

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ MOHAMED BOUDIAF - M'SILA  
FACULTÉ DE TECHNOLOGIE  
DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE



Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de

**MASTER**

**Spécialité : Énergétique**

**Thème :**

---

**Calcul d'une installation solaire d'éclairage**

---

Proposé et dirigé par :

**Dr. AMIRAT Belkacem**

Présenté par :

**ZIANI Hocine**

**CHAARAOUI Yacine**

*Session : Septembre 2020*

*Année Universitaire : 2019/2020*

# *Dédicaces*

*A ma chère mère*

*A mon très cher père*

*Pour leurs encouragements, soutien, et surtout pour leur amour et sacrifice pour que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A ma très chère grand-mère*

*Pour sa douceur et sa gentillesse.*

*A mes frères, sœur, neveux, cousins, cousines.*

*A mes meilleurs amis et à tous ceux qui me sont chers.*

## Remerciements

*Je remercie tout d'abord le bon dieu pour m'avoir donné le*

*Courage et la force de mener à bien ce travail.*

*Je remercie particulièrement mon promoteur monsieur*

*AMIRAT Belkacem pour sa patience, sa confiance, ses  
remarques, ses conseils, sa disponibilité et sa bienveillance.*

*Qu'il trouve ici le témoignage de ma profonde gratitude.*

*Je voudrais également remercier monsieur le chef de  
Département ROKBI Mansour pour la gérance exemplaire  
du département génie mécanique.*

*Je tiens aussi à remercier les membres du jury pour avoir  
Accepté d'évaluer ce travail, par toutes leurs remarques et  
Critiques constructives.*

*Hocine*

## Résumé

### ملخص

موضوع دراستنا يتمحور حول الطاقة الشمسية الكهروضوئية، هذه الطاقة الواعدة تأتي من ضوء وحرارة الشمس. الهدف من هذا البحث هو التخلص التدريجي من الطاقات الأحفورية عن طريق استبدالها بالطاقات المتجددة وخاصة الطاقة الشمسية.

تأثر الطاقات الأحفورية سلبا على البيئة وبالتالي على الكوكب الذي هو مصدر ثروتنا الوحيد.

**الكلمات المفتاحية:** الشمس، الشمسي، الطاقة المتجددة، الطاقة الكهروضوئية، الطاقة الأحفورية، اللوح الكهروضوئي.

### Résumé

Le thème traité parle de l'énergie solaire photovoltaïque. Cette l'énergie prometteuse provient de la lumière et de la chaleur du soleil.

Le but recherché est d'arriver à se passer progressivement des énergies fossiles en les remplaçant par les énergies renouvelables et en particulier l'énergie solaire.

Les énergies fossiles sont nocives à l'environnement est par conséquent à la planète qui est notre seule richesse.

**Mots clés :** soleil, solaire, énergie renouvelable, énergie photovoltaïque, énergie fossile, panneau photovoltaïque.

### Abstract

In this work, we study about solar photovoltaic energy. This renewable energy comes in the light and heat of the sun.

The main goal of this search is the gradually disposal of fossil energies by replacing them by renewable energies and especially solar energy.

Fossil energies effect to the environment adversely and, therefore to the planet, which is our only of wealth.

**Key words:** sun, solar, renewable energy, photovoltaic energy, fossil energy, solar panel.

# Table des matières

<b>Table des matières.....</b>	<b>i</b>
<b>Liste des Figures.....</b>	<b>iv</b>
<b>Liste des Tableaux.....</b>	<b>vii</b>
<b>Nomenclature .....</b>	<b>viii</b>
<b>Introduction générale .....</b>	<b>2</b>
I.1 Introduction.....	5
I.2 Les énergies renouvelables .....	6
I.2.1 L'énergie hydraulique .....	6
I.2.2 L'énergie solaire.....	8
I.2.3 L'énergie éolienne .....	10
I.2.4 L'énergie biomasse .....	11
I.2.5 L'énergie géothermique .....	12
I.3 Etat actuel de la production énergétique a travers le monde .....	13
I.4 Conclusion .....	16
II.1 Introduction .....	18
II.2 Le soleil .....	18
II.3 Le rayonnement solaire.....	19
II.4 trajectoire du soleil .....	21
II.5 Air Mass.....	22
II.6 Le gisement solaire.....	24
II.7 Conclusion.....	26
III.1 Introduction.....	28
III.2 Historique.....	28
III.3 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	30
III.3.1 Le dopage des semi-conducteurs .....	30
III.3.2 La jonction P-N.....	32
III.3.3 Description du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	32
III.4 La cellule photovoltaïque.....	33
III.5 Différentes technologies des cellules solaires.....	35
III.5.1 Technologies de la première génération à base de silicium cristallin.....	35
III.5.2 Technologies de la deuxième génération à base de couche-mince.....	36
III.5.3 Technologies de la troisième génération «Les cellules organique».....	37
III.6 Cellule photovoltaïque idéale .....	39
III.7 Cellule photovoltaïque réelle .....	40
III.8 Paramètres caractéristiques d'une cellule photovoltaïque .....	41
III.8.1 Courant de court-circuit $I_{cc}$ .....	41
III.8.2 Tension de circuit ouvert $V_{co}$ .....	41
III.8.3 Puissance maximale.....	42
III.8.4 Le facteur de forme FF.....	43
III.8.5 Rendement de conversion .....	43
III.9 Le module photovoltaïque .....	44
III.10 Dégradation d'un module photovoltaïque .....	46

III.11	Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïque .....	47
III.11.1	La corrosion.....	48
III.11.2	La délamination .....	49
III.11.3	La décoloration .....	50
III.11.4	Les fissures et pris de verre.....	51
III.11.5	Les points chauds ou Hot-spots.....	51
III.11.6	Les bulles .....	52
III.11.7	Le PID – Potentiel Induced Dégradation.....	53
III.12	Les essais de vieillissements accéléré.....	53
III.12.1	Essai de chaleur humide (DH :Damp Heat).....	54
III.12.2	Test de fatigue fortement accéléré (HAST : Highly Accelerated stress Test).....	54
III.13	Avantages et inconvénients de la photovoltaïque .....	55
III.14	Conclusion .....	56
IV.1	Introduction.....	58
IV.2	Matières premières.....	58
IV.2.1	Les Cellules.....	58
IV.2.2	EVA.....	60
IV.2.3	Verre .....	61
IV.2.4	Back_sheet.....	62
IV.2.5	Boite de jonction.....	63
IV.2.6	Cadre d'aluminium .....	64
IV.2.7	Silicone.....	65
IV.3	Fabrication d'un panneau photovoltaïque.....	66
IV.3.1	Triage des cellules .....	66
IV.3.1.1	Triage par caractéristiques .....	66
IV.3.1.2	Trie visuel.....	68
IV.3.1.3	Triage des cellules selon le schéma technique .....	68
IV.3.2	Découpage de l'EVA et le back_sheet.....	69
IV.3.3	Découpage des rubans de soudure.....	70
IV.3.4	Soudure de la cellule.....	71
IV.3.5	Ficelage des cellules .....	72
IV.3.6	Lay-up.....	73
IV.3.7	Contrôle Visual manuel.....	76
IV.3.8	Teste EL (Electroluminescence) Avant laminage.....	76
IV.3.9	Laminage.....	77
IV.3.10	Test EL (Electroluminescence) Après Laminage.....	79
IV.3.11	Cadrage et Montage de la boite de jonction.....	79
IV.3.12	Nettoyage.....	80
IV.3.13	Détermination de la puissance maximale.....	81
IV.4	Conclusion.....	82
V.1	Introduction.....	84
V.2	Choix du type d'installation photovoltaïque.....	84
V.2.1	Installation autonome.....	84

V.2.2 Installations raccordées au réseau.....	85
V.3 Étude d'une maisonnette à Ain El Melh équipée d'une installation autonome PV .....	86
V.3.1 Calcul de la Consommation totale.....	86
V.3.2 Dimensionnement du module photovoltaïque.....	90
V.3.2.1 Ensoleillement.....	90
V.3.2.2 Calcul de la puissance crête requise par l'installation.....	91
V.3.2.3 Calcul du nombre de panneau.....	92
V.3.3 Dimensionnement de la batterie.....	93
V.3.3.1 Calcul de la capacité de stockage.....	94
V.3.3.2 Calcul du nombre de la batterie.....	94
V.3.4 Câblage électrique.....	95
V.4 Conclusion.....	97
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>99</b>
<b>Références bibliographiques.....</b>	<b>101</b>

---

## Liste des Figures

Figure. I.1 : Consommation d'énergie dans le monde, 2018 [1].....	5
Figure. I.2 : Répartition de la consommation d'énergie par secteur (2018) [2] .....	6
Figure. I.3 : Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique [4].....	7
Figure. I.4 : Puissance PV installée dans le monde jusqu'en 2013 [7].....	9
Figure. I.5 : Les éoliennes à axe vertical et à axe horizontal [9]. .....	10
Figure. I.6 : Puissance éolienne installée dans le monde jusqu'à 2013 [7].....	11
Figure II.1 : Analyse spectrale du rayonnement solaire. [14].....	20
Figure II.2 : Composantes du rayonnement solaire au sol.....	21
Figure II.3 : Trajectoire du soleil au cours de l'année .....	22
Figure II.4 : Le nombre d'Air mass (AM). .....	23
Figure II.5 : Représentation graphique du spectre AM0 et AM1.5G [17].....	24
Figure II.6 : Ensoleillement global annuel dans le monde en KWh/m <sup>2</sup> /an [18].....	25
Figure III.1 :Semi-conducteur de type N.....	31
Figure III.2 :Semi-conducteur de type P.....	31
Figure III.3 : Jonction PN à l'équilibre.....	32
Figure III.4 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	33
Figure III.5 : Structure basique d'une cellule solaire.....	34
Figure III.6 : Modèle de cellule photovoltaïque idéale.....	39
Figure III.7 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle.....	40
Figure III.8 : Courbe caractéristique P-V.....	42

---

Figure III.9 : Les différentes couches et matériaux composants un module photovoltaïque.....	46
Figure III. 10 : Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.....	47
Figure III.11 : Module PV atteint par la corrosion.....	48
Figure III. 12 : Module photovoltaïque présentant une délamination. ....	49
Figure III. 13 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.....	51
Figure III. 14 : Module photovoltaïque présentant des bris de verre.....	51
Figure III. 15 : Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs....	52
Figure III.16 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.....	53
Figure IV.1 : Cellules de type mono et poly cristallin.....	58
Figure IV.2 : EVA.....	60
Figure IV.3 : Verre.....	61
Figure IV.4 : Back_sheet.....	62
Figure IV.5 : Boite de jonction.....	63
Figure IV.6 : Cadre d'aluminium.....	64
Figure IV.7 : Silicone.....	65
Figure IV.8 : Assemblage d'un panneau solaire.....	66
Figure IV.9 : Triage par un trieur de cellules.....	67
Figure IV.10 : Triage visuel des cellules.....	68
Figure IV.11 : Triage selon le schéma technique.....	69
Figure IV.12 : Découpage de l'Eva et le back_sheet.....	69
Figure IV.13 : Découpage des rubans de soudure.....	70
Figure IV.14 : soudage de la cellule.....	71

---

---

Figure IV.15 : soudage série des cellules.....	72
Figure IV.16 : panneau de transition.....	73
Figure IV.17 : Placement des strings et ajustage des espaces.....	74
Figure IV.18 : Fixation des cellules et soudage des bondes.....	74
Figure IV.19 : Soudage des fils sortants et couvrir EVA 2.....	75
Figure IV.20 : placement du back-sheet test de continuité.....	75
Figure IV.21 : contrôle visuel.....	76
Figure IV.22 : EL avant et contrôle visuel pas logiciel.....	77
Figure IV.23 : laminage.....	78
Figure IV.24 : Inspection visuel après lamination.....	79
Figure IV.25 : préparation du silicone et placement du cadre.....	80
Figure IV.26 : jointe de l'aluminium et placement de la boit a jonction.....	80
Figure IV.27 : Nettoyage du module.....	80
Figure IV.28 : simulateur de puissance.....	81
Figure V.1 : installation photovoltaïque.....	84
Figure V.2 : installation photovoltaïque par réseaux.....	85
Figure V.3 : Batterie GEL solaire «VICTRON » 200-220 Ah.....	94
Figure V.4 : Câblage électrique de la maison.....	95

---

---

## Liste des Tableaux

Tableau II.1 : Caractéristiques principales du soleil [15].....	19
Tableau II.2 : Potentiel d’Energie solaire en Algérie [19].....	26
Tableau III.1 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques..	38
Tableau III.2 : Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin[36].....	47
Tableau V.1 : Estimation des consommations d’appareils disponible dans la maison.....	87
Tableau V.2 : Les consommations électriques de la maison.....	90
Tableau V.3 : Estimation de l’énergie journalière globale $E_{jG}$ . [63].....	91
Tableau V.4 : Caractéristiques techniques des différents types des modules Sharp. [64].....	91

## Nomenclature

$\lambda$	Longueur d'onde	[ $\mu\text{m}$ ]
G	Rayonnement globale incident	[ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
I	Rayonnement direct	[ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
$\theta$	L'angle du soleil par rapport au zénith	[ $^\circ$ ]
T	Température	[K]
$I_D$	L'intensité reçue à la surface de la terre	[ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
$P_m$	Puissance maximale	[W]
$I_{ph}$	Le photocourant	[A]
$I_0$	Courant de saturation de la diode	[A]
$V_d$	La tension aux bornes de la diode	[V]
$I_{cc}$	Courant de court circuit	[A]
$V_{co}$	Tension de circuit ouvert	[V]
K	La constante de Boltzman	[J/K]
$T_c$	La température de la jonction P-n de la cellule	[K]
q	Charge d'électron	[C]
P	Puissance mesuré aux bornes de la cellule PV	[W]
$\varphi$	La latitude	[ $^\circ$ ]
$\eta$	Rendement de la cellule PV	[%]
FF	Facteur de la forme	-
$H_{min}$	L'irradiation journalière	[ $\text{Wh}/\text{m}^2$ ]
$P_{crêtes}$	Puissance crête	[W]
C	Capacité de la batterie	[Ah]

# **Introduction générale**

## Introduction générale

Depuis plusieurs années l'humanité fait face à une demande en énergie croissante due à l'augmentation de la population et à la qualité de vie exigeante en matière de consommation d'énergie.

Actuellement, la production d'énergie dans le monde est basée presque totalement sur les sources fossiles, sources qui présentent l'inconvénient d'être limitées et qui constituent un grand danger écologique à cause des émissions de gaz à effet de serre.

Etant donné le danger que représente les énergies fossiles, trouver une solution économique et peu polluante pour la production d'énergie est devenu primordial, à ce sujet, les énergies renouvelables (énergie solaire, géothermique, biomasse, éolienne, hydraulique, etc.)

L'exploitation de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes l'une produit ces calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre, l'énergie solaire photovoltaïque qui produit de l'électricité et qui fera l'objet d'étude de ce mémoire.

Habituellement, la recherche et le développement photovoltaïque ont été axés sur l'analyse des rayonnements, les stratégies d'exploitation efficace, la conception et le dimensionnement de ces systèmes oubliant certains aspects critiques et les conditions externes qui peuvent affecter le fonctionnement du système du module photovoltaïque.

Le vieillissement des cellules photovoltaïques et des modules est un processus qui évolue naturellement avec les années de fonctionnement du module dans les conditions de terrain (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la lumière...) et qui par conséquent affecte le rendement du module.

Le mémoire présenté est organisé en cinq chapitres.

Au premier chapitre, on s'intéresse aux énergies renouvelables.

Le second chapitre, présente l'énergie solaire et ses caractéristiques.

Le troisième chapitre, on s'intéresse à la description générale et le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques et des panneaux photovoltaïques.

Le quatrième chapitre, nous avons présenté la procédure de fabrication d'un module photovoltaïque.

Dans le dernier chapitre, on calcul d'une centrale solaire autonome.

# **Chapitre I. Les énergies Renouvelables**

## I.1 Introduction

Lors de cette dernière décennie, l'attention des scientifiques s'est de plus en plus tournée vers des préoccupations plus grandes pour l'avenir de l'humanité: la demande en énergie a tendance à croître constamment (fig. I.1) [1] et en même temps l'utilisation des carburants fossiles contribue à la pollution globale et aux changements climatiques.

Néanmoins, les ressources de la planète sont limitées. L'optimisation et l'augmentation de l'efficacité énergétique sont des mesures qui peuvent contribuer à assurer un développement durable.

La répartition de la consommation finale d'énergie par secteur dans le monde est représentée dans la figure (I.2) [2]. Une analyse statistique montre que les plus grands consommateurs sont le secteur des transports, le secteur résidentiel et l'industrie. Aussi, une grande partie de l'énergie est consommée sous la forme d'énergie électrique.

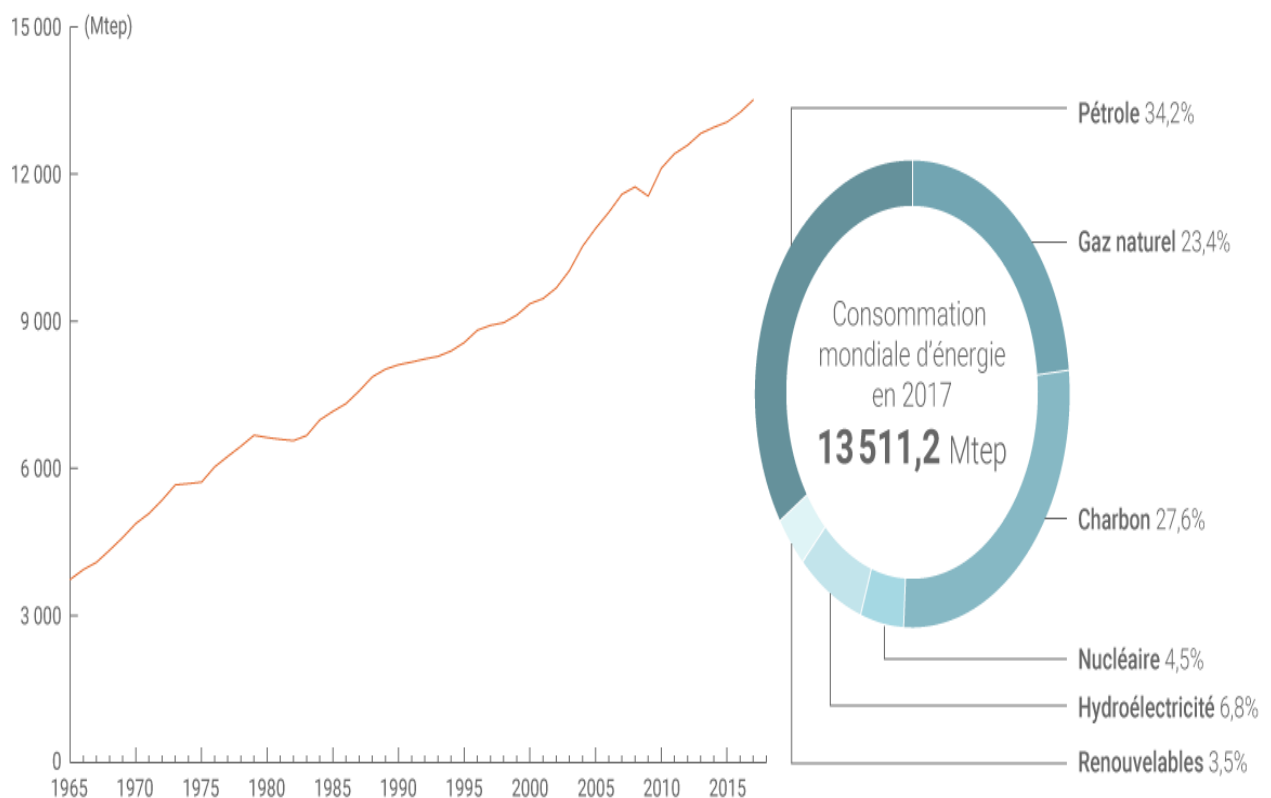


Figure. I.1 : Consommation d'énergie dans le monde, 2018 [1].

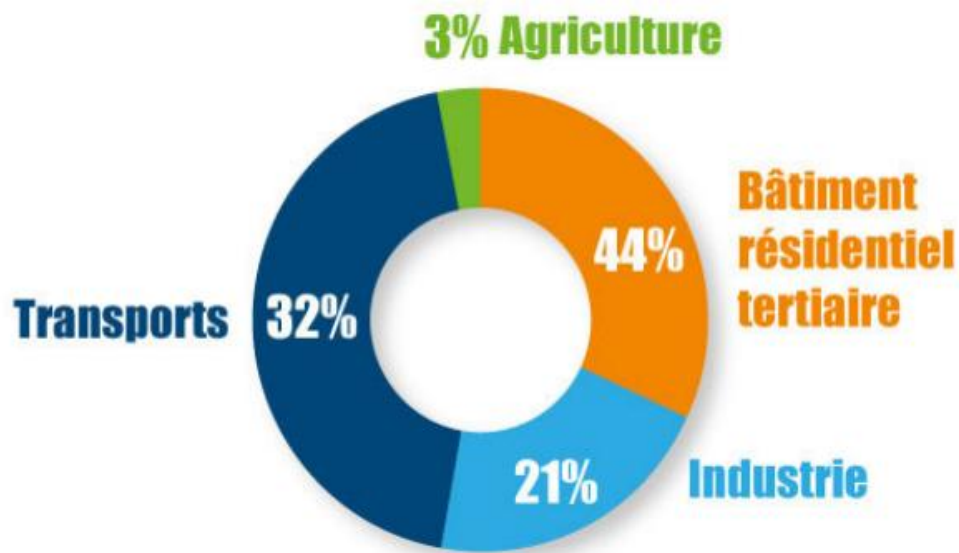


Figure. I.2 : Répartition de la consommation d'énergie par secteur (2018) [2].

## I.2 Les énergies renouvelables

Les types des énergies renouvelables sont [3] :

### I.2.1 L'énergie hydraulique

Les centrales hydrauliques transforment l'énergie cinétique d'un flux d'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'une ou plusieurs turbines hydrauliques, couplées à des générateurs électriques (fig. I.3) [4].

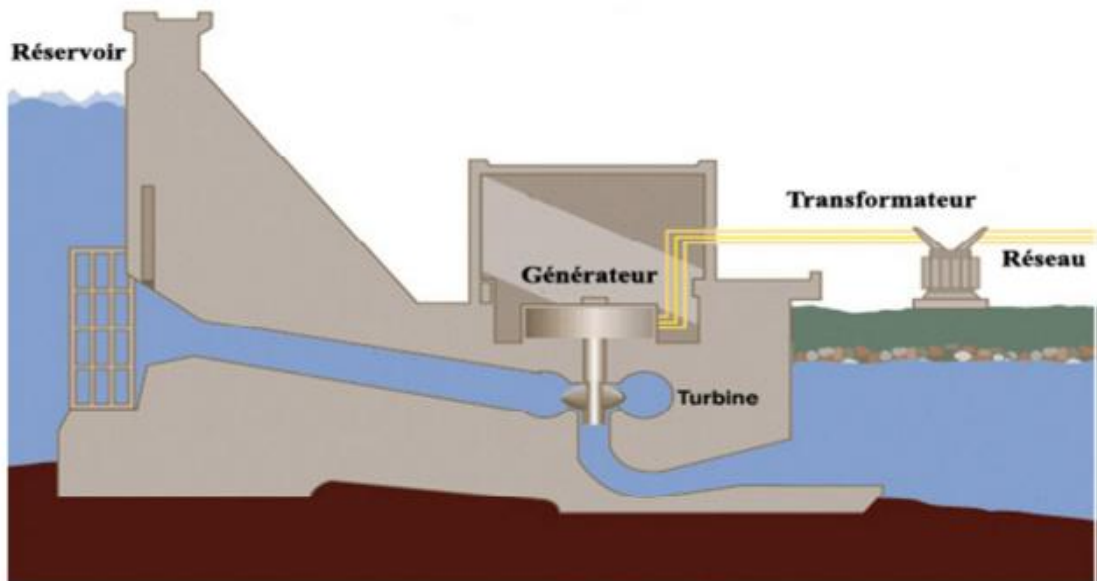


Figure. I.3 : Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique [4].

La puissance maximale dépend de la hauteur de chute, du débit d'eau et des caractéristiques mécaniques de la turbine. Il y a trois types principaux de centrales hydroélectriques :

- **Les centrales dites gravitaires** pour lesquelles les apports d'eau dans la réserve sont essentiellement issus du cours d'eau par gravitation,
- **Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (S.T.E.P.)** aussi connues sous l'appellation centrale hydraulique à réserve pompée ou centrale de pompage turbinage, qui permettent de pomper l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. Elles sont souvent utilisées comme une forme de stockage : pompage durant le creux de la demande à partir d'électricité produite par des équipements de base (nucléaire) et production d'électricité par turbinage durant la pointe, plus coûteuse, des équipements de pointe.
- **Les usines marémotrices** au sens large qui utilisent l'énergie du mouvement des mers, qu'il s'agisse du flux alterné des marées (marémotrice au sens strict), des courants marins permanents (dites aussi hydroliennes) ou du mouvement des vagues.

Les centrales gravitaires et celles de transfert d'énergie par pompage peuvent aussi être classées en trois types selon la hauteur de la chute de l'eau :

- chute haute (> 200 m),
- chute moyenne (entre 50 et 200 m),
- chute basse (< 50 m).

Malgré des coûts de réalisation généralement élevés, les coûts de maintenance sont raisonnables, les installations sont prévues pour fonctionner longtemps et l'énergie de l'eau est gratuite et renouvelable si elle est bien gérée. Donc le bilan est plutôt positif, et les centrales hydrauliques sont parmi les systèmes de production d'électricité les plus rentables.

Les impacts environnementaux varient avec le type et la taille de la structure mises-en place : ils sont faibles s'il s'agit des barrages de taille modérée, des courants marins, des vagues, mais ils peuvent devenir importants s'il s'agit de créer des grands barrages. Dans ce dernier cas, la critique est généralement sur la disparition de terres agricoles et de villages, ainsi que la perturbation du déplacement de la faune (pas seulement aquatique) et globalement de l'écosystème environnant [5].

En Algérie, on peut citer le cas de la centrale hydroélectrique de Darguina qui au jour d'aujourd'hui produit 71.5 MW. L'orientation de la société vers cette énergie contribuera à sa remise à niveau et à son développement en construisant d'autres centrales dans le pays.

## I.2.2 L'énergie solaire

Le principe de l'obtention du courant par les cellules photovoltaïques (PV) s'appelle l'effet photoélectrique. Ces cellules produisent du courant continu à partir de l'irradiation solaire. La majorité des installations PV sont connectées aux réseaux de distribution (basse tension).

Il existe aussi des grands parcs PV, jusqu'à quelques dizaines ou centaines de MW, connectées au réseau de transmission [6].

**-L'énergie du rayonnement solaire peut être aussi convertie en chaleur ou indirectement en électricité par la production de vapeur qui entraîne un générateur électrique. Dans ce cas, on parle de solaire thermique. Deux principes de base sont utilisés pour faire cela :**

- Capturer l'énergie des rayons solaires grâce à un corps noir,
- Concentrer le rayonnement solaire dans un point : four solaire, miroirs paraboliques, concentrateurs.

- **Cependant, aujourd'hui la forme de conversion de l'énergie solaire en électricité** la plus fréquente reste le photovoltaïque. L'évolution de la puissance PV installée dans le monde est présentée sur la fig. (I.4) [7], aujourd'hui elle dépasse 139 GW. L'Europe tient la partie majeure de la puissance installée mondialement.

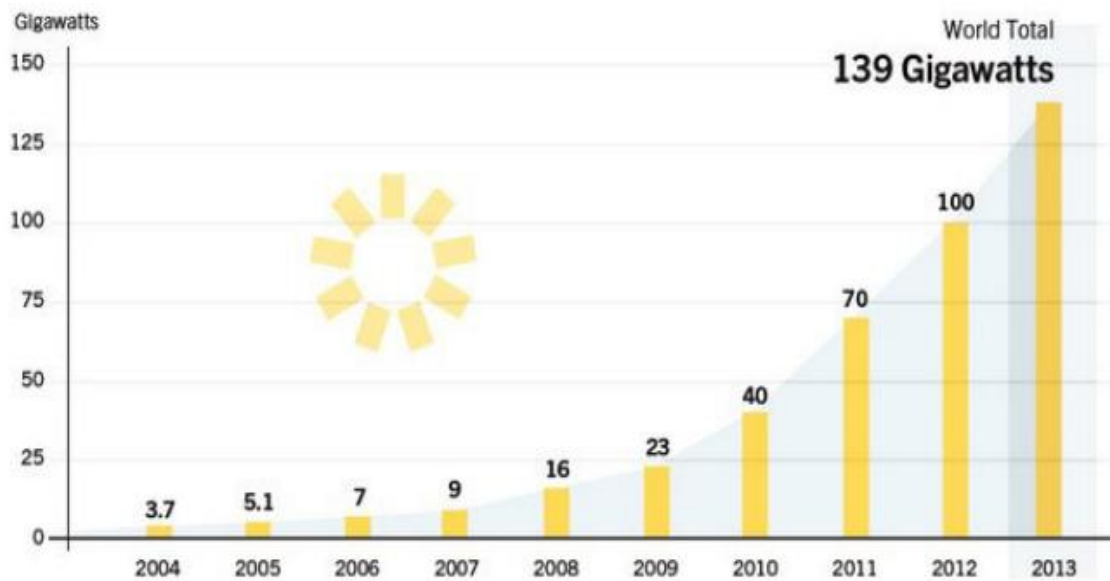


Figure. I.4 : Puissance PV installée dans le monde jusqu'en 2013 [7].

Les systèmes PV peuvent être classés en deux catégories [8] :

- les systèmes autonomes, isolés du réseau,
- les systèmes raccordés au réseau.

En Algérie, cette énergie est à son stade infantile mais l'état a misé sur elle dans son programme ambitieux et sa stratégie énergétique en voie pour le développement durable (2015-2030), de plus que son gisement solaire est vraiment favorable à l'exploitation de cette énergie surtout au sud du pays où seront implantés la majorité de ses projets.

En 2014, Condor (firme investissant dans le domaine des technologies nouvelles) a mis sur le marché des panneaux photovoltaïques mono et poly-cristallin, pour une gamme de produits allant de 70 W à 320 W.

### I.2.3 L'énergie éolienne

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ensuite cette énergie est transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'une machine électrique. Les termes « parc éolien » ou « ferme éolienne » sont utilisés pour décrire les unités de production groupées, installées à terre « onshore » ou dans la mer « offshore ». Les coûts d'investissement sont relativement élevés, surtout pour le « offshore », mais l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental est petit fig. (I.5) [9]. Dans certaines régions, les éoliennes posent quand même quelques problèmes, liés au bruit de basse fréquence, désagréable pour les personnes qui habitent à côté et les impacts avec les troupeaux sur les oiseaux.



**Eolienne à axe horizontal**



**Eolienne à axe verticale**

Figure. I.5 : Les éoliennes à axe vertical et à axe horizontal [9].

La puissance éolienne installée dans le monde est actuellement près de 318 GW (Fig. I.6) [7]. L'éolien peut jouer un grand rôle dans la résolution des problèmes énergétiques de l'humanité, mais le plus grand problème de l'exploitation des éoliennes reste le caractère non-constant de l'énergie produite par ces générateurs [10].

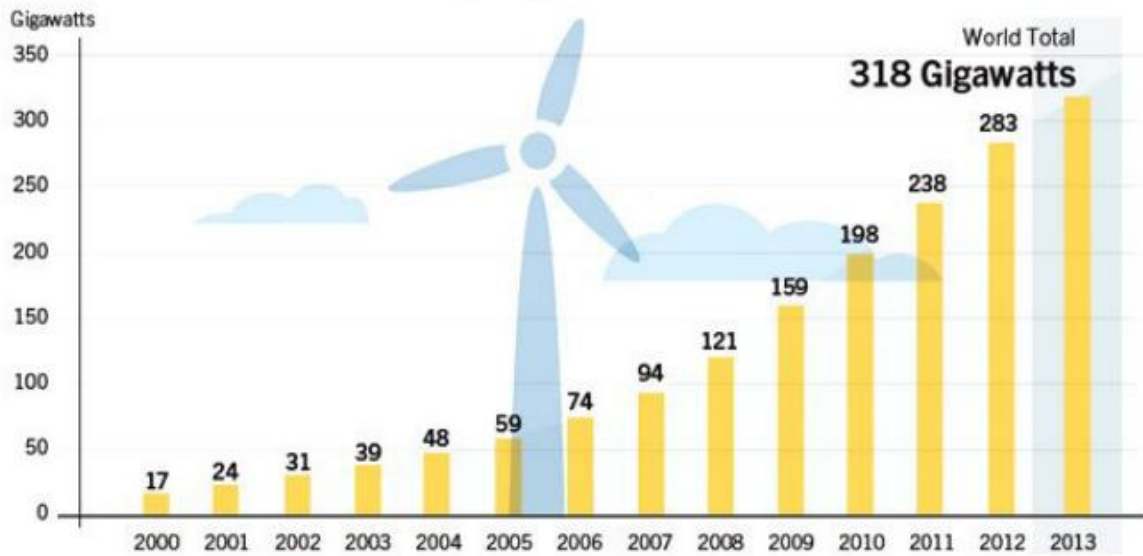


Figure. I.6 : Puissance éolienne installée dans le monde jusqu'à 2013 [7].

L'Algérie dispose d'une ferme éolienne à Adrar avec une capacité 10MW qui a été mise en service en juillet 2014, d'autres projets programmés qui seront concrétisés à l'avenir.

## I.2.4 L'énergie biomasse

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture et de l'élevage des animaux, de la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux [11]. La biomasse peut être utilisée principalement de deux manières :

- Lors de la fermentation des déchets, le gaz méthane peut être capté et utilisé comme source d'énergie,
- La biomasse elle-même peut être incinérée.

Dans les deux cas, l'énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques. L'intérêt est que le dioxyde de carbone rejeté dans l'atmosphère lors de l'incinération de la biomasse ou le méthane est compensé par celui absorbé par la repousse des plantes qui, entre autre, sont la source principale de biomasse. De cette manière, le bilan carbone peut être proche de zéro [11].

## I.2.5 L'énergie géothermique

La géothermie est une énergie renouvelable provenant de l'extraction de l'énergie contenue dans le sol. Cette chaleur résulte essentiellement de la désintégration radioactive des atomes fissiles contenus dans les roches. Elle peut être utilisée pour le chauffage, mais aussi pour la production d'électricité. Il s'agit de l'une des seules énergies ne dépendant pas des conditions atmosphériques.

En revanche, elle dépend de la profondeur à laquelle elle est puisée. La géothermie profonde quelque 2.500 mètres pour 150 à 250 °C permet de produire de l'électricité. La géothermie moyenne dans les gisements d'eau notamment de 30 à 150 °C alimente les réseaux de chaleur urbains. La géothermie à très basse énergie entre 10 et 100 mètres de profondeur et inférieure à 30 °C est celle exploitée par les pompes à chaleur. Notons toutefois que pour que l'énergie géothermique demeure durable, le rythme auquel est puisée cette chaleur ne doit pas dépasser la vitesse à laquelle celle-ci voyage à l'intérieur de la Terre [12].

## **I.3 Etat actuel de la production énergétique à travers le monde**

La dominance actuelle des productions fossiles et nucléaires est apparente et évidente, pour les énergies fossiles sont à base de pétrole, gaz et charbon. Cela reste une évidence pour les producteurs ou pour ceux qui ont la facilité de les importer. A l'instar des USA, Russie, l'Inde. On distinguera :

- **La France**

Le cas de la France est frappant car environ 80% de la production énergétique est produite par des centrales nucléaires, elle compte 19 centrales, avec un total de 58 réacteurs nucléaires en se classant au deuxième rang mondial, derrière les Etats-Unis en termes d'énergie nucléaire. Certaines de ces centrales de production actuellement en exploitation ont un avenir incertain en raison de l'accident nucléaire au Japon qui a mis en exergue les dangers imminents de ce type d'installation. En revanche elle gagne du terrain dans l'exploitation des énergies renouvelables qui présente 14% de sa production énergétique, on site l'hydraulique est la deuxième source de sa production d'électricité après le nucléaire ainsi elle exploite l'énergie éolienne, solaire, des marées et la biomasse, mais elle est loin de ses objectifs tracés.

- **Les Etats Unis d'Amérique**

Les États-Unis, deuxième consommateur mondial d'énergie après la Chine, occupent une place centrale sur la scène énergétique. La politique énergétique du pays fait l'objet d'une attention particulière, notamment de l'Union européenne, compte tenu de l'impact global qu'elle peut avoir sur les marchés et leurs équilibres. Les États-Unis ont une prédominance des combustibles fossiles dont la part dans la production d'électricité atteint 67,2 % en 2014 (38,7 % pour le charbon et 27,7 % pour le gaz naturel) en exploitant les gaz de schiste. Ils se placent au premier rang mondiale possédant le premier parc nucléaire au monde, grâce à ses 62 centrales nucléaires, pour un total de 99 réacteurs en opération qui fournissent

une puissance cumulée de 98,7 GW de quoi couvrir 19,5% de ses besoins en électricité. Ils sont aussi l'un des principaux pays

producteurs d'électricité renouvelable, ils affichent des taux de croissance élevés en matière de puissance installée mais ses sources demeurent en retrait avec 13,2 % de la production (hydroélectricité : 6,3 %, éolien : 4,4 %, solaire : 0.4% etc.)

- **Les pays émergents** : Dans ce qui suit, on citera les cas de la Chine et du Brésil

• **La Chine** :

La Chine est le premier consommateur mondial d'énergie, le charbon occupe la place centrale dans son mix énergétique dont 73,8 % de sa production ; en 2<sup>e</sup> position vient, la biomasse (bois, biocarburants, déchets, etc.) : 8,4 %, en 3<sup>e</sup> position le pétrole : 8,2 %, puis le gaz naturel : 3,9 % et l'hydroélectricité : 3,0 % ; la part du nucléaire n'était que de 1,1 % et celle des autres énergies renouvelables (éolien, solaire, énergies marines) de 1,4 %. La production d'énergie primaire de la Chine représentait 18,9 % du total mondial en 2013. Elle investit lourdement dans la production d'énergies renouvelables : elle était dès 2012 le leader mondial de la production d'électricité d'origine renouvelable.

• **Le Brésil** :

Le profil énergétique du Brésil, interpelle dans 3 domaines principaux : ses immenses réserves de pétrole dans des champs pré-salifères (gisements offshore très profonds situés sous une épaisse couche de sel), sa production de bioéthanol (biocarburant) dont il a été pionnier, et son important parc hydroélectrique qui couvre 70% de sa production totale d'électricité.

Actuellement, il construit la plus grande ligne de transport d'électricité au monde (2500Km) qui acheminera l'électricité produite par deux nouvelles centrales hydroélectriques.

**- Les pays en voie de développement :**

**• L'Algérie :**

Un pays producteur du pétrole, gaz et avec un gisement solaire et éolien important, sa principale source de production d'énergie électrique sont les centrales thermiques à base de gaz naturel et du pétrole avec 98% de sa production totale, et l'hydroélectricité avec 1.8% de sa production. Le gouvernement algérien a adopté fin février 2015 son programme de développement des énergies renouvelables 2015-2030. Une première phase du programme, démarrée en 2011, avait permis la réalisation de projets pilotes et d'études sur le potentiel national. Le nouveau programme précise les objectifs d'installations d'ici à 2030 :

- 13 575 MWc de solaire photovoltaïque,
- 5 010 MW d'éolien,
- 2 000 MW de solaire thermodynamique(CSP),
- 1 000 MW de biomasse (valorisation des déchets),
- 400 MW de cogénération,
- 15 MW de géothermie

A-propos du nucléaire, selon certaines sources, l'Algérie dispose d'une réserve de 26 000 tonnes d'uranium et compte se doter d'une centrale nucléaire tous les cinq ans après sa première centrale dont l'acquisition est prévue probablement en 2020.

Saura-t-elle faire le grand pas vers les énergies renouvelables ?

## **I.4 Conclusion**

De nos jours le développement durable n'est pas seulement une affaire d'environnementalistes mais aussi celle de tous les acteurs de la société qu'il soit producteur, exploitant ou consommateur. Le domaine des énergies est très prépondérant et crucial, au point qu'il est à l'origine de la majorité des conflits locaux, régionaux et internationaux. Rappelons un exemple du conflit social au sud Algérien, relatif à l'exploitation du gaz de schiste. Néanmoins le développement des énergies propres est pris en charge par la totalité des pays dans le monde mais à des échelles différentes. Contrairement aux idées reçues, où il est souvent dit que ces énergies ne sont pas onéreuses, abondantes et faciles à exploiter.

## **Chapitre II. L'énergie solaire**

## II.1 Introduction

Le soleil est l'origine de toute forme d'énergie sur terre, que ce soit pour les énergies conventionnelles d'origine fossile comme les hydrocarbures ou pour les énergies renouvelables dont les plus importantes sont le solaire, l'éolien et la biomasse.

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est l'une des plus facilement exploitables comme la plupart des énergies douces, elle donne à l'utilisateur la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une partie de ses besoins.

Dans cette partie nous allons définir quelques notions préliminaires sur le rayonnement solaire nécessaires à la compréhension du principe de la photovoltaïque.

## II.2 Le soleil

L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de  $14 \times 10^5$  km de diamètre, sa masse est de l'ordre de  $2 \times 10^{30}$  kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments [13], [14].

Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme d'ondes électromagnétiques ; 30% de cette puissance est réfléchi vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère [13], [14].

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau ci-dessous [15] :

Diamètre (km)	$14 \times 10^5$
Masse (kg)	$2 \times 10^{30}$
Surface (km <sup>2</sup> )	$6.09 \times 10^{12}$
Volume (m <sup>3</sup> )	$1.41 \times 10^{18}$
Masse volumique moyenne (kg/m <sup>3</sup> )	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	$2.5 \times 10^{47}$

Tableau II.1 : Caractéristiques principales du soleil [15].

### II.3 Le rayonnement solaire

Le rayonnement ou spectre solaire est comparable à celui d'un corps noir à une température de 5800 K, il est compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10  $\mu\text{m}$  et se décompose approximativement sur 3 bandes :

- 9% dans la bande des Ultraviolets ( $< 0,4 \mu\text{m}$ )
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8  $\mu\text{m}$ )
- 44% dans la bande des infrarouges ( $> 0,8 \mu\text{m}$ )

L'énergie solaire reçue sur terre en dehors de l'atmosphère est estimée à 1370  $\text{W}/\text{m}^2$ , cependant elle s'atténue et perd son intensité en traversant l'atmosphère ne dépassant pas les 1000  $\text{W}/\text{m}^2$  à la surface de la terre en raison de l'absorption dans ce dernier, ce chiffre variera par la suite en fonction de la localisation géographique du site (latitude), la saison, l'heure, les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...), et l'altitude du lieu. [16].

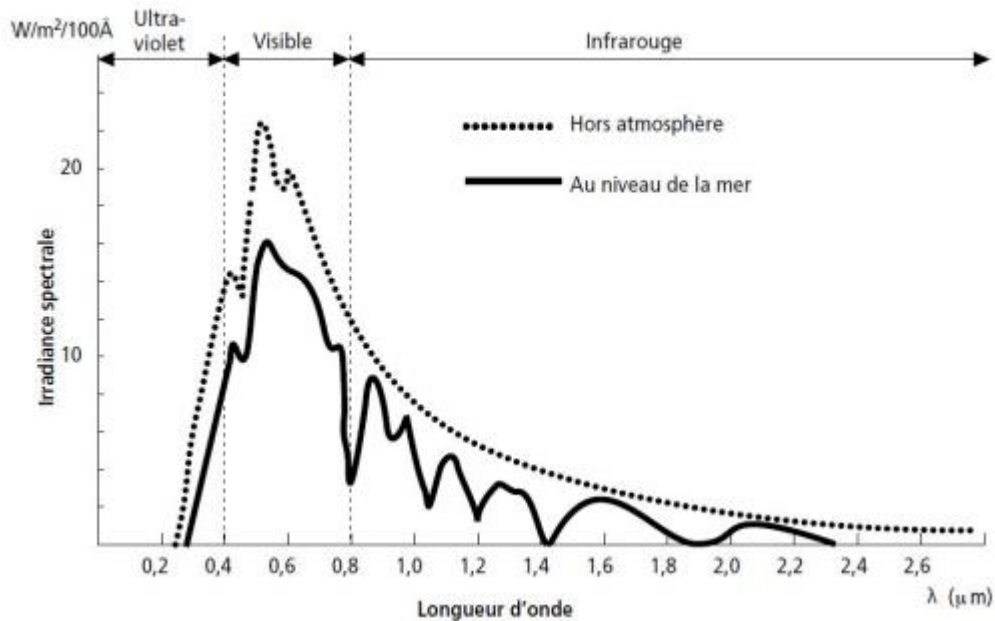


Figure II.1 : Analyse spectrale du rayonnement solaire. [14]

Etant absorbé et diffusé en traversant l'atmosphère seul une fraction modifiée du rayonnement solaire parvient à la surface de la terre se composant de 3 différents types de rayonnements :

- Le rayonnement direct : Rayonnement provenant du soleil en ligne droite du seul disque solaire, il est nul lorsque le soleil est complètement couvert par les nuages.
- Le rayonnement diffus : Radiation solaire arrivant sur la surface de la terre après déviation de la lumière par les nuages et les molécules diverses, elle est donc nulle que la nuit.
- Le rayonnement réfléchi (albédo) : Radiation solaire incidente réfléchie par une surface.

Le rayonnement global est donc la somme des 3 rayonnements direct, diffus, et réfléchi comme illustré dans la figure ci dessous :

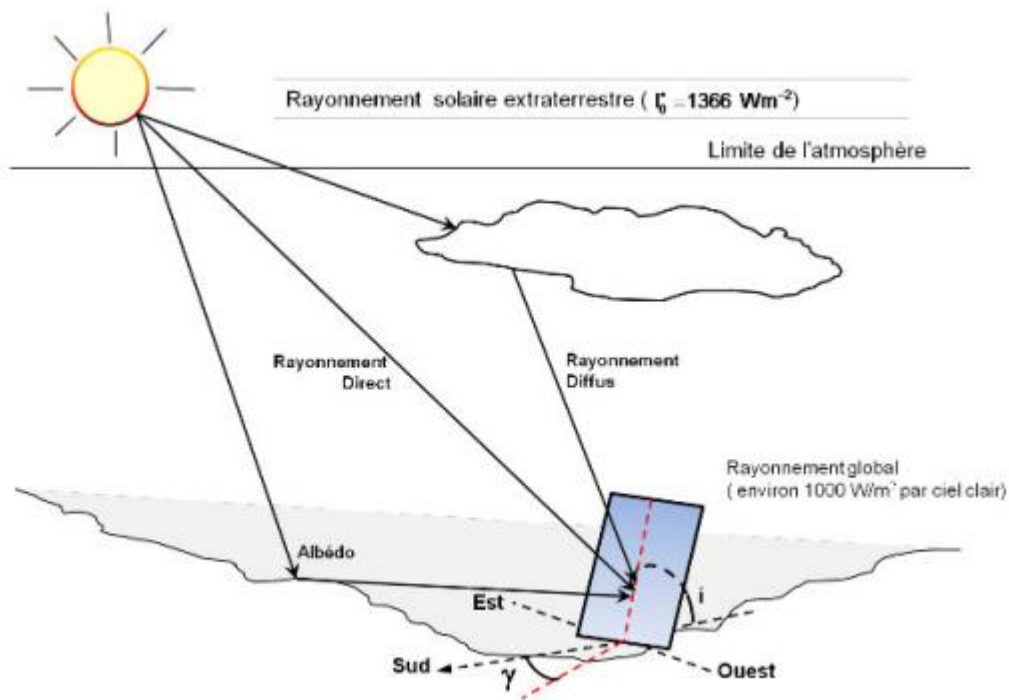


Figure II.2 : Composantes du rayonnement solaire au sol.

## II.4 Trajectoire du soleil

Pour la conception de n'importe quel système utilisant l'énergie solaire, photovoltaïque pour notre part le concepteur doit avoir une connaissance aussi précise que possible du rayonnement solaire disponible sur le site visé et le moment où cette énergie est disponible.

En effet la rotation (moment de la journée) et l'inclinaison (saison de l'année) de la terre influe sur le rayonnement solaire reçu au cours d'une journée, A midi le soleil atteint le point le plus haut de sa course ce qui fait que l'épaisseur d'air traversée est moindre comparé au début et fin de journée où la traversée se fait plus longue quand celui-ci est bas à l'horizon, donc plus la latitude augmente plus la couche à traverser est réduite, et comme le soleil est plus haut et que les journées sont plus longues en été, la quantité totale d'énergie reçue sur un plan horizontal y est plus grande qu'en hiver.

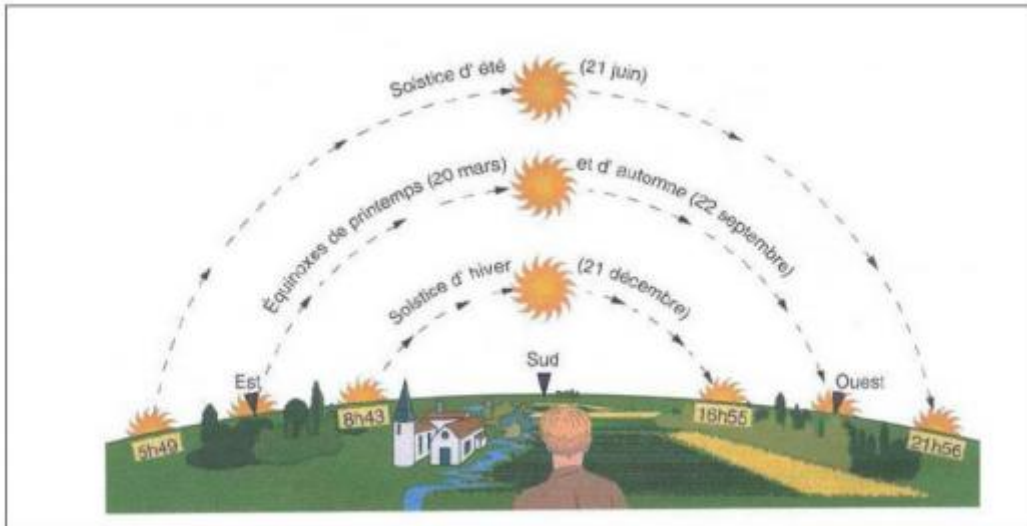


Figure II.3 : Trajectoire du soleil au cours de l'année.

## II.5 Air Mass

La notion d'air mass (AM) sert à évaluer la masse atmosphérique traversée par le rayonnement solaire et dépend de l'épaisseur de l'atmosphère traversée, celle-ci définit le spectre de référence pour unifier les performances des cellules photovoltaïques.

AM0 représente le spectre à la limite de l'atmosphère, AM1 représente le spectre arrivant à la surface de la terre quand le soleil est au zénith, AM1.5G représente le spectre standard arrivant à  $48.2^\circ$  à la surface de la terre à une atmosphère et demi, en dernier AM2 représente le spectre arrivant à  $60.1^\circ$  à la surface de la terre.

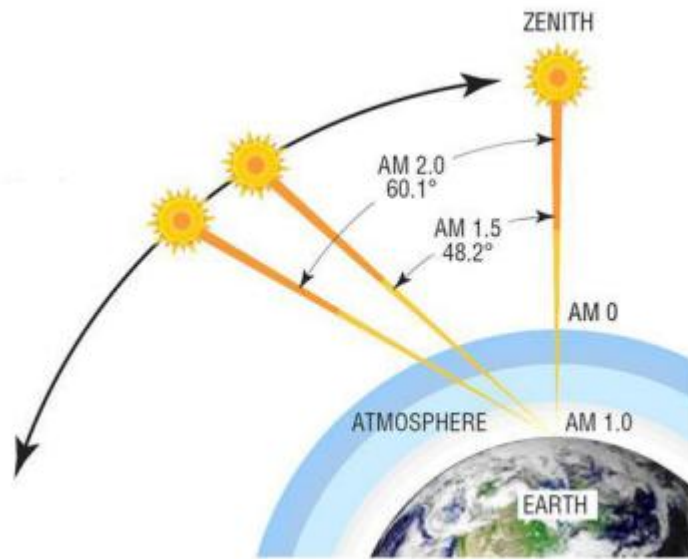


Figure II.4 : Le nombre d'Air mass (AM).

L'air mass peu être calculé par la formule suivante :

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

$\theta$  : L'angle du soleil par rapport au zénith.

AM1.5G est le spectre standard le plus étudié car il regroupe le rayonnement direct et diffus contrairement à AM1.5D qui ne tient compte que du rayonnement direct. La figure ci dessus représente le spectre AM0 à la limite de l'atmosphère et AM1.5 G à la surface de la terre ainsi que le corps noir à 5762K. [17].

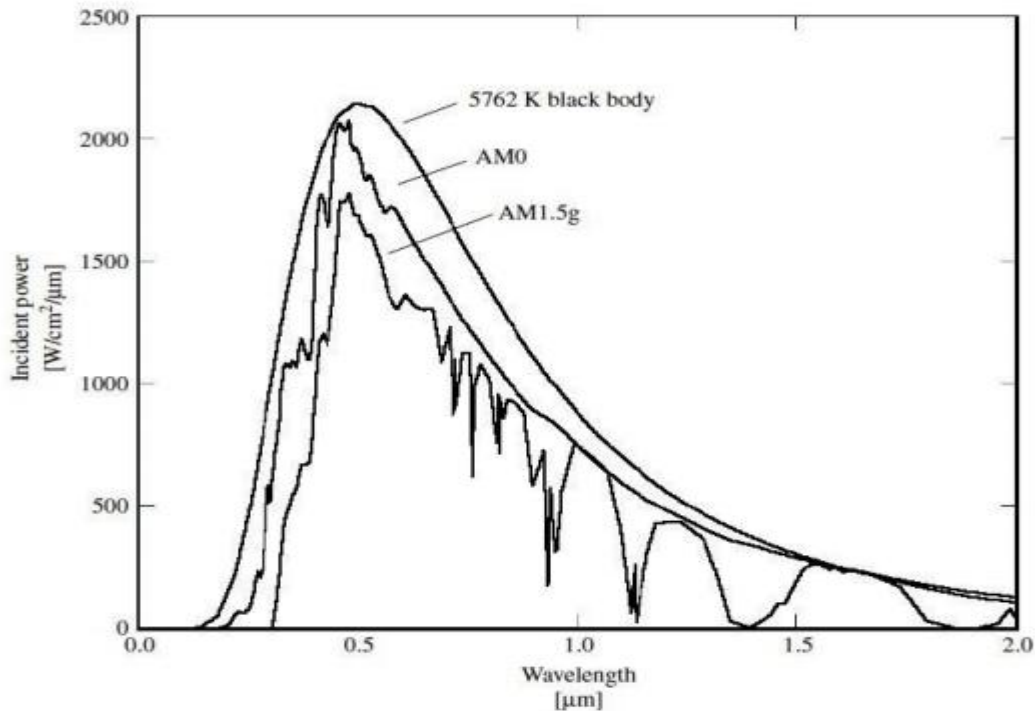


Figure II.5 : Représentation graphique du spectre AM0 et AM1.5G [17].

## II.6 Le gisement solaire

La connaissance du gisement solaire d'un site donné est primordiale pour la confection et dimensionnement d'un système énergétique solaire.

En effet le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire dans un lieu au cours d'une période donnée grâce aux stations météorologiques, son évolution peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exact possible compte tenu des demandes en énergie à satisfaire [18].

Les pays du sud de la méditerranée notamment l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde comme le montre la figure ci dessous :

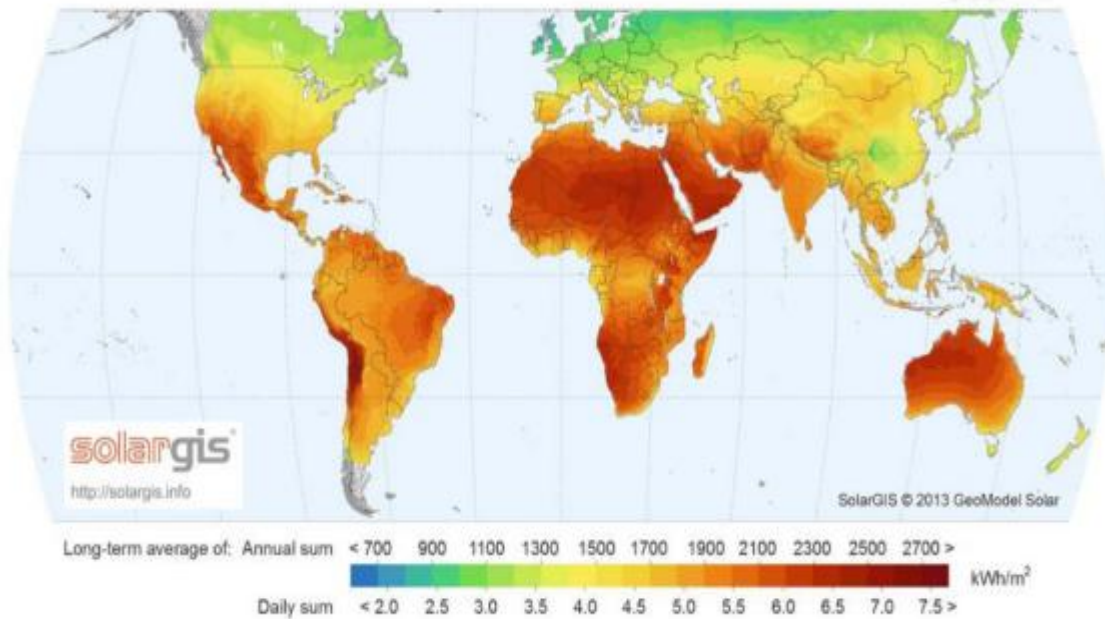


Figure II.6 : Ensoleillement global annuel dans le monde en  $\text{KWh/m}^2/\text{an}$  [18].

L'Algérie est un pays potentiellement intéressant pour l'exploitation de l'énergie solaire, de par sa situation géographique.

Il dispose d'un gisement solaire très important compte tenu des valeurs de la durée d'insolation enregistrée sur la quasi-totalité du territoire national dépassant les 2000 heures annuellement et pouvant atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux du Sahara. Par conséquent, la quantité d'énergie reçue au sol quotidiennement sur une surface horizontale de  $1 \text{ m}^2$  est de l'ordre de  $5 \text{ KW/h}$  sur la majeure partie du territoire national, soit près de  $1700 \text{ KWh/m}^2$  au nord et  $2263 \text{ KWh/m}^2$  au sud du pays [19].

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau suivant :

Région	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heure/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Tableau II.2 : Potentiel d'Energie solaire en Algérie [19].

## II.7 Conclusion

Dans ce chapitre quelques notions préliminaires sur le rayonnement solaire nécessaire pour la compréhension du photovoltaïque ont été présentés.

Le photovoltaïque connaît aujourd'hui un développement très important dans le monde, notamment en Algérie qui a lancé plusieurs projets d'une capacité totale d'environ 13575 MW qui devrait être réalisée sur la période 2015-2030.

## **Chapitre III. L'énergie photovoltaïque**

## III.1 Introduction

Habituellement, la recherche et le développement des technologies photovoltaïques ont été axés sur l'analyse des rayonnements, les stratégies d'exploitation efficaces, la conception et le dimensionnement de ces systèmes ; oubliant certains aspects critiques et les conditions externes qui pourraient affecter le fonctionnement du système photovoltaïque.

Le vieillissement des modules photovoltaïques est un processus qui évolue naturellement avec les années de fonctionnement du module, ces effets comprennent principalement la décoloration de l'encapsulant, généralement l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), la dégradation du revêtement anti-réfléchissant (AR), la formation de points chauds, l'intrusion d'humidité, la délamination, la corrosion et les fissures. Cependant, en raison de la nature compliquée par laquelle ces effets de vieillissement apparaissent, progressent, se transforment et provoquent d'autres effets de dégradation, la prédiction de la progression exacte du vieillissement peut être difficile.

Compte tenu du temps que le vieillissement prend pour apparaître, les fabricants des modules ainsi que les chercheurs des laboratoires ont travaillé avec diligence afin de trouver une alternative permettant d'anticiper les mécanismes de défaillance et d'établir des normes de qualité pour les modules photovoltaïques. Ce chapitre présente une revue bibliographique sur les panneaux photovoltaïques ainsi que leur dégradation.

## III.2 Historique

Le terme « photovoltaïque » vient du mot « photo » (du grec « phos » qui signifie « lumière ») et du mot « volt » (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité) [20], appelé aussi module photovoltaïque ou PV il permet la transformation directe de la lumière solaire en électricité par un processus appelé « l'effet photovoltaïque » au moyen de cellules généralement à base de silicium.

Le développement des cellules photovoltaïque a commencé en 1839 lorsque Henri Becquerel a observé le comportement électrique d'électrodes immergées dans un liquide conducteur exposé à la lumière [21].

En 1883, Charles Fritts met au point la première cellule fonctionnelle. Elle est à base de sélénium et d'or, elle présente un rendement d'environ 1% [22].

En 1905, Albert Einstein explique l'effet photoélectrique. L'application directe de cette découverte majeure en physique n'a eu lieu qu'au milieu du 20ème siècle avec la mise au point de la première cellule solaire à base de silicium cristallin avec un rendement énergétique de 6% au laboratoire Bel (Etats Unis d'Amérique) en 1954 [23]. Toutefois, la commercialisation des cellules photovoltaïques a échoué en raison de leurs coûts prohibitifs.

Quelques années plus tard commence la conquête de l'espace, ce qui permet aux cellules solaires à base de semi-conducteurs comme le silicium de voir le jour en tant qu'applications commerciales. En 1958 une cellule avec un rendement de conversion de 9% est mise au point et les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

Cependant, jusqu'au milieu des années 70, les photopiles étaient vraiment trop chères pour être économiquement utilisées sur terre ce qui a retardé cette nouvelle source d'énergie de s'imposer en dehors du domaine spatial.

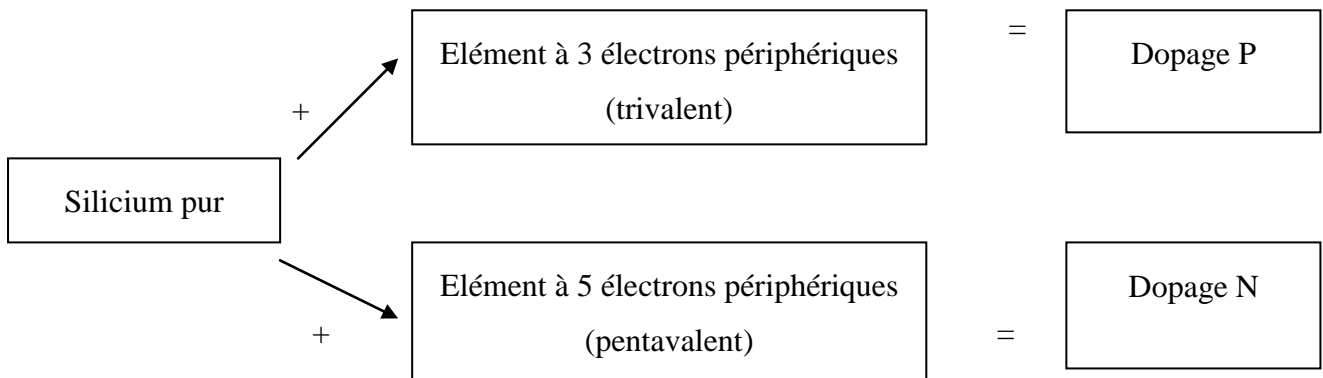
Ce n'est qu'au début des années 80 que la technologie photovoltaïque a connu une période de plein essor partout dans le monde, de nombreuses possibilités d'exploitation sont alors étudiées en dépit des difficultés, les méthodes de fabrication se sont alors améliorées réduisant les coûts de production et permettant ainsi une augmentation des volumes de production.

Aujourd'hui la technologie du silicium domine le marché de la conversion photovoltaïque avec autour de 90% de la production des panneaux solaires [24]. La plupart des modules commerciaux actuellement ont un rendement crête compris entre 13 et 16%, alors que les rendements record dans les laboratoires sont compris entre 20 et 25% pour les différents types de matériaux cristallins [25]. Néanmoins la purification du silicium et l'utilisation de produits hautement toxiques constituent aujourd'hui un obstacle majeur au développement de l'énergie Photovoltaïque [26]. Dans ce contexte de nouvelles filière prometteuse en cours de développement ont vu le jour comme le photovoltaïque à concentration, les pérovskites mais n'ont pas encore fait leurs preuves dans le domaine industriel. [27].

## III.3 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

### III.3.1 Le dopage des semi-conducteurs

Un matériau semi-conducteur est un matériau dont la conductibilité électrique peut varier en fonction des conditions dans lesquelles il se trouve. Afin d'améliorer la conduction de ce dernier, les fabricants injectent dans une plaquette semi-conductrice des matériaux étrangers (impuretés), qui possèdent un nombre d'électrons périphériques juste inférieur ou juste supérieur aux 4 électrons du semi-conducteur(silicium).



#### ➤ Dopage N

Le dopage N consiste à ajouter au semi-conducteur des atomes possédant 5 électrons périphériques (pentavalentes) tel que le Phosphore. Quatre de ces électrons vont participer à la structure cristalline, et un électron supplémentaire va se retrouver libre et pouvoir se déplacer dans le cristal. Le semi-conducteur devient de type N, c'est-à-dire que les porteurs majoritairement présents dans la maille cristalline sont des électrons. Nous parlons de charges mobiles. Les ions + sont fixes car ils font partie de la structure atomique cristalline de la plaquette de silicium.

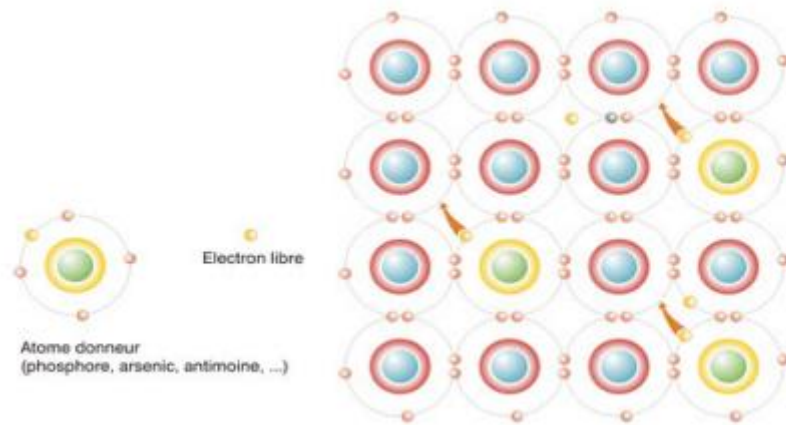


Figure III.1 :Semi-conducteur de type N.

### ➤ Dopage P

Le dopage P consiste à ajouter au semi-conducteur des atomes possédant 3 électrons périphériques (trivalentes) tel que le Bore. Ces trois électrons participent à la structure cristalline, mais un “trou“ est créé par chaque atome étranger puisqu’il lui manque un électron périphérique. C’est-à-dire que les charges mobiles majoritaires sont des trous (positifs) dans cette région du silicium.

Les “porteurs de charges électriques“ mobiles sont responsables de la conduction d’une plaquette de silicium dopée.

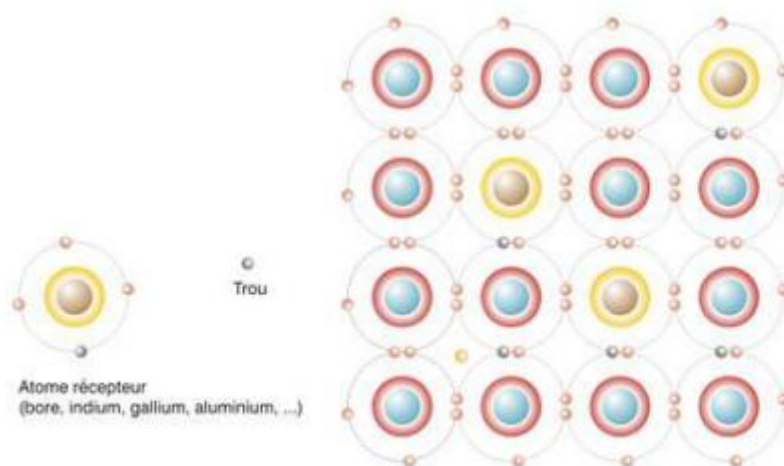


Figure III.2 :Semi-conducteur de type P.

### III.3.2 La jonction P-N

Lorsque les deux zones sont mises en contact, certains électrons de semi-conducteur de type N passent vers le matériau de type P tandis que les trous du semi-conducteur de type P se déplacent au même moment dans la direction opposée. Le mouvement de ces charges majoritaires forment des paires électron-trou neutre, nous obtenons alors une région appelée jonction PN dans laquelle la conductibilité passe progressivement du type P au type N.

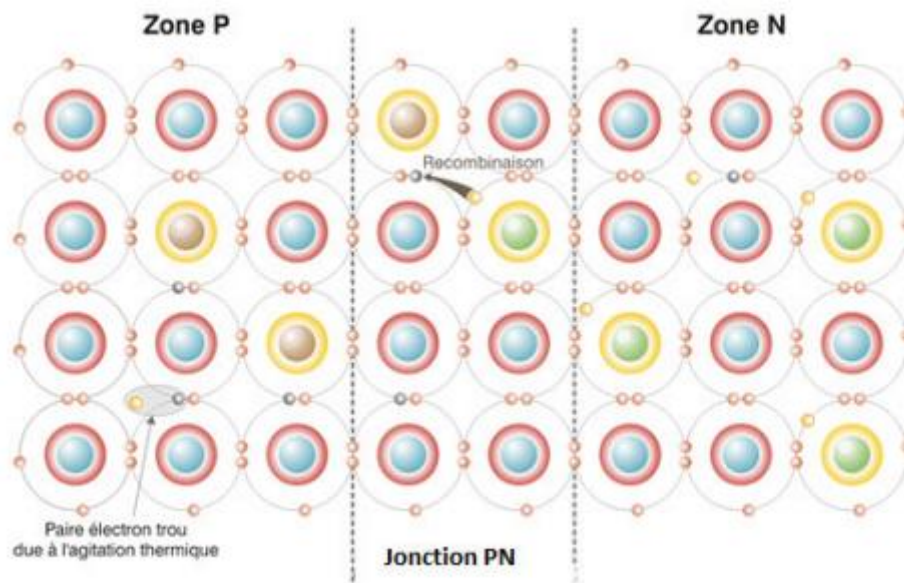


Figure III.3 : Jonction PN à l'équilibre.

### III.3.3 Description du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Lorsque le soleil frappe une cellule photovoltaïque, les photons de la lumière transmettent leurs énergies aux électrons qui sont arrachés des atomes dans lesquelles ils laissent des trous. Les électrons et les trous ainsi formés vont avoir tendance à se recombiner, mais lorsque le phénomène a lieu dans ou au voisinage de la jonction PN le champ électrique va au contraire contribuer à séparer les charges positives et négatives, les électrons sont repoussés vers la couche N et les trous vers la couche P.

Les électrons cherchant à se recombinaer avec les trous sont alors obligés de passer par un circuit extérieur pour rejoindre les trous créant ainsi un courant électrique continu qu'on appelle le photocourant. Les électrons sont délivrés sous la tension crée dans la jonction PN que l'on appelle la phototension. Le produit des deux correspond à la puissance électrique délivrée par la cellule qui convertie directement une partie de l'énergie lumineuse en énergie électrique.

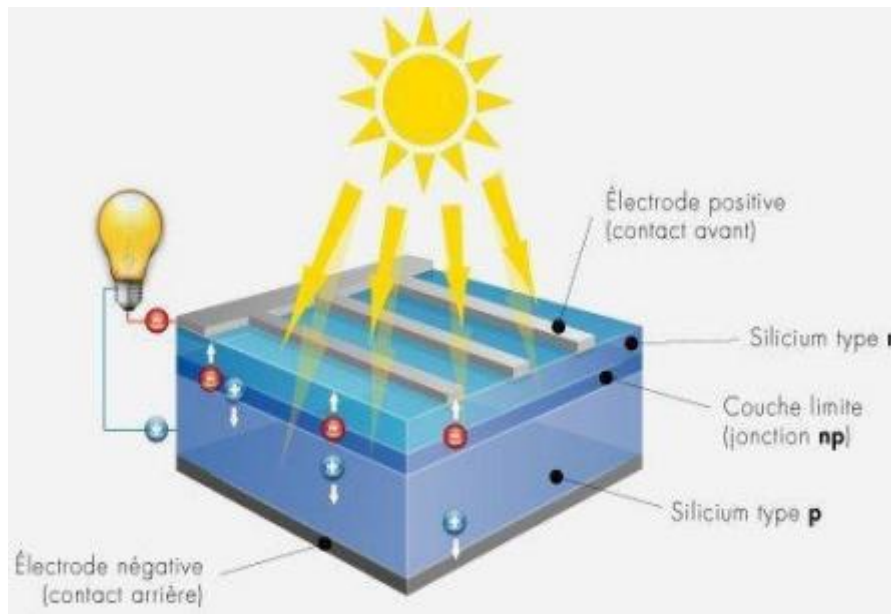


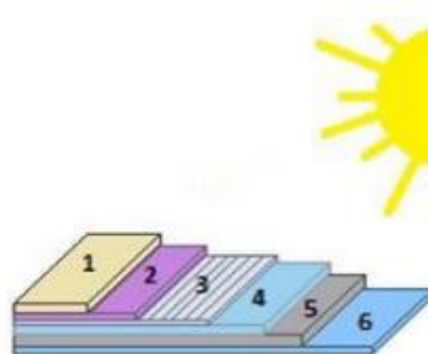
Figure III.4 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

### III.4 La cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photosensible, elle est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposé à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que la température et du vieillissement de la cellule.

Composé de matériaux semi-conducteurs les cellules photovoltaïques sont constitués de :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.
- D'une couche anti-reflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.



- 1 - Verre
- 2 - Revêtement anti reflets
- 3 - Grille conductrice
- 4 - Semi-conducteur type N
- 5 - Semi-conducteur type P
- 6 - Conducteur

Figure III.5 : Structure basique d'une cellule solaire.

## III.5 Différentes technologies des cellules solaires

Une grande variété de cellules photovoltaïques existe et peut être partagée en trois grandes familles selon les technologies utilisées. La première génération existe depuis plusieurs dizaines d'années, elle offre de loin le meilleur rendement pour un rapport qualité/prix assez satisfaisant. La deuxième génération, récemment apparue regroupe les technologies dites « couches minces », leurs rendements sont encore inférieurs à ceux des cellules cristallines mais tendent à s'améliorer pour un coût inférieur. La dernière et troisième génération, celle des cellules organiques est en cours de développement et vise de hauts rendements avec des coûts de production de plus en plus bas.

### III.5.1 Technologies de la première génération à base de silicium cristallin

Considérée comme la technologie photovoltaïque la plus efficace et la plus dominante la première génération comprend le monocristallin et le polycristallin. Le silicium monocristallin reste encore plus cher que le silicium polycristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 19.8% contre 24.7% de rendement en laboratoire [28] [29].

#### ➤ Cellule monocristalline [30]

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique. Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Cependant pour arriver à ce résultat la fabrication est complexe et coûteuse en énergie, les rendements de conversion obtenus varient entre 14 et 16%.

#### ➤ Cellule polycristalline

Contrairement à la cellule monocristalline, la cellule polycristalline n'a pas besoin d'un silicium aussi pur et ordonné. Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage des monocristaux, on obtient des lingots qu'il faut ensuite scier en plaquettes. Les rendements de conversion industrielle qui étaient de l'ordre de 8 à 10% avant 1980 sont actuellement de 16 à 17% [24]. Il s'agit de la technologie la plus

représentée sur le marché du photovoltaïque car elle allie à la fois des rendements de conversion élevés avec un coût de production faible par rapport à la filière silicium monocristallin.

### **III.5.2 Technologie de la deuxième génération à base de couche-mince**

Les premiers essais de couches minces remontent au milieu du XXème siècle avec de fins dépôts sur cristaux massifs puis finalement des structures complètement à base de couches minces [31]. Ces technologies reposent sur des matériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire, et promettent un avenir prometteur vu leurs croissance importante ces dernières années.

#### **➤ Les cellules amorphes**

Les cellules amorphes sont à base d'un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin) déposé sur un substrat de verre, elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, et sont souvent utilisées dans de petits produits de consommation tel que des calculatrices solaires ou encore des montres. L'avantage de ces derniers est le fonctionnement avec un éclairage faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment). Leurs rendement est assez faible de 5% à 8% voir jusqu'à 13% en laboratoire, mais ne nécessite que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevés.

#### **➤ Le tellure de Cadmium (CdTe)**

Il s'agit d'une technologie extrêmement prometteuse, permettant d'obtenir des rendements tout à fait convenables (16,5% en laboratoire). De part une bande interdite de 1,45eV parfaitement adaptée au spectre solaire [32] et un très fort coefficient d'absorption, seule une couche de 2  $\mu\text{m}$  est nécessaire pour obtenir un matériau très opaque et absorbant une grande partie du spectre solaire. Cependant la limite principale au déploiement de grande ampleur de cette technologie reste la toxicité du cadmium.

➤ **Cuivre indium sélénium (CIS) / Cuivre indium Gallium sélénium (CIGS)**

Cette filière présente un fort potentiel de développement dans le futur (jusqu'à 20% de rendement en laboratoire). Cependant, les matériaux nécessaires à la fabrication de ce type de cellule ne sont pas disponibles en grandes quantités.

### **III.5.3 Technologie de la troisième génération « Les cellules organiques »**

Apparues dans les années 1990, les cellules organiques font aujourd'hui l'objet d'un sujet d'étude très actif en laboratoire, ce sont des cellules photovoltaïques dont, au moins, la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types : les cellules photovoltaïques organiques moléculaires et les cellules photovoltaïques organiques en polymères.

Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment annoncés (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures d'exposition).

Les nanosciences ouvrent cependant de nouvelles voies à leurs améliorations. Leur avenir industriel n'est pas encore établi mais ces technologies ouvriraient la voie à des modules à très bas coût, biodégradables et pouvant être intégrés à toutes formes de surface.

Pratiquement, ces technologies ne sont utilisées commercialement aujourd'hui que dans le secteur de l'électronique de consommation (chargeur de GSM/ baladeur MP3) où la durée de vie de la cellule et du produit associé sont approximativement égales (2 ans). En améliorant la durée de vie ou en réduisant les coûts de production, d'autres applications devront voir le jour dans les années à venir.

	Technologies	Rendement	Avantages	Inconvénients	Durée de vie
1 <sup>ère</sup> Génération	Silicium monocristallin	14-17%	Bon rendement Pour une cellule	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	35 ans
	Silicium polycristallin	12-15%	Bon rendement pour un module	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	35 ans
2 <sup>ème</sup> Génération	Silicium Amorphe	6-10%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	<10 ans
	Cdte	8-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	Non évaluée
	CIS/CIGS	10-12%	Energie de gap ajustable 99% des photons absorbés	Manque de matière première	5 ans
3 <sup>ème</sup> Génération	Cellules organiques	10%	Faible coût de fabrication, Flexible	Rendement encore trop bas	Faible actuellement

Tableau III.1 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques.

## III.6 Cellule photovoltaïque idéale

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant  $I_{ph}$  proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode figure (III.6) qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV. D'après la loi de nœuds :

$$I = I_{PH} - I_d \quad (III.1)$$

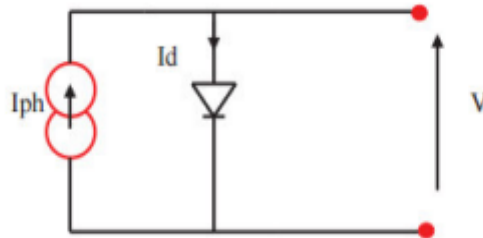


Figure III.6 : Modèle de cellule photovoltaïque idéale.

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_d \quad (III.2)$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (III.3)$$

$I_0$  : Le courant de saturation inverse de la diode [A].

$V_d$  : La tension aux bornes de la diode [V].

$V_t$  : Potentielle thermique.

Donc la relation devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{III.4})$$

### III.7 Cellule photovoltaïque réelle

Le modèle photovoltaïque précédent ne prenait pas en compte tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série  $R_s$  et les courants de fuite par une résistance en parallèle  $R_p$ .

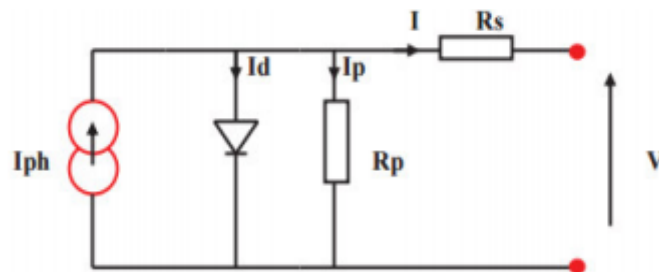


Figure III.7 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{III.5})$$

$$I_p = \left( \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \right) \quad (\text{III.6})$$

$$I_d = I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{III.7})$$

$I$  : Le courant fourni par la cellule.

$I_{ph}$  : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (G).

$I_0$  : Le courant de saturation de la diode.

$R_s$  : Résistance en série.

$R_p$  : Résistance en parallèle.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{V_t}\right) - 1 \right) - \left( \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \right) \quad (\text{III.8})$$

## III.8 Paramètres caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

Les paramètres des cellules photovoltaïques ( $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ , FF,  $\eta$ ) extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

### III.8.1 Courant de court-circuit $I_{cc}$

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule ( $V=0$ ). Ce courant croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule, il dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température. On peut écrire :  $I_{cc}(V=0) = I_{ph}$

### III.8.2 Tension de circuit ouvert $V_{co}$

Comme son nom l'indique, c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode. Elle dépend de plus de l'éclairement de la cellule.

$$V_{co} = \ln \frac{nkt}{q} \quad (\text{III.9})$$

$n$  : Facteur d'idéalité de la diode.

$K$  : constante de Boltzmann ( $1,381 \cdot 10^{-23}$  Joule/Kelvin).

$T$  : Température de la jonction p-n des cellules.

$q$  : Charge d'électron ( $1,602 \cdot 10^{-19}$  C).

$E$  : Eclairement reçu.

$E_0$  : Eclairage de référence.

Il peut aussi être calculé par :

$$V_{co} = \frac{nkt}{q} \ln \left( \frac{I_{cc}}{I_s} + 1 \right) \quad (\text{III.10})$$

$I_{cc}$  : Courant continu de la cellule.

$I_s$  : Courant de saturation de la diode.

### III.8.3 Puissance maximale

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, etc.), la puissance électrique (P) disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni (I) par une tension continue donnée (V) :

$$P = I \times V \quad (\text{III.11})$$

P : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV (Watt).

V : Tension mesurée aux bornes de la cellule PV (Volt).

I : Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV (Ampère).

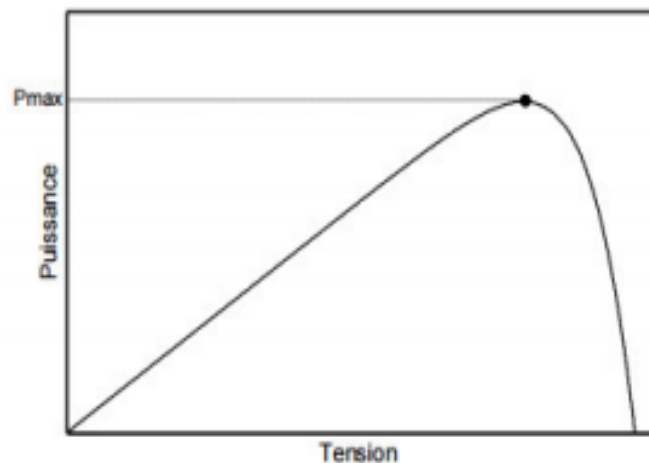


Figure III.8 : Courbe caractéristique P-V

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximum  $P_{\max\_idéale}$  correspondrait donc à la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  multipliée par le courant de court-circuit  $I_{cc}$  :

$$P_{\text{max-idéale}} = V_{\text{co}} \times I_{\text{cc}} \quad (\text{III.12})$$

$P_{\text{maxidéale}}$ : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV idéale (Watt).

$V_{\text{co}}$ : Tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV (Volt).

$I_{\text{cc}}$ : Intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV (Ampère).

Par simplification, les professionnels caractérisent un module PV par sa puissance nominale aux conditions de fonctionnement standard (STC). Ce paramètre n'est autre que la puissance maximale mesurée sous ces conditions (en général un ensoleillement de 1000W/m<sup>2</sup> et une température de 25°C).

### III.8.4 Le facteur de forme FF

On appelle facteur de forme FF le rapport entre la puissance maximum fournie par la cellule  $P_{\text{max}}$ , et le produit du courant de court-circuit ( $I_{\text{cc}}$ ) par la tension de circuit ouvert ( $V_{\text{co}}$ ) (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale):

$$FF = \frac{P_{\text{max}}}{(V_{\text{co}} I_{\text{cc}})} \quad (\text{III.13})$$

$$FF = \frac{I_{\text{m}} V_{\text{m}}}{(I_{\text{cc}} V_{\text{co}})} \quad (\text{III.14})$$

FF : Facteur de forme

### III.8.5 Rendement de conversion

Le rendement des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente  $P_{\text{in}}$ .

$$\eta = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{in}}} = \frac{FF \times V_{\text{co}} \times I_{\text{cc}}}{P_{\text{in}}} \quad (\text{III.15})$$

$P_{\text{in}}$ : Puissance incidente.

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

## III.9 Le module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, il consiste en un lot de cellules photovoltaïques connectées entre elles, puis enrobées dans une résine transparente, souvent l'EVA.

La face arrière des cellules est recouverte d'un film multicouche recouvert de teldar et d'aluminium. La face avant est quant à elle recouverte d'un verre. Les connexions de sortie de la face arrière des cellules sont isolées électriquement par un film de polymère transparent, nommé Mylar. Cet assemblage est effectué à vide.

### • Le verre

Il s'agit d'un verre trempé de 4 mm d'épaisseur. On qualifie ce verre de "verre solaire". Cela signifie que le verre a une faible teneur en fer. Ceci permet une meilleure transmission optique. En générale, la transmission optique du verre d'un module photovoltaïque est de l'ordre de 95 % dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm).

La face extérieure du verre, traitée à l'acide fluosilicique ( $H_2SiF_6$ ), est recouverte de nano pores qui piègent la lumière incidente et réduisent la réflexion en surface à une valeur inférieure à 8 % dans la gamme 380 nm à 1200 nm. En face intérieure, le verre est microstructure, augmentant ainsi le rendement par éclairage diffus.

### • Polymère encapsulant

Différents matériaux sont utilisés pour l'encapsulation des modules photovoltaïques. L'EVA est actuellement la plus utilisée dans l'industrie, c'est une résine transparente enrobant les cellules photovoltaïques. Chimiquement, elle est formée de chaînes de copolymère d'éthylène et de vinyle d'acétate.

Ce produit est utilisé car il présente de grande propriétés adhésive, diélectrique (c'est-à-dire qu'il ne peut pas conduire le courant), thermique et d'étanchéité (il dispose d'un très faible taux d'absorption d'eau). Bien entendu, l'EVA présente aussi une excellente transmission optique (supérieure à 90% selon le type d'EVA) dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1200 nm).

- **Le Mylar**

Le mylar, utilisé pour isoler électriquement les connexions de sortie de la face arrière des cellules, est un film polymère transparent.

Chimiquement, il est composé de polyéthylène, téréphtalique et de constant diélectrique très élevée lui permettant d'être un très bon isolant électrique.

- **Le Teldar**

Le TEDLAR est un polymère fluoré, son rôle majeur dans un module photovoltaïque, est la protection de surface.

En effet, le TEDLAR résiste particulièrement bien aux agressions extérieures (UV, variations de température, atmosphères corrosives, ...), à l'abrasion ainsi qu'aux produits chimiques.

- **Cadre en Aluminium**

Le cadre en aluminium se justifie par la haute résistance de celui-ci à l'humidité ainsi qu'aux chocs mécaniques.

Le cadre en aluminium peut être anodisé. L'anodisation est un traitement de surface qui permet de protéger ou de décorer une pièce en aluminium par oxydation anodique (couche électriquement isolante de 5 à 50 micromètres). Elle octroie aux matériaux une meilleure résistance à l'usure, à la corrosion et à la chaleur.

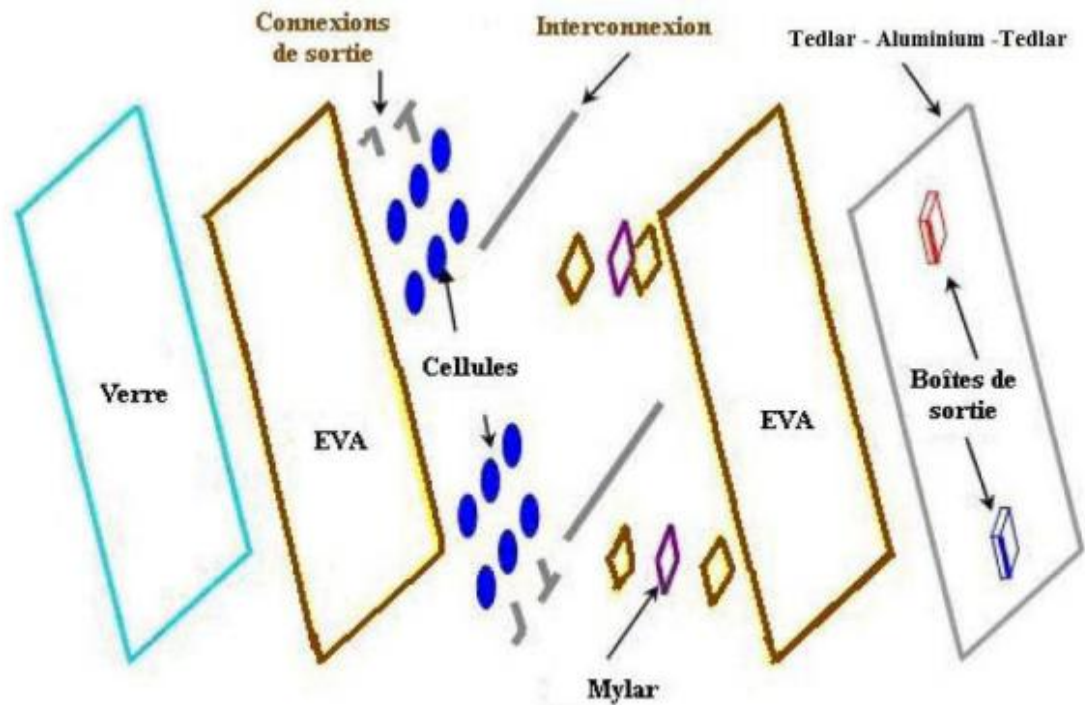


Figure III.9 : Les différentes couches et matériaux composants un module photovoltaïque.

### III.10 Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [33]. Le module photovoltaïque dégradé peut ne jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Selon Wohlgemuth, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [34].

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que : la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques.

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation telles que : la décoloration, la délamination, la corrosion, et les casses et fissures de cellules.

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) fournit au tableau III-2 une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin [35], [36].

	Dégradations
<b>Module PV en Silicium cristallin</b>	Interconnexions cassées
	Cellules cassées
	Corrosion
	Délamination de l'encapsulant
	Décoloration de l'encapsulant
	Vitrage cassé
	Points chauds
	Défaillance de la diode bypass
	Cassure des rubans d'interconnexion

Tableau III.2 : Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin [36].

### III.11 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme le montre la Figure III.10. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène-acétate de vinyle (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module.

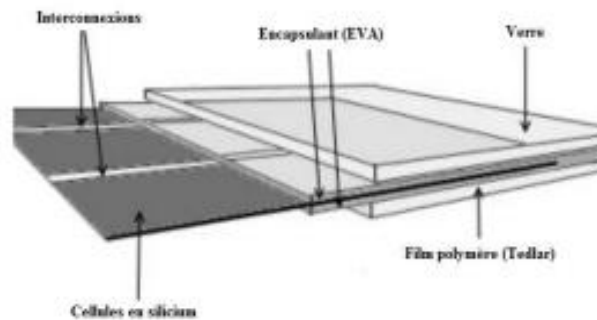


Figure III. 10 : Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.

### III.11.1 La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [37]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure II-11 montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [38]. Wolghemuth et Kurtz ont étudié l'impact de l'humidité et de la température sur la dégradation des modules PV à partir des essais accélérés 85/85 ( $T=85^{\circ}\text{C}/\text{HR}=85\%$ ) selon la norme CEI 61215 [39], [40]. Ils ont trouvé que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition du module sous une température de  $85^{\circ}\text{C}$  et une humidité relative de 85%. Kemp a montré que l'humidité dans le module PV présente un fort impact sur le taux de dégradation des modules photovoltaïques, et plus particulièrement dans les zones géographiques chaudes et humides [41]. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'Éthylène-acétate de vinyle (EVA) utilisé dans l'encapsulation de la plupart des modules PV, l'infiltration de l'humidité dans le module reste importante au cours de sa durée de vie même si le module est constitué d'une structure en double verre. D'après Kemp [42], la meilleure façon d'empêcher l'infiltration de l'humidité dans le module est d'utiliser des joints bien hermétiques ou des joints de bord à faible diffusivité contenant une grande quantité de déshydratant.

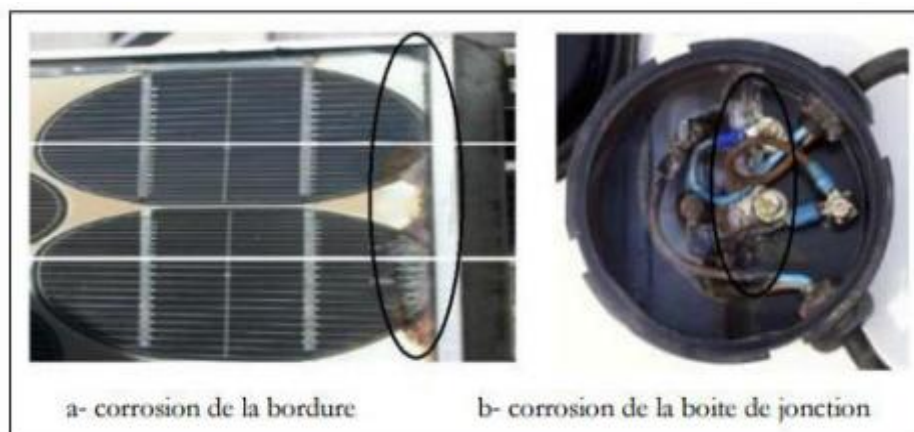


Figure III.11 : Module PV atteint par la corrosion.

### III.11.2 La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [38].

Skoczek a étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [42]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. La Figure III.12 montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [43]. D'autre part, ils avancent que la liaison interfaciale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

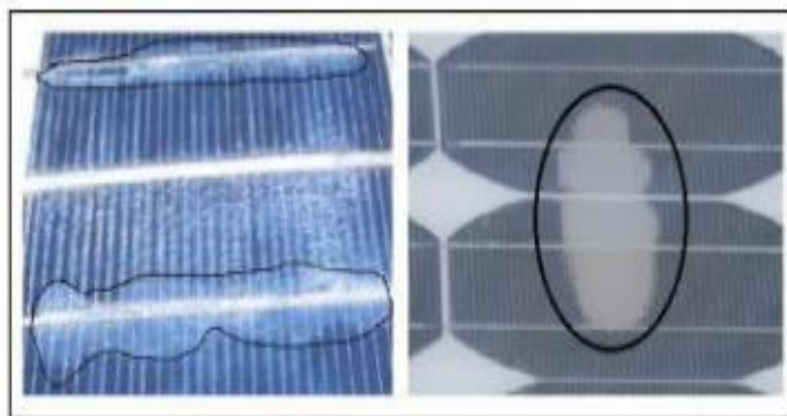


Figure III. 12 : Module photovoltaïque présentant une délamination.

### III.11.3 La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène-acétate de vinyle (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [44].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière.

Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [45]. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W.m<sup>-2</sup> est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm. Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W.m<sup>-2</sup>, aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA [46], [47], [48]. La Figure III.13 montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [49], [50].



Figure III. 13 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.

### III.11.4 Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [39]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure III.14 montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [37].

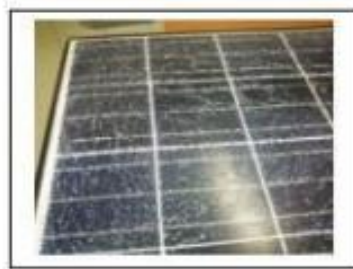


Figure III. 14 : Module photovoltaïque présentant des bris de verre.

### III.11.5 Les points chauds ou Hot-spots

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut 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'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série

pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » [51], [52] dont le module montré en Figure III.15 est atteint.



Figure III. 15 : Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.

### III.11.6 Les bulles

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Éthylène-acétate de vinyle (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement [53]. La Figure III.16 montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée [38].

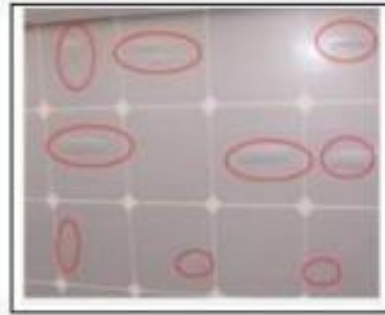


Figure III.16 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.

### **III.11.7 Le PID - Potentiel Induced Dégradation**

Cette « nouvelle maladie » du module photovoltaïque, mise en évidence en 2010, commence à toucher de plus en plus de modules photovoltaïques. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexplicée de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. Ce phénomène connu sous le nom de Potentiel Induced Degradation (PID) se caractérise par la dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module [51], [52]. Hacke a montré que le PID était plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs [53]. Schütz va dans le même sens en montrant que les courants de fuite augmentent avec l'humidité [54].

Les différents travaux ont montré que les principaux facteurs favorisant le PID sont la tension du système dans lequel le module est utilisé, l'humidité et la température de fonctionnement.

### **III.12 Les essais de vieillissement accéléré**

Les essais de vieillissement accéléré (ALT : Accelerated Life Testing) se composent d'une variété de techniques d'essais pour accélérer les processus de vieillissement [58] et atteindre plus rapidement la fin de vie des produits. Ils sont utilisés pour obtenir plus rapidement des informations concernant la vie du produit. Les systèmes testés sont employés plus fréquemment que d'habitude ou sont soumis à des niveaux de sollicitations plus élevés

(par exemple l'augmentation de la température, de la tension électrique, de l'humidité, etc.) pour obtenir la loi de fiabilité ou autres caractéristiques de fiabilité (taux de défaillance, temps de défaillance, etc.) des produits (systèmes ou composants).

### **III.12.1 Essai de chaleur humide (DH : Damp Heat)**

Le test de la chaleur humide (DH) dans les chambres environnementales est un test de vieillissement bien connu pour les composants électroniques. Il a été utilisé depuis les années 1970 sur les modules solaires et fait partie de la procédure de certification pour les modules. Jet Propulsion Laboratoire a effectué certains des premiers tests DH. Avec un procédé de test à différentes températures et humidités, ils pourraient déterminer qu'une élévation de la température de 10°C entraînerait une double réaction, c'est-à-dire une réduction du temps de test de dégradation à la moitié. De plus, une relation de 1% d'humidité répond à une température de 1°C pourrait être établie. De là, les 1000 heures DH à 85°C / 85% HR correspondaient à 20 ans d'exposition extérieure, selon CEI 61215 [59], à Miami, en Floride [60].

### **III.12.2 Test de fatigue fortement accéléré (HAST : Highly Accelerated Stress Test)**

Étant donné que les 1000 heures de test DH sont une très longue période de temps pour les tests industriels, le test de stress hautement accéléré (HAST) a été développé. Il augmente la température et l'humidité afin de raccourcir le temps de vieillissement. Utilisé dans le test de qualité des Circuits intégrés (IC) et leur emballage. L'HAST est devenu un test de vieillissement commun et commence également à être de plus en plus utilisé dans d'autres industries. De nombreuses entreprises dans d'autres domaines électroniques ont même renoncé aux anciens tests THB ou DH en faveur du HAST. Cependant, il n'est pas utilisé pour les tests de modules solaires dans la même mesure. En augmentant la température et l'humidité, la pénétration d'humidité dans le matériau est accélérée; Il est fait avec une régulation de pression afin d'empêcher l'eau d'atteindre son point d'ébullition.

### III.13 Avantages et inconvénients de la photovoltaïque

#### a) Avantages

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliWatt au Mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

#### b) Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km<sup>2</sup> par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes. Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons

incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

### **III.14 Conclusion**

Dans ce chapitre, différentes notions de base qui constitue l'énergie photovoltaïque ont été présentées, le chapitre décrit brièvement les cellules solaires les plus couramment utilisées, leurs rendements ainsi que leurs avantages et inconvénients.

Le principe de fonctionnement, les différentes caractéristiques ainsi que les différentes dégradations ont été détaillées.

## **Chapitre IV. Procédés de fabrication des panneaux Photovoltaïques**

## IV.1 Introduction

Les panneaux solaires sont considérés comme une des sources d'énergie les plus propres et les plus sûres au monde contrairement aux ressources fossiles qui sont en cours de disparition. Les panneaux solaires ont pour rôle la conversion de la lumière en électricité solaire. Dans ce chapitre on va s'intéresser au processus de fabrication des panneaux photovoltaïques et aussi à la modélisation des panneaux photovoltaïque.

## IV.2 Matières premières

### IV.2.1 Les Cellules

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner environ 2 à 3 ans suivant sa technologie pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication.



Figure IV.1 : Cellules de type mono et poly cristallin.

#### Plusieurs points sont à contrôler

- Fiche technique de la cellule,
- Emballage des cellules à l'arrivée : protection, séparation,
- Contrôle visuel et contrôle des dimensions,
- Flashage et contrôle électrique des cellules,

- La soudabilité et la flexion.

### **Principe de fonctionnement**

Une cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 5 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Le courant de sortie, et donc la puissance, sera proportionnelle à la surface du module.

### **Types de cellules**

#### **a) Cellules poly cristallin**

Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est bleu, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

#### **Avantage**

- Bon rendement.
- Durée de vie importante (+/- 30 ans).
- Meilleur marché que le monocristallin.

#### **Inconvénients**

- Rendement faible sous un faible éclaircissement.
- Rendement module commercial : 11 à 15%.
- Rendement record en laboratoire : environ 20%.

#### **b) Cellules monocristallin**

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.

### **Avantage**

- Très bon rendement (environ 150 Wc/m<sup>2</sup>).
- Durée de vie importante (+/- 30 ans).

### **Inconvénients**

- Coût élevé.
- Rendement faible sous un faible éclaircissement.
- Rendement record en laboratoire : environ 25%.

## **IV.2.2 EVA**

L'EVA est une résine transparente permettant l'enrobage des cellules photovoltaïques. Chimiquement, l'EVA est formée par des chaînes de copolymère d'éthylène-acétate de vinyle. Le film EVA est créé à partir de résine, matériau essentiel pour la fabrication des modules photovoltaïques .par chauffage et laminassions et durcissement, il emprisonne les cellules photovoltaïques reliées entre elles en remplissant les interstices , La fonction principale de ce film est de garder une haute transmission de la lumière des modules photovoltaïques et une adhérence élevée pendant une période prolongée , veiller à ce que le module peut être utilisé de manière stable et efficace pour une durée de plus de 25 ans ce matériau offre également une isolation électrique une isolation/protection physique et une conduction thermique pour les circuit solaires afin d'améliorer l'efficacité du module et de maximiser la durée de vie des cellules solaire.



Figure IV.2 : EVA.

### **Plusieurs points sont à contrôler**

- Fiche technique,
- Conditionnement et emballage à l'arrivée,
- Contrôle d'apparence et des dimensions,
- test d'adhérence avec le verre et le Back- Sheet (Peeling test),
- Test de degré de réticulation (Cross linking test).

### **IV.2.3 Verre**

Le verre solaire a une faible teneur en fer trempé motifs, qui est traitée et renforcée pour résister aux changements climatiques brusques.



Figure IV.3 : Verre.

### **Propriétés**

- Contenu de fer :  $< 0,015\%$  ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ )
- Transmission de la lumière visible (de 3,2 mm)  $>91\%$

### **Plusieurs points sont à contrôler**

- Fiche technique du verre,
- Conditionnement et emballage du verre à l'arrivée,

- Contrôle d'apparence et dimensions,
- test de choc.

#### **IV.2.4 Back\_sheet**

BEC- 301 se constitue de plusieurs couches une couche de polyester qui offre les propriétés mécaniques et d'isolation électrique et deux couches de résine fluorée qui offrent le caractère de résistance aux intempéries. BEC- 301 agit comme une barrière protectrice durable pour en forme de panneau cellules qui subissent chaleur et la lamination. Y compris, une couche de résine fluorée face à EVA Le film a une réflectivité élevée à la lumière visible, ce qui est utile pour augmenter la l'efficacité de conversion photoélectrique des modules solaires.



Figure IV.4 : Back\_sheet.

#### **Plusieurs points sont à contrôler**

- Fiche technique,
- Conditionnement et emballage à l'arrivée,
- Contrôle d'apparence et des dimensions,
- test d'adhérence avec l'EVA et le Silicone (Peeling test).

## IV.2.5 Boite de jonction

Elle est considérée comme une armoire électrique qui abrite toutes les parties porteuses de courant afin de: Protéger le module PV contre l'effet d'ombrage à l'aide des diodes bypass et réduire les risques d'incendie et de choc électrique.

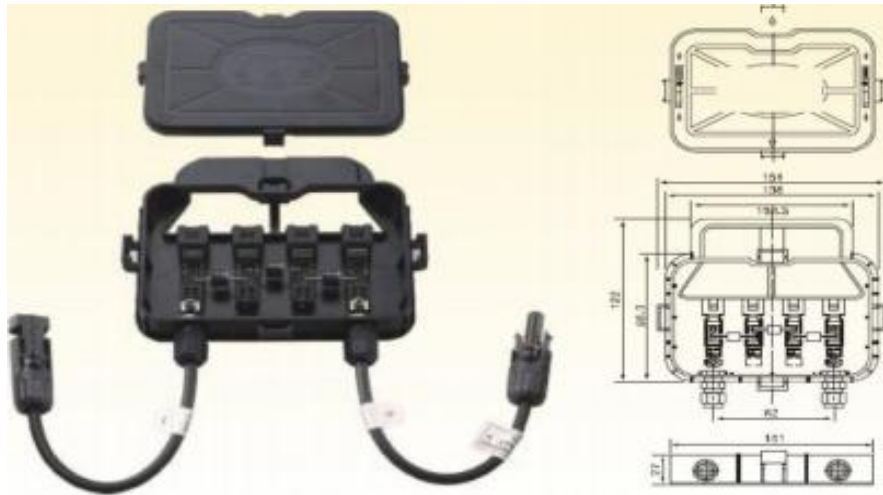


Figure IV.5 : Boite de jonction.

### Plusieurs points sont à contrôler

- Fiche technique,
- Conditionnement et emballage à l'arrivée,
- Contrôle d'apparence et de dimensions,
- Contrôle des résistances des câbles,
- test d'arrachement des diodes et des câbles,
- test d'accessibilité,
- Contrôle de nombre des diodes et ses fiabilités.

## IV.2.6 Cadre d'aluminium

Ce produit peut être utilisé pour encapsuler tous les modules PV cristallin et beaucoup de Module mince, il est non collant à la température ambiante de sorte que c'est facile à couper, aussi il n'est pas oxydable à l'Aire libre. Et il sert à :

- Protéger les bords de verre,
- Améliorer la résistance mécanique globale du module,
- Améliorer le degré d'étanchéité avec l'injection de gel de silicone.



Figure IV.6 : Cadre d'aluminium.

### Plusieurs points sont à contrôler

- Fiche technique,
- Conditionnement et emballage à l'arrivée,
- Contrôle d'apparence et de dimensions,
- test de la dureté,
- Contrôle de l'épaisseur de film.

### IV.2.7 Silicone

Blanc, super résistance aux ultra-violets (UV), la pluie et la contamination, qui a pour rôle de sceller les bâtis latéraux de la cellule solaire, d'étanchéité / adhésif, les boîtes de jonction de cellule solaire et de scellement des lampes à énergie solaire.



Figure IV.7 : Silicone.

#### Propriétés

- Résistivité de volume (Q. cm) (IEC60093, GB / T169 ..... $4.5 \times 10^{15}$
- Répartition tension (kV / mm) (CEI 60243-1, GB / T1695) ..... ... 26

#### Les points à contrôler

- Fiche technique,
- Conditionnement et emballage à l'arrivée,
- test d'adhérence avec le Back - Sheet et le verre (peeling test),
- Test d'élongation (elongation at break).

## IV.3 Fabrication d'un panneau photovoltaïque [61]

Pour obtenir un panneau solaire, nous assemblons 48,60 ou 72 cellules solaires et les disposons soigneusement entre deux couches transparentes d'encapsulant. Nous plaçons ensuite un film sur la face arrière et chauffons cet empilement (imaginez une sorte de sandwich solaire passé à la grille) pour créer une enveloppe protectrice étanche autour des cellules solaires. Après cela, pour protéger la structure et garantir sa stabilité, nous plaçons du verre sur la face avant et un cadre en aluminium sur pourtour, en collant le tout avec un adhésif résistant à l'eau. Enfin, nous ajoutons une boîte de jonction à l'arrière du panneau solaire : il s'agit de la borne de sortie de notre électricité solaire.

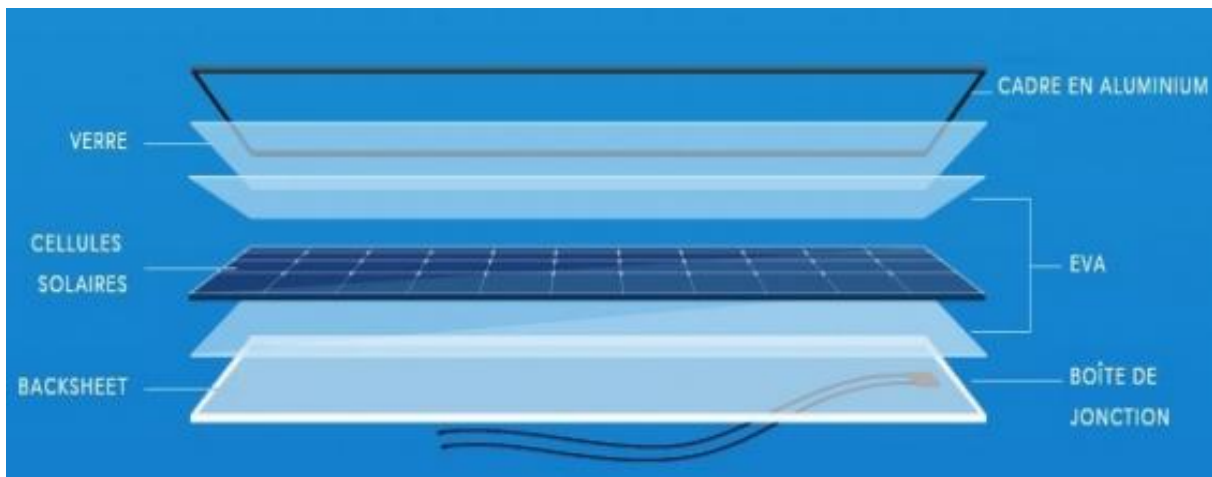


Figure IV.8 : Assemblage d'un panneau solaire.

### IV.3.1 Triage des cellules

#### IV.3.1.1 Triage par caractéristiques

On distingue 4 classes de cellules ;

- a- The best
- b- Class A
- c- Class B
- d- Class C
- e- The worse

### Les étapes du classement des cellules

- Choisir les cellules solaires selon les caractéristiques semblables pour faire le module solaire, et pour réduire également la perte de puissance de sortie qui sont provoquée probablement par le raccordement des cellules solaires.
- Faire un calibrage de la machine pour chaque type de cellules.
- Tester les cellules en injectant une intensité donnée de lumière et aussi tôt en reçois sur le pc la classe de la cellule

### Points de vérification

- Afin d'assurer la bonne exécution de l'équipement et l'exactitude des essais, il faut maintenir l'environnement propre et non poussiéreux
- Calibrage régulier avec les cellules standard
- Sauvegarder les essais (COV, ISC, P.M., VM, Im, FF, n, Rs, Rsh)
- Protéger les yeux de la lumineuse pendant l'essai, pour éviter les Degas sur les yeux

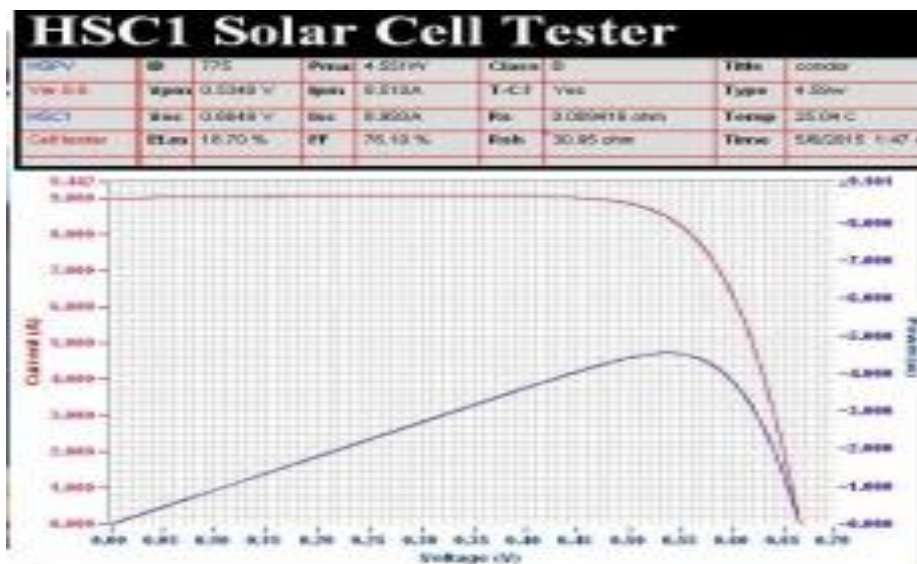


Figure IV.9 : Triage par un trieur de cellules.

### IV.3.1.2 Trie visuel

Classifier et grouper les cellules solaires même puissance par leur couleur, telle que bleu-clair, bleu-foncé et brun, etc. Et aussi contrôler les l'état sain (sans cassures) des cellules.

#### Points de vérification

- Avant le déballage on fait un contrôle visuel si les cellules sont cassées ou non.
- Aucun contact direct avec les cellules les mains nues.



Figure IV.10 : Triage visuel des cellules.

### IV.3.1.3 Triage des cellules selon le schéma technique

Compter les cellules solaires selon le schéma technique (suivant le nombre des pièces du module à construire), Mettre les cellules dans la boîte de transfert.

Les cellules sont séparées par un séparateur. Compléter la fiche suiveuse de nom de fabricant de cellules, catégorie de cellules et modèle etc. Puis transférées au prochain processus.

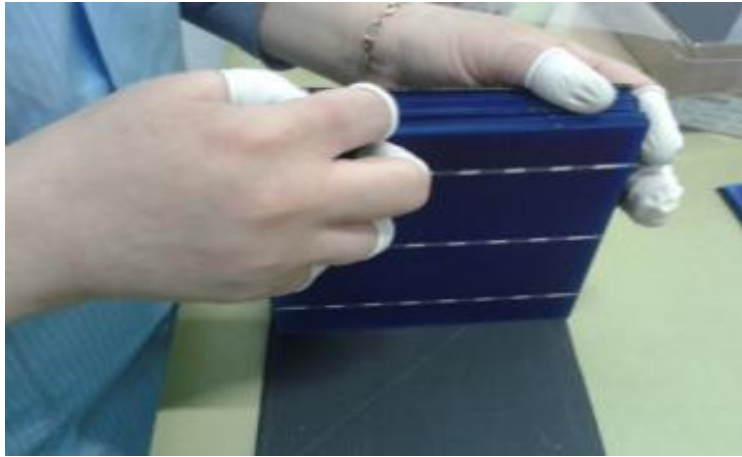


Figure IV.11 : Triage selon le schéma technique.

### IV.3.2 Découpage de l'EVA et le back\_sheet

Les opérateurs prennent la bande d'EVA, de back\_sheet selon les dimensions de la nomenclature et les plans d'assemblage. En utilisant la machine de découpage pour les couper.



Figure IV.12 : Découpage de l'Eva et le back\_sheet.

#### Point de vérification

- Protéger l'EVA et Back\_sheet de la poussière, des cheveux et de tout autre désordre pendant le processus de découpage.
- EVA ne peut pas être exposée en air pendant plus de 8 heures.

- Pour le matériel inutilisé d'EVA, elles devraient être scellées et mises en environnement avec une température de 5~30°C et humidité < 60%, et les épuisent aussitôt que possible.

### IV.3.3 Découpage des rubans de soudure

Les rubans de soudure sont composés de cuivre et d'étain, et les instructions de l'opération sont ;

- Utiliser la machine de découpage pour couper bondes de soudage (interconnexion et ruban).
- Classifier et emballer le ruban de bande de soudure de coupe selon leurs tailles
- Plonger les rubans dans une solution acide (Bain de flux).



Figure IV.13 : Découpage des rubans de soudure.

#### Point à vérifier

- Ne pas découper beaucoup de rubans à la fois.
- Assurez que les extrémités de la bande de soudage / ruban sont lisses, droites.
- Changer la lame de découpage régulièrement .

### IV.3.4 Soudure de la cellule

- Ajuster la température du fer à souder et de la plaque de chauffage électriques, selon l'épaisseur des cellules et des rubans.
- Choisir la tête appropriée de fer, et mettre en marche le fer à souder et la plaque de chauffage électriques.
- Prendre les cellules solaires soigneusement de la boîte de transfert et Garder le côté négatif vers le haut, et le placer dans la plaque chauffante.
- Presser la bande de soudure et la cellule solaire doucement avec les doigts, pour empêcher le déplacement du ruban.
- On fait un soudage vers le bas de la crête avec une vitesse uniforme régulière (le temps de soudure est moyen 3~5 secondes pour chaque barre omnibus).



Figure IV.14 : soudage de la cellule.

#### Points de vérification

- Avant la soudure, un contrôle de la température réelle du fer à souder.
- Nettoyer la tête du fer après que la température devienne stable, et vérifier l'état de la tête de fer.
- Vérifier si la cellule est défectueuse avant la soudure

## Equipement

- Fer à souder électrique.
- plaque chauffante.
- table de soudure.

## IV.3.5 Ficelage des cellules

### Instruction de l'opération

- Ajuster la température du fer à souder et de la plaque de chauffage électriques
- Prendre les cellules solaires soigneusement de la boîte de transfert.
- Relier les cellules soudées simples en série, pour transmettre le courant.
- Faire le soudage en série (Figure II.15)
- Souder le fil sortant positif, et puis aligner sur le calibre plaçant la bande.
- Transférer le string de cellules au panneau de transition (Figure II.16).

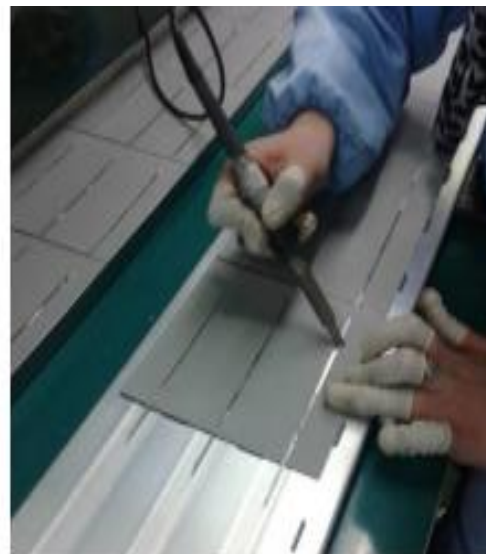
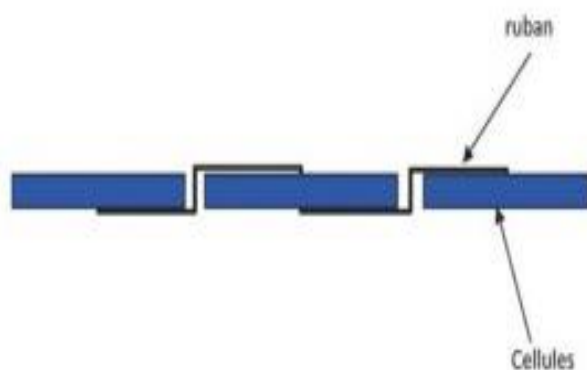


Figure IV.15 : soudage série des cellules.

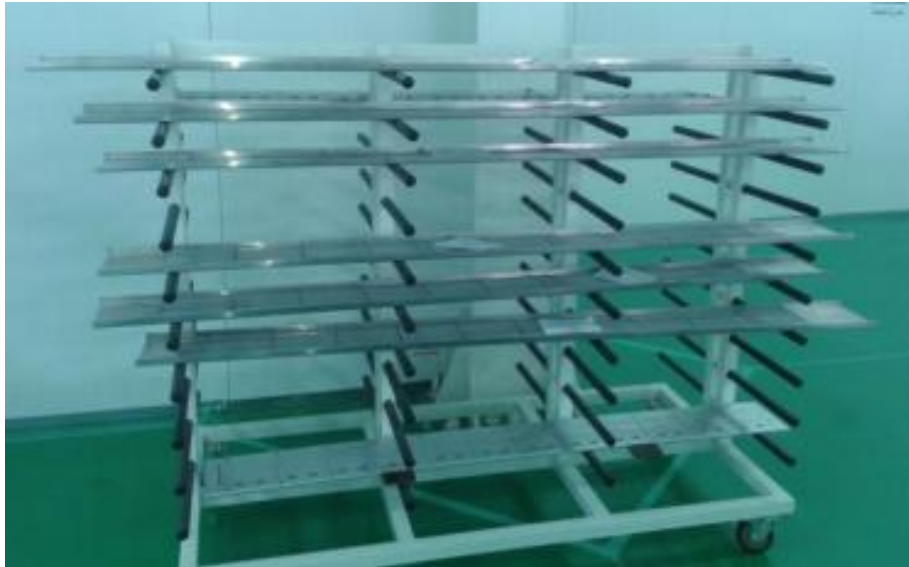


Figure IV.16 : panneau de transition

### **Points de vérification**

- Vérifier si la soudure tien bien, rupture ou d'autres genres de défauts.
- Compléter la fiche suiveuse pour les produits qualifiés et aller à la prochaine étape.

### **Equipement/Outillage**

- Fer à souder électrique.
- plaque de chauffage.
- table de soudure.
- pinces diagonales.

### **IV.3.6 Lay-up**

Les instructions de l'opération sont ;

- Mettre le verre trompé sur la table de fonctionnement en s'assurant que le côté rugueux vers le haut.
- Couvrir le verre avec une couche d'EVA..
- Placer le string.

- Ajuster l'espace.
- Fixer les cellules.
- Soudage de bande.
- Placer le back\_sheet.
- Soudage de fil sortant.
- Couvrir avec une 2eme couche de l'EVA.
- Mètre une dernière couche de back\_sheet.
- Tester la continuité des cellules.



Figure IV.17 : Placement des strings et ajustage des espaces.

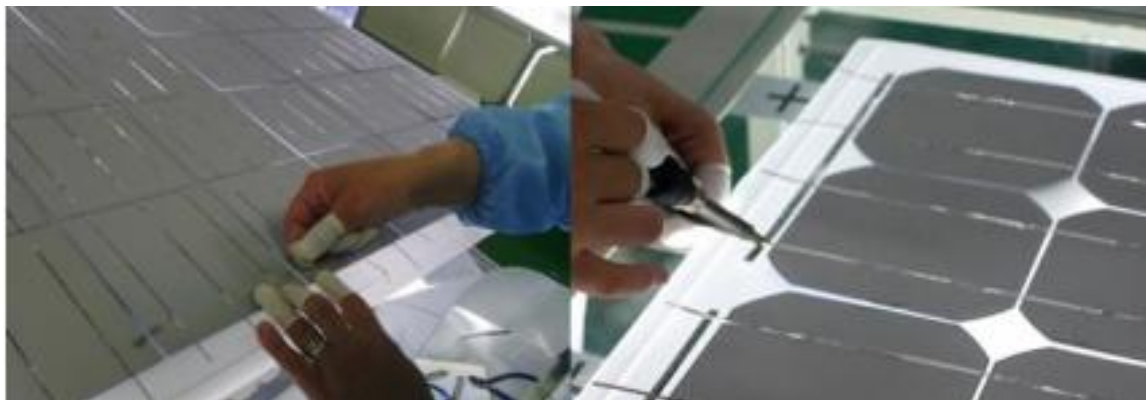


Figure IV.18 : Fixation des cellules et soudage des bandes.

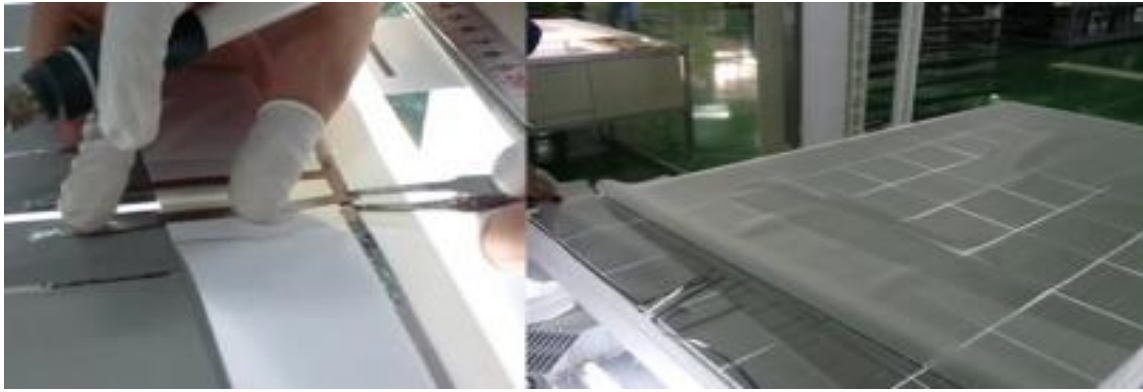


Figure IV.19 : Soudage des fils sortants et couvrir EVA 2.



Figure IV.20 : placement du back-sheet test de continuité.

### Points de vérification

- Vérifier s'il y a tache, éraflure et bulles.
- Vérifier s'il y a des corps étranger (tache noire, cheveux, fibre) sur les cellules.
- Le fil sortant doit être plat et droit pour empêcher la rupture des cellules dans le processus de laminage.

### Equipement/Outillage

- Fer à souder électrique.
- Table de fonctionnement.
- ciseaux, scalpel.
- pinces diagonales.

### IV.3.7 Contrôle Visual manuel

- Vérifier la polarité du module (le pole positif au côté gauche et le pole négatif au côté droit).
- Vérifier que la longueur du fil sortant est assez longue pour être reliée dans la boîte de jonction.
- Vérifier EVA si elle a des trous.
- Vérifier le verre s'il a des bulles et des éraflures.



Figure IV.21 : contrôle visuel.

### IV.3.8 Teste EL (Electroluminescence) Avant laminage

- Vérifier si il Ya des cellules cassées, coin non rempli, des cheveux, tache noire, fibre, bande de soudure ou des résidus de ruban, etc.
- Vérifier EVA si elle a des trous, des ruptures etc.
- Contrôle visuel automatique par logiciel.



Figure IV.22 : EL avant et contrôle visuel pas logiciel.

### **Equipement/Outillage**

- La machine « EL ».
- Pc avec logiciel.

### **IV.3.9 Laminage**

Le laminage se fait à une température de 140°C et différents pressions ;

- Avant l'opération, s'assurer que toutes les canalisations de l'animateur sont bien reliées.
- Mettre en marche le compresseur d'air.
- Relier la source d'air comprimé.
- Rétablir le courant du l'animateur et faire couler l'eau de circulation.
- Calibrer les paramètres appropriés d'exécution en tant que demandé.
- Prendre le module qualifié en mettant le côté en verre en bas, maintenir les fils sortants dans la même direction.
- Placer les modules de façon constante dans le milieu du l'animateur.



Figure IV.23 : lamination.

### **Point à vérifier**

- Mesurer la température du l'animateur avec le thermomètre de point.
- Vérifier si le module se conforme, et l'équilibrer après refroidissement Après lamination on élimine le sur plus d'EVA et Back-Sheet avant de passer au test électroluminescence.

### **Equipement/Outillage**

- L'animateur.
- Feuille Téflon.

### Inspection après Laminage

Chaque module est examiné avec soin pour assurer qu'il ne présente aucun défaut majeur (corps étranger, bulle d'air, abrasion, défaut de soudage, distance,...).



Figure IV.24 : Inspection visuel après lamination.

#### Point à vérifier

- Vérifier si le Back\_sheet si entièrement couvert et plat.
- Vérifier si il Ya des cassures, rupture, coin non remplis, des cheveux et fibre.
- Vérifier l'espacement (l'espacement des cellules/cellules, bords /verre, , la cellule /ruban, rubans/ruban etc.).
- Vérifier s'il y a des bulles d'air à l'intérieur du module.
- Vérifier s'il y a des cellules cassées.

### IV.3.10 Test EL (Electroluminescence) Après Laminage

Les mêmes étapes que pour l'EL avant le laminage, afin d'assurer que l'opération de lamination n'a pas influencée sur la qualité des constitutifs de laminé.

### IV.3.11 Cadrage et Montage de la boîte de jonction

On encadre les modules avec un cadre en aluminium de la silicone en maintenant une forte pression, afin de les doter d'une haute résistance à l'humidité et aux chocs. Puis on appose la boîte de jonction à l'arrière du panneau où les sorties des strings sont connectées par des diodes by-pass (ce qui garantit la production électrique même si une cellule est affectée).



Figure IV.25 : préparation du silicone et placement du cadre.



Figure IV.26 : jointe de l'aluminium et placement de la boîte à jonction.

### **IV.3.12 Nettoyage**

Après la vérification générale du panneau, le nettoyage du module sur les deux faces se fait avec de l'alcool et du papier en lin.



Figure IV.27 : Nettoyage du module.

### IV.3.13 Détermination de la puissance maximale

Après l'encadrement, le module passe au test de puissance (« flashage ») électrique qui détermine sa puissance maximale effective. Avec ce test, on obtient aussi une étiquette adhésive que l'on colle sur le panneau et qui donne toutes les caractéristiques du panneau ( $U_{oc}$ ,  $I_{cc}$ ,  $P_{max}$ , ...).

#### Les étapes de l'opération

- Calibrer les paramètres de simulateur.
- Faire le Test de puissance crête pour chaque panneau en utilisant le simulateur de puissance avec flash lumineux sous les conditions STC.
- Vérifier que les caractéristiques des courbes sont conformes avec la plaque signalétique.
- Placer la plaque signalétique.
- Classer les panneaux selon leurs puissances.



Figure IV.28 : simulateur de puissance.

#### Equipement/Outillage

- Le simulateur « Flash test simulator ».

## **IV.4 Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté la procédure de fabrication d'un module photovoltaïque tout en montrant la matière première utilisée lors de la fabrication ainsi que les différents tests sur le module finale. Et finalement on a simulé le panneau avec un flash test simulator pour obtenir les caractéristiques électriques du module.

## **Chapitre V. Calcul d'une centrale solaire autonome**

## V.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons faire un calcul du besoin énergétique d'une maison équipée d'un système photovoltaïque. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour et par période vacances (été, hiver). Avant d'entamer les calculs nous allons choisir le type d'installation.

## V.2 Choix du type d'installation photovoltaïque

Dans notre travail nous avons choisi le type d'installation autonome. Nous rappelons ici les types d'installations existantes.

### V.2.1 Installation autonome

Les installations autonomes sont des installations non raccordées au réseau, composées de panneaux PV et dont le système de stockage garantit une énergie électrique même en cas de faible éclairage ou d'obscurité (Fig V.1). Etant donné que le courant fourni par le générateur PV est du courant DC, si l'installation de l'utilisateur requiert du courant AC, un onduleur est nécessaire. Ces installations sont avantageuses d'un point de vue technique et financier si le réseau électrique n'est pas présent ou s'il n'est pas facile d'accès, car elles peuvent remplacer des ensembles moteur-générateur. Par ailleurs, dans une configuration autonome, le champ PV est surdimensionnée sorte que, pendant les heures d'ensoleillement, l'alimentation de charge ainsi que la recharge des batteries de stockage puissent être garanties avec une certaine marge de sécurité en tenant compte des jours de faible ensoleillement.

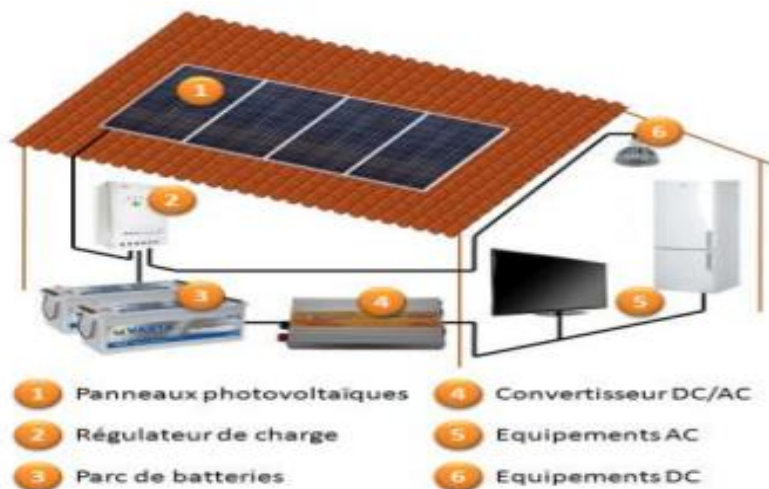


Figure V.1 : installation photovoltaïque autonome.

## V.2.2 Installations raccordées au réseau

Les installations raccordées en permanence au réseau utilisent l'énergie du réseau lorsque le générateur PV n'est pas en mesure de produire l'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins du consommateur (Fig. V.2). En revanche, si le système PV produit un excédent d'énergie électrique, celui-ci est mis sur le réseau, qui agit par conséquent comme un grand accumulateur : les systèmes raccordés au réseau n'ont donc pas besoin de batterie d'accumulateur. Ces installations offrent l'avantage de fournir une génération répartie et non centralisé : en effet, la valeur de l'énergie produite près de la zone de consommation est supérieure à celle de l'énergie produite dans les grandes centrales traditionnelles, car les pertes par transmission sont limitées et les dépenses liées au transport et aux systèmes électriques de répartition sont réduites. En outre, la production d'énergie lors des heures d'ensoleillement permet de réduire le recours au réseau pendant la journée, autrement dit lorsque la demande est supérieure.

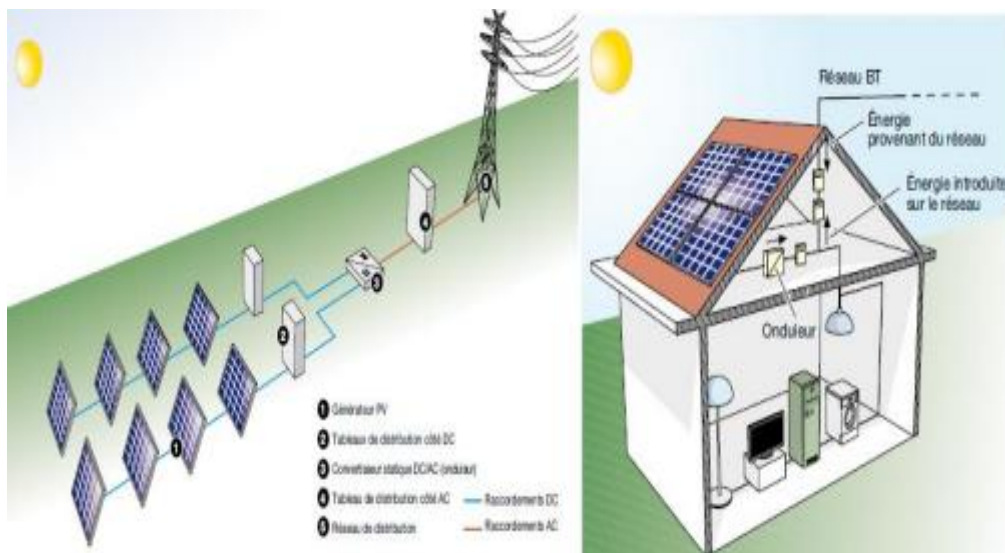


Figure V.2 : installation photovoltaïque par réseaux.

### V.3 Étude d'une maison à Ain El Melh équipée d'une installation autonome

On considère une maison située à Ain El Melh. On suppose que la maison est occupée par quatre personnes ne séjournant que pendant les vacances.

L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour et par période de vacances (été, hiver). Par la suite, nous calculons l'énergie totale moyenne quotidienne nécessaire  $E$  (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier (Fig V.2).

#### V.3.1 Calcul de la Consommation totale

L'installation photovoltaïque autonome permettra d'alimenter l'éclairage de la maison, la recharge des appareils portables (téléphone et ordinateur), un poste radio ainsi qu'un petit réfrigérateur. La documentation technique de ces appareils nous renseigne sur leur consommation de chaque équipement.

*L'énergie journalière consommée d'un équi (Wh/j) = la puissance de cet*

*Equipement (W) × durée d'utilisation de chaque équipement (h)*

$$E_i = P_i \cdot t_i \quad (V.1)$$

Elle est donnée par la loi suivante [62] :

$$E = \sum_i E_i \quad (V.2)$$

## Estimation des consommations d'appareils disponible dans la maison :

Nous considérons que la maison est équipée des appareils suivants (voir tableau.1) :

Appareil	Consommation
Ampoule basse consommation	13 W
Téléphone portable	150 Wh par semaine
Ordinateur portable	300 W
Poste radio	50 W
Réfrigérateur	300 Wh par jour
Pompe à eau	6 A sous 12 VDC
Téléviseur	90 W

Tableau V.1 : Estimation des consommations d'appareils disponible dans la maison.

A priori, l'installation pourra donc rester en 12VDC

**\*L'éclairage (Ampoule basse consommation)**

On prévoit 8 points lumineux 13 W pour les différentes pièces de la maison. Mais comme les occupants sont 04, on considère qu'il ne peut pas y avoir plus de 4 lampes allumées en même temps. On peut cependant dire qu'elles sont utilisées en moyenne 6h chacune en hiver et 3h en été. La consommation globale en éclairage est alors calculée de la façon suivante :

**En hiver** 4 ampoules x 13 W x 6 h = 312 Wh, soit : 26 Ah sous 12V.

**En été** 4 ampoules x 13 W x 3 h = 156 Wh, soit : 13 Ah sous 12V.

C'est une consommation moyenne qui pourra se répartir différemment sur telle ou telle lampe, peu importe, du moment que l'enveloppe en énergie est suffisante.

Les utilisateurs devront, néanmoins veiller à ne pas laisser la lumière allumée dans les pièces inoccupées.

**\*Fourniture en eau (Pompe à eau)**

La source naturelle étant disponible, il suffit simplement d'utiliser une pompe pour mettre en pression l'eau courante. Pour un débit de 10l/min, la pompe consomme 6A sous 12 V. comme il y a 4 personne et que l'on compte 100 pour chacun et par jour (pour le lavage, la cuisson...). Le besoin est de 400l/jour. Pour 40 min d'utilisation par jour,

La pompe consomme :  $6 A \times 40/60 = 04 Ah$  toujours sous 12V.

**\*Production de froid (Réfrigérateur)**

Un réfrigérateur en continu de 110 l, avec une bonne isolation thermique servira à conserver les aliments, mais uniquement lors des séjours. De plus, il est décidé de ne s'en servir que l'été, puisque l'hiver, il suffit de laisser les denrées dehors. Cette équipement à un compresseur 70 W et une consommation de 300 Wh/j soit 25 Ah/j (en été seulement).

### **\*Téléviseur**

Pour éviter l'achat d'un téléviseur en continu, un modèle de commerce en 220VAC sera utilisé. Sa puissance est de 90 W et il est prévu de le brancher avec un petit onduleur spécifique à 90 % de rendement, qui sera allumé en même temps que la télévision. Pour un usage prévu de 4h/j.

La consommation est :  $90 \text{ W} \times 4 \text{ h} / 0.9 = 400 \text{ Wh}$ , soit : 33.33 Ah sous 12V.

### **\*Autres équipement électriques (téléphone portable etc.)**

L'ordinateur est utilisé 4h par jour et le poste radio 6h. Les besoins en électricité par jour sont : 1 Ordinateur x 300 W x 4h = 1200Wh, soit 100Ah.

1 Poste radio x 50W x 6 h = 300 Wh, soit 25Ah.

Téléphone = 150Wh par semaine, soit 21.5 Wh soit 1.8 Ah sous 12 V.

### **Synthèse des consommations**

Le calcul effectué, présenté dans le tableau V.2, nous a permis d'avoir d'environ 2425.5 Wh de consommation par jour en été, et 2281Wh/j en hiver. Une puissance crête assez élevée et qui peut être ne correspond pas à une installation de 12 V. (Nous vérifions cela par la suite). Nous voulons ainsi savoir la consommation par semaine, nous effectuons donc le calcul suivant pour l'hiver et l'été :

**En été : TOTAL** = 202.13Ah x 7 j  $\approx$  1415 Ah par semaine.

**En hiver : TOTAL** = 190.13 Ah x 7j  $\approx$  1331Ah par semaine.

Nous nous intéressons surtout à la consommation d'hiver. On conclut que pendant une semaine de camping à la plage en hiver, on consomme seulement 1331 Ah.

Saison	Eclairage	Eau	Froid	Téléviseur	ordinateur	Poste-radio	Téléphone portable	Totale (Ah/j) sous 12V	Totale (Wh/j)
Eté	13 Ah/j	04 Ah/j	25 Ah/j	33.33 Ah/j	100 Ah/j	25 Ah/j	1.8 Ah/j	202.13 Ah/j	2425.5
Hiver	26 Ah/j	04 Ah/j		33.3 Ah/j	100 Ah/j	25 Ah/j	1.8 Ah/j	190.13 Ah/j	2281.15

Tableau V.2 : Les consommations électriques de la maison.

### V.3.2 Dimensionnement du module photovoltaïque

Une installation photovoltaïque autonome est le dimensionnement de son parc des modules photovoltaïques. Nous connaissons maintenant la quantité d'électricité nécessaire, et le temps dont nous disposons pour la produire. L'étape suivante consiste à calculer la quantité des modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins. Il faut pour cela connaître l'ensoleillement de la région où se trouve l'installation, et adapter ces données à sa situation.

#### V.3.2.1 Ensoleillement

L'ensoleillement varie selon la région et l'époque de l'année. Vous devez localiser votre installation sur les cartes suivantes afin de savoir quelle quantité d'électricité vos modules peuvent produire. Une fois localisée, il suffit de relever le coefficient d'ensoleillement correspondant. Si votre installation est susceptible de servir autant en hiver qu'en été, vous devez utiliser la carte du mois de Décembre, car c'est la période de l'année à laquelle vous aurez le moins de soleil et d'électricité. De nombreux auteurs se sont intéressés à l'étude théorique et expérimentale du rayonnement solaire. Qui ont présenté une simulation de la position apparente du soleil à chaque instant de la journée et de l'année. Ce travail est enrichi par un calcul d'estimation des énergies instantanées, journalières et annuelles sur un capteur d'orientation quelconque placé sur le site d'ain el melh Pour un ciel moyen, au site d'ain el melh et pour un capteur incliné de  $36.56^\circ$  (latitude du lieu considéré), l'énergie journalière estimée selon le travail ci-dessus, pour les solstices d'été (S.E) et d'hiver (S.H), ainsi que pour les deux équinoxes de printemps (E.P) et d'automne (E.A) :

	L'énergie journalière globale (Wh/m <sup>2</sup> )
<b>SH</b>	4500
<b>EA-EP</b>	7200
<b>SE</b>	7130

Tableau V.3 : Estimation de l'énergie journalière globale EjG. [63]

### V.3.2.2 Calcul de la puissance crête requise par l'installation

Nous sommes dans le cadre d'une application domestique. Sharp propose une gamme de type de modules photovoltaïques dont on a choisi celui qui possède 100 Wc de puissance : c'est le module de type : NA-F100 (P5).

Caractéristiques mécaniques		Valeurs limites	
Cellule	Cellule tandem composée de silicium amorphe ( $\alpha$ -Si) et de silicium microcristallin ( $\mu$ c-Si)	Humidité (relative) de stockage	jusqu'à 90 %
Type de connexion	2 sous-modules montés en parallèle	Température de fonctionnement (cellules)	- 40 à +90 °C
Dimensions	1 165 × 970 × 46 mm (1,13 m <sup>2</sup> )	Température de stockage	- 40 à +90 °C
Poids	18 kg	Tension maximale du système	1 000 V CC
Type de sortie	Câble avec connecteur	Résistance mécanique maximale	2 400 N/m <sup>2</sup>
Diodes bypass	1	Courant inverse	4 A

Caractéristiques électriques		Valeurs initiales			Valeurs nominales			
		NA-F100 (P5)	NA-F095 (P5)	NA-F090 (P5)	NA-F100 (P5)	NA-F095 (P5)	NA-F090 (P5)	
Puissance maximale	P <sub>max</sub>	117,6 W <sub>c</sub>	111,8 W <sub>c</sub>	105,9 W <sub>c</sub>	100 W <sub>c</sub>	95 W <sub>c</sub>	90 W <sub>c</sub>	
Tension à vide	V <sub>OC</sub>	65,9	64,9	63,9	64,9	63,9	62,6	V
Courant de court-circuit	I <sub>SC</sub>	2,50	2,42	2,39	2,42	2,35	2,29	A
Tension au point de puissance maximale	V <sub>mpp</sub>	52,6	51,9	50,4	47,8	47,5	47,2	V
Courant au point de puissance maximale	I <sub>mpp</sub>	2,24	2,16	2,1	2,10	2,0	1,91	A
Rendement du module	$\eta_m$				8,8	8,4	8,0	%
NOCT					44	44	44	°C
Coefficient de température – tension à vide	$\alpha_{V_{OC}}$	- 0,30	- 0,30	- 0,30	- 0,30	- 0,30	- 0,30	% / °C
Coefficient de température – courant de court-circuit	$\alpha_{I_{SC}}$	+0,070	+0,070	+0,070	+0,070	+0,070	+0,070	% / °C

Tableau V.4 : Caractéristiques techniques des différents types des modules Sharp. [64]

Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC (1 000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, on parle alors de *watts-crête* (W<sub>c</sub>) ou de puissance-crête.). [64]

Les modules vont produire de l'électricité qui sera stockée dans les batteries pendant toute la durée de la charge. Mais ils vont également en produire durant la décharge. Vous venez de calculer la quantité d'énergie que les modules doivent produire chaque jour. Pour connaître la puissance crête à installer, il ne reste plus qu'à diviser ce nouveau résultat par le coefficient d'ensoleillement

**En été :**  $P_c = E_{\text{électrique}} \times 1000 / E_{\text{solaire}} = 2425.5 \times 1000 / 7130.3 = 340.18 W_c$ .

**En hiver :**  $P_c = E_{\text{électrique}} \times 1000 / E_{\text{solaire}} = 2281.5 \times 1000 / 4500 = 507 W_c$ .

La puissance crête à installer n'est plus la même dans les deux saisons, puisqu'il s'agit des consommations différentes et d'intensités de rayonnement solaire reçue sur notre capteur différent aussi. (C'est évident que l'ensoleillement d'hivers doit être inférieur à celui d'été).

### V.3.2.3 Calcul du nombre de panneau

Dans les deux cas (utilisation continue et périodique), les calculs peuvent être affinés en tenant compte de l'inclinaison et de l'orientation des modules, ainsi que des pertes engendrées par la chaleur et le matériel.

**En été :**  $N_p = P_c (\text{générateur}) / P_c (\text{panneau}) \times C_p = 340.18 W_c / 100 \times 0.9 = 3.06$

≈ 3 panneaux.

**En hiver :**  $N_p = P_c (\text{générateur}) / P_c (\text{panneau}) \times C_p = 507 W_c / 100 \times 0.9 = 4.6$

≈ 5 panneaux...

### V.3.3 Dimensionnement de la batterie

Pour dimensionner les batteries de stockage, il ne reste plus qu'à se poser trois questions : quelle est la quantité d'énergie à stocker, quelle doit être l'autonomie de mon installation, et quelle est la profondeur de décharge maximum que je veux imposer à mes batteries ?

#### **\*Energie stockée**

On peut se dispenser de calculs en choisissant directement : Energie stockée = énergie consommée = énergie produite ;

La quantité d'électricité dans une batterie (la capacité) s'exprime en Ampère-heure (Ah). Vous devez donc convertir vos Wh en Ah, sachant que  $1Ah = 1Wh / \text{la tension du système (12, 24 ou 48V)}$ .

#### **\*Profondeur de décharge**

Pour déterminer la profondeur de décharge que l'on veut imposer à sa batterie, il faut arbitrer entre deux facteurs :

Tout d'abord, plus on permet aux batteries de se décharger profondément, plus on réduit le nombre de batteries nécessaires. En effet, une batterie que l'on décharge à 100% fournit autant d'énergie que deux batteries identiques que l'on décharge à 50%. On économise donc sur le coût initial de l'installation.

Cependant, la durée de vie d'une batterie est directement proportionnelle à sa profondeur de décharge. Ainsi, une batterie que l'on décharge à 100% vivra deux fois moins longtemps qu'une batterie que l'on décharge à 50%.

Le juste milieu que l'on choisit généralement d'appliquer se situe donc entre 60 et 80% de décharge, ce qui permet de réduire le nombre de batteries tout en leur assurant une bonne espérance de vie.

### V.3.3.1 Calcul de la capacité de stockage

Puisque la valeur de la puissance crête à installer est comprise entre 500 Wc et 2000 Wc on compte pour une tension du système de 24 V.

**En été :**  $C = E_{\text{électrique}} \times N_{\text{ja}}/24 \times P_d = 2425.5 \times 1/24 \times 0.8 = 126.33 \text{ Ah/j}$

**En hiver :**  $C = E_{\text{électrique}} \times N_{\text{ja}}/24 \times P_d = 2281.15 \times 1/24 \times 0.8 = 118.80 \text{ Ah/j}$

La capacité de stockage est proportionnelle à la consommation électrique, plus la consommation augmente, plus la capacité de stockage augmente. La profondeur de décharge, ainsi que la tension de recommandation du système sont des coefficients constants.

### V.3.3.2 Calcul du nombre de la batterie

**En été :**  $N_b = C (\text{champ de stockage})/C (\text{capacité d'une batterie}) = 126.33/220$

$\approx 1$  batterie.

**En hiver :**  $N_b = C (\text{champ de stockage})/C (\text{capacité d'une batterie}) = 118.80/220$

$\approx 1$  batterie.

Notre maison n'a besoin qu'une seule batterie pour stocker l'énergie électrique fournie par les panneaux solaire. Nous disposons même d'un excédent d'énergie, autrement dit une batterie suffit largement pour notre consommation dans les deux saisons.

Nous sommes dans le cadre d'une application domestique par exemple on a :

La Batterie sélectionné est de type GEL solaire VICTRON 200-220Ah, destiné au stockage de l'énergie solaire et éolienne.



Figure V.3 : Batterie GEL solaire «VICTRON » 200-220 Ah.

La batterie possède les caractéristiques suivantes :

- Technologie : plaques planes GEL
- Tension nominale : 12V
- Capacité : 200 Ah en C10 et 220 Ah en C20
- Tension de fin décharge : 10,8 V pour une batterie 12 V
- Dimensions en mm (L x l x H) : 522 x 238 x 240
- Poids : 66 Kg
- Très longue durée de vie (10 à 15 ans dans de bonnes conditions)
- Sans entretien pendant toute la durée de vie  
Batterie 100% étanche, idéale pour être transportée.

### V.3.4 Câblage électrique

Le schéma électrique global de l'installation est donné à la figure V.4

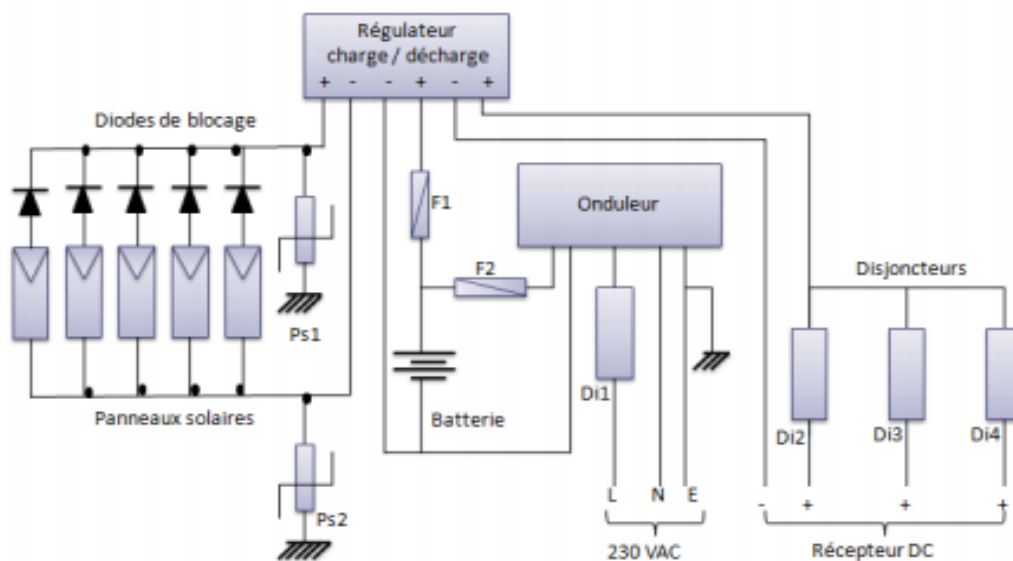


Figure V.4 : Câblage électrique de la maison.

### **\*Panneau solaire**

Les trois panneaux ont leur pôle négatif commun ; une diode de blocage (si possible Schottky 30 V/5 A) est montée dans la boîte de raccordement dans laquelle on les met en parallèle.

Les deux éléments de para surtension Ps1 et Ps2 doivent être connectés à une liaison équipotentielle avec un seul point à la terre. Un troisième élément de para-surtension peut être monté entre les bornes négatives et positives des panneaux. Ici la partie distribution DC n'est pas reliée à la terre mais reste flottante.

### **\*Régulateur**

Le régulateur contrôle la charge par les panneaux et en décharge coupe les récepteurs DC si la batterie descend en basse tension. C'est un régulateur série, c'est pourquoi on ajoute des diodes de blocage avec chaque panneau il faut contrôler que la diode de blocage n'est pas déjà intégrée au régulateur dans les spécifications du fabricant, auquel cas on ne doit pas en ajouter de supplémentaire.

### **\*Batterie**

La batterie, entourée d'isolant du genre bonisol est montée dans un bac plastique (PVC avec couvercle). Le bonisol sert de cale de batterie dans le bac et d'isolant thermique. Le couvercle de bac protège les bornes et empêche leur accès. Les bacs sont reperçés en atelier avec de gros trous à gauche et à droite sur les côtés pour faciliter le câblage ; ces trous laissent également s'échapper les gaz éventuels. Le fusible F1 protège la liaison aux panneaux et aux récepteurs DC contre les courts-circuits accidentels ; on choisira environ 1.5 fois le courant maximal possible (celui calculé pour la sortie du régulateur).

Le fusible F2 protège la liaison à l'onduleur si celui-ci n'est pas déjà intégré à l'appareil.

### **\*Onduleur**

Celui-ci est équipé de son propre régulateur l'arrêtant lorsque la tension basse trop. C'est pourquoi il est câblé directement à la batterie et ne passe pas par la sortie délestage du régulateur. Le disjoncteur Di1 permet de découpler la sortie ; il peut être remplacé par un interrupteur ou omis si l'onduleur a son propre interrupteur et sa propre protection. Dans le cas où le 220 VAC sont utilisé pour alimenter également les lampes, on montera plusieurs disjoncteurs en parallèle si on désire découpler les étages ou certaines parties de l'habitation. Le reste du câblage en AC doit respecter les normes locales de distribution de l'électricité.

## **V.4 Conclusion**

Le dimensionnement de l'installation photovoltaïque est la recherche de l'équilibre entre la satisfaction de la demande énergétique exprimée et la puissance à installer tant de point de vue des modules que les batteries.

La différence de charge entre les deux saisons nous a conduits à l'utilisation des trois panneaux solaires en été. En hiver, cinq panneaux solaires sont nécessaires pour satisfaire la charge demandée.

## **Conclusion générale**

## **Conclusion générale**

L'énergie solaire est l'origine de toute l'énergie à la surface de la terre .c'est une énergie durable, propre, respectueuse de l'environnement et facilement utilisable.

L'exploitation de cette énergie entraine : la production de chaleur grâce aux centrales solaires thermiques, qui utilisent cette chaleur pour produire de l'électricité à l'aide de turbines, Ou produire directement l'électricité grâce à des centrales solaires photovoltaïques.

Notre étude porte sur une station solaire photovoltaïque, composée d'un nombre précis des panneaux photovoltaïques en été et en hiver, chaque panneau pouvant convertir le rayonnement solaire en électricité grâce à l'effet photovoltaïque.

Ces stations photovoltaïques autonomes peuvent alimenter des réseaux électriques (villes et campagnes), la généralisation de leur implantation sur tout le territoire doit être la préoccupation majeure des personnes en charge du dossier de l'énergie. Ainsi, notre pays aura réussi sa transition énergétique et permettra aussi de réduire les problèmes causés par les énergies fossiles à l'environnement tels que la pollution, le trou de la couche d'ozone et le réchauffement climatique.

## **Références bibliographiques**

## Références bibliographiques

- [1] BP présente les chiffres clés de l'énergie dans le monde, parue le 13 juin 2018  
<https://www.connaissancedesenergies.org/bp-statistical-review-world-energy-2018-les-chiffres-cles-de-lenergie-dans-le-monde-180614>.
- [2] Source SOeS 2018 (Service de l'observatoire et des statistiques).
- [3] Riffonneau, Y., « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque Avec stockage, connecte au réseau », Thèse de doctorat de l'Université Joseph Fourier, G2ELAB, Grenoble, France, soutenue en 2009.
- [4] Hydro power, Alternative Energy News, 2010, [réf de janvier 2013], disponible Sur : <http://www.alternative-energy-news.info/technology/hydro/>.
- [5] <http://www.futura-sciences.com/energie-renouvelable-energie-hydroelectrique>.
- [6] Mehdi Merad-Boudia, <<Injection de l'électricité produite par les énergies Renouvelables dans le réseau électrique>>, Université de Tlemcen Abou Bekr Belkaid, 2010.
- [7] dd magazine le développement durable en pratique.
- [8] Luque, A. and Hegedus, S., « Handbook of Photovoltaic Science and Engineering», John Wiley & Sons.
- [9] Agence régionale de l'environnement et des nouvelles énergies Ile-de-France.
- [10] [www.planete-energies.com](http://www.planete-energies.com).
- [11] Direction Générale de l'Energie et du Climat, L'industrie des énergies décarbonées en 2010 [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Biomasse\\_energie.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Biomasse_energie.pdf).
- [12] futura planète <https://www.futura-sciences.com/planete/questions-reponses/energie-renouvelable-sont-cinq-types-energies-renouvelables-4134/>.
- [13] J.M Chassériau, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, 1984.

- [14] R. Bernard ; G. Menguy ; M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications ; Technique et documentation Lavoisier, 2<sup>ème</sup> édition 1980.
- [15] S. Saadi, Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan, Mémoire de Magister en physique ; UMC, 2010.
- [16] Le pompage photovoltaïque par Jimmy Royer, Thomas Djako, Eric Schiller, Bocar Sadasy, IEPF/ université d'Ottawa/ EIER/ CREPA..
- [17] <https://sites.google.com/a/allegHENY.edu/cleanenergy/carrhallsolar/physics>.
- [18] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2; OPU, 1987.
- [19] A. Mefti ; M. Y Bouroubi ; H. Mimouni, Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N°2, P12, décembre 2002.
- [20] Serge Poignant : «L'ENERGIE PHOTOVOLTAIQUE», Rapport D'information, 2009, Assemblée Nationale Constitution du 4 Octobre 1958 Treizième Législature.
- [21] A. Labouret, M. Viloz: « Energie solaire photovoltaïque ». Edition le Moniteur, Dunod, 2ème Edition, 2005.
- [22] Fritts. On a new form of selenium photocell. American Journal of Science, 97, 1883.
- [23] G, Gomard. Cristaux photoniques pour le contrôle de l'absorption dans les cellules solaires photovoltaïques silicium ultramince. Thèse de Doctorat. Université de Lyon. 2012.
- [24] M, Urien. Cellules photovoltaïques organiques à base copolymères à blocs de type rigide-flexible Thèse de Doctorat. Université de Bordeaux 1.2008.
- [25] M.A. Green, K. Emery, D.L. King, S. Igariand W. Warta, Progress in Photovoltaics, 13, 1 (2005) 49.
- [26] P. Destruel, I. Seguy, Techniques de l'Ingénieur 2004, RE25.
- [27] <https://lejournal.cnrs.fr/articles/quel-futur-pour-lenergie-solaire>.
- [28] Zhao J., Wang A., Altermatt P.P., Wenham S.R., Green M.A. "24% efficient silicon solar cells".PhotovoltaicEnergy Conversion.Conference Record of the Twenty Fourth.IEEE Photovoltaic Specialists Conference - IEEE First World Conference,

Volume 2,5-9 Dec. 1994 Page(s):1477 - 1480 vol.2.

- [29] Zhao J., Wang A., Campbell P., Green M.A. “A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping”. *Electron Devices, IEEE Transactions*, Volume 46, Issue10, Oct.1999, Page(s):1978–1983.
- [30] Géotzberger A, Luther J, Willeke G. solar cells: past, present, future, solar energy materials & solar cells.
- [31] Luque, S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (2nd edition). John Wiley and Sons, 2011.
- [32] J.-C. Muller, *Techniques de l'Ingénieur*, dossier BE8579.
- [33] Lannoy A., Procaccia H. *Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel*. Lavoisier, 2005.
- [34] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946*, 2005.
- [35] Bosco N. *Reliability Concerns Associated with PV Technologies*.  
[http://www.nrel.gov/pv/performance\\_reliability/pdfs/failure\\_references.pdf](http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf), 2010.
- [36] Wohlgemuth J., Cunningham D.W., Nguyen A., Kelly G., and Amin D. “Failure Modes of Crystalline Silicon Modules”. *Proceedings of PV Module Reliability Workshop*, 2010.
- [37] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1436-1439, 2002.
- [38] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”. *Solar Energy* 85, 2264–2274, 2011.
- [39] Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14*, 2011.
- [40] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). *Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design Qualification and Type Approval* IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2005.

- [41] Kempe M.D. “Control of Moisture Ingress into Photovoltaic Modules”. 31 st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, January 3–7, 2005
- [42] Skoczek A., Sample T., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC61215 test sequence”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 92, 1593–1604, 2008.
- [43] Jansen K.W., Delahoy A.E. “A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates”. *Thin Solid Films*, 423:153–160, 2003.
- [44] Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. *Solar Energy* 83, 1040–1047, 2009.
- [45] Kojima T., Yanagisawa T. “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 81, N°. 1, 119- 123, 2004.
- [46] Kempe M.D. “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90, 2720–2738, 2006.
- [47] Kempe M.D., Jorgensen G.J., Terwilliger G.J., McMahon T.J., Kennedy C.E., Borek T.T. “Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 91, 315–329, 2007.
- [48] Kempe M.D. “Ultraviolet test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 94, 246–253, 2010.
- [49] Kaplanis S., Kaplani E. “Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules”. *Simulation modeling practice and theory*, 19, 1201- 1211, 2011.
- [50] [ieee.dct.supsi.ch/PV/Results/Tested\\_modules.htm](http://ieee.dct.supsi.ch/PV/Results/Tested_modules.htm), 2008.
- [51] Herrman W., Wiesner W., Vaaben W. “Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to

bypass diodes”. PVSC 26th, Anaheim, 1997.

[52] Alonso-Garcia M.C., Ruiz J.M., Chenlo F. “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, pp. 329-340, 2006.

[53] Stephan M., Thomas K., Wolfgang J., Hubert F. “Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing”. Proceedings of the 19th EU PVSEC, 2004, Paris.

[54] Pingel S. and al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels”. 35th IEEE PVSC, 2010.

[55] Berghold J. and al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels”. 25th EUPVSEC, 3753–3759, 2010.

[56] Hacke and al. “System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test”. 37th IEEE PVSC, 2011.

[57] Schütze M., Junghänel M., Friedrichs O., Wichtendahl R., Scherff M., Müller J., Wawer P. “Investigations Of Potential Induced Degradation Of Silicon Photovoltaic Modules”. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, 5–9 September 2011.

[58] W. Meeker et L. Escobar. Statistical methods for reliability data. Wiley, New-York, 1998.

[59] IEC (2005), IEC 61215 Ed.2: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules–Design qualification and type approval. International Electrotechnical Commission(IEC).

[60] Wohlgemut, J. H., et al. (2005) Long Term Reliability of PV Modules, Maryland: BP Solar International.

[61] LOUZAZNA Brahim et MADI Salim mémoire fin d’études master en Electrotechnique Université de Bejaïa «Etude et caractérisation d’un panneau photovoltaïque type Condor» année 2014/2015.

[62] Fogelman et Régis Montloin, « Installations Photovoltaïques dans l’habitat isolé » livre édité par : EDISUD, 1983

[63] Site internet : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr>.

[64] Philippe Guibert : « TP Energie Solaire » Université pierre et marie curie : Master  
Energétique et Environnement.