour les conditions STC, à cet effet cette méthode va être un outil très utile pour les concepteurs de systèmes photovoltaïques, car elle pourrait être appliquée avant d'effectuer une installation photovoltaïque, fournissant une valeur appropriée de la puissance fournie par le système en STC.

La méthodologie proposée exploite la possibilité d'utiliser l'information associée à ce problème, sans connaître les relations existant entre les différentes variables et sources d'information; c'est à dire elle n'a pas de modèle a priori et fourni des valeurs des paramètres (P_{mp} , V_{oc} , I_{sc}) acceptable par rapport aux valeurs données par le concepteur ; on peut déduire que le modèle ANN compromet la simplicité et la précision.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans cette thèse concernent la problématique de la modélisation de modules photovoltaïque en utilisant deux axes différents l'un de l'autre : le premier axe c'est la modélisation de modules PV en utilisant une méthode purement numérique qui est celle de NEWTON-RAPHSON, le deuxième axe est la modélisation de modules PV en utilisant l'intelligence artificielle et plus précisément les réseaux de neurones.

Avant d'aborder la problématique proprement dite de modélisation, nous avons effectué un état des lieux par filière technologique, des principaux axes de développement photovoltaïque et du potentiel de chacun. Il était en effet important pour nos travaux de recherche de connaître les différents types de cellules solaires. Cela nous a permis d'avoir une vision globale des avancées technologiques actuelles et futures afin de pouvoir anticiper les besoins et ainsi donner notre propre avis sur le développement photovoltaïque potentiel futur avec des systèmes de conversion plus optimisés. Ainsi, sur la filière silicium représentant actuellement 90% de la production mondiale pour les applications terrestres, divisée en deux familles qui sont le silicium monocristallin et le silicium poly-cristallin avec 24.7% et 19.8% de rendements records respectivement, les industries continuent à investir énormément dans des travaux d'optimisation pour en réduire les coûts et en visant toujours des rendements de conversion plus élevés. Malheureusement, le rendement de cette filière étant limité du point de vue théorique à 29%, cela laisse peu de marges de progressions potentielles. Sur les cellules multi-jonctions à haut rendement dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales où les performances de la cellule priment sur les coûts de fabrication, la superposition de cellules disposant de différents gaps, maximisant l'absorption du spectre solaire est potentiellement intéressante pour le terrestre si on arrive à réduire considérablement les coûts. L'émergence de nouveaux matériaux photovoltaïques organiques ou polymères qui ne sont pour le moment qu'à leur début avec 5% de rendement record jouent, quant à eux, leur atout sur le faible coût de fabrication mais nécessitent encore beaucoup de recherches notamment sur leur durée de vie pour pouvoir être considérées du point de vue système à court terme. Actuellement, les filières en plein essor, basées sur des technologies dites de couche mince permettent de convertir le plus de photons possibles en électricité en utilisant le moins de matériaux possibles. La réduction du coût de fabrication grâce à une réduction de matières premières et à une méthode d'intégration totale sont deux points aujourd'hui à fort potentiel de développement.

La première méthode de modélisation de modules PV exposée durant ce travail, utilise le principe des algorithmes numériques (méthode NEWTON-RAPHSON) comme outil pour la détermination des paramètres inconnus d'un modèle électrique bien déterminé, pour cela deux modèles : modèle 1-D et modèle 2-D ont été confrontés et comparés aux valeurs expérimentales données par les constructeurs des différents modules PV testés.

Il a été constaté que dans tous les cas, le modèle 2-D est meilleur lorsqu'il est soumis à des variations de l'éclairement et la température. En particulier, il présente une excellente précision dans des conditions de faible éclairement. Il est prévu que le modèle 2-D peut être un précieux outil de conception pour les concepteurs de systèmes PV.

Autre que la méthode numérique utilisée dans la première partie de notre étude, d'autres méthodes de modélisation des modules PV sont envisageables telle que l'utilisation des réseaux de neurones artificiels (ANN) pour modéliser la courbe I-V.

Les ANN utilisés dans le domaine photovoltaïque ont été appliqués dans plusieurs cas [62] citons :

- pour l'estimation et la prévision de données de rayonnement solaire.
- pour l'estimation de la puissance maximale et la puissance de fonctionnement normal d'un module photovoltaïque.
- pour le dimensionnement, la modélisation et la simulation de systèmes photovoltaïques autonomes.
- pour la prédiction du vieillissement des dispositifs PV.

Exposés à des valeurs bien déterminées de l'irradiation solaire G et de la température T , les deux modèles testés dans notre travail à savoir le modèle numérique (modèle 2-D) ou le modèle ANN, donnent de bonnes interprétations pour la réponse des modules PV testés (Erreur en P_{mp} , V_{oc} , I_{sc} admissible pour les deux modèles), n'empêche que certains points nécessitent d'être cités :

- Pour le modèle numérique : Nécessite les valeurs des données : P_{mp} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} , I_0 , K_i , K_v ,
- Pour le modèle ANN : Nécessite une base de données considérable pour pouvoir garantir un bon apprentissage, par conséquent le modèle ANN exige beaucoup de calculs.

Comme perspective à notre étude, et vu la fonctionnalité de la boîte noire des réseaux de neurones, nous envisageons ce qui suit :

- Développer un modèle neuronal associé à l'équation V-47 (prendre $[G, T]$ comme entrées et $[I, V]$ comme sorties).
- Application de cette méthodologie pour l'obtention de la courbe I-V pour n'importe quelle condition de test (hors que STC).
- Application de cette méthodologie à des modules photovoltaïques fabriqués avec d'autres technologies comme les modules PV poly-cristallin et les modules PV Thin_Film.
- Développer un modèle neuronal qui pourra être utilisé pour prédire la moyenne journalière, mensuelle ou annuelle de l'irradiation reçus par un plan bien déterminer pour effectuer un dimensionnement adéquat et bien précis pour les installations PV.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] "NEWS" de la Fédération Nationale des Travailleurs des Industries Electriques et Gazières- FNTIEG N°67 , JANVIER 2011.
- [2] A. Labouret, P. Cumunel, J-P. Braun, B. Faraggi ; « Cellules solaires-les bases de l'énergie photovoltaïque » 4^{ème} édition.
- [3] H. Derbal, Thèse de doctorat « Cellules solaires photovoltaïques plastiques nanostructurées » Ecole Doctorale d'Angers. Juillet 2009.
- [4] B.FLECHE, D.DELAGNES ; « Production de l'énergie électrique : énergie solaire photovoltaïque » STI ELT . Juin 2007.
- [5] Emery, K.; **Burdick**, J.; Caiyem, Y.; Dunlavy, D.; Field, H.; Kroposki, B.; Moriarty, T.; Ottoson, L.; Rummel, S.; Strand, T.; Wanlass, M.W.; « Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems » Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 13-17 May 1996 Page(s):1275 – 1278.
- [6] Zaouk, D.; Zaatari, Y.; Khoury, A.; Linares, C.; Charles, J.-P.; Bechara, J.; Ajaka, M.; « Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PIN) structure », Environment and Solar, 2000 Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000 Page(s):93 – 95
- [7] Jianhua Zhao; Aihua Wang; Campbell, P.; Green, M.A.; « A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping », Electron Devices, IEEE Transactions on Volume 46, Issue 10, Oct. 1999, Page(s):1978–1983
- [8] Jianhua Zhao; Aihua Wang; Altermatt, P.P.; Wenham, S.R.; Green, M.A.; « 24% efficient silicon solar cells », Photovoltaic Energy Conversion, 1994. Conference Record of the Twenty Fourth ; IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, Volume 2, 5-9 Dec. 1994 Page(s):1477 - 1480 vol.2
- [9] Chenlei Wang, Hui Zhang, Tihu Wang, Lili Zheng, « Solidification interface shape control in a continuous Czochralski silicon growth system », Journal of Crystal Growth, Volume 287, Issue 2, 25 January 2006, Pages 252-257
- [10] Theresa L. Jester, « Crystalline Silicon Manufacturing Progress », PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS ,Prog. Photovolt: Res. Appl. 2002; 10:99–106 (DOI: 10.1002/pip.414)
- [11] Kray, D.; Schumann, M.; Eyer, A.; Willeke, G.P.; Kubler, R.; Beinert, J.; Kleer, G.; "Solar Wafer Slicing with Loose and Fixed Grains"; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):948–951, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279613
- [12] Muller, A.; Reinecke, M.; Bachmann, A.; Seifert, C.; Trommer, T.; Schindler, R.; « Towards larger and thinner wafers used in photovoltaic »; Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 3-7 Jan. 2005 Page(s):1019 – 1022.
- [13] Hahn, G.; Seren, S.; Kaes, M.; Schonecker, A.; Kalejs, J.P.; Dube, C.; Grenko, C.; Belouet, C.; Review on Ribbon Silicon Techniques for Cost Reduction in PV Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):972 – 975 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279280

- [14] King, R. R.; Law, D. C.; Edmondson, K. M.; Fetzer, C. M.; Kinsey, G. S.; Yoon, H.; Sherif, R. A.; Karam, N. H., « 40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Gemultijunction solar cells », Spectrolab, Inc., 12500 Gladstone Ave., Sylmar, California 91342 Applied Physics Letters, Volume 90, Issue 18, id. 183516 (3 pages) (2007)
- [15] King, R.R.; Fetzer, C.M.; Law, D.C.; Edmondson, K.M.; Hojun Yoon; Kinsey, G.S.; Krut, D.D.; Ermer, J.H.; Hebert, P.; Cavicchi, B.T.; Karam, N.H.; « Advanced III-VMultijunction Cells for Space » ; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, Volume 2, May 2006 Page(s):1757 - 1762
- [16] Barnett, A.; Honsberg, C.; Kirkpatrick, D.; Kurtz, S.; Moore, D.; Salzman, D.; Schwartz, R.; Gray, J.; Bowden, S.; Goossen, K.; Haney, M.; Aiken, D.; Wanlass, M.; Emery, K.; « 50% Efficient Solar Cell Architectures and Designs » ;Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):2560 – 2564
- [17] Entreprises ConcentrixSolaret SolFocusprojet de 3MW CPV en Espagne. Déjà500kW installé sur les sites de Puertollano et Almoguera, disponible sur : www.concentrixsolar.de & www.solarfocus.com
- [18] Entreprise Spectrolabspécialiste des concentrateurs solaires photovoltaïques terrestres –voir la rubrique très enrichissante « FrequentlyAsked Questions » disponible sur : www.spectrolab.com
- [19] M. Oukachmih, P. Destruel, I. Seguy, G. Ablart, P. Jolinat, S. Archambeau, M. Mabilia, S. Fouet, H. Bock ; « New organic discotic materials for photovoltaic conversion », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 85, Issue 4, 1 February 2005, Pages 535-543, tel-00377788
- [20]Kippelen,B.; « Organic Photovoltaics », Lasers and Electro-Optics, 2007. CLEO 2007. Conferenceon6-11May2007Page(s):1-2DigitalObject Identifier 10.1109/CLEO.2007.4453168
- [21]Puigdollers, J.; Voz, C.; Sporer, C.; Laukhina, E.; Martin, I.; Orpella, A.; Vetter, M.; Rovira, C.; Alcubilla, R.; « Organic photovoltaic solar cells based on MEH-PPV / PCBM blend », Electron Devices, 2005 Spanish Conference on 2-4 Feb. 2005 Page(s):279 – 281 Digital Object Identifier 10.1109/SCED.2005.1504379
- [22] Naoki Koide, Ashraful Islam, Yasuo Chiba, Liyuan Han ; « Improvement of efficiency of dye-sensitized solar cells based on analysis of equivalent circuit », *Journal of Photochemistry and Photobiology A: Chemistry*, Volume 182, Issue 3, 10 September2006, Pages296-30.
- [23]Seigo Ito, Takurou N. Murakami, Pascal Comte, Paul Liska, Carole Grätzel, Mohammad K. Nazeeruddin, Michael Grätzel ; « Fabrication of thin film dye sensitized solar cells with solar to electric power conversion efficiency over 10% », *Thin Solid Films*, Volume 516, Issue 14, 30 May 2008, Pages 4613-461.
- [24] disponible sur : www.konarka.com
- [25] Stephan, U.; Kuske, J.; Frammelsberger, W.; Lechner, P.; Psyk, W.; Schade, H.; « Large area deposition technique for PECVD of amorphous silicon [solar cells] », Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE 29 Sept.-3 Oct. 1997 Page(s):647 – 650, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.1997.654172
- [26] Jansen, K.W.; Kadam, S.B.; Groelinger, J.F.; « The Advantages of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules in Grid-Tied Systems Photovoltaic Energy Conversion », Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):2363 - 2366
- [27] del Cueto, J.A.; « Comparison of energy production and performance from flatplate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt », Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 19-24 May 2002 Page(s):1523 – 1526

- [28] Tina, G.M.; Abate, R.; « Experimental verification of thermal behaviour of photovoltaic modules », Electrotechnical Conference, 2008. MELECON 2008. The 14th IEEE Mediterranean, 5-7 May 2008 Page(s):579 – 584, Digital Object Identifier 10.1109/MELCON.2008.4618497
- [29] Osterwald, C.R.; Adelstein, J.; Cueto, J.A.D.; Kroposki, B.; Trudell, D.; Moriarty, T.; « Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power » Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, Volume 2, May 2006 Page(s):2085-2088 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279914
- [30] Pivac, B.; Kovacevic, I.; Zulim, I.; Gradisnik, V.; « Effects of light soaking on amorphous silicon », Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 15-22 Sept. 2000 Page(s):884 – 887
- [31] Ki Hwan Kim; Min Sik Kim; Byung Tae Ahn; Jae Ho Yun; Kyung Hoon Yoon; « Improvement of CIGS microstructure and its effect on the conversion efficiency of CIGS solar cells »; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):575–578, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279521
- [32] Abushama, J.A.; Wax, J.; Berens, T.; Tuttle, J.; « Progress Toward Improved Device Performance in Large-Area Cu(In,Ga)Se₂ Thin Film Solar Cells »; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006, Page(s):487–490 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279497
- [33] Takatsuka, H.; Yamauchi, Y.; Takeuchi, Y.; Fukagawa, M.; Kawamura, K.; Goya, S.; Takano, A.; « The World's Largest High Efficiency Thin Film Silicon Solar Cell Module » ; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):202833.
- [34] Communiqué de presse du NREL, 24 mars 2008, Record Makes Thin-Film Solar Cell Competitive with Silicon Efficiency.
- [35] Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 8, Issue 4, August 2004, Pages 303-334, Vasilis M. Fthenakis.
- [36] Liyuan Han; Fukui, A.; Fuke, N.; Koide, N.; Yamanaka, R.; « High Efficiency of Dye- Sensitized Solar Cell and Module », Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):179 – 182 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279411
- [37] Cunningham, D.; Davies, K.; Grammond, L.; Mopas, E.; O'Connor, N.; Rubcich, M.; Sadeghi, M.; Skinner, D.; Trumbly, T.; « Large area Apollo(R) module performance and reliability », Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty- Eighth IEEE, 15-22 Sept. 2000, Page(s):1318, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.2000.915743
- [38] Platz, R.; Vaucher, N.P.; Fischer, D.; Meier, J.; Shah, A.; « Improved micromorph tandem cell performance through enhanced top cell currents », Photovoltaic Specialists Conference, 1997., onference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 29 Sept.-3 Oct. 1997, Page(s):691 – 694, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.1997.654183
- [39] Goya, S.; Nakano, Y.; Yamashita, N.; Morita, S.; Yonekura, Y.; « Development of amorphous silicon/microcrystalline silicon tandem solar cells », Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, Volume 2, 12-16 May 2003 Page(s):1570 - 1573 Vol.2, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2003.1306227
- [40] Yoshida, T.; Tabuchi, K.; Takano, A.; Tanda, M.; Sasaki, T.; Sato, H.; Fujikake, S.; Ichikawa, Y.; Harashima, K.; « Fabrication technology of a-Si/a-SiGe/a-SiGe triple junction plastic film substrate solar cells

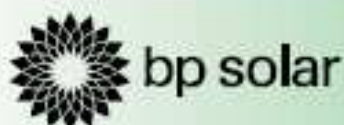
- », Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 15-22 Sept. 2000 Page(s):762 – 765, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.2000.915995
- [41]Xunming Deng; Xinmin Cao; Yasuaki Ishikawa; Wenhui Du; Xiesen Yang; Chandan Das; Vijn, A.; «Fabrication and Characterization of Triple-junction Amorphous Silicon Based Solar Cell with Nanocrystalline Silicon Bottom Cell » Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):1461 – 1464 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279744
- [42] « Cellule Solaire : ModeleSpice -Fiche technique » , I.U.T. de Nimes, 5 fevrier 2008
- [43] Marcelo GradellaVillalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto RuppertFilho, “ Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays ”, IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24, NO. 5, MAY 2009
- [44]O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed, “ Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models”, 7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, Août 2002.
- [45]Y.Pankow, "Etude de l'intégration décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque", Thèse de doctorat, France, Ecole centrale de Lille, Décembre 2004.
- [46]Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, *Member, IAENG*, " Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK " Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA
- [47] Ludovic Protin, Stéphan Astier ; « Convertisseurs photovoltaïques », Techniques de l'Ingénieur -D3 360-.
- [48] W. Herrman, W. Wiesner, W. Vaaben, « Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes », 26th PVSC, Sept. 30 – Oct. 1997, Anaheim, CA.
- [49] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz, F. Chenlo, « Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module », *Solar Energy Materials & Solar Cells Volume 90, Issue 3, 15 February 2006, Pages 329-340.*
- [50] J. P. David, J. Dubeau, J. Guerin and A. Michel « Electrical and thermal testing and modelling of breakdown in space solar cells and generators », 23rd Photovoltaic Specialists Conference, 1993, 10-14 May 1993 pp 1415 - 1420
- [51] A. Kajihara, T. Harakawa ; « Model of photovoltaic cell circuits Under partial shading », *Industrial Technology*, 2005. ICIT 2005, 14-17 Dec. 2005 Page(s):866 – 870
- [52] A.B. Rabii, M. Jraidi and A.S. Bouazzi; « Investigation of degradation in field-edged photovoltaic modules», 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11- 18, 2003.
- [53] G. Walker, Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model, *J. Electr. Electron. Eng., Australia*21 (1) (2001), pp. 45–55.
- [54] C. Sah, R.N. Noyce, W. Shockley, Carrier generation and recombination in $p-n$ junctions and $p-n$ junction characteristics, in: *Proceedings of IRE*, 45 1957, pp. 1228–1243.
- [55] K.R. McIntosh, P.P. Altermatt, G. Heiser, Depletion-region recombination in silicon solar cells, in: *Proceedings of the 16th European photovoltaic Solar Energy Conference 2000*, pp. 251–254.

- [56] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, PV panel model based on datasheet values, in: Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), 2007, pp. 2392–2396.
- [57] M.G. Villalva, J.R. Gazoli and E.R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays", *IEEE Trans. power electron.* **24** (5) (2009), pp. 1198–1208.
- [58] N. Enebish, D. Agchbayar, S. Dorjkhanda, D. Baatar and I. Ylemj, Numerical analysis of solar cell current–voltage characteristics, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **29** (1993), pp. 201–208.
- [59] C. Sah, Fundamentals of solid-state electronics, World Scientific Publishing Co. Pvt. Ltd., Singapore (1991).
- [60] Kashif Ishaque, Zainal Salam, Hamed Taheri, "Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules" faculty of electrical engineering, malaysia, 2010.
- [61] T.F. Elshatter, M.E. Elhaggee, Aboueldahab, A.A. Elkousry, "Fuzzy modeling and simulation of photovoltaic system", in: Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1997.
- [62] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, M. Fuentes and G. Nofuentes, Characterization of Si-Crystalline PV module by artificial neural networks. A comparative study with other methods, *Renew. Energy* **35** (2010), pp. 973–980.
- [63] F. Junod, M. Bornoz "A la découverte des réseaux de neurones", Yverdone, le 7 juin 2002.
- [64] M. Parizeau, "Réseaux de neurones", université LAVAL, Automne 2004.
- [65] F. Sorin, L. Broussard, P. Roblin, "Régulation d'un processus industriel par réseaux de neurones", Techniques de l'Ingénieur, traité Informatique industrielle Doc : S 7 582.
- [66] A. Borni, Thèse magistère "Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire", 2009, université Mentouri Constantine.
- [67] R. Tahar, Thèse magistère "Application de l'intelligence artificielle au problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques", Constantine 2005.
- [68] C. Touzet, "Le réseaux de neurones artificielles. Introduction et connexionnisme" livre PDF, 1992.
- [69] F. Almonacid, C. Rus, L. Hontoria, M. Fuentes, G. Nofuentes, "Characterisation of Si-crystalline PV modules by artificial neural networks", Universidad de Jaen, Spain, 2008.
- [70] Soteris A. Kalogirou, "Artificial Intelligence in Energy and Renewable Energy Systems" NOVA Science Publishers, 2008.
- [71] F. Trahi, Thèse magistère "Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-ouzou par les réseaux de neurones artificiels", Tizi-ouzou 2011.
- [72] G. Foggia, "Pilotage optimal de système multi-sources pour le bâtiment" thèse de doctorat en génie électrique, institut polytechnique de Grenoble, 2009.
- [73] K. Hornik "Approximation capabilities of multilayer feedforward networks" neural networks, **4**, 251-257, 1991.

ANNEXES

ANNEXE1 : FICHES TECHNIQUES DES DIFFERENTS MODULES PV UTILISES

1-MODULES PV BPMSX60



BP MSX 60
BP MSX 64

60-Watt and 64-Watt
Monocrystalline Photovoltaic Module

BP Solar's MSX series is a premium line of PV modules with an industry-leading 25-year performance warranty, tightly controlled electrical parameters, and labeling showing each module's tested electrical characteristics. The BP MSX 60 and BP MSX 64 provide 60 and 64 watts of peak power respectively, and are well-suited to traditional applications of photovoltaics such as telecommunications, remote villages and clinics, pumping, and land-based aids to navigation. Their attractive bronze-anodized frame and their availability as frameless laminates also suit them well for architectural applications.

Proven Materials and Construction

BP Solar's quarter-century of field experience shows in every aspect of these modules' construction and materials:

- Frame strength exceeds requirements of certifying agencies;
- 36 monocrystalline silicon solar cells configured as two 18-cell series strings;
- Cells are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and high-transmissivity low-iron 3 mm tempered glass.



Bronze Anodized
Universal Frame

High-Capacity Versatile Junction Box

The junction box is raintight (IP54 rated) and accepts PG13.5 or 1/2" nominal conduit or cable fittings. Its volume (41 lcc, 25 cubic inches) and 6-terminal connection block enable most system array connections (putting modules in series or parallel) to be made right in the junction box.

Options include:

- blocking and bypass diodes;
- an oversize terminal block which accepts conductors up to 25 mm² (AWG #4); standard terminals accept up to 6 mm² (AWG #10);
- a Solarstate™ charge regulator.

Shipped in 12V configuration, modules may easily be switched to 6V configuration by moving leads in the junction box. Six-volt modules are intended to support 6V loads, and are not recommended as series elements in higher voltage arrays.

Quality and Safety

- Manufactured in ISO 9001-certified factories;
- Certified by PowerMark Corporation;
- Listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating);
- Certified by TÜV Rheinland as Class II equipment for use in systems with voltage up to 1000VDC;
- Approved by Factory Mutual Research for application in NEC Class 1, Division 2, Groups C & D hazardous locations;
- Compliant with the requirements of IEC 61215 including:
 - repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
 - simulated impact of 25 mm (one-inch) hail at terminal velocity;
 - a "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C and 85% relative humidity;
 - a "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
 - static loading, front and back, of 2400 pascals (50 psf); front loading (e.g. snow) of 5400 pascals (113 psf).

Limited Warranties

- Power output for 25 years;
- Freedom from defects in materials and workmanship for 5 years.

See our website or your local representative for full terms of these warranties.

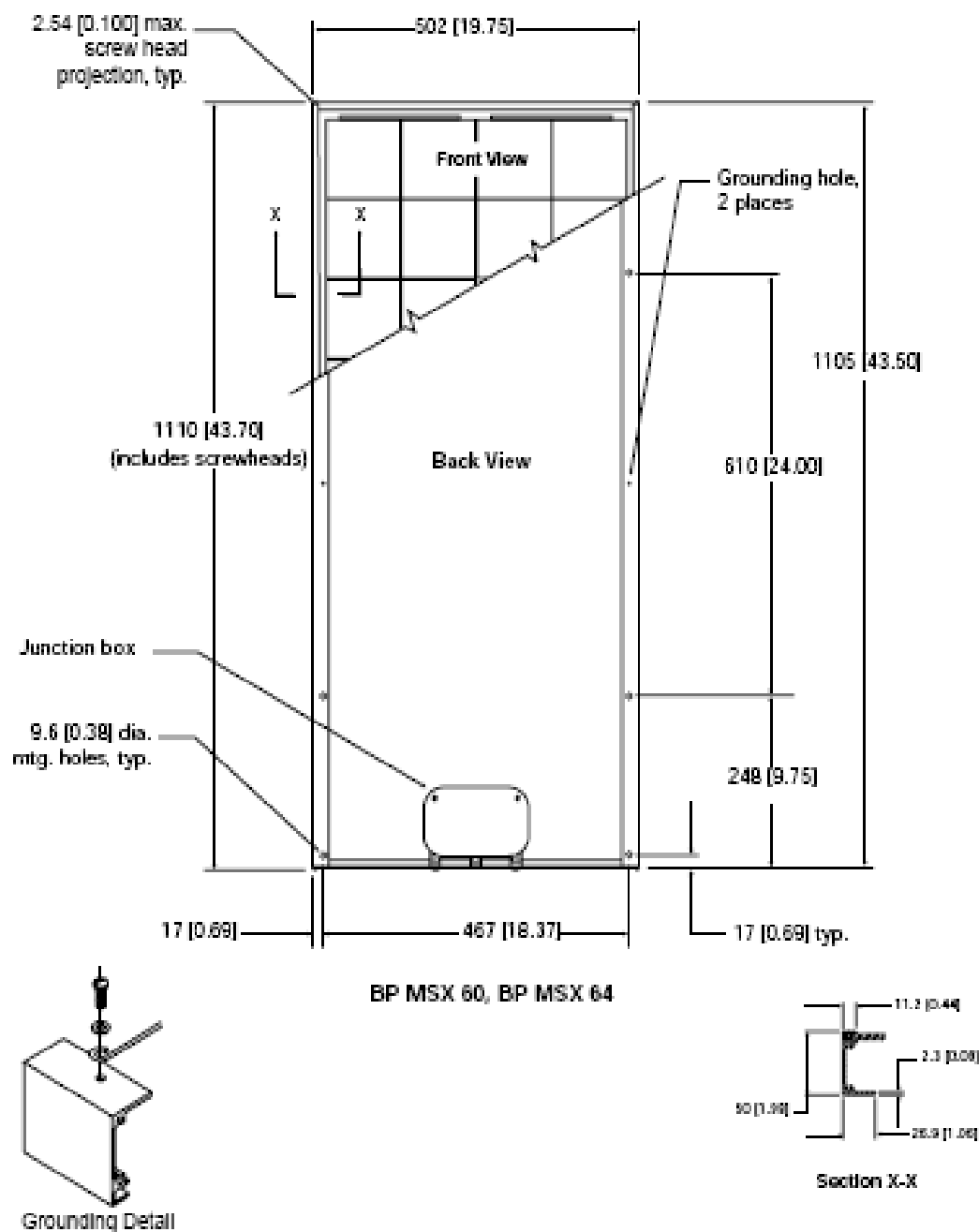


BP MSX 60

Individually Tested and Labeled

Each module tested and labeled with its actual output-voltage, current, and power at maximum power point (P_{max})—at Standard Test Conditions and Standard Operating Conditions:





Dimensions

Unbracketed dimensions are in millimeters. Bracketed dimensions are in inches. Overall tolerances ±3mm (1/8")

Mechanical Characteristics

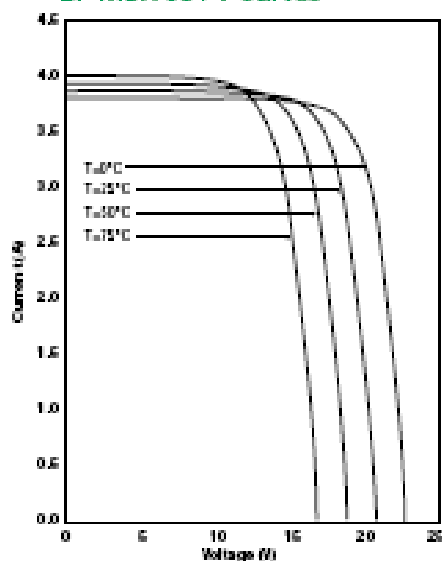
Weight
BP MSX 60, 64 7.2 kg (15.9 pounds)

Typical Electrical Characteristics ¹⁾	BP MSX 60	BP MSX 64
Maximum Power (P_{max}) ²⁾	60W	64W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	16.8V	17.5V
Current at P_{max} (I_{mp})	3.56A	3.66A
Warranted minimum P_{max}	58W	62W
Short-circuit current (I_{sc})	3.87A	4.0A
Open-circuit voltage (V_{oc})	21.0V	21.3V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015) %/°C	
Temperature coefficient of V_{oc}	-(80±10) mV/°C	
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05) %/°C	
NOCT ³⁾	47 ±2 °C	
Maximum system voltage ⁴⁾	600V	

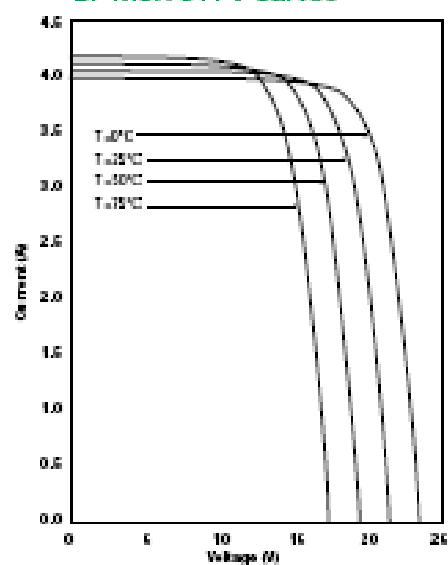
Notes

- These data represent the performance of typical BP MSX 60 and BP MSX 64 modules as measured at their output terminals, and do not include the effect of such additional equipment as diodes or cables. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1038-85 corrected to STC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
 - illumination of 1 kW/m² (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM G992-87 global spectral irradiance);
 - cell temperature of 25°C.
- During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 3% from typical P_{max} .
- The cells in an illuminated module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 600 W/m², and wind speed of 1 m/s.
- U.S. NEC rating.

BP MSX 60 I-V Curves



BP MSX 64 I-V Curves



2-MODULES PV KC200GT

THE NEW VALUE FRONTIER

**KC200GT**HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL
PHOTOVOLTAIC MODULE**HIGHLIGHTS OF
KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES**

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities produce a highly efficient multicrystal photovoltaic module.

The conversion efficiency of the Kyocera solar cell is over 18%.

These cells are encapsulated between a tempered glass cover

and a poliant with back sheet to provide efficient protection from the severest environmental conditions.

The entire laminate is installed in an anodized aluminum frame to provide structural strength and ease of installation.

Equipped with plug-in connectors.

**APPLICATIONS**

KC200GT is ideal for grid tie system applications.

- Residential roof top systems
- Large commercial grid tie systems
- Water Pumping systems
- High Voltage stand alone systems
- etc.

QUALIFICATIONS

- MODULE : UL1703 certified
- FACTORY : ISO9001 and ISO 14001

QUALITY ASSURANCE

Kyocera multicrystal photovoltaic modules have passed the following tests.

- Thermal cycling test ● Thermal shock test ● Thermal / Freezing and high humidity cycling test ● Electrical isolation test
- Ball impact test ● Mechanical, wind and twist loading test ● Salt mist test ● Light and water-exposure test ● Field exposure test

LIMITED WARRANTY

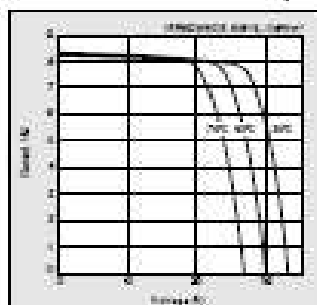
● 1 year limited warranty on material and workmanship

● 20 years limited warranty on power output For detail, please refer to Category IV in Warranty issued by Kyocera.

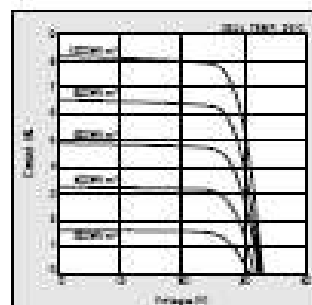
(Long term output warranty shall warrant if PV Module(s) exhibits power output of less than 90% of the original minimum rated power specified at the time of sale within 10 years and less than 80% within 20 years after the date of sale to the Customer. The power output values shall be those measured under Kyocera's standard measurement conditions. Regarding the Warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera.)

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC200GT at various cell temperatures



Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC200GT at various irradiance levels

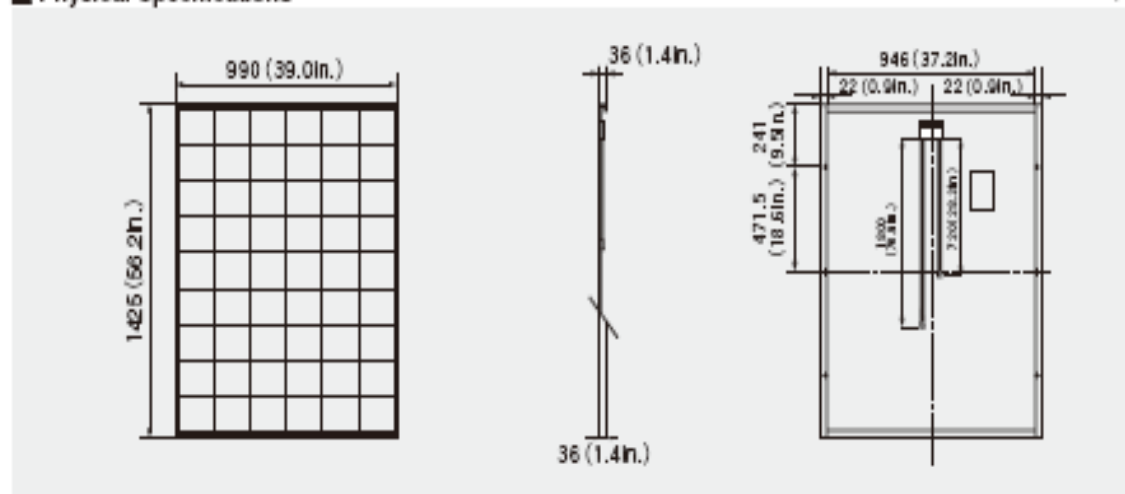


SPECIFICATIONS

KC200GT

Physical Specifications

Unit: mm (in.)



Specifications

Electrical Performance under Standard Test Conditions ("STC)	
Maximum Power (P _{max})	200W (+10%/-5%)
Maximum Power Voltage (V _{mp})	28.3V
Maximum Power Current (I _{mp})	7.81A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	32.6V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.21A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of V _{oc}	-1.23×10 ⁻³ V/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	3.18×10 ⁻³ A/°C

STC: Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25°C

Electrical Performance at 800W/m ² , NOCT, AM1.5	
Maximum Power (P _{max})	142W
Maximum Power Voltage (V _{mp})	23.2V
Maximum Power Current (I _{mp})	6.15A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	29.6V
Short Circuit Current (I _{sc})	6.82A

NOCT: Nominal Operating Cell Temperature: 45°C

Cells	
Number per Module	54

Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1425mm(56.1in.) × 990mm(39.0in.) × 36mm(1.4in.)
Weight	18.5kg(40.7lbs.)
Cable	1×70mm ² (2.8in.) / 1×6mm ² (0.2in.)

Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	1000mm(39.4in.) × 220mm(8.7in.) × 40mm(1.6in.)
IP Code	IP65

Reduction of Efficiency under Low Irradiance	
Reduction	7.8%

Reduction of efficiency from an irradiance of 1000W/m² to 200W/m² (module temperature 25°C)

Please contact our office for further information



KYOCERA Corporation

● KYOCERA Corporation Headquarters
CORPORATE SOLAR ENERGY DIVISION
4-1-6, Tokuda-cho
Fushimi-ku, Kyoto
612-8501, Japan
TEL: (81)75-824-3276 FAX: (81)75-824-3276
http://www.kyocera.com

● KYOCERA Solar, Inc.
7810 East Acorn Drive
Scottsdale, AZ 85260, USA
TEL: (1)480-844-8000 or (480)222-8880 FAX: (1)480-480-8271
http://www.kyocerasolar.com

● KYOCERA Solar do Brasil Ltda.
Av. Guaraná, 881, Loja A
22760-300, Heliópolis, Bndelantinas, Rio de Janeiro, Brazil
TEL: (55)21-2437-8828 FAX: (55)21-2437-2356
http://www.kyocerasolar.com.br

● KYOCERA Solar Pty Ltd.
Level 3, 6-10 Talavera Road, North Ryde
N.S.W. 2113, Australia
TEL: (61)2-9670-8988 FAX: (61)2-9680-8888
http://www.kyocerasolar.com.au/

● KYOCERA Fineceramics GmbH
Fritz Müller strasse 107, D-72730 Esslingen, Germany
TEL: (49)714-89934-817 FAX: (49)714-89934-850
http://www.kyocerasolar.de/

● KYOCERA Asia Pacific Pte. Ltd.

328 Tiong Bahru Road, #12-02/03
Central Plaza, Singapore 168730
TEL: (65)6271-0800 FAX: (65)6271-0800

● KYOCERA Asia Pacific Ltd.

Room 601-602, Tower 1, South Seas Centre, 75 Mody Road,
Tsimshatsui East, Kowloon, Hong Kong
TEL: (852)2-722718 FAX: (852)2-722287

● KYOCERA Asia Pacific Ltd. Taipei Office

10 Fl., No. 66, Nanjing West Road, Taipei, Taiwan
TEL: (886)2-2881-0800 FAX: (886)2-2881-1371

● KYOCERA(Tianjin) Sales & Trading Corporation

18F, Tower C HeDiao Building #A, Guanghua Rd.,
Qiao Yang District, Beijing 100026, China
TEL: (86)10-6593-2770 FAX: (86)10-6593-2280

Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice

LIC109M0703-SAGRM

3-MODULES PV SHELL S36

Shell Solar

Product Information Sheet

Shell S36 Photovoltaic Solar Module

General

The Shell S36 module contains 36 series connected 125 x 62.5 mm multi-crystalline silicon solar cells.

The Shell S36 can generate a peak power of 36 watt at 16.5 volt.

The Shell S36 module has been designed for rural applications.

Qualifications and Certificates

The Shell S36 solar module meets the following requirements:

- IEC 61215



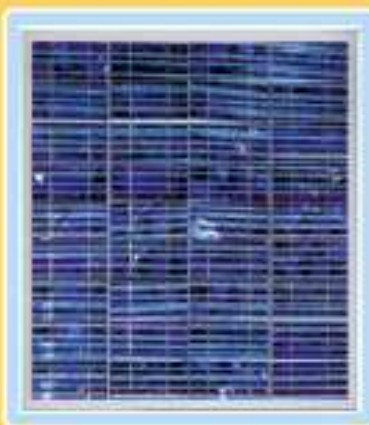
All Shell Solar modules are produced in EN-ISO 9001 certified factories.

Limited Warranties

- Peak Power for 10 years
- Product workmanship for 2 years



Shell S36 Module



Junction Box

The junction box provides a high quality dust and watertight IP65-rated housing for the rigid connection block with screw terminals.

Maximum outside cable diameter: 12 mm
Type of protection: IP65



Benefits

- Highly transparent tempered glass ensuring high impact resistance and protection against hail, snow, ice and storms.
- Tedlar™ aluminium foil backing for absolute moisture protection.
- Lightweight anodized aluminium frame with pre-drilled holes for easy installation.
- International quality certificates and standards to ensure consistently high quality modules.
- Shell Solar can provide expert advice on photovoltaic solar modules and their application.



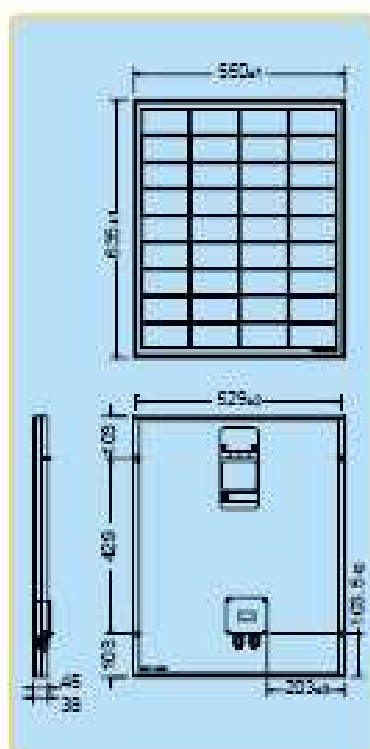
ELECTRICAL EQUIPMENT, CHECK WITH YOUR INSTALLER

Due to continuous research and product improvement the specifications in this Product Information Sheet are subject to change without notice. Specifications can vary slightly. For installation and operation instructions, see the applicable manuals. No rights can be derived from this Product Information Sheet and Shell Solar assumes no liability whatsoever connected to or resulting from the use of any information contained herein.



Shell S36 Photovoltaic Solar Module

Mechanical Specifications Module



Outside dimensions (mm)	635 x 530
Thickness (inc. junction box) (mm)	45
Thickness (exc. junction box) (mm)	38
Weight (kg)	4.4

For installation instructions, please refer to the **Installation Manual** which is available from Shell Solar.

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C.

Rated power	P_r	36W
Peak power	P_{mpp}	36W
Peak power voltage	V_{mpp}	16.5V
Open circuit voltage	V_{oc}	21.4V
Short circuit current	I_{sc}	2.30A
Current at 1.2V	$I_{1.2}$	2.20A
Minimum peak power	$P_{mpp,min}$	33.5W

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1m/s, T_{amb} 20°C.

Temperature	T_{NOCT}	44°C
Mpp power	P_{mpp}	28.4W
Mpp voltage	V_{mpp}	14.9V
Open circuit voltage	V_{oc}	19.7V
Short circuit current	I_{sc}	1.86A

Typical data at low irradiance

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 8%.

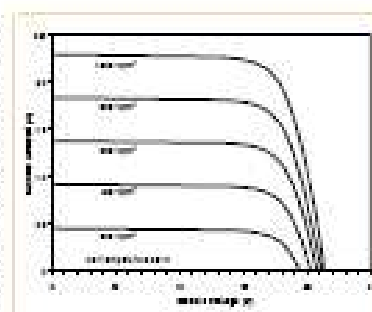
Temperature coefficients

αP_{mpp}	-0.45 %/°C
αV_{mpp}	-76 mV/°C
αI_{sc}	+1 mA/°C
αV_{oc}	-76 mV/°C

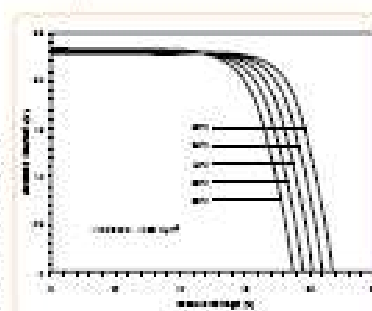
Maximum system voltage: 100Vdc

Typical I/V Characteristics

The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various levels of irradiance.



The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various cell temperatures.



References in this Product Information Sheet to 'Shell Solar' are to companies and other organizational entities within the Royal Dutch/Shell Group of Companies that are engaged in the photovoltaic solar energy business. Shell Solar was set up in 1999 and has its principal office in Amsterdam, the Netherlands.

For further information on all Shell Solar products contact:

Shell Solar
Customer Service Centre
PO Box 849 - 5700 AW Helmond, The Netherlands
Tel +31 492-608 751 Fax +31 492-508 700
Email solarinfo@shell.com
Web www.shell solar.com

12/2014/07/02

SAP nr. 400148



4-MODULES PV SQ150PC

Shell Solar

Product Information Sheet

Shell SQ150-PC Photovoltaic Solar Module

General

The Shell SQ150-PC module contains 72 series connected 125 x 125 mm PowerMax® mono-crystalline silicon solar cells.

The Shell SQ150-PC can generate a peak power of 150 watts at 34.0 volts.

The Shell SQ150-PC solar module has been designed for grid connected and industrial applications.

The Shell SQ150-P is the non-cable version of the Shell SQ150-PC and is available upon special order. The Shell SQ150-P does not include the cable and fitting assembly.

Qualifications and Certificates

The Shell SQ150-PC solar module meets the following requirements:

- IEC 61215 (Pending)
- UL – Listing 1703
- FM approved (Shell SQ150-P only)
- TÜV Safety Class II (Pending)



All Shell Solar modules are produced in EN-ISO 9001 certified factories.

Limited Warranties

- Peak Power for 25 years*

*See Shell Solar Limited Warranty for PV-Modules

Shell SQ150-PC Module Benefits



- PowerMax® mono-crystalline solar cells deliver maximum power output even under reduced light conditions.
- Dense packing of cells provides more power where space is a limitation and creates a uniform aesthetic.
- Ideal for large grid connected systems where high power density minimizes system costs.
- Tight electrical specifications guarantee industry leading energy yield performance.
- Highly transparent tempered glass delivers more power and ensures high impact resistance and protection against hail, snow, ice, and storms.
- Over 300MW of cumulative installed experience has been applied to the evolution of our mono-crystalline range to ensure that our products have a long and reliable service life backed by a 25 year warranty.
- Cables and MultiContact® plugs pre-assembled to reduce installation time in grid connected applications

Junction Box

The junction box provides a high quality, dust protected and splash proof IP54-rated housing. The housing contains a rigid connection block with screw terminals and by-pass diodes providing "hot spot" protection for the solar cells.

For ease of installation, the junction box includes male and female MultiContact® flying cables.

The universal junction box design allows for easy field replacement of diode or cable assemblies.

ProCharger™-CR Cable Junction Box
Maximum conductor cross-section: 4 mm²
Type of protection: IP54
Number of bypass diodes: 3



**ELECTRICAL EQUIPMENT,
CHECK WITH YOUR INSTALLER**

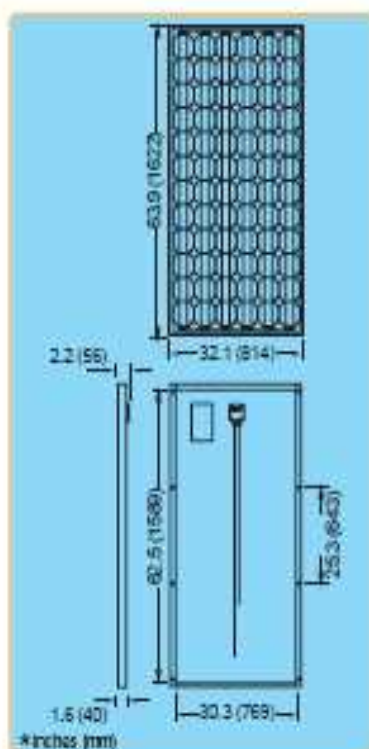
Due to continuous research and product improvement the specifications in this Product Information Sheet are subject to change without notice. Specifications can vary slightly. For installation and operation instructions, see the applicable manuals. No rights can be derived from this Product Information Sheet and Shell Solar assumes no liability whatsoever connected to or resulting from the use of any information contained herein.



Shell SQ150-PC Photovoltaic Solar Module

Mechanical Specifications Module

A tension and corrosion-resistant anodized aluminium frame ensures dependable performance, even under harsh weather conditions. Pre-drilled mounting holes are provided for ease of installation.



Outside dimensions (in)	63.9 x 32.1
Thickness (inc. junction box) (in)	2.2
Thickness (exc. junction box) (in)	1.6
Weight (lbs)	38
Cable length - male (in)	51
Cable length - female (in)	39

For installation instructions, please refer to the **Installation Manual** which is available from Shell Solar.

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

Rated power	P_T	150W
Peak power*	P_{mpp}^*	150W
Peak power voltage	V_{mpp}	34V
Peak power current	I_{mpp}	4.4A
Open circuit voltage	V_{oc}	43.4V
Short circuit current	I_{sc}	4.8A
Series fuse rating		15A
Minimum peak power	$P_{mpp\ min}$	142.5W
*Tolerance on Peak Power		±5%

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1m/s, T_{amb} 20°C

Temperature	T_{NOCT}	46°C
Mpp power	P_{mpp}	108W
Mpp voltage	V_{mpp}	31V
Open circuit voltage	V_{oc}	39.6V
Short circuit current	I_{sc}	3.9A

Typical data at low irradiances

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 8%.

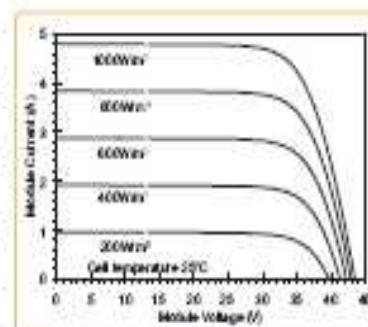
Temperature coefficients

αP_{mpp}	-0.52%/°C
αV_{mpp}	-1.67mV/°C
αI_{sc}	1.4mA/°C
αV_{oc}	-1.61mV/°C

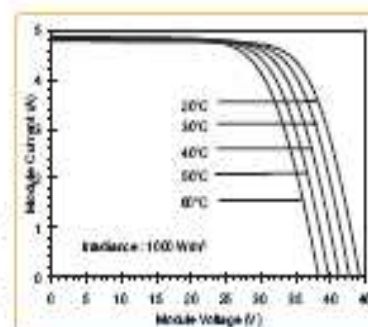
Maximum system voltage: 600 Vdc (UL)
and 715 Vdc (TUV Safety Class II)

Typical I/V Characteristics

The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various levels of irradiance.



The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various cell temperatures.



References in this Product Information Sheet to 'Shell Solar' are to companies and other organizational entities within the Royal Dutch/Shell Group of Companies that are engaged in the photovoltaic solar energy business. Shell Solar has its principal office in Amsterdam, the Netherlands.

For further information on all Shell Solar products contact:

Shell Solar
4830 Acute Lane, Camarillo CA 93012
805-482-6800 Fax 805-388-0295
Web www.shell.com/solar

W/SQ150-PC/08/02/US



5-MODULES PV SHELL SP70

Shell Solar

Product Information Sheet

Shell SP70 Photovoltaic Solar Module

General

The Shell SP70 module contains 36 series connected 125 x 125 mm PowerMax® mono-crystalline silicon solar cells.

The Shell SP70 can generate a peak power of 70 watts at 16.5 volts.

The Shell SP70 solar module has been designed for grid connected and industrial applications.

Qualifications and Certificates

The Shell SP70 solar module meets the following requirements:

- IEC 61215
- UL - Listing 1703
- FM approved
- TÜV Isolation Class II

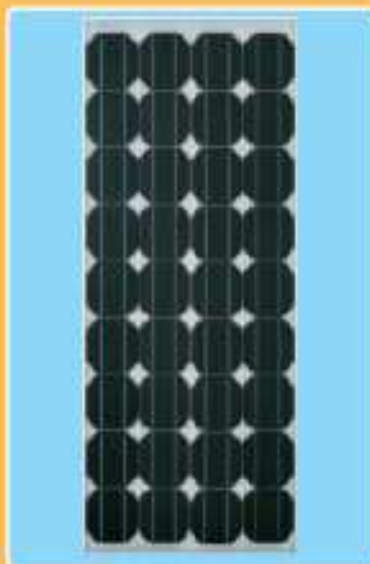


All Shell Solar modules are produced in ENISO 9001 certified factories.

Limited Warranties

- Peak Power for 25 years

Shell SP70 Module



Junction Box

The junction box provides a high quality, dust protected and splash proof IP44-rated housing. The housing contains a rigid connection block with screw terminals and by-pass diodes providing "hot spot" protection for the solar cells.

PreCharger™-CB Junction Box

Minimum conductor cross-section: 4 mm²

Type of protection: IP44

Number of by-pass diodes: 3



Benefits

- PowerMax® mono-crystalline solar cells deliver maximum power output even under reduced light conditions providing more power where space is a limitation.
- The surface of the PowerMax® cell has a pyramidal textured surface to enable more light absorption and deliver exceptional efficiency.
- Highly transparent tempered glass delivers more power and ensures high impact resistance and protection against hail, snow, ice, and storms.
- Nearly 300MW of cumulative installed experience has been applied to the evolution of our mono-crystalline range to ensure that our products have a long and reliable service life backed by a 25 year warranty.



**ELECTRICAL EQUIPMENT.
CHECK WITH YOUR INSTALLER.**

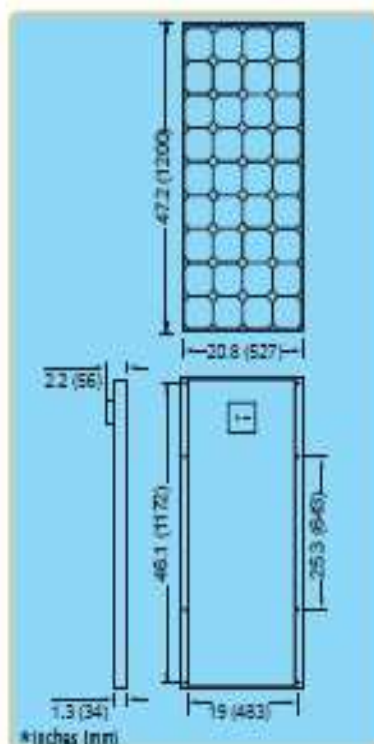
Due to continuous research and product improvement the specifications in this Product Information Sheet are subject to change without notice. Specifications can vary slightly. For installation and operation instructions, see the applicable manuals. No rights can be derived from this Product Information Sheet and Shell Solar assumes no liability whatsoever connected to or resulting from the use of any information contained herein.



Shell SP70 Photovoltaic Solar Module

Mechanical Specifications Module

A torsion and corrosion-resistant anodized aluminium frame ensures dependable performance, even under harsh weather conditions. Pre-drilled mounting holes are provided for ease of installation.



Outside dimensions (in)	47.2 x 20.8
Thickness (inc. junction box) (in)	2.2
Thickness (exc. junction box) (in)	1.3
Weight (lb)	16.7

For installation instructions, please refer to the **Installation Manual** which is available from Shell Solar.

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

Rated power	P_T	70W
Peak power	P_{mpp}	70W
Peak power voltage	V_{mpp}	8.25*/16.5V
Peak power current	I_{mpp}	8.50*/4.25A
Open circuit voltage	V_{oc}	10.7*/21.4V
Short circuit current	I_{sc}	9.4*/4.7A
Series fuse rating		15A
Minimum peak power	$P_{mpp\ min}$	65W

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1m/s, T_{amb} 20°C

Temperature	T_{NOCT}	45°C
Mpp power	P_{mpp}	51W
Mpp voltage	V_{mpp}	7.55*/15.1V
Open circuit voltage	V_{oc}	9.8*/19.6V
Short circuit current	I_{sc}	7.6*/3.8A

* The Shell SP70 may be reconfigured in the field for 6V operation

Typical data at low irradiance

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 8%.

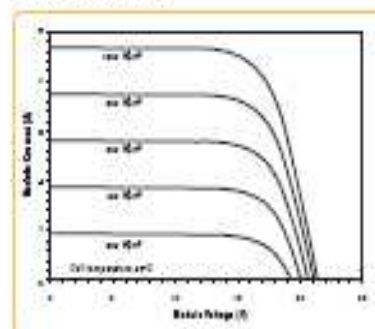
Temperature coefficients

αP_{mpp}	-0.45 %/°C
αV_{mpp}	-76 mV/°C
αI_{sc}	+2 mA/°C
αV_{oc}	-76 mV/°C

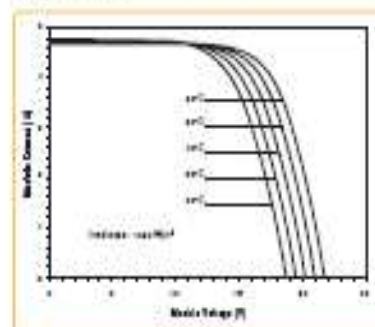
Maximum system voltage: 600 Vdc

Typical I/V Characteristics

The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various levels of irradiance.



The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various cell temperatures.



Reference to this Product Information Sheet to 'Shell Solar' are to companies and other organizational entities within the Royal Dutch/Shell Group of Companies that are engaged in the photovoltaic solar energy business. Shell Solar was set up in 1999 and has its principal office in Amsterdam, the Netherlands.

For further information on all Shell Solar products contact:

Shell Solar
4650 Adair Lane, Concordia CA 95012
805-482-6800 Fax 805-388-6511
Web www.shell.com/renewables

10/0976/05/02/US



6-MODULES PV SHELL ST40

Shell Solar

Product Information Sheet

Shell ST40 Photovoltaic Solar Module

General

The Shell ST40 module is composed of a monolithic structure of series connected Copper Indium Diselenide (CIS) based solar cells.

The Shell ST40 can generate a peak power of 40 watts at 16.6 volts.

The Shell ST40 solar module has been designed for grid connected applications.

Qualifications and Certificates

The Shell ST40 solar module meets the following requirements:

- UL – Listing 1703



All Shell Solar modules are produced in EN-ISO 9001 certified factories.

Limited Warranties

- Peak Power for 10 years

Shell ST40 Module



Junction Box

The junction box provides a high quality, dust protected and splash proof IP44-rated housing. The housing contains a rigid connection block with screw terminals and by-pass diodes providing "hot spot" protection for the solar cells.

PreCharger™-S Junction Box
Wooden conductor cross-section: 4 mm²
Type of protection: IP44



Benefits

- Exceptional performance under low light conditions, shade and high temperature tolerance that offers reliable power in adverse or changeable conditions.
- Class leading efficiency and stable output power delivering reliable high performance for many years.
- Highly transparent tempered glass delivering more power and ensuring high impact resistance and protection against hail, snow, ice, and storms.
- Uniform appearance ideal for applications where aesthetics are an important factor.
- 10 years research and over 3 years commercial manufacturing experience has been applied to the development of our CIS thin-film range to ensure that our products have a long and reliable service life backed by a 10 year warranty.



**ELECTRICAL EQUIPMENT,
CHECK WITH YOUR INSTALLER**

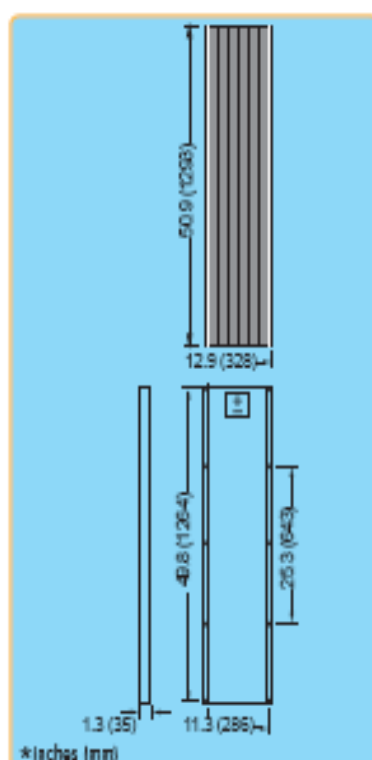
Due to continuous research and product improvement the specifications in this Product Information Sheet are subject to change without notice. Specifications can vary slightly. For installation and operation instructions, see the applicable manuals. No rights can be derived from this Product Information Sheet and Shell Solar assumes no liability whatsoever connected to or resulting from the use of any information contained herein.



Shell ST40 Photovoltaic Solar Module

Mechanical Specifications Module

A torsion and corrosion-resistant anodized aluminium frame ensures dependable performance, even under harsh weather conditions. Predrilled mounting holes are provided for ease of installation.



Outside dimensions (in)	50.9 x 12.9
Thickness (inc. junction box) (in)	1.3
Thickness (exc. junction box) (in)	1.3
Weight (lbs)	15.4

For installation instructions, please refer to the **Installation Manual** which is available from Shell Solar.

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

Rated power	P_T	40W
Peak power	P_{mpp}	40W
Peak power voltage	V_{mpp}	16.6V
Peak power current	I_{mpp}	2.41A
Open circuit voltage	V_{oc}	23.3V
Short circuit current	I_{sc}	2.68A
Series fuse rating		5A
Minimum peak power	$P_{mpp\ min}$	36W

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1m/s, T_{amb} 20°C

Temperature	T_{NOCT}	47°C
Mpp power	P_{mpp}	27.7W
Mpp voltage	V_{mpp}	14.7V
Open circuit voltage	V_{oc}	20.7V
Short circuit current	I_{sc}	2.2A

Typical data at low irradiance

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 5%.

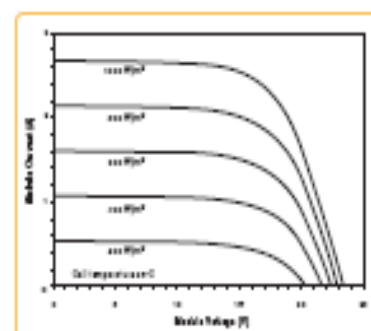
Temperature coefficients

αP_{mpp}	-0.6 %/°C
αV_{mpp}	-100 mV/°C
αI_{sc}	+0.35 mA/°C
αV_{oc}	-100 mV/°C

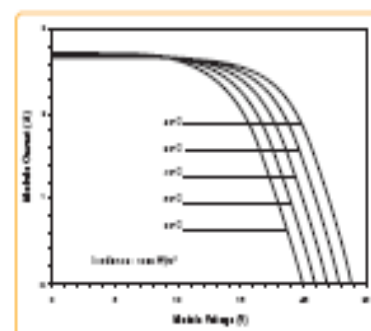
Maximum system voltage: 600 Vdc

Typical I/V Characteristics

The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various levels of irradiance.



The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various cell temperatures.



References in this Product Information Sheet to 'Shell Solar' are to companies and other organizational entities within the Royal Dutch/Shell Group of Companies that are engaged in the photovoltaic solar energy business. Shell Solar was set up in 1999 and has its principal office in Amsterdam, the Netherlands.

For further information on all Shell Solar products contact:

Shell Solar
4650 Adèle Lane, Carlsbad CA 92012
805-482-6800 Fax 805-388-6511
Web www.shell.com/renewables

v2/st40/05/02/us



7-MODULES PV ISOFOTON I-106

Panneaux photovoltaïques
monocristallins

Isofoton I-106 12/24V

Réf. M180106

CARACTERISTIQUES PHYSIQUES	I-106/12	I-106/24
Dimensions (mm)	1310 x 654 x 39,5	
Poids (kg)	11,5	
Nombre de cellules en série	36	72
Nombre de cellules en parallèle	2	1
TONC (800 W/m ² , 20 °C, AM 1.5, 1 m/s)	47 °C	



CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES (1 000 W/m ² , 25 °C, AM 1.5)	I-106/12	I-106/24
Tension nominale (Vn)	12 V	24 V
Puissance crête (± 5%) (Pmax)	106 W	
Courant de court-circuit (Icc)	6,54 A	3,27 A
Tension de circuit ouvert (Vco)	21,6 V	43,2 V
Courant à puissance max. (Imax)	6,1 A	3,05 A
Tension à puissance max. (Vmax)	17,4 V	34,8 V

CARACTERISTIQUES DE FABRICATION

Cellules	Si monocristallins, texturées et avec une couche anti-réflexion
Contacts	Redondants, multiples, à chaque cellule
Lamé	EVA (éthylène-vinyle acétate)
Face frontale	Verre trempé de grande transmission
Face postérieure	Tedlar à plusieurs couches
Cadre	Aluminium anodisé
Boîte de connexion	2 x IP65 avec diodes anti-retour
Prise de terre	Oui
Certifications	IEC 61215 / Classe II
Section de câble	4-10 mm ²
Terminal de connexion	Bornes avec possibilité de soudure, multi contact en option

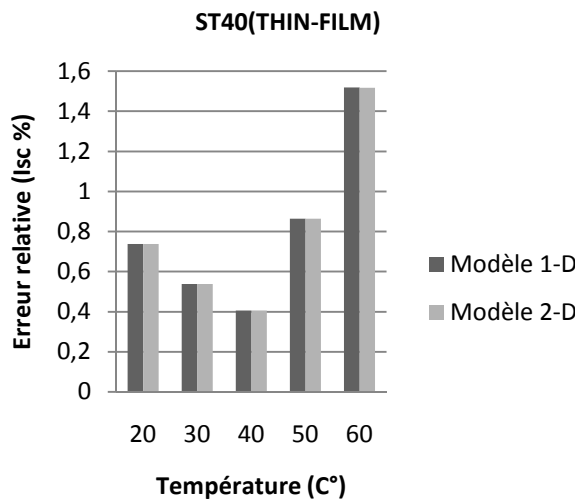
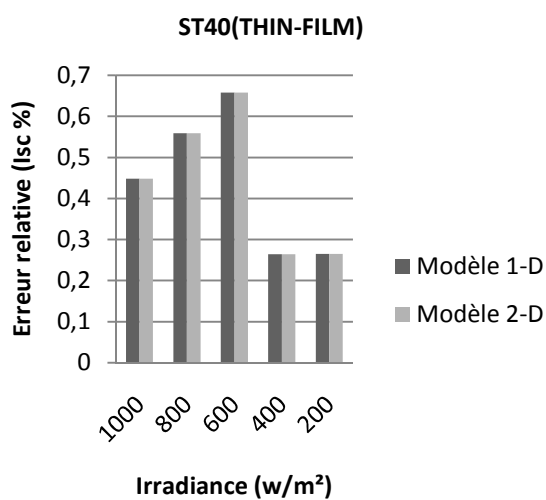
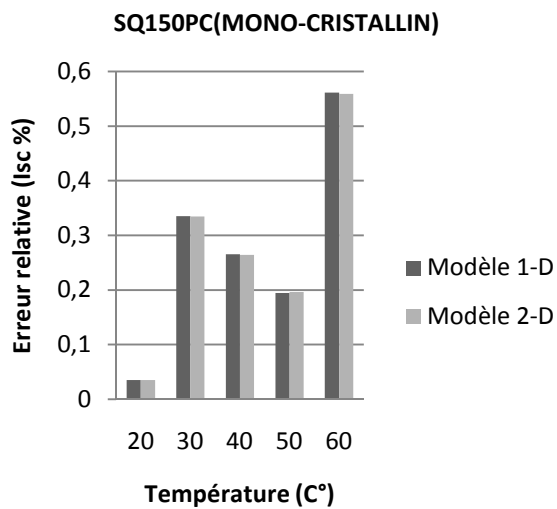
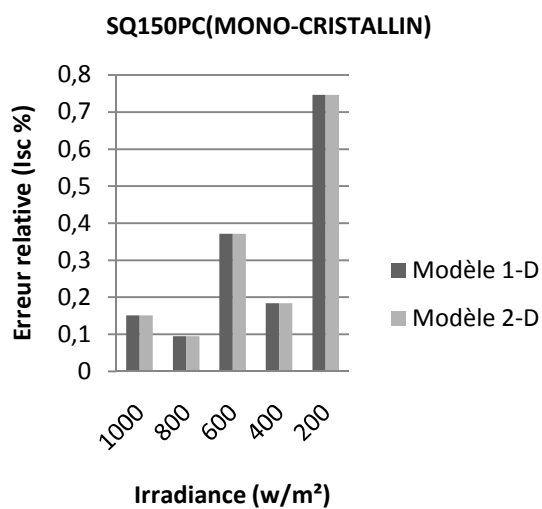
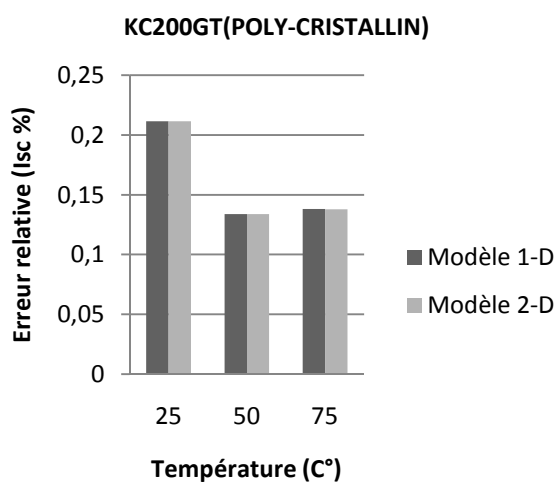
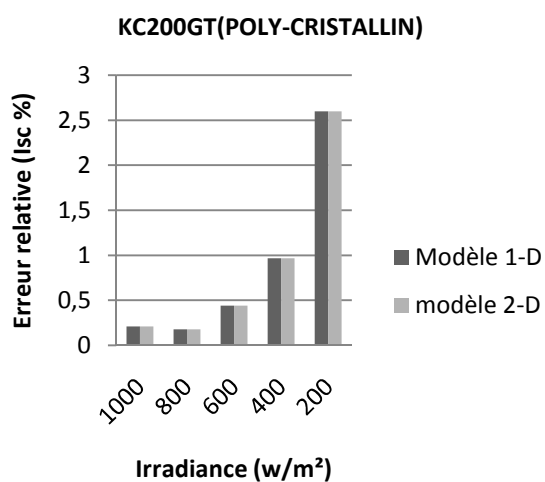
Sous réserve de modifications techniques



Systèmes solaires Photovoltaïques, assistance technique en mesure et essai, moyens de test.

ZA du Pré de l'Orme BP 14 38761 VARCES cedex SARL au capital de 7 500 Euros APE 333 Z
Tél.: 04 76 98 63 57 Fax: 04 76 98 79 04 Siret 444 680 774 00025 RM 381 ; E-Mail : commercial@surtec.fr

ANNEXE2 : ERREUR EN I_{sc}



ANNEXE 3 : BREF RAPPEL SUR LA METHODE DE NEWTON-RAPHSON

Définition

La méthode de Newton-Raphson est une méthode numérique itérative de résolution numérique des équations du type $f(x)=0$. Le but de cette méthode est la recherche d'un zéro pour cette fonction.

L'algorithme de Newton-Raphson

On va donc chercher à construire une bonne approximation d'un zéro de la fonction d'une variable réelle $f(x)$. Pour cela, partant d'un point x_0 quelconque (x_0 est choisit de préférence proche du zéro à trouver en faisant des estimations grossières par exemple), on approche la fonction au premier ordre, autrement dit, on la considère à peu près égale à sa tangente en ce point :

$$f(x) \approx f(x_0) + \hat{f}(x_0)(x - x_0)$$

Partant de là, pour trouver un zéro de cette fonction d'approximation, il suffit de calculer l'intersection de la droite tangente avec l'axe des abscisses, c'est-à-dire résoudre l'équation :

$$0 = f(x_0) + \hat{f}(x_0)(x - x_0)$$

On obtient alors un point x_1 qui en général a de bonnes chances d'être plus proche du vrai zéro de f que le point x_0 précédent. Par cette opération, on peut donc espérer améliorer l'approximation par itérations successives : on approche à nouveau la fonction par sa tangente en x_1 pour obtenir un nouveau point x_2 , etc.

Illustration de la méthode de Newton

Cette méthode requiert que la fonction possède une tangente en chacun des points de la suite que l'on construit par itération, par exemple il suffit que f soit dérivable.

Formellement, on part d'un point x_0 appartenant à l'ensemble de définition de la fonction et on construit par récurrence la suite :

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{\hat{f}(x_k)}$$

où \hat{f} désigne la dérivée de la fonction f . Le point x_{k+1} est bien la solution de l'équation :

$$f(x_k) + \hat{f}(x_k)(x - x_k) = 0$$

Il se peut que la récurrence doit se terminer, si à l'étape k , x_k n'appartient pas au domaine de définition ou si la dérivée $\hat{f}(x_k)$ est nulle.

Interprétation géométrique

