

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

## Mémoire de Fin d'Etudes De MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

**Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES**

*Présenté par*  
**Tounsia BEN KHEMMOU**

Thème

# Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque intégrée au bâtiment : Cas d'un laboratoire au CDER

*Mémoire soutenu publiquement le 28 septembre 2014 devant le jury composé de :*

|                                       |                                |                                 |
|---------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| <b>M<sup>me</sup> F.MEGHERBI</b>      | <b>Maitre de conférence A,</b> | UMM (Tizi-ouzou), Président     |
| <b>M<sup>r</sup> S. OULD AMROUCHE</b> | <b>Maitre de conférence A</b>  | C.D.E.R (Alger) Rapporteur      |
| <b>M<sup>elle</sup> R.KACHENOURA</b>  | <b>Maitre assistant A</b>      | UMM (Tizi-ouzou), Co-Rapporteur |
| <b>M<sup>r</sup> A. CHALLAL</b>       | <b>Maitre assistant A</b>      | UMM (Tizi-ouzou), Examineur     |
| <b>M<sup>r</sup> A. NAHI</b>          | <b>Maitre assistant A</b>      | UMM (Tizi-ouzou), Examineur     |

---

## REMERCIEMENTS

---

# Remerciements

# Remerciements

*En préambule à ce mémoire, je souhaite adresser mes remerciements les plus sincères aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont contribué à son élaboration, ainsi qu'à la réussite de cette année universitaire des plus remplies.*

*Tout d'abord je tiens à remercier Mr S. Ould Amrouche, qui m'a honoré de sa confiance en moi, en m'acceptant et en me formant au sein du laboratoire de recherches CDEP, pour son encadrement efficace,*

*Ensuite, Je voudrais exprimer ma reconnaissance à Melle R. Kachnoura, pour sa confiance en moi et son encouragement, pour m'avoir proposé, dirigé et suivi tout au long de ce travail. Pour son soutien, et sa disponibilité à toute personne manifestant son aide. Qu'elle trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.*

*Je tiens également à exprimer mes vifs remerciements à Mme F. Megherbi, pour son sérieux et sa disponibilité*

*Mes remerciements vont également à Messieurs A.Challal et A.Nahi pour leurs conseils scientifiques et leur disponibilité sans limite.*

*Mes remerciements s'adressent aussi à Mourad pour son humanité et surtout pour sa précieuse aide. Ses conseils et encouragements étaient d'un grand apport à moi.*

*Pour finir, il m'est plus qu'agréable de réserver l'expression de ma gratitude et mes remerciements les plus particuliers, aux membres de ma famille qui ont su m'encourager et me soutenir sans siller, durant toute cette année et celles d'avant. Puissent-ils être fiers de moi.*

Tounsia.

---

DÉDICACES

---

# Dédicaces

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Mes très chers parents, pour leur sacrifices, et qui n'ont jamais cessé de m'encourager,  
Que dieu me les garde.*

*A qui j'adresse mes vœux les plus ardents de santé et de longue vie.*

*A mes chères frères et sœurs en particulier : Nadir et Khefaj.*

*A la mémoire de ma sœur Safia ; Que dieu t'accueille dans son vaste paradis  
A Mr B.B. Mourad qui m'a tant soutenu, encouragé, crû et supporté durant la  
préparation de ce projet. Mourad ! Tes conseils ont toujours guidé mes pas vers la  
réussite.*

*Je ne saurai terminer sans citer mes chers amis neveux que j'aime autant :*

*Amayass, Sami, Mokrane, Amazigh, Rissou et Anis*

*Tounsia.*

|   |    |
|---|----|
| Introduction générale .....   | 01 |
| Chapitre I. Ensoleillement et énergie solaire photovoltaïque              |    |
| I.1. Introduction .....   | 03 |
| I.2. Ensoleillement et lumière .....                                      | 03 |
| I.2.1. Qu'est ce que la lumière .....                                     | 03 |
| I.2.2. Rayonnement solaire et atmosphère .....                            | 05 |
| I.2.3. Coordonnées géographique .....                                     | 19 |
| I.2.3.1. Coordonnées terrestres .....                                     | 9  |
| I.2.3.2 Coordonnées du soleil .....                                       | 10 |
| I.3. Qu'est ce que l'énergie solaire photovoltaïque .....                 | 14 |
| I.3.1. La conversion photovoltaïque .....                                 | 14 |
| I.3.1.1. L'absorption de la lumière .....                                 | 15 |
| I.3.1.2. Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques ..... | 16 |
| I.3.1.3. La collecte de charges .....                                     | 19 |
| I.4. conclusion .....   | 21 |
| Chapitre II. Le système photovoltaïque                                    |    |
| II.1. Introduction .....  | 23 |
| II.2. le système photovoltaïque .....                                     | 23 |
| II.3. éléments d'un système photovoltaïque.....                           | 24 |
| II.3.1. Les modules photovoltaïques.....                                  | 24 |
| II.3.2. Stockage d'énergie .....  | 33 |
| II.3.3. Régulateur de charge .....  | 33 |
| II.3.4. Les convertisseurs .....  | 34 |

---

|  |    |
|--|----|
| II.3.5. Récepteurs pour systèmes autonomes .....   | 34 |
| II.4. les différents systèmes photovoltaïques .....                                      | 37 |
| II.4.1. Systèmes autonomes .....   | 37 |
| II.4.1.1. Systèmes autonomes avec stockage .....   | 37 |
| II.4.1.2 Systèmes autonomes hybrides .....   | 38 |
| II.4.2. Systèmes raccordés au réseau .....   | 38 |
| II.3. Nouvelle technologie des cellules photovoltaïques faites de films de diamant ..... | 39 |
| II.4. conclusion .....   | 40 |
| Chapitre III. Dimensionnement d'une installation photovoltaïque                          |    |
| III.1. Introduction.....   | 42 |
| III.2. Le but du dimensionnement .....   | 42 |
| III.3. Les différentes méthodes de dimensionnement .....                                 | 43 |
| III.4. Méthodologie suivie pour le dimensionnement.....                                  | 45 |
| III.4.1. Calcul de l'irradiation solaire incidente sur les capteurs .....                | 45 |
| III.4.1.1. Calcul de l'irradiation horaire globale reçue sur un plan horizontal.....     | 47 |
| III.4.1.2. Calcul des irradiances horaires diffuses et directes horizontales .....       | 48 |
| III.4.1.3. Inclinaison et orientation optimales des capteurs photovoltaïques .....       | 50 |
| III.5. Les étapes à suivre pour le dimensionnement du système PV .....                   | 51 |
| III.5.1. Présentation du site .....  | 53 |
| III.5.2. Evaluation de la production Solaire potentielle (Gisement) .....                | 54 |
| III.5.3. Estimation de la consommation (des besoins journaliers) .....                   | 55 |
| III.5.4. Dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour un site autonome .....   | 56 |
| A. Dimensionnement d'un module;  |    |
| B. Dimensionnement de la batterie;   |    |
| C. Dimensionnement du régulateur;  |    |
| D. Dimensionnement du L'onduleur;  |    |

---

|  |    |
|--|----|
| E. Dimensionnement des câbles de raccordement.   |    |
| III.5.5. Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque installé .....                 | 64 |
| III.5.6. Estimation de l'énergie produite par le système photovoltaïque installé .....               | 66 |
| III.5.7. Le cout d'installation .....  | 67 |
| III.5.8 Conclusion .....   | 68 |
| Chapitre I. Approche estimative de consommation de puissance de certains appareils                   |    |
| IV.1. Introduction .....   | 70 |
| IV.2. Les puissances .....   | 70 |
| IV.2.1. Quelques définitions .....   | 70 |
| IV.2.2. Rappel sur la théorie du calcul des puissances en régime non linéaire .....                  | 71 |
| IV.2.3. Problème liée à la mesure de puissance .....   | 74 |
| IV.3. Procédé pour la mesure du rendement des systèmes utilisant des alimentations à découpage ..... | 75 |
| IV.4. Influence des charges non linéaires sur le courant .....                                       | 83 |
| IV.5. Conclusion .....   | 85 |
| Conclusion générale.....   | 87 |

---

## *Symboles et abréviation*

| <i>Symboles</i>  | <i>Designation</i>   | <i>Unites</i>      |
|------------------|--|--------------------|
| E                | Flux de rayonnement solaire                                      | W.m <sup>-2</sup>  |
| E <sub>0</sub>   | Constante solaire  | W.m <sup>-2</sup>  |
| P <sub>t</sub>   | Période de rotation de la terre sur elle-même                    | Jour               |
| $\varphi$        | Latitude   | Degré              |
| L                | longitude  | Degré              |
| $\beta$          | Inclinaison  | Degré              |
| $\delta$         | Déclinaison  | Degré              |
| $\omega$         | Angle horaire  | Degré              |
| H                | Hauteur de soleil  | Degré              |
| a                | Azimut de soleil   | Degré              |
| TSV              | Temps solaire vrai   | h                  |
| TSM              | Temps solaire moyen  | h                  |
| ET               | Correction de temps  | h                  |
| D <sub>j</sub>   | Durée de jour  | h                  |
| J                | Numéro de jour de l'année  |                    |
| TU               | Temps universel  | h                  |
| TC               | Temps civil  | h                  |
| TFS              | Temps de fuseau horaire  | h                  |
| TL               | Temps légale   | h                  |
| $\Delta$         | Décalage administrative  | h                  |
| SS               | Durée d'ensoleillement   | h                  |
| SS <sub>0</sub>  | Insolation potentiel   | h                  |
| $\sigma$         | Fraction d'ensoleillement  |                    |
| T <sub>L</sub> * | Facteur de trouble atmosphérique de link                         |                    |
| T <sub>0</sub>   | Trouble dû a l'absorption gazeuse                                |                    |
| T <sub>1</sub>   | Trouble correspondant a l'absorption par les gaz de l'atmosphère |                    |
| T <sub>2</sub>   | Trouble relatif  |                    |
| S                | Irradiation direct sur un plan horizontal                        | W. m <sup>-2</sup> |
| D                | Irradiation diffuse sur un plan horizontal                       | W. m <sup>-2</sup> |
| G                | Irradiation global sur un plan horizontal                        | W. m <sup>-2</sup> |

|             |   |             |
|-------------|---|-------------|
| $S_i$       | Irradiation direct sur plan inclinée                      | $W. m^{-2}$ |
| $D_i$       | Irradiation diffuse sur plan inclinée                     | $W. m^{-2}$ |
| $D_{re}$    | Irradiation réfléchi sur plan inclinée                    | $W. m^{-2}$ |
| $G_i$       | Irradiation global sur plan inclinée                      | $W. m^{-2}$ |
| $R_b$       | Le facteur d'inclinaison                                  |             |
| $\rho$      | Coefficient de la réflexion du sol                        |             |
| $I_{mod}$   | Le courant aux bornes du module PV                        | A           |
| $U_{mod}$   | La tension aux bornes du module PV                        | V           |
| $I$         | Le courant aux bornes de la cellule PV                    | A           |
| $U$         | la tension aux bornes de la cellule PV                    | V           |
| $P_{pv}$    | La puissance disponible en sortie du GPV                  | W           |
| $U_{co}$    | La tension du circuit ouvert                              | V           |
| $I_{cc}$    | Le courant de court-circuit                               | A           |
| $I_{MPP}$   | Courant de puissance maximal                              | A           |
| $U_{MPP}$   | Tension de puissance maximale                             | V           |
| FF          | Facteur de forme  |             |
| $\eta_m$    | Rendement des modules photovoltaïque                      |             |
| $P_{cu}$    | Puissance crête unitaire d'un module photovoltaïque       | W           |
| $S_m$       | Surface du module photovoltaïque                          | $m^2$       |
| $E_{nom}$   | Eclairement nominal standard                              | $W.m^{-2}$  |
| $E_c$       | Energie électrique journalière consommée                  | Wh/j        |
| $P$         | Puissance consomme par les appareils                      | W           |
| $t$         | La durée de fonctionnement                                | h           |
| $\gamma$    | Orientation des capteurs                                  | Dégré       |
| $E_{nom}$   | la puissance radiative dans la condition standard de test | $W/m^2$     |
| PR          | De performance de l'installation photovoltaïque           |             |
| N           | L'autonomie   | jour        |
| $C_{bat}$   | Capacité de la batterie                                   | Ah          |
| PDD         | La décharge maximale admissible                           |             |
| $\Delta U$  | la chute de tension                                       |             |
| $l$         | La longueur du câble                                      | m           |
| $s$         | La section du câble                                       | $m^2$       |
| $E_p$       | Energie produite par le champ                             | Wh          |
| $\eta_{ch}$ | Le rendement de champ                                     |             |

|           |  |                |
|-----------|--|----------------|
| $P_d$     | Pertes diverses dû à la saleté ou à la neige                               |                |
| $P_c$     | Pertes de conditionnement de l'énergie                                     |                |
| $S$       | Surface du champ photovoltaïque installé                                   | $m^2$          |
| $\eta_r$  | Rendement du module à la température de référence $T_r$                    |                |
| $B_p$     | Coefficient de température pour le rendement du module                     | $\%/^{\circ}C$ |
| $T_c$     | Température des cellules   | $^{\circ}C$    |
| $T_a$     | Température ambiante   | $^{\circ}C$    |
| NOCT      | Température nominale des cellules (donnée par le constructeur)             | $^{\circ}C$    |
| $K_T$     | Indice de clarté   |                |
| $C_1$     | Le coût de la consommation annuelle  | DA             |
| $P_A$     | Consommation annuelle  | Wh             |
| $C_u$     | Prix d'un 1KWh l'électricité de la Sonelgaz                                | DA             |
| $V_1$     | Le taux de revenu d'investissement   | ans            |
| $TTC_1$   | Le coût de l'installation PV non injectée au réseau                        | DA             |
| $C_2$     | Le coût de la consommation annuel de l'installation PV raccordée au réseau | DA             |
| $P_{sys}$ | la production de système photovoltaïque annuel                             | Wh             |
| $V_2$     | Le taux de revenu d'investissement injecté au réseau                       | ans            |
| $TTC_2$   | Prix totale de l'installation raccordée au réseau                          | DA             |
| $C$       | Le prix de 1kwh solaire.   | DA             |

### **Abréviation**

**PV** : Photovoltaïque

**Si** : Silicium

**GPV** : Générateur Photovoltaïque

**PPM** : Point de Puissance Maximum

**FF** : Facteur de Forme

**BIPV** : Building Integrated PV

**MPPT** : Maximum Power Point Tracker

**CC** : Courant Continu

**CA** : Courant Alternatif

**AN** : Application Numérique

## Figures du chapitre I

|   |    |
|---|----|
| <b>Fig I.1.</b> Décomposition de la lumière blanche par un prisme.....                                | 4  |
| <b>Fig I.2.</b> définition de l' Air Mass .....   | 6  |
| <b>Fig I.3.</b> Composantes du rayonnement solaire au sol.....  | 7  |
| <b>Fig I.4.</b> Répartition spectrale du rayonnement solaire.....                                     | 8  |
| <b>Fig I.5.</b> Coordonnés terrestres. ....   | 9  |
| <b>Fig I.6.</b> Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes.....             | 10 |
| <b>Fig I.7.</b> Variation annuelle de la déclinaison du soleil.....                                   | 12 |
| <b>Fig I.8.</b> Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai .....                  | 13 |
| <b>Fig I.9.</b> Repere horizontal. ....   | 13 |
| <b>Fig I.10.</b> Réflexion, transmission et absorption.....   | 15 |
| <b>Fig I.11.</b> Spectre solaire <i>AM0</i> et partition exploitables par le silicium cristallin..... | 17 |
| <b>Fig I.12.</b> Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur.....  | 18 |
| <b>Fig I.13.</b> a) Silicium pur (intrinsèque) b) Silicium de type n. c) Silicium de type p .....     | 20 |
| <b>Fig I-14.</b> Représentation schématique d'une jonction p-n.....                                   | 20 |

## Figures du chapitre II

|   |    |
|---|----|
| <b>Fig II.1.</b> Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome .....   | 22 |
| <b>Fig II.2.</b> cellule sommaire. ....   | 23 |
| <b>Fig II.3.</b> Schéma équivalent d'une cellule solaire.....   | 24 |
| <b>Fig II.4.</b> Réponses spectrales des différents types de cellules solaires.....   | 26 |
| <b>Fig II.5.</b> Caractéristiques courant-tension comparées d'une cellule au silicium amorphe et d'une cellule au silicium cristallin (sous $1000 \text{ W/m}^2$ ).....   | 27 |
| <b>Fig II.6.</b> Courbes $I(V)$ sous diverses intensités de rayonnement d'une cellule monocristalline.....  | 28 |
| <b>Fig II.7.</b> Courbes $I(V)$ d'une cellule monocristalline à diverses températures. ....   | 29 |
| <b>Fig II.8.</b> Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série.. ....  | 30 |
| <b>Fig II.9.</b> Caractéristiques résultant d'un groupement de np cellules en parallèle. ....   | 30 |
| <b>Fig II.10.</b> a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation $I_{pv}$ ..... | 31 |
| <b>Fig II.11.</b> Système photovoltaïque avec stockage (avec ou sans conversion d'énergie).....   | 37 |
| <b>Fig II.12.</b> Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/groupe électrogène. ....   | 37 |

**Fig II.13.** Système photovoltaïque raccordé au réseau..... 38

Figures du chapitre III

**Fig III.1.** Histogramme des irradiances reçues sur une surface inclinée 30.8° et orientation 10° pendant la période 2003-2013. .... 44

**Fig III.2.** Histogramme des irradiances reçues sur une surface inclinée 30.8° et orientation 55° pendant la période 2003-2013. .... 45

**Fig III.3.** Histogramme des irradiances moyenne reçues sur une surface horizontale et irradiation horizontale mensuel pendant 10 ans ..... 46

**Fig III.4.** Schéma d'une installation photovoltaïque. .... 49

**Fig III.5.** Diagramme simplifié du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. .... 50

**Fig III.6.** caractéristiques des deux murs..... 51

**Fig III.7.** Mesure relative en temps réels à CDER..... 52

**Fig III.8.** des critères à tenir pour choisir le régulateur. .... 59

**Fig III.9.** L'énergie produite par le champ PV. .... 64

**Fig III.10.** Comparaison entre l'énergie consommée par le laboratoire ( $E_c$ ) et l'énergie produite par l'installation PV ( $E_{sys}$ ).. .... 65

Figures du chapitre IV

**Fig IV.1.** Triangle des puissances complet ..... 70

**Fig IV.2.** Wattmètre électronique mesurant la puissance d'entrée AC d'un Ordinateurs de Bureau..... 72

**Fig IV.3.** Puissance d'entrée et de sortie Caractéristiques de l'Alimentation Diablotek. .... 73

**Fig IV.4.** Rendement en fonction de la puissance de sortie Caractéristiques de l'Alimentation Diablotek. .... 74

**Fig IV.5.** Consommation pour imprimer une feuille de papier..... 75

**Fig IV.6.** Consommation d'énergie en fonction du nombre de pages. .... 75

**Fig IV.7.** Estimation de la consommation énergétique d'une imprimante laser pour une journée. .... 76

**Fig IV.8.** Puissance et énergie consommée par trois imprimantes Ricoh-Atcio-MP 4000 Laser Jet MFP sous différents modes de fonctionnement. .... 77

**Fig IV.9.**  $U(t)$  et  $i(t)$ ..... 80

**Fig IV.10.** Spectre harmonique d'un circuit résistif..... 80

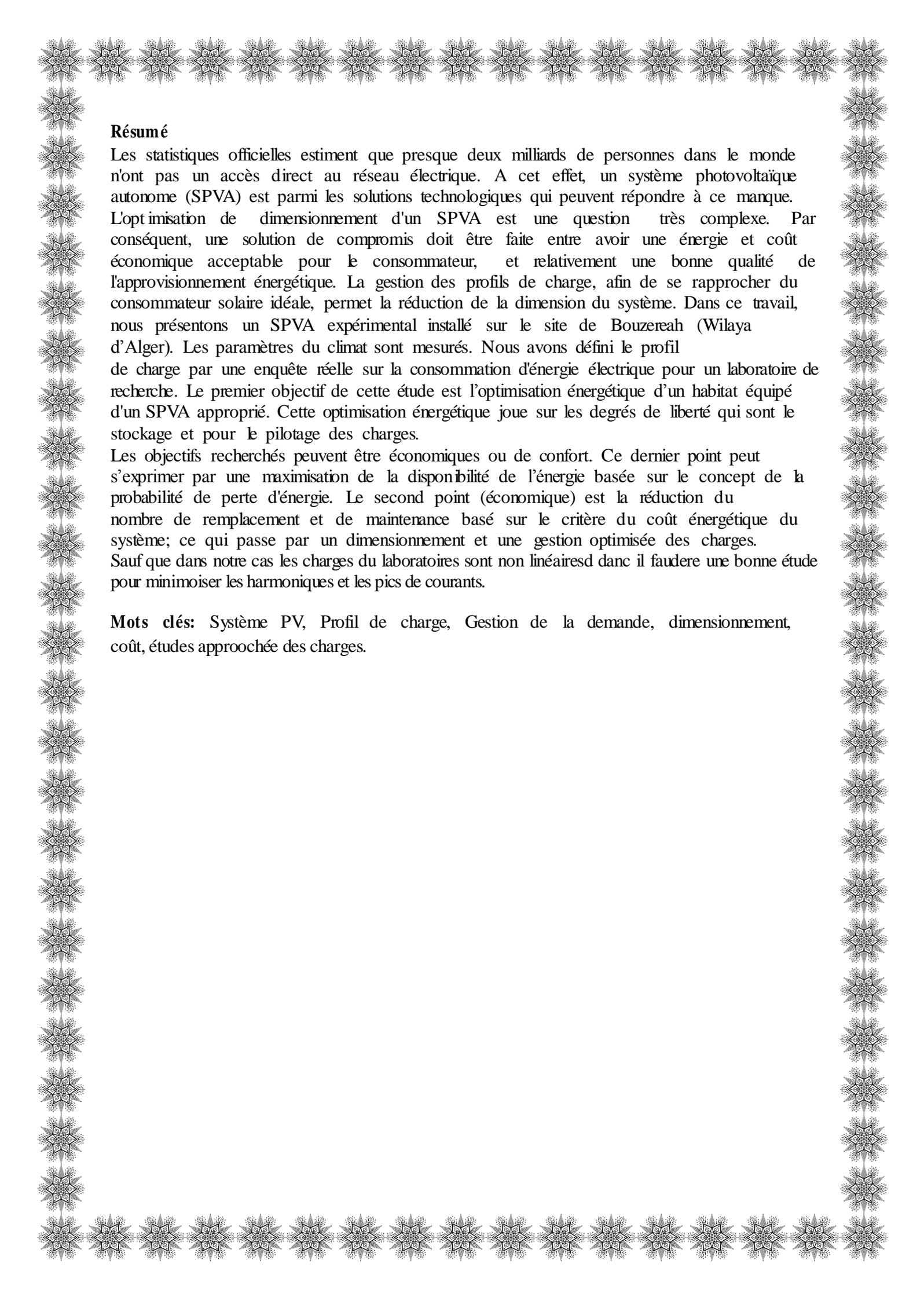
**Fig IV.11.** Courant du neutre. .... 81

---

## Liste des tabl eaux

---

|   |    |
|---|----|
| Tab III.1. Jour moyen mensuel et numéro du jour de l'année correspondant.....                           | 46 |
| Tab III.2. L'irradiation solaire journalière par mètre carré pour différents mois.....                  | 52 |
| Tab III.3. Les différentes charges disponibles dans le laboratoire. ....                                | 53 |
| Tab III.4. Estimation des consommations d'appareils disponible dans laboratoire. ....                   | 54 |
| Tab III.5. Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques.....                                   | 56 |
| Tab III.6. Caractéristique des câbles et les pertes ohmiques du câblage.....                            | 62 |
| Tab III.7. Les valeurs de la température ambiante et de l'indice de clarté mensuelle. ....              | 63 |
| Tab III.8. Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque.....                            | 64 |
| Tab III.9. L'énergie produite par l'installation PV installée .....                                     | 64 |
| Tab III.10. Le coût d'installation du système photovoltaïque.....                                       | 65 |
| <br>  |    |
| Tab IV.1. Résumé des résultats d'essais pour les trois alimentationsd'énergie pour ordinateurs<br>..... | 74 |
| Tab IV.2. Puissance consommée par l'imprimante de base Jet Laser en mode veille. ....                   | 76 |
| Tab IV.3. L'énergie consommée par l'imprimante de base Jet Laser lors de l'impression .....             | 76 |



## Résumé

Les statistiques officielles estiment que presque deux milliards de personnes dans le monde n'ont pas un accès direct au réseau électrique. A cet effet, un système photovoltaïque autonome (SPVA) est parmi les solutions technologiques qui peuvent répondre à ce manque. L'optimisation de dimensionnement d'un SPVA est une question très complexe. Par conséquent, une solution de compromis doit être faite entre avoir une énergie et coût économique acceptable pour le consommateur, et relativement une bonne qualité de l'approvisionnement énergétique. La gestion des profils de charge, afin de se rapprocher du consommateur solaire idéale, permet la réduction de la dimension du système. Dans ce travail, nous présentons un SPVA expérimental installé sur le site de Bouzereah (Wilaya d'Alger). Les paramètres du climat sont mesurés. Nous avons défini le profil de charge par une enquête réelle sur la consommation d'énergie électrique pour un laboratoire de recherche. Le premier objectif de cette étude est l'optimisation énergétique d'un habitat équipé d'un SPVA approprié. Cette optimisation énergétique joue sur les degrés de liberté qui sont le stockage et pour le pilotage des charges.

Les objectifs recherchés peuvent être économiques ou de confort. Ce dernier point peut s'exprimer par une maximisation de la disponibilité de l'énergie basée sur le concept de la probabilité de perte d'énergie. Le second point (économique) est la réduction du nombre de remplacement et de maintenance basé sur le critère du coût énergétique du système; ce qui passe par un dimensionnement et une gestion optimisée des charges. Sauf que dans notre cas les charges du laboratoires sont non linéaires danc il faudere une bonne étude pour minimoiser les harmoniques et les pics de courants.

**Mots clés:** Système PV, Profil de charge, Gestion de la demande, dimensionnement, coût, études approchée des charges.

---

# INTRODUCTION

---

## Introduction générale

### **Introduction générale**

Depuis le début du 21<sup>ème</sup> siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde. Il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part.

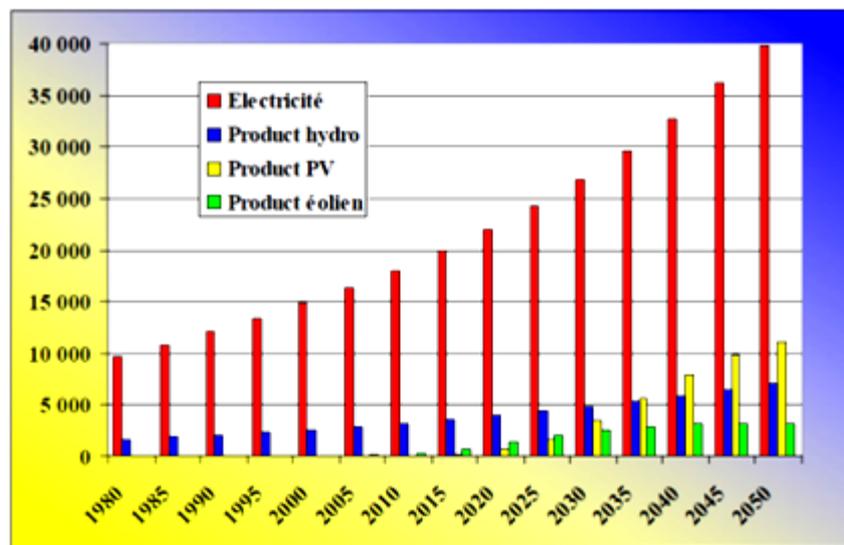
De nos jours, une grande partie de la production mondiale est à partir de ressources fossiles. La consommation de ces ressources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles qui réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a plusieurs façons d'agir :

- Diminuer la consommation des récepteurs d'énergie ;
- Améliorer et repenser la structure des récepteurs afin d'augmenter leurs rendements ;
- Augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité ;
- Trouver et développer de nouvelles sources d'énergie : l'utilisation et le développement des énergies renouvelables.

Dans le monde, nous projetons la consommation de d'électricité (TWh) pour le demi-siècle qui vient, sur une base d'une croissance annuelle de 2% par an. La figure 1 montre l'évolution des parts de l'électricité d'origine renouvelables (hydraulique, photovoltaïque, éolienne) pouvant satisfaire jusqu'à 60% de la consommation mondial en 2050.

Le résultat est surprenant : bien que non mesurable aujourd'hui, la contribution du photovoltaïque devient significative à partir de 2025 en couvrant la totalité des toitures, elle présente 7% (1678 TWh/an) et pourrait atteindre 28% en 2050. [1]



**Fig int.1.** Evolution des parts de l'électricité d'origine renouvelable

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant plusieurs jours

Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est **l'énergie solaire photovoltaïque**.

Dans ce mémoire nous allons nous intéresser sur la production, l'adaptation, la consommation et la gestion de l'énergie solaire photovoltaïque adaptée pour un laboratoire de recherche à CDER (centre de développement des énergies renouvelables).

Dans le début de ce mémoire, nous allons présenter des généralités sur l'exploitation de l'énergie solaire, plus particulièrement la production de l'électricité photovoltaïque. Par la suite, nous évoquerons les différents systèmes de consommations et leurs composants.

Dans le troisième chapitre, nous allons s'intéresser sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque,

Dans le dernier chapitre, nous nous intéresserons à une estimation plus rigoureuse de la consommation énergétique des charges du laboratoire au CDER.

---

# CHAPITRE I

---

## Ensoleillement et énergie solaire photovoltaïque

### I.1. Introduction

Acteur durable de plus de 4 milliards d'années, le soleil sauvera l'humanité du chaos. Bien que distant de plus de 150 millions de kilomètres de nous, il demeure notre plus grande source d'énergie. L'énergie solaire reçue par la terre représente chaque année environ 8380 fois la consommation énergétique de l'humanité en 2009 soit environ 11 milliards de TEP (tonnes équivalent pétrole). Toutes les quarante minutes, en effet, la terre reçoit assez d'énergie solaire pour couvrir sa consommation mondiale d'énergie pendant une année. [1]

Jusqu'à présent, cette énergie est utilisée principalement pour l'éclairage naturel et pour le chauffage. Mais avec le développement de la technologie, il y a eu apparition de trois autres domaines d'utilisations de cette énergie :

- **L'énergie solaire thermique** : Elle consiste à produire de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer l'eau ou l'air. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie. Dans le langage courant, ce sont des « chauffe-eau solaire » ou des « capteurs à air chaud ».

- **L'énergie solaire thermodynamique** : cela fonctionne sur un principe de concentration des rayons solaires au moyen de miroirs galbés, en un foyer placé sur une tour qui emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple. [2]

- **L'énergie solaire photovoltaïque** : Il existe deux types. Le premier consiste à produire de l'électricité en absorbant les rayonnements lumineux, le deuxième transforme la chaleur en électricité. Le premier type sera repris en détail.

### I.2. Ensoleillement et lumière

#### I.2.1. Qu'est ce que la lumière

##### A. Un peu de physique

Un faisceau lumineux est un déplacement de petits corps porteurs d'énergie, ou photons, comme la décrit Einstein en 1905, pour expliquer l'effet photovoltaïque.

Depuis l'équivalence onde-corpuscule mise en évidence par Louis de Broglie en 1924, la lumière est décrite également comme une onde électromagnétique, comme les rayons X ou les

ondes radiofréquences. Tous est une question de longueur d'onde, ou de fréquence, pour ces oscillations qui traversent l'espace et parfois la matière. Chaque photon porte une quantité d'énergie directement liée à sa longueur d'onde. [3]

### B. Couleur et longueur d'onde

La longueur d'onde d'un faisceau lumineux caractérise sa couleur, telle que la perçois notre œil. Bien sûr, tous les rayonnements ne sont pas perceptibles par l'œil, mais ils ont aussi leurs longueurs d'onde, qui dépend de leurs fréquences : fréquence radio, micro-ondes...

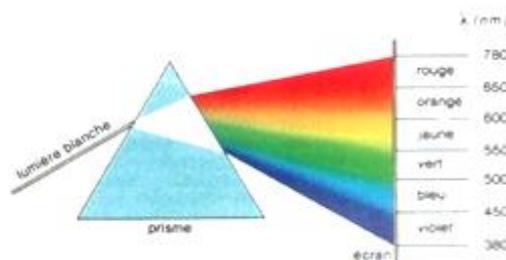
Puisque la photopile a pour vocation de fournir de l'électricité dans le monde où nous vivons, elle est conçue pour convertir les longueurs d'onde disponibles dans notre environnement, d'une façon la plus écologique qu'elle soit, donc propres au développement de la vie.

Regardons de quoi se compose le rayonnement du soleil parvenant à la surface de la terre : l'infrarouge procure de la chaleur, le visible est nécessaire à la croissance des plantes et des animaux (dont nous faisons partie), et l'ultraviolet brunit la peau et tue les bactéries. Le spectre du soleil s'étend de 200 nm à 3  $\mu\text{m}$  (=3000 nm).

Quoi de plus naturel pour les physiciens du siècle dernier que de nommer « ultraviolette » la lumière plus bleue que le bleu-violet perceptible par l'œil, et « infrarouge » la lumière moins rouge que celle que notre œil détecte ? En effet, la perception oculaire moyenne de l'homme s'étend du bleu (longueur d'onde 380nm) au rouge (longueur d'onde 780nm), en passant par les couleurs que l'arc-en-ciel nous dévoile lorsque les gouttes de pluie décomposent la lumière blanche.

On réalise la même décomposition avec un prisme (figure I.1).

On appelle spectre, ou répartition spectrale, d'une source de lumière l'ensemble des couleurs, ou longueurs d'onde, qui la constituent. [3]



**Fig I.1.** Décomposition de la lumière blanche par un prisme

### I.2.2. Rayonnement solaire et atmosphère

La distance de la terre au soleil est d'environ 150 millions de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus que 300 000 km/s ; les rayons du soleil mettent environ 8min à nous parvenir. [4]

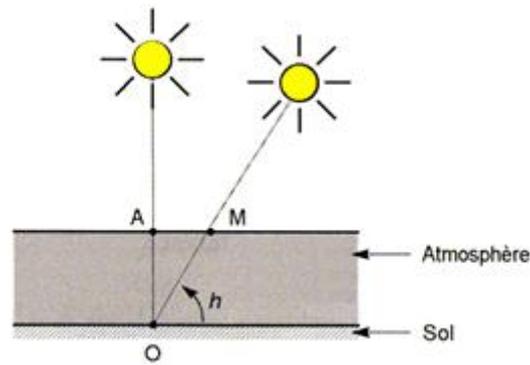
L'énergie lumineuse dite « extraterrestre » c'est-à-dire hors atmosphère a été évaluée avec précision par la NASA et vaut  $1367 \text{ W/m}^2$ . Il s'agit de l'irradiance reçue, ou rayonnement solaire instantané, à un instant donné au-dessus de l'atmosphère terrestre, en incidence normale (c'est-à-dire sur un plan perpendiculaire à la direction du soleil). On appelle cette valeur « constante solaire », mais elle ne l'est pas tout à fait à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil. Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère : par absorption et par diffusion.

En effet, l'atmosphère est composée, d'une majorité d'azote et d'oxygène (respectivement 78% et 21%), mais aussi de l'argon, du CO<sub>2</sub>, de la vapeur d'eau et la fameuse couche d'ozone de la stratosphère, dont le rôle est de filtrer les UV les plus durs est si important. Les poussières et les nuages (formés de minuscules gouttelettes d'eau, ne pas confondre avec la vapeur d'eau, qui elle est un gaz) ont aussi leur importance dans la diffusion du rayonnement solaire. [2]

#### A. Masse d'air

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations.

On appelle masse d'air ou *Air Mass* en anglais, le rapport entre l'épaisseur atmosphérique traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu (figure I.2).



**Fig I.2.**définition de l'Air Mass

Cela dépend surtout de la hauteur angulaire du soleil. A l'aide des points  $O$ ,  $A$ ,  $M$  et de l'angle  $h$  représentés sur la figure I.2, la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère est :

$$OM = \frac{OA}{\sin(h)} \quad (I-1)$$

Donc, l'Air Mass  $\frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin(h)}$  (I-2)

Dans l'expression  $AMx$ ,  $x$  désigne ce rapport  $OM/OA$ .

Exemples :

- Soleil au zénith (au niveau de la mer) :  $AM1$  ;
- Soleil à  $30^\circ$  :  $AM2$  ;
- Soleil à  $41,8^\circ$  :  $AM1,5$  ;

Et par convention,  $AMO$  désigne le rayonnement solaire hors atmosphère. [2]

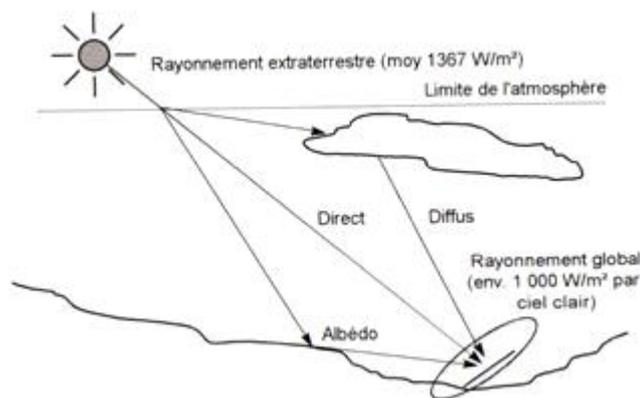
### **B. Les différents rayonnements solaires**

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- ❖ Le rayonnement direct : Il est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère, ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.

- ❖ Le rayonnement diffus : Il est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet « éclatement » des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet que le rayonnement diffus est isotrope, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du soleil (composante appelée circumsolaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon.
- ❖ L'albédo : Il est la partie réfléchiée par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément des rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure I.3. [2]



**Fig I.3.** Composantes du rayonnement solaire au sol

### C. spectre solaire

Le spectre du soleil est une décomposition en longueurs d'onde ou « couleurs », en effet, la lumière solaire est composée de toutes sortes de rayonnements de couleurs différentes, caractérisées pas leur gamme de longueur d'onde. Les photons, grains de lumière qui composent ce rayonnement électromagnétique, sont porteurs d'une énergie qui est reliée à leur longueur d'onde par la relation :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \tag{I-3}$$

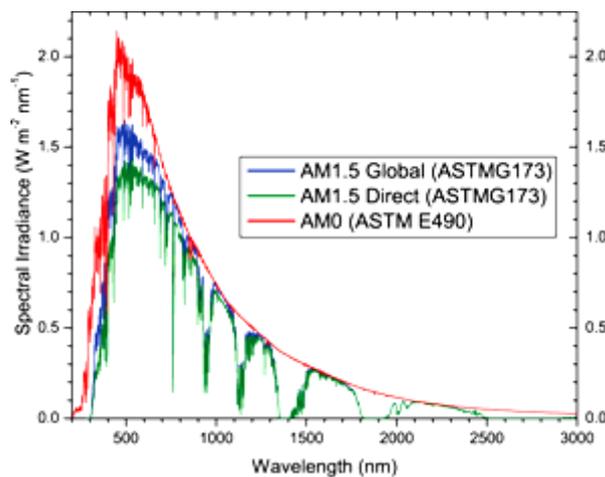
Où  $h$  est la constante de Planck,  $\nu$  la fréquence,  $C$  la vitesse de la lumière et  $\lambda$  la longueur d'onde

Une courbe standard de la répartition spectrale du rayonnement solaire extraterrestre, compilée selon les données recueillies par des satellites, est désignée sous le nom de *AM0* est donnée par la figure I.4. Sa distribution en énergie est répartie comme suit :

- Ultraviolet UV  $0,20 < \lambda < 0,38 \text{ } \mu\text{m}$  6,4%
- Visible  $0,38 < \lambda < 0,78 \text{ } \mu\text{m}$  48,0%
- Infrarouge IR  $0,78 < \lambda < 10 \text{ } \mu\text{m}$  45,6%

Elle montre l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à une masse d'air 1,5, soit l'équivalent d'une hauteur du soleil de  $41,8^\circ$  au niveau de la mer. L'irradiance spectrale est le flux solaire pour une longueur d'onde donnée (donc une couleur donnée, en ce qui concerne la lumière visible).

Le spectre du ciel clair, noté AM1.5, sert de référence pour la mesure de cellules photovoltaïques. Les simulateurs servant à mesurer les modules tentent de la reproduire aussi fidèlement que possible. On peut également remarquer le spectre de diffusion par beau temps, nettement renforcé vers les bleus du fait de la diffusion de Rayleigh. [2]

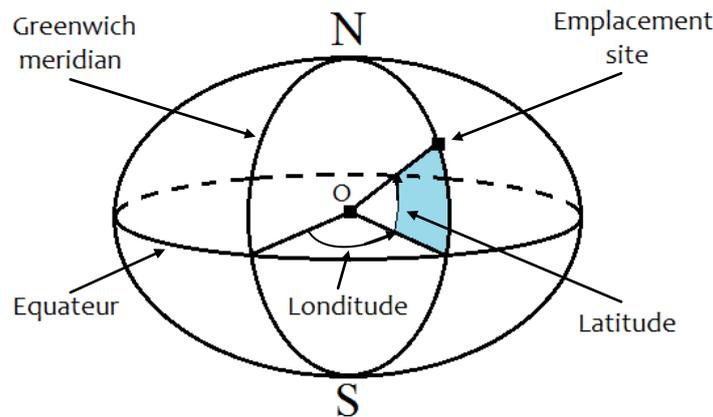


**Fig I.4.** Répartition spectrale du rayonnement solaire

### I.2.3. Coordonnées géographiques :

#### I.2.3.1. Coordonnées terrestres :

La Terre est pratiquement une sphère qui tourne autour d'un axe passant par le pôle Nord et le pôle Sud. Tout point sur la terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude. Ces deux grandeurs représentent les coordonnées géographiques de ce point ainsi que par son altitude, figure I.5. [5]



**Fig I.5.**Coordonnés terrestres.

#### A. Longitude :

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

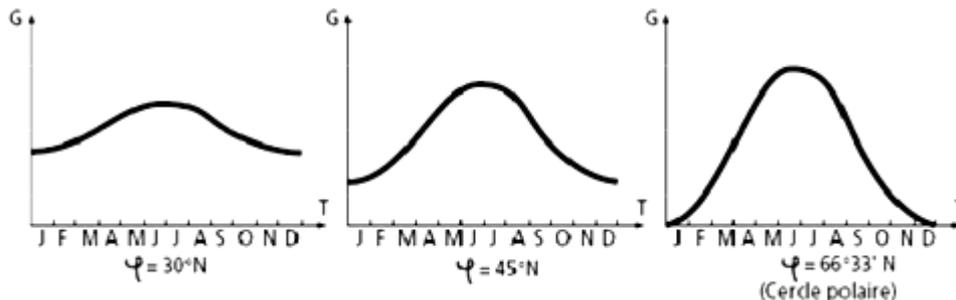
La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et +180°, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. La longitude sera désignée ici par la lettre  $\lambda_0$ . [6]

- Longitude OUEST :  $\lambda_0 < 0^\circ$
- Longitudes EST :  $\lambda_0 > 0^\circ$

**B. Latitude :**

La latitude d'un lieu à la surface de la terre est l'angle entre l'équateur et le rayon de la terre passant par le lieu considéré. La latitude  $\varphi$  est comptée de  $0^\circ$  à  $+90^\circ$  dans l'hémisphère nord. [7]

La latitude a aussi un effet important : les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire. Les journées d'hiver sont plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire (G) sur un plan horizontal diminue à mesure qu'augmente la latitude, Figure I.6. [8]



**Fig I.6.** Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes.

**C. L'altitude :**

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer), on l'exprime généralement en mètre.

**I.2.3.2 Coordonnées du soleil :**

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents:

- Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial);
- Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

### A. Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles ( $\delta$ , H).

#### ❖ Déclinaison solaire :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre, on adopte la convention de compter positivement les latitudes de l'hémisphère Nord (compris entre  $0^\circ$  à l'équateur et  $+90^\circ$  au pôle Nord), et négativement celle de l'hémisphère Sud (compris entre  $0^\circ$  à l'équateur et  $-90^\circ$  au pôle Sud), et variée tout au long de l'année entre deux valeurs extrêmes  $\pm 23.45^\circ$ .

Les lois du mouvement relatif terre-soleil permettent de calculer les variations de la déclinaison au long de l'année. Pour la pratique, une formule d'approximation est suffisante, elle est donnée par l'équation (I-4). [9]

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} (J - 80)\right) \quad (\text{I.4})$$

Ou avec plus de précision :

$$\delta = \text{Arc sin}\left[0,389 \sin\left(\frac{360}{365} (J - 82)\right) + 2 \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (J - 2)\right)\right] \quad (\text{I.5})$$

Avec:

- J: le numéro du jour de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> janvier, c'est à dire il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.
- $\delta$  varie entre deux valeurs extrêmes :  $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$  avec  $\delta_0 = 23,45^\circ$ .

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure (I.7).

[10]

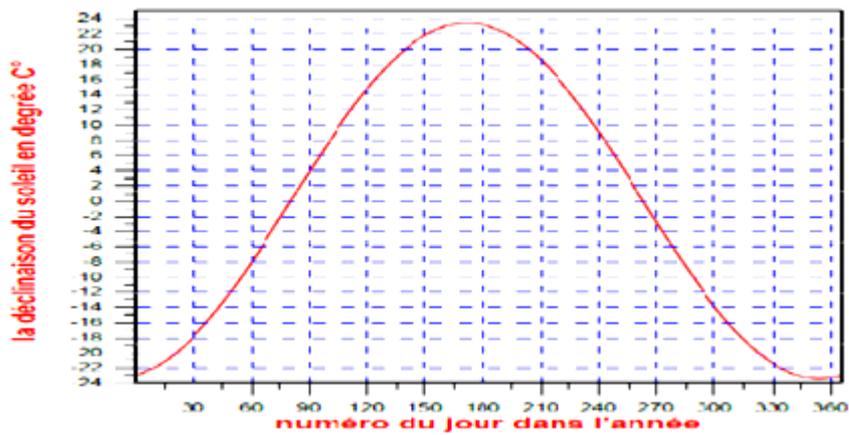


Fig I.7. Variation annuelle de la déclinaison du soleil.

- $\delta = 0$  : (Equinoxes): Les équinoxes représentent les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial, l'équinoxe automnal, le 23 septembre, marquant le début de la chute de la durée de la journée, et l'équinoxe vernal le 21 mars, marquant le début de l'accroissement de la durée du jour.
- $\delta = 23,45^\circ$  : (au Solstice été) : Le solstice d'été (au 21 juin), nous observons que le soleil est à son point le plus élevé dans le ciel. Elle marque le début de l'été dans l'hémisphère nordique.
- $\delta = -23,45^\circ$  : (au Solstice hiver) : Il coïncide avec le 21 décembre.

❖ **Angle horaire du soleil H :**

C'est l'angle que font les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation :

$$H = 15 (TSV - 12) \tag{I.6}$$

Avec :

$$TSV = TI - TU + \left(\frac{\Delta t + 4\lambda}{60}\right) = TL - \left(TU - \frac{\lambda}{15}\right) + \frac{\Delta t}{60} \tag{I.7}$$

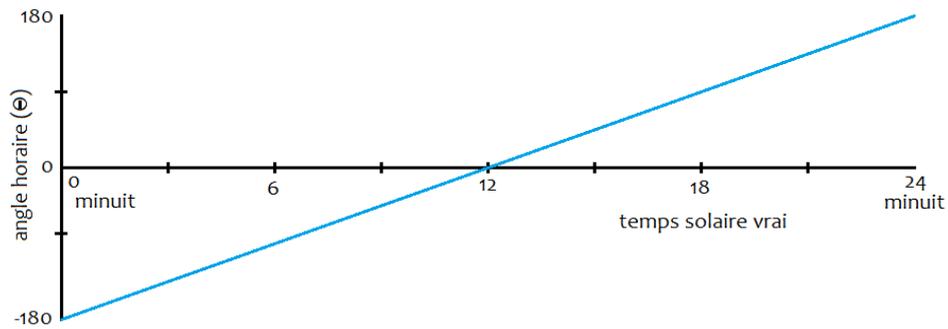
$$\Delta t = 9,87 \sin 2 \left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81)\right) - 7,35 \cos \left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81)\right) - 1,5 \sin \left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81)\right) \tag{I.8}$$

- TSV : (Temps Solaire Vrai) Temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.
- TU : (Temps Universel) Le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

- TL : (Temps Légal) : Temps donné par une montre.
- $\Delta t$ : Correction de l'équation du temps.
- $\lambda$ : longitude du lieu.
- L'angle horaire H varie de  $-180^\circ$  à  $+180^\circ$  [11].

On prend:

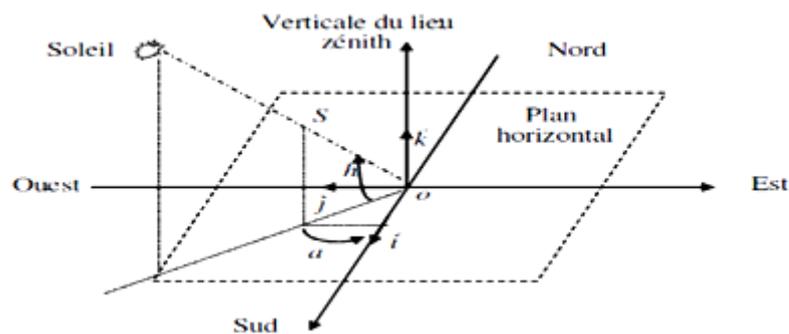
- $H > 0$  après midi.
- $H < 0$  le matin.
- $H = 0$  midi TSV.



**Fig I.8.** variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.

### B. Coordonnées horizontales :

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et vertical du lieu. Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur  $h$  et l'azimut  $a$ , figure (I.9). [11]



**Fig I.9.** Repère horizontal.

#### ❖ La hauteur du soleil (h) :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante :

$$\sin(h) = \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(H) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) \quad (\text{I.9})$$

Avec:

$h$ : varie entre  $-90^\circ$  à  $+90^\circ$ .

On prend:

$h > 0$  le jour,  $h < 0$  la nuit et  $h = 0$  aux lever et coucher.

### ❖ Azimut du soleil ( $a$ ) :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud. L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation suivante :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(H)}{\cos(h)} \quad (\text{I.10})$$

Avec:  $a$  varie entre  $-180^\circ$  à  $180^\circ$

On prend:

$a > 0 \Rightarrow$  Vers l'ouest,  $a < 0 \Rightarrow$  vers l'est et  $a = 0 \Rightarrow$  direction du sud.

### I.3. Qu'est ce que l'énergie solaire photovoltaïque

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

Ce mode de production ne nécessite pas de réseau de distribution. En effet on peut produire de l'énergie électrique là où on la consomme.

L'énergie photovoltaïque s'est développée dans les années 50 pour l'équipement de vaisseaux spatiaux et le premier a été lancé dans l'espace en 1958. C'était le seul procédé non-nucléaire d'alimenter des satellites en énergie. Les images satellites reçus par notre téléviseur ne nous parviennent que grâce à l'énergie photovoltaïque.

A présent des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés dans plusieurs pays. [3]

### I.3.1. La conversion photovoltaïque

La conversion d'énergie met en jeu trois phénomènes physiques, intimement liés et simultanés :

- L'absorption de la lumière dans le matériau ;
- Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques ;
- La collecte de charges.

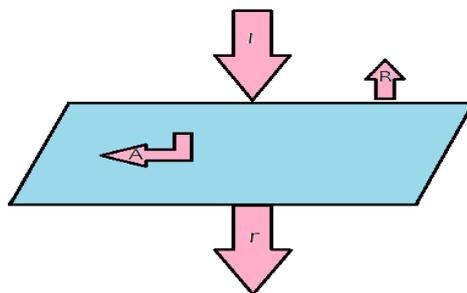
Il est donc clair qu'un matériau doit avoir des propriétés optiques et électriques spécifiques pour permettre la conversion photovoltaïque. [2]

#### I.3.1.1. L'absorption de la lumière

Comme on la vu précédemment, la lumière se compose de photons, « grain de lumière », chacun porteur d'une énergie dépendante de sa longueur d'onde (ou couleur du rayon). Ces photons peuvent pénétrer dans certaines matières, et même passer au travers : les objets transparents pour notre œil laissent passer la lumière visible.

Plus généralement, un rayon lumineux qui arrive sur un solide peut subir trois événements optiques (figure I-10).

- La réflexion : la lumière est renvoyée par la surface de l'objet ;
- La transmission : la lumière traverse l'objet ;
- L'absorption : la lumière pénètre dans l'objet et n'en ressort pas, l'énergie est restituée sous une autre formes.



**Fig I.10.** Réflexion, transmission et absorption

Ce sont ces propriétés optiques du matériau rencontré qui conditionnent la répartition de ces diverses contributions.

Prenons l'exemple d'un morceau de verre coloré en rouge. Il transmet la lumière rouge, puisque notre œil la perçoit. La partie réfléchiée s'élèvera à 8% du flux lumineux, toutes couleurs confondus, du fait de l'indice de réfraction du verre. Le reste de la lumière bleue, jaune, etc. sera absorbé dans la matière.

Cette absorption sera perceptible au toucher sous éclairage intense car le verre va s'échauffer. En effet, dans la plupart des matériaux, la part absorbée de la lumière est convertie en chaleur, c'est-à-dire en rayonnement infrarouge (de longueur d'onde comprise entre 1  $\mu\text{m}$ , limite rouge du spectre visible, et 1 mm, début des ondes radio).

Dans un matériau photovoltaïque, une partie du flux lumineux absorbé sera restituée sous forme d'énergie électrique. Il faut donc au départ que le matériau ait la capacité d'absorber la lumière visible, puisque c'est ce que l'on cherche à convertir : lumière du soleil ou des autres sources artificielles. On prendra soin également de minimiser les pertes purement optiques par réflexion ou par transmission. [2]

### **I.3.1.2. Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques**

On va s'intéresser maintenant à la lumière absorbée dans le matériau photovoltaïque et expliquer comment son énergie est convertie en électricité.

Les charges élémentaires qui vont produire le courant électrique sous illumination sont des électrons, charges négatives élémentaires, contenus dans la matière semi conductrice. Tout solide est en effet constitué d'atomes qui comprennent chacun un noyau (constitué de protons et neutrons) est un ensemble d'électrons gravitant autour.

Les photons absorbés vont tout simplement transférer leur énergie aux électrons périphériques (les plus éloignés du noyau), leur permettant ainsi de se libérer de l'attraction de leur noyau. Ces électrons libérés sont susceptibles de produire un courant électrique si on les « attire » ensuite vers l'extérieur.

En régime permanent l'électron libéré laisse un « trou » qui se traduit par une charge positive. Si cet électron est attiré au dehors, c'est l'électron d'un atome voisin qui va venir combler ce trou, laissant à nouveau un trou, lui-même comblé par un électron voisin est ainsi de suite. On génère ainsi une circulation de charges élémentaires, d'électrons dans un sens, et de trous dans l'autre sens, ce qui donne un courant électrique.

Ce phénomène physique, dit photoconductivité, est spécifique aux semi-conducteurs (éléments de la quatrième colonne du tableau de Mendeleïev) car ils comportent des électrons « libérables » ; contrairement à un isolant, où tous les électrons sont fortement liés, et à un conducteur électrique, dans lequel il existe une forte densité d'électrons totalement libres.

On comprend aisément qu'il existe, dépendant du matériau, un « seuil » d'énergie minimum nécessaire à cette « libération » des électrons par des photons. Si ce seuil dépend du matériau, c'est tout simplement parce que la structure électronique est différente pour chaque type d'atomes (nombre d'orbitales et quantité d'électrons par atome) et donc les énergies mises en jeu également.

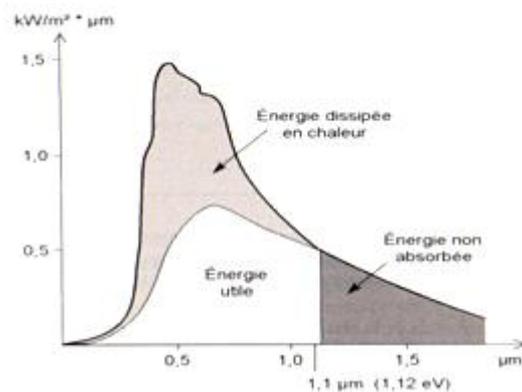
On appelle ce seuil le gap optique du matériau ou la largeur de bande interdite. En effet, si le photon a une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire électrons-trou et ne sera pas absorbé. Les propriétés optiques et électroniques sont donc intimement liées.

Si un photon a une énergie supérieure ou égale au gap optique, c'est qu'il a une longueur d'onde inférieure à une certaine valeur, puisque ces deux grandeurs sont inversement proportionnelles voir la relation (I-11):

Ce qui se traduit par :  $E(\text{en eV}) = 1,24 / \lambda(\text{en nm})$ .

Pour le silicium cristallin, le gap optique est d' $E_g = 1,1$  eV. Un photon possédant cette énergie a une longueur d'onde de  $1,13 \mu\text{m}$  (dans le proche infrarouge). Pour le silicium amorphe,  $E_g = 1,77$  eV. Un photon ayant cette énergie est en lumière rouge, avec une longueur d'onde de  $700 \text{ nm}$  ( $= 0,7 \mu\text{m}$ ).

Tous les photons d'énergie supérieure à ces seuils, et donc de longueurs d'onde inférieures, sont opérationnels pour la conversion photovoltaïque.

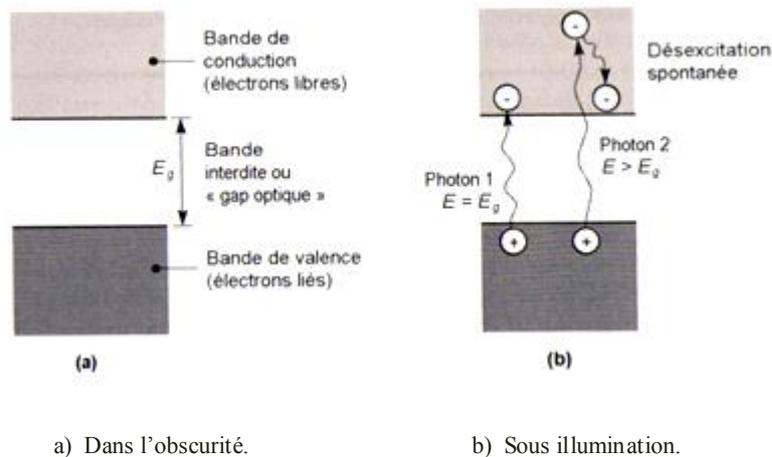


**Fig I.11.** Spectre solaire *AM0* et partition exploitables par le silicium cristallin

La figure (I.11) permet de visualiser la portion du spectre solaire qui peut être convertie en énergie électrique dans le cas du silicium cristallin. La partie du spectre en gris foncé est donc impossible à convertir car elle n'est pas absorbée dans le matériau.

Pour la portion en gris clair, nous ferons recours à une autre représentation du transfert énergétique des photons aux particules chargées. La figure (I.12) représente les différents états d'énergie dans le matériau semi-conducteur.

Dans le domaine d'énergie situé sous le gap optique se trouve les électrons de valence du matériau, c'est-à-dire ceux qui sont liés aux atomes. Dans la bande de conduction se trouve ceux qui en ont été extraits et sont libres de circuler dans le matériau. Elle est donc vide quand le semi-conducteur n'est pas illuminé. Lorsqu'un photon a une énergie suffisante, il est absorbé et fait passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction. Que se passe-t-il s'il a une énergie supérieure à  $E_g$  ? Le photon 2 de la figure (I.12) génère une paire électron-trou à un niveau supérieur, mais l'excédant est perdu par un processus de désexcitation spontanée qui produit de la chaleur et ramène son énergie à  $E_g$ . Donc quelle que soit l'énergie, pourvu qu'elle soit supérieure à  $E_g$ , chaque photon absorbé ne crée qu'une seule paire électron-trou d'énergie  $E_g$ .



**Fig I.12.** Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur

Puisque l'on connaît l'énergie disponible à chaque longueur d'onde d'un spectre solaire donné, on peut quantifier la quantité de photons (énergie solaire totale à cette longueur d'onde divisée par l'énergie du photon) et en additionnant tous ces photons, calculer le courant et la puissance totale qu'ils peuvent générer, en fonction du gap optique du matériau. Il s'agit de performances électriques purement théoriques, que l'on pourrait qualifier d' « ultimes » : elles ne prennent pas en compte les pertes par réflexion, et supposent que toutes les paires électron-trou photo-générées sont collectées, ce qui n'est pas le cas réellement.

Pour convertir un taux plus élevé d'énergie lumineuse, il faudrait que tous les photons de la source de lumière aient la même énergie (un soleil rouge, par exemples !) et que l'on dispose d'un matériau dont le gap optique correspond exactement à cette énergie. [2]

### I.3.1.3. La collecte de charges

Pour que les charges libérées par illumination soient génératrices d'énergie, il faut qu'elles circulent. Il faut donc les « attirer » hors du matériau semi-conducteur dans un circuit électrique. Sinon, elles se recombinent : l'électron chargé négativement neutralisant le « trou », chargé positivement. Autrement dit, les électrons libérés retrouveraient leur état initial à la périphérie de leur atome : cela libérerait de l'énergie thermique (chaleur) mais aucune énergie électrique.

Cette extraction des charges est réalisée au sein d'une jonction créée volontairement dans le semi-conducteur. Le but est d'engendrer un champ électrique à l'intérieur du matériau, qui va entraîner les charges négatives d'un côté et les charges positives de l'autre côté. C'est possible

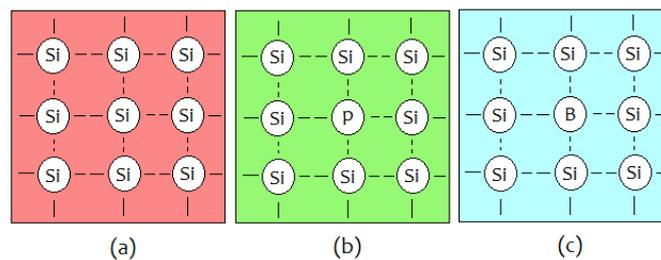
grâce au dopage du semi-conducteur. La jonction d'une photopile au silicium est constituée d'une partie dopée au phosphore (P), dite de type « n », accolée à une partie dopée au bore (B), dite de type « P ». C'est à la frontière de ces deux parties que se crée un champ électrique pour séparer les charges positives et négatives

### A. Dopage des semi-conducteurs

Le dopage d'un semi-conducteur pur va permettre d'amener des charges excédentaires qui amélioreront la conductivité du matériau.

A la figure (I.13), en représente une vue schématisée, à plat, des atomes de silicium (à 4 électrons dans la couche externe) qui sont chacun liés à quatre autres atomes de silicium.

A l'état pur, le silicium dit « intrinsèque » n'est pas très conducteur.



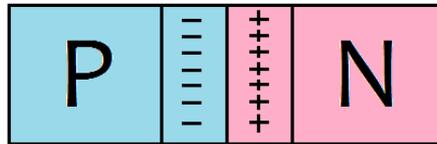
**Fig I.13.** a) Silicium pur (intrinsèque) b) Silicium de type n. c) Silicium de type p

En le dopant avec des atomes étrangers de phosphore qui ont 5 électrons dans leur couche externe, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédant de charges négatives dans le cristal (figure I-13). Le matériau sera donc potentiellement « donneur » d'électrons, disponibles pour la conduction électrique, et le silicium ainsi dopé est appelé silicium de type n.

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore qui a seulement 3 électrons dans sa bande de valence. Le résultat est l'apparition d'un excédent de trous, donc de charges positives, puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les 4 électrons du silicium (figure I-13). Le matériau est l'inverse du précédent « accepteur » d'électrons. Ce matériau ainsi dopé est appelé silicium de type p.

### B. Jonction p-n et p-i-n

La mise en contact de deux zones de dopages opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. A l'interface où les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium de type p au type n apparaît une région appelée zone de charge d'espace qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche n à vouloir passer du côté p ou ils sont attirés par les trous excédentaires, et de la tendance des trous à vouloir passer du côté n par réciprocity. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre thermique.



**Fig I.14.** Représentation schématique d'une jonction p-n

La cellule solaire est donc le plus souvent une tranche de silicium dopé « p » d'un côté, et « n » de l'autre, à laquelle on ajoute des contacts électriques pour collecter le courant. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique, sous illumination, apparition d'un photo-courant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule.

Mais cette simple structure p-n, adaptée au silicium cristallin, n'est pas suffisante dans tous les cas. Par exemple, un silicium amorphe dopé de type p n'est pas un très bon photoconducteur, et il est préférable que la conversion photovoltaïque se produise dans un matériau non dopé, donc intrinsèque, et noté « i ». La cellule au silicium amorphe classique se compose donc de 3 couches : p-i-n. la couche « i » placée au centre du dispositif est la plus épaisse, et sert à la conversion des charges. Les couches p et n, quant à elles permettent la création du champ électrique interne qui s'étend dans toute la couche i, ce qui favorise la séparation des charges. [2]

### **I.4. conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire et les différents types de rayonnements (direct,diffus, albédo et global), en suite nous avons expliqué le principe de la conversion d'énergie lumineuse en énergie électrique par le biais de module solaire.

.

---

## CHAPITRE II

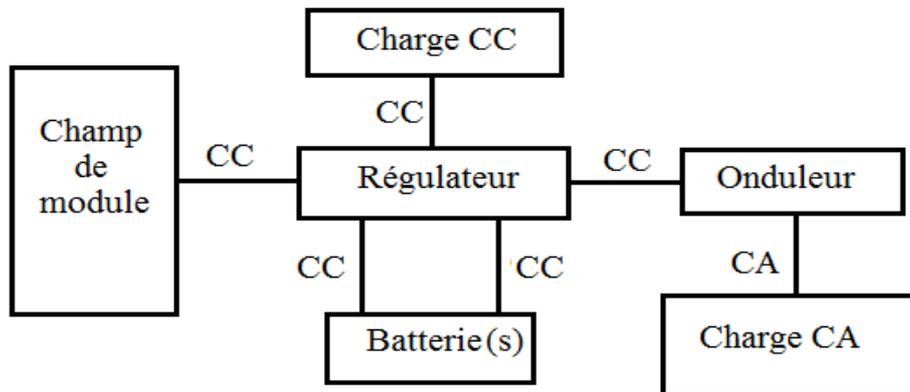
---

# Le système photovoltaïque

### II.1. Introduction

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

Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne peut pas assurer grand-chose. Pour répondre à un besoin défini, il faut en fait l'associer étroitement à un système complet correspondant à une application bien spécifique. Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque et le principe de fonctionnement de chaque élément. [12]



**Fig II.1.** Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome. [13]

### II.2. le système photovoltaïque :

Un système photovoltaïque est un procédé ou une solution technique de construction, rigide ou souple, composé d'un module ou d'un film photovoltaïque et d'éléments non productifs assurant des fonctions de fixation aux éléments mitoyens, de résistance mécanique ou d'étanchéité. L'ensemble est conçu spécifiquement pour la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

**II.3. Les éléments d'un système photovoltaïque**

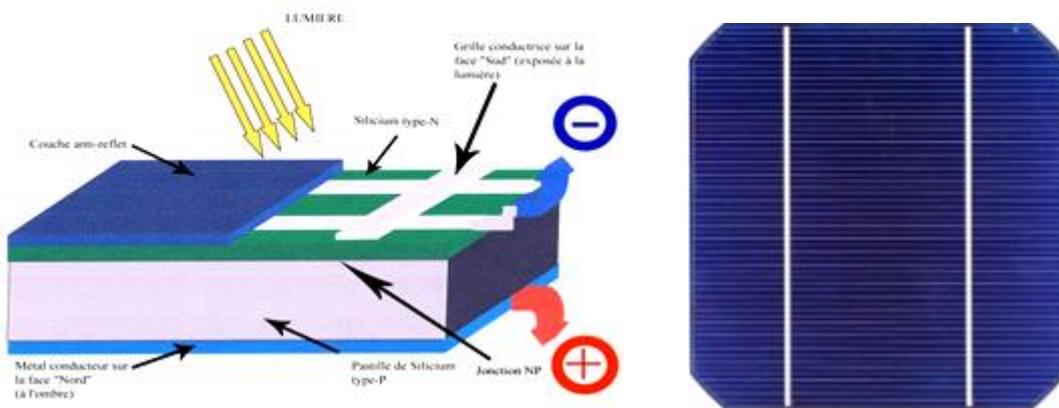
**II.3.1. Les modules photovoltaïques**

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet une photopile élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0,5 et 1,5V selon les technologies. Il faut toujours plusieurs photopiles en série pour générer une tension utilisable. [2]

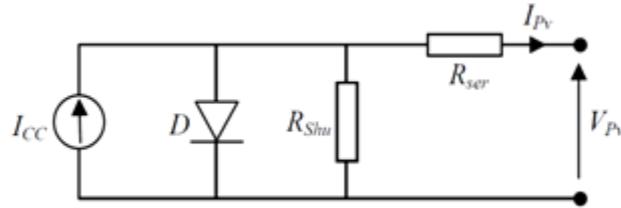
**A. Cellule solaire**

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), génère de l'électricité. C'est l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. Le courant obtenu est fonction de la lumière incidente. L'électricité produite est fonction de l'éclairement, la cellule photovoltaïque produit un courant continu. Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autre semi-conducteurs : séléniure de cuivre et d'indium ( $CuIn(Se)_2$  ou  $CuInGa(Se)_2$ ), tellure de cadmium (CdTe), etc. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre du millimètre.

Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée. [15]



**Fig II.2.** Cellule solaire.



**Fig II.3.** Schéma équivalent d'une cellule solaire.

### A. Les différentes technologies

Nous résumons ici les propriétés des différents types de photo-générateurs. Le silicium cristallin et le silicium amorphe représentent à eux seuls plus de 90% du marché mondial des applications terrestres. Mais d'autres matériaux semi-conducteurs sont également employés pour la fabrication des photo-générateurs : le  $\text{CuInSe}_2$  (en abrégé CIS), le CdTe (tellure de cadmium) et le GaAs (arséniure de gallium). [4]

➤ Arsenic de Gallium (GaAs) : Ce matériau à très grand rendement est un cas à part : très onéreux du fait des éléments utilisés, il n'est employé que pour des panneaux solaires de satellites ou sur des systèmes à concentration. Dans ces applications, le rendement et le poids sont des critères de choix, et non le prix !

- Rendement électrique : 20-25%.
- Usage : satellites, concentrateurs.
- Particularité : prix très élevé.

✓ Silicium monocristallin : matériau le plus répandu, présentant un bon rendement à fort et moyen éclairement, il est à la base des panneaux terrestres les plus performants après ceux à l'arsenic de gallium.

- Rendement électrique des panneaux : 15% STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 300  $\text{W}_e$ .
- Gamme d'éclairement : 100 à 1000  $\text{W}/\text{m}^2$ .
- Usage : tous usages en extérieur de forte et moyenne puissance (télécoms, balisage, relais, habitat...).

✓ Silicium amorphe : Nettement moins puissant au soleil que les deux précédents, ce silicium en couche très mince répond par contre à tous les éclairagements, extérieurs et intérieurs. Sa technologie de fabrication est théoriquement moins onéreuse (mais la production n'a pas atteint des niveaux comparables) et permet de réaliser des petits formats, grâce à la mise en série intégrée et la simplicité de découpe.

- Rendement électrique des panneaux : 5-7% STC (jusqu'à 9% pour les multi-jonctions).
- Puissance des photopiles intérieures : 0 à 1 W<sub>c</sub>.
- Puissance des panneaux extérieurs : 0,5 à 60 W<sub>c</sub>.
- Gamme d'éclairagement : 20 lux (en intérieur) à 1000 W/m<sup>2</sup> (en extérieur).
- Usage : électronique professionnelle et grand public (montre, calculettes...), électronique de faible consommation en extérieur, baies vitrées semi-transparentes.

✓ CuInSi<sub>2</sub> (CIS) : Les photopiles utilisant ce matériau sont produites en couche mince par des méthodes chimiques ou de dépôt sous vide, sur une sous-couche de CdS (sulfure de cadmium). Elles ont d'assez bonnes propriétés électroniques. De plus, elles bénéficient des mêmes commodités de fabrications que le silicium amorphe (mise en série et découpe simple). Mais cette technologie est assez peu commercialisée dans le monde, sans doute à cause de difficultés d'industrialisation et de tenue climatique, mais surtout en raison du Cadmium qu'elle contient (toxique).

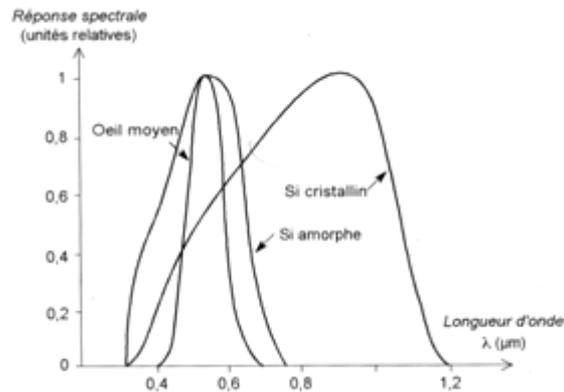
- Rendement des panneaux : 10-12%.
- Puissance des panneaux : 5 à 60 W
- Usage : alimentations de faible et moyenne puissance en extérieur, habitat raccordé au réseau. [4]

#### B. Propriétés des cellules photovoltaïques

✓ **Réponse spectrale** : On appelle réponse spectrale la courbe de réponse d'une cellule en fonction de la couleur du rayonnement incident.

Le matériau amorphe répond mieux dans le bleu (faibles longueurs d'onde), mais le cristallin est plus performant dans le rouge et le proche infrarouge (700-1100 nm). Cette propriété

explique notamment le meilleur comportement du silicium cristallin au soleil, et la performance du silicium amorphe pour les éclairages artificiels, plus riche en lumière bleue.



**Fig II.4.** Réponses spectrales des différents types de cellules solaires

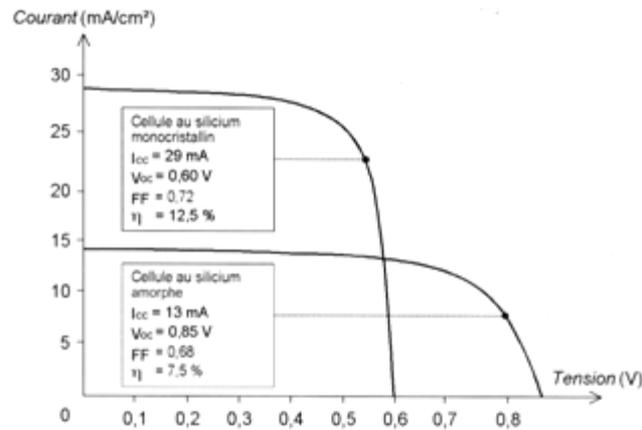
Pour les fabricants, améliorer cette réponse spectrale, c'est chercher des solutions pour renforcer l'absorption des différentes couleurs dans le dispositif, c'est-à-dire en face avant du dispositif pour la lumière bleue, absorbée dès les premiers nm du matériau, et pour la lumière rouge au cœur ou en face arrière du dispositif (lorsqu'il s'agit de couche minces).

Exemples d'améliorations possibles de la réponse spectrale :

- Diminution de la réflexion en face avant par une couche antireflet ;
- Utilisation d'un miroir arrière comme électrode métallique (à l'argent, qui réfléchit mieux que l'aluminium) ;
- Empilement de cellules à gaps optiques différents.

✓ **Caractéristiques électriques :** Les technologies de cellules solaires sont souvent comparées entre elles uniquement au soleil, sous un rayonnement de  $1000\text{W/m}^2$  (conditions dites STC), qui n'est pas le cas général. Mais lorsque ces normes ont été définies, tous les panneaux étaient optimisés pour le grand soleil, sans doute parce qu'on n'imaginait pas à l'époque toutes les applications que le solaire allait couvrir ensuite dans les pays tempérés et sous éclairage artificiel.

La figure (II.5) montre les performances d'une cellule au silicium monocristallin et d'une cellule au silicium amorphe sous éclairage maximal.



**Fig II.5.** Caractéristiques courant-tension comparées d'une cellule au silicium amorphe et d'une cellule au silicium cristallin (sous  $1000 \text{ W/m}^2$ ).

La cellule amorphe, grâce à son gap plus élevé que le silicium cristallin, a une tension plus élevée. Mais son courant sous fort éclairement est nettement plus faible en raison de sa moins bonne collecte et de sa faible épaisseur.

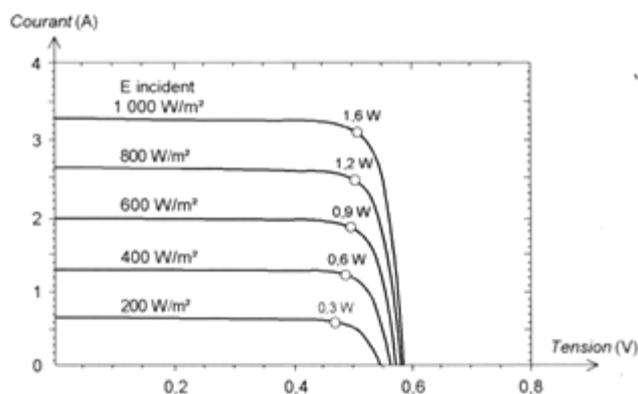
Ainsi, les panneaux monocristallins sont les plus performants du marché et atteignent, en 2004, environ 12 à 14% de rendement STC.

Les caractéristiques électriques des cellules multi-cristallines, les plus répandues actuellement, sont similaires aux monocristallines (même gap). Seuls certains défauts différencient ce matériau, en particulier les joints de grains et les rendements de conversion atteignent 10 à 12%.

La technologie amorphe, quant à elle, fournit industriellement des panneaux de 6 à 8% de rendement STC en simple jonction et jusqu'à 10-12% en multi-jonctions. Mais attention, tous ces rendements, sont donnés sous fort ensoleillement, aux conditions STC (sous  $1000 \text{ W/m}^2$ , spectre AM1,5  $25^\circ\text{C}$ ). Voyons maintenant l'influence de l'ensoleillement et de la température

- Influence de l'éclairement : La figure (II-6) représente les caractéristiques d'une cellule monocristalline typique de  $10 \times 10 \text{ cm}$  : on a tracé la variation du courant par rapport à la tension pour plusieurs intensités de rayonnement solaire.

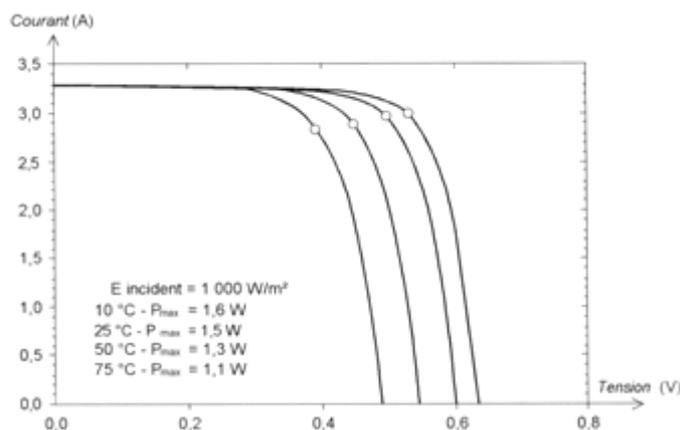
Dans la partie gauche des caractéristiques, le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairages. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque la lumière baisse ; dans une cellule monocristalline, la résistance parasite shunt reste assez élevée et la cellule peut fournir une tension correcte même à petit éclairages. Pour une cellule poly-cristalline qui présente une plus faible résistance shunt, la tension peut parfois baisser de manière importante dès que la lumière est en dessous de 30 à 50 W/m<sup>2</sup> (3 à 5% de l'ensoleillement maximal).



**Fig II.6.** Courbes I(V) sous diverses intensités de rayonnement d'une cellule monocristalline

**Influence de la température :** l'influence de la température est un effet important qui a des conséquences dans la conception des panneaux et des systèmes. Malheureusement, la tension d'une cellule cristalline baisse assez fortement avec la température. Cet effet est représenté à la figure (I-7) ou l'en voit différentes courbes d'une cellule cristalline entre 10 et 75°C sous un ensoleillement de 1000 W/m<sup>2</sup>. La tension perd 2 à 2,5 mV/°C (soit -0,41% /°C), ce qui donne un déficit de 80 à 100 mV entre 10 et 50°C par exemple. Pour d'autres technologies, les variations de la tension en fonction de la température baissent lorsque le gap augmente : pour le silicium amorphe, l'effet est réduit de 30% (environ 0,29% /°C).

Sous l'effet d'une hausse de la température, le courant gagne quant à lui un petit peu d'intensité. Ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap est décroissant lorsque la température augmente. Mais l'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule cristalline en température est une perte de 0,4 à 0,5% par degré. [2]



**Fig II.7.** Courbes I(V) d'une cellule monocristalline à diverses températures.

### C. Architecture classique d'un générateur photovoltaïque

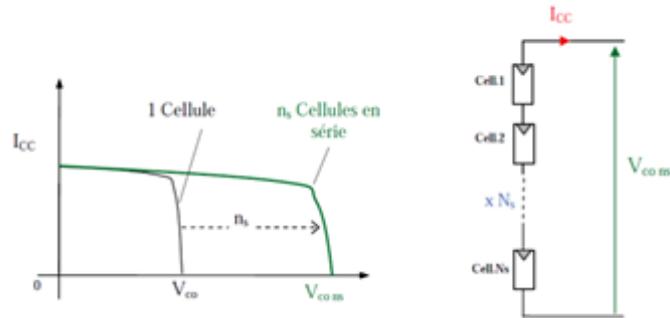
Dans les conditions d'ensoleillement standard (1000W/m<sup>2</sup> ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm<sup>2</sup> est d'environ 2.3 W<sub>c</sub> sous une tension de 0.5V. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires.

Une association de  $n_s$  cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, Figure (I-8). L'équation (II-1) résume les caractéristiques électriques d'une association série de  $n_s$  cellules.

$$V_{co\ n_s} = V_{co} * n_s \quad \text{avec} \quad I_{cc\ n_s} = I_{cc} \quad \text{(II-1)}$$

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ( $V_{co\ n_s} = 0.6V * 36 = 21.6V$ ) afin

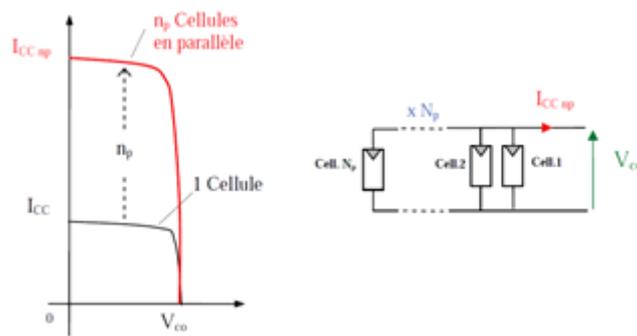
d'obtenir une tension optimale du panneau  $V_{opt}$  proche de celle d'une tension de batterie de 12V.



**Fig II.8.** Caractéristiques résultantes d'un groupement de  $n_s$  cellules en série.

D'autre part, une association parallèle de  $n_p$  cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure (II.9). L'équation (II-2) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de  $n_p$  cellules.

$$I_{CC\ np} = I_{CC} * n_p \quad \text{avec} \quad V_{CO\ np} = V_{CO} \quad (\text{II-2})$$

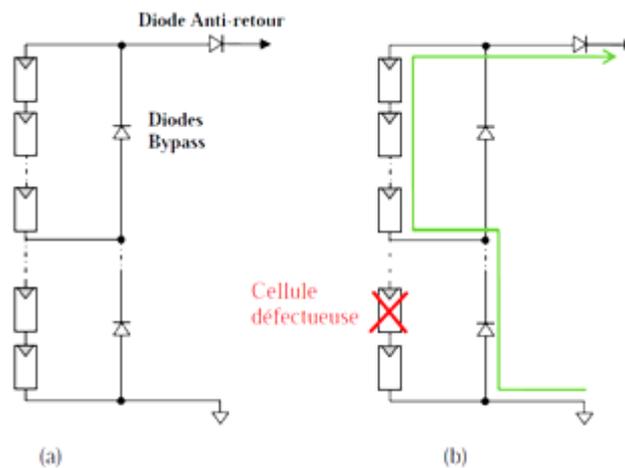


**Fig II.9.** Caractéristiques résultant d'un groupement de  $n_p$  cellules en parallèle.

La caractéristique  $I(V)$  d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de  $n_s * n_p$  cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, de la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant solaire produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci

devient négative et se comporte comme un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène dit de *hot spot* ou « point chaud ».

Pour remédier à ce phénomène, il faut câbler une diode *by-pass* en parallèle pour chaque groupe de cellules, ces diodes ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives Figure (II-10-a). La diode *by-pass* lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en Figure (II-10-b), évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associé à la cellule défectueuse et protégée par la diode *by-pass* à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protections.



**Fig II.10.** a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation  $I_{pv}$ .

Une autre protection consiste à protéger le module photovoltaïque contre les courants négatifs qui pourraient être générés lors de différentes connexions en parallèle de plusieurs panneaux (lorsque le panneau devient récepteur plutôt que générateur). Ainsi, une diode anti-retour est mise en série avec chaque branche d'un GPV. Le risque est que des chaînes de cellules fortement éclairées débitent dans des chaînes soumises à moins d'éclairement. Il est à souligner que la présence de cette diode anti-retour permet d'éviter tous les courants négatifs

y compris provenant de la charge (comme une batterie par exemple fonctionnant tout le temps et pouvant débiter sur le GPV la nuit). [14]

#### **II.3.2. Stockage d'énergie**

Le stockage d'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est en général assuré par des batteries, composants utilisés dans la majorité des cas. Seules quelques applications utilisant l'énergie au fil du soleil par exemple du pompage ou de la ventilation peuvent se passer d'accumuler l'énergie ; aussi, la maîtrise des batteries est un élément essentiel au succès des systèmes autonomes. Dans ces systèmes, le stockage d'énergie représente environ 13 à 15% des investissements initiaux mais sur une durée d'exploitation de vingt ans, ce coût peut atteindre 50% des frais totaux ; il est donc primordial d'essayer de réduire ce prix en augmentant la durée de vie des batteries. En effet, elle est toujours inférieure à celles des panneaux, il faut donc les remplacer plusieurs fois au cours de la durée de service du système (tous les deux, cinq ou dix ans selon le cas).

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide (Pb). Les batteries cadmium-nickel (NiCd) ne sont plus que rarement utilisées car leur prix est beaucoup plus élevé et elles contiennent du cadmium (toxique). Leurs remplaçantes, les batteries nickel-métal-hydrure (NiMH) sont intéressantes, leur emploi étant plus fréquent dans les applications professionnelles haut gamme, ou de très petite taille (< 2 Ah).

On peut connecter en série/parallèle des batteries solaires exactement identiques et de même âge. La mise en parallèle n'est pas cependant pas recommandée ; il faut la réserver aux installations où la fourniture de grands éléments n'est pas possible. Dans ce cas, il faut veiller à l'équilibrage des courants par un câblage symétrique.

Pour chaque chaîne de batteries (ensemble de batteries câblées en série), il faut monter un fusible en série dans le câblage. Pour les petits systèmes, il est toujours avantageux de surdimensionner une batterie au départ, la mise en parallèle de batteries d'âges différents étant fortement déconseillée, la batterie la plus âgée faisant vieillir prématurément la nouvelle. [2]

#### **II.3.3. Régulateur de charge**

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome : il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaire) et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation

(surcharge, alarmes, fusibles et inversement de polarité). Dans un système plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergies (génératrice d'appoint, éolienne, hydraulique). Dans certain cas, il peut réaliser une transformation de puissance (recherche du point de puissance maximum, *Maximum Power Point Tracker*, MPPT).

Les régulateurs de charge de systèmes PV autonomes peuvent être classés en trois groupes principaux :

- Les régulateurs séries, qui incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge ;
- Les régulateurs shunt, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge ;
- Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum (MPPT), qui utilisent un circuit électronique spécial permettant de soutirer en permanence du champ de capteurs sa puissance maximal.

A ces types de circuits, on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profonde de la batterie. [2]

#### **II.3.4. Les convertisseurs**

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer le courant continu fourni par les panneaux ou les tensions continues délivrées par les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative. Les convertisseurs utilisés dans les systèmes PV sont de types DC/DC et DC/AC. [2]

#### **II.3.5. Récepteurs pour systèmes autonomes**

Dans ce point on va citer quelques appareils utilisés dans les systèmes photovoltaïques autonomes.

##### **A. L'éclairage**

Les lampes représentent les principaux récepteurs des systèmes autonomes. Le type le plus utilisé est la lampe fluorescente qui présente un des rendements les plus élevés. Les autres sources de lumières comme les lampes à incandescence et à halogène seront réservées aux courtes durées d'utilisation. [2]

#### **B. La réfrigération et la ventilation**

➤ **Réfrigération** : Les réfrigérateurs pour installation autonomes utilisent des compresseurs fonctionnant avec un moteur DC et une armoire à isolation renforcée. Leur prix est beaucoup plus élevé que les modèles standards en 230 VAC (environ 2 à 3 fois plus cher) mais leur consommation est inférieure à la moitié pour les meilleurs modèles.

✓ **Ventilateur** : Pour la ventilation de petits espaces, il existe une large gamme de ventilateur DC, utilisés en électronique. Certains sont même déjà montés avec des cellules solaires dans une bouche de ventilation pour caverne ou bateau. [2]

#### **C. Le pompage et le traitement de l'eau**

Le pompage de l'eau est une des priorités du solaire en Afrique. Pour les utilisations en Europe, les besoins les plus courants sont la mise en pression de l'eau d'une habitation, d'une caravane ou d'un bateau. [2]

#### **D. Hi-Fi, TV, Ordinateur**

✓ **Hi-Fi et TV** : Il existe un très grand choix d'appareils radio et Hi-Fi automobilistes fonctionnant en 12 VDC qui sont parfaitement adaptables aux systèmes solaires. Pour une chaîne Hi-Fi classique en 230 VAC sur un système avec onduleur, un modèle sinus est recommandé pour éviter les renflements dus aux harmoniques qui seraient difficiles à filtrer par l'alimentation.

Le choix des téléviseurs se développe, avec l'arrivée des écrans LCD, peu gourmands en énergie. Mais leur prix est encore élevé. Et dans le domaine des appareils 12 ou 24 VDC, le choix est plus que restreint. En attendant, le plus rationnel est d'utiliser un modèle classique 230V à tube cathodique avec un onduleur, en s'assurant que l'onduleur peut démarrer le téléviseur qui demande une puissance importante à l'allumage du tube. [2]

✓ **Ordinateurs** : La plupart des ordinateurs portables doivent être rechargés à des tensions de 15 à 20 V, ce qui demande un convertisseur DC/DC adapté. L'autre possibilité est d'utiliser l'alimentation secteur de l'ordinateur couplé soit à un convertisseur DC/DC 300 V, soit de passer par un onduleur. [2]

#### E. Autres composants de base

On décrit dans ce point les derniers éléments indispensables au bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome tel que les protections contre la foudre, les disjoncteurs et fusibles et les composants de mesure permettant le suivi de l'installation.

✓ **Protection contre la foudre :** Les protections contre la foudre sont indispensables si l'on veut garantir une alimentation fiable en électricité. Le nombre de pannes recensés augmente avec l'altitude et dès 1000m, il est fortement recommandé de prévoir des protections supplémentaires à celles qui sont en général incorporées aux régulateurs.

Trois principes doivent être respectés pour réaliser une protection contre la foudre :

- Conduire le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct ;
- Minimiser les surfaces des boucles de masse ;
- Limiter l'onde de surtension par des para foudres.

✓ **Fusibles et disjoncteurs :** Une distribution électrique à partir d'énergie solaire demande les mêmes protections que pour un réseau classique. Cependant, les protections coté DC sont particulières car le courant continu (qui ne passe pas par 0 à chaque alternance) est plus difficile à interrompre si un arc ce produit. En 12 VDC, le danger d'arc est assez faible mais dès 24 V, avec un régulateur série, les panneaux seront parfois en tension ouverte à plus de 40 V et un arc peut se produire si deux câbles sont mal isolés ou si une connexion se détériore avec le temps. Dans les systèmes à tension continue de plus de 100 V, un mauvais choix dans les équipements de protections a été la cause de plusieurs incendies.

Dans un système autonome, le risque principal est la forte densité d'énergie présente dans une batterie qui peut fournir plus de 100A si les câbles ne fondent pas. Il est impératif de toujours ajouter un fusible sur la borne non à la terre de la batterie. Dans le choix d'un disjoncteur ou d'un fusible, il faut s'assurer que la valeur du courant et de la tension nominale est valable en tension continu. Pour les grands systèmes à tension DC élevée, le matériel le plus adéquat est celui utilisé dans les transports pour l'équipement de tramway, trolleybus et train.

✓ **Interrupteur programmable :** Un interrupteur programmable est un équipement souvent utilisé dans les systèmes automatique : la commande est en général temporelle mais elle peut aussi être lumineuse ou par détection de personne ou mouvement.

✓ **Mesure** : On va donner ici quelques recommandations dans le choix d'appareils et de la méthode permettant de s'assurer du bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome.

- **Carnet de bord-manuels** : Le premier équipement indispensable est un carnet de bord, un classeur, ou tout autre moyen de mémoire où l'on note au départ toutes les informations décrivant le système est ensuite la date et les mesures et actions effectuées.
- **Pèse-acide** : Si la batterie est ouverte, un pèse-acide suffit à s'assurer de sa capacité et de son éclat.
- **Multimètre** : Il est fortement recommandé car il permet de faire des mesures et effectuées un diagnostic en cas de doute sur la santé du système. [2]

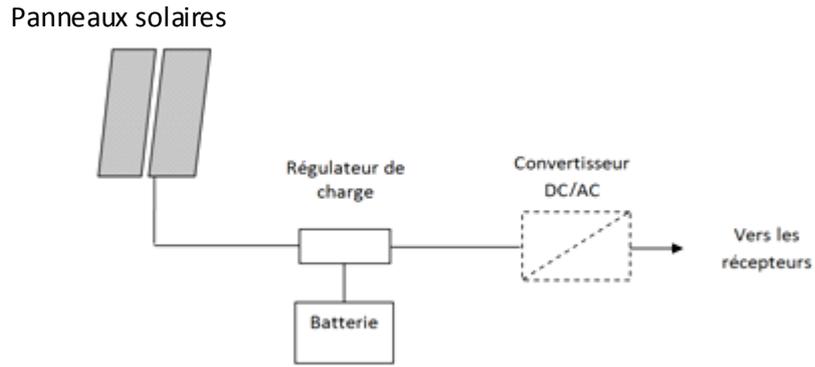
#### **II.4. les différents systèmes photovoltaïques**

##### **II.4.1. Systèmes autonomes**

Ce sont les systèmes les plus simples puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. [2]

##### **II.4.1.1. Systèmes autonomes avec stockage**

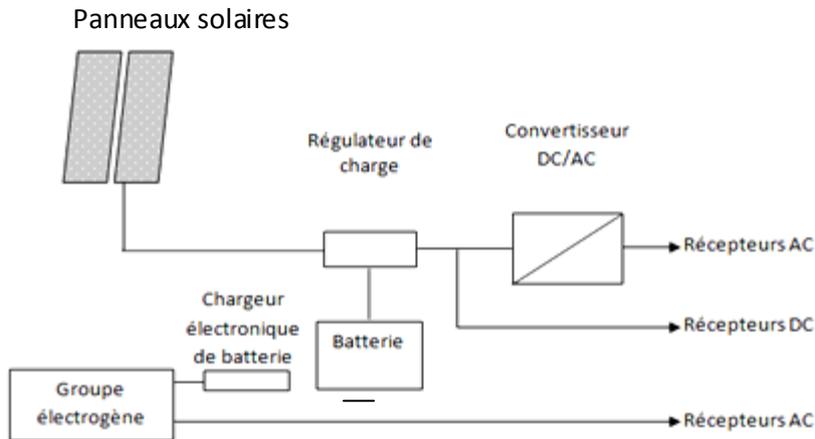
C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes que les anglophones appellent *Stand-Alone Systems*. La batterie d'un tel système se charge le jour, et sert de réservoir d'énergie en permanence. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie au travers du régulateur de charge. Lorsque la batterie est pleine, ce dernier coupe sa charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge. [2]



**Fig II.11.** Système photovoltaïque avec stockage (avec ou sans conversion d'énergie)

#### II.4.1.2 Systèmes autonomes hybrides

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité autonome qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi « génératrice »). [2]



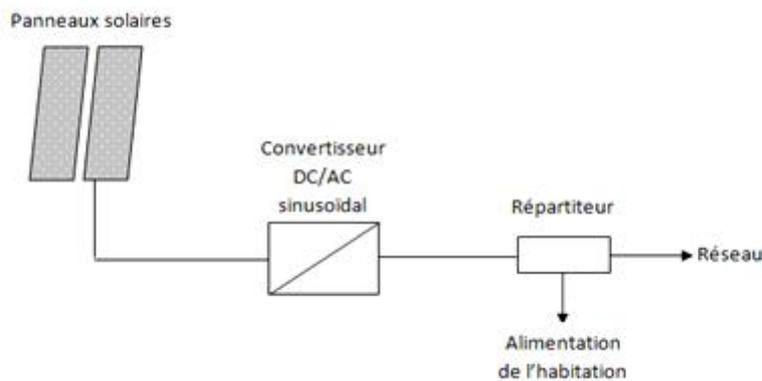
**Fig II.12.** Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/groupe électrogène

#### II.4.2. Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau. Généralement sur les habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement au réseau local ou national. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif au travers d'un onduleur. Cet onduleur doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (il doit respecter des normes sur sa qualité sinusoïdale).

Dans certain cas, on ajoute aux systèmes une batterie de secours pour les coupures de courte durée. [2]



**Fig II.13.** Système photovoltaïque raccordé au réseau

### II.3. Nouvelle technologie des cellules photovoltaïques faites de films de diamant

Prisés depuis des siècles pour leur dureté, leur éclat et leur résistance à la corrosion, ces différents matériaux révèlent « une fois réduits à l'échelle du nanomètre » de nouvelles propriétés susceptibles de révolutionner la fabrication des gadgets électroniques. Niel Fox passe ici ses journées à manipuler de fragiles films de diamants de l'épaisseur d'un cheveu. Ses expériences sont tellement minutieuses que la moindre vibration peut tout faire échouer. L'objectif du physicien : transformer ces films de diamants en cellules photovoltaïques d'un nouveau genre, capables de produire de l'électricité en absorbant la chaleur plutôt que les rayonnements lumineux. Pour ce faire, il exploite le phénomène dit : d'émission thermo-ionique, c'est-à-dire la propension de certains matériaux à libérer des électrons sous l'effet de la chaleur. Il s'avère que les diamants microscopiques se prêtent particulièrement bien à cette utilisation. Fox compte utiliser un panneau réflecteur qui concentrerait la lumière du soleil sur un dispositif composé de deux minces films de diamants, séparés de seulement quelques centaines de micromètres. A mesure que les rayons solaires chauffent le film du dessus, les

électrons les plus instables sont arrachés et collectés par l'autre film, générant ainsi un courant électrique.

D'ordinaire, les appareils servant à capturer la chaleur du soleil concentrent les rayons lumineux sur des tubes remplis d'eau ou d'huile. Le fluide ainsi chauffé est utilisé pour produire de la vapeur et actionner une turbine générant de l'électricité. Une cellule photovoltaïque constituée de diamant est dépourvue de dispositif mécanique devrait être plus efficace, explique Fox. Cette technologie serait en outre indépendante du soleil puisque ces cellules pourraient fonctionner avec les rejets calorifiques des centrales électriques, des usines ou des émissions automobiles ou toute autre source de chaleur. [15]

#### **II.4. conclusion :**

Dans ce chapitre, on a fait une présentation générale des systèmes photovoltaïques, ainsi que les éléments constituant ce système pour finir après avec les différents systèmes photovoltaïques.

---

## CHAPITRE III

---

# Dimensionnement d'une installation photovoltaïque

#### III.1. Introduction

Le dimensionnement des systèmes solaires exige une analyse précise du besoin électrique et des différents facteurs pouvant influencer leurs rendements, données météorologiques, et environnements d'installation.

La connaissance du rayonnement solaire et ces composantes sur des surfaces inclinées et orientées est nécessaire, voir indispensable pour tout dimensionnement d'installations solaires. Or généralement, dans les stations météorologiques le rayonnement solaire global est mesuré sur des surfaces horizontales.

Bien qu'il soit difficile de connaître la valeur de l'irradiation solaire pour un site précis, sous une orientation et une inclinaison bien déterminée, il existe quelques modèles approximatifs pour la calculer dans le cas où au moins le rayonnement global horizontal est mesuré ou estimé. [13]

Le dimensionnement de l'installation photovoltaïque qui servira à l'alimentation du laboratoire de recherche de la division photovoltaïque à CDER.

#### III.2. Le but du dimensionnement

Le dimensionnement est une étape primordiale dans la conception des systèmes photovoltaïques. En effet, le dimensionnement optimal de tels systèmes s'obtient lorsque les différents composants tels que les panneaux, les batteries, l'onduleur, le régulateur et les câbles sont choisis de façon adéquate pour une ressource solaire donnée et un profil de consommation donné. L'optimum technico-économique du dimensionnement est atteint, quand tous les coûts économiques sur cycle de vie du système sont minimisés, de façon que le système puisse en même temps respecter toutes les contraintes de fonctionnement et satisfaire toutes les exigences de l'utilisateur. On construit ainsi un problème d'optimisation multi objectifs ou multi critères dont les objectifs sont pour la plupart antagonistes et il faut donc trouver un compromis, qui débouche sur la détermination d'un ensemble de solutions optimales et non d'une seule solution, qui seront mises à la disposition de l'utilisateur final.

Le dimensionnement ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité d'un système photovoltaïque en site isolé, il constitue une étape cruciale lors de la mise en place du système. Ainsi, lorsque l'on cherche à optimiser le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, le but est de déterminer l'ensemble des paramètres de

dimensionnement du système afin de minimiser les différents coûts, tout en assurant l'alimentation du consommateur sans interruption. [17]

#### **III.3. Les différentes méthodes de dimensionnement :**

On rencontre dans la littérature, deux méthodes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques : la méthode quasi-statique que d'aucun qualifie de méthode empirique et les méthodes dynamiques. [17]

##### ✓ **Méthodes quasi-statiques :**

Dans la pratique courante, le dimensionnement des installations photovoltaïques est réalisé grâce à des techniques empiriques et factuelles plutôt que sur des critères scientifiques. Cette pratique mène à des installations remplissant leurs tâches, mais loin des conditions d'optimisation énergétique/économique qui pourraient rendre l'option photovoltaïque viable et attrayante pour des applications de plus en plus nombreuses. De plus, une connaissance statique d'un système photovoltaïque, tel qu'on l'obtient lors d'un dimensionnement purement énergétique, ne permet pas une approche fiabiliste à l'analyse du système, ni l'accompagnement avec la garantie des résultats. Cette dernière certification est de plus en plus demandée pour donner à l'utilisateur un système photovoltaïque aussi fiable que le raccordement secteur.

Ainsi, la méthode quasi-statique permet de dimensionner le système, généralement dans des conditions contraignantes, par exemple capacité de stockage définie pour N jours de consommation sans production PV. En pratique, c'est le mois le plus défavorable en ensoleillement qui est considéré pour le dimensionnement du système ; il s'agit alors, moyennant des hypothèses simplificatrices, de choisir la puissance crête du générateur PV et la capacité nominale de l'accumulateur.

Le dimensionnement d'un système PV autonome selon l'approche quasi-statique comprend cinq étapes fondamentales :

- Etape 1 : Détermination des besoins de l'utilisateur ;
  - Puissance des appareils,
  - Durée d'utilisation,
  - Tension de service du système.

- Etape 2 : Energie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique ;
- Etape 3 : Dimensionnement du générateur solaire ;
  - Tension de fonctionnement,
  - Puissance crête à installer.
- Etape 4 : Définition de la capacité nominale de l'accumulateur ;
- Etape 5 : Choix des câbles.

En général, les méthodes quasi-statiques sont dédiées à la détermination du nombre minimal de panneaux et du nombre minimal de batteries.

#### ✓ Méthodes dynamiques

Ces méthodes contrairement aux méthodes quasi-statiques, tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des différents composants du système PV (puissance du panneau, capacité de la batterie, etc.). Ces méthodes sont donc basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis. Les simulations sont faites à partir des modèles physiques des différents composants du système, qui rendent compte du transfert de flux énergétique entre eux. Le choix entre ces méthodes se fera par un compromis entre finesse des hypothèses (notamment concernant les pertes) et temps de résolution du problème. [18]

Des logiciels ont été mis sur pied à partir de ces modèles physiques. Ils représentent des outils d'aide au dimensionnement des systèmes PV. Beaucoup de travaux de recherche relatifs au dimensionnement des systèmes PV sont réalisés à partir de ces logiciels. Ainsi, en France, les logiciels les plus utilisés sont **PVsystem**, **PV\*SOL**, **PVGIS** et **Archélios** ; au Canada, on a **RetScreen** International du Centre d'aide au dimensionnement et en Belgique, **Sol-utions-Solar** évolution assure les mêmes fonctions [Tch\_09], [Ade]. Ces logiciels constituent pour la plupart, des outils d'aide à la décision dans des projets sur des systèmes PV. Il existe d'autres logiciels de dimensionnement tels que **HOMER**, **CALSOL**, **TECSOL**, **PVplanner**. Nous présentons dans la section suivante, quelques-uns de ces logiciels. [19], [20]

### III.4. Méthodologie suivie pour le dimensionnement

Pour dimensionner les systèmes photovoltaïques, deux paramètres ont beaucoup d'importance : l'irradiation solaire globale incidente sur une surface collectrice et la détermination précise de la consommation [13].

#### III.4.1. Calcul de l'irradiation solaire incidente sur les capteurs

L'évaluation de l'énergie incidente sur un plan quelconque est effectuée par des modèles qui font intervenir les composantes directes, diffuses et réfléchies, du rayonnement solaire. Il est donc nécessaire de disposer d'une évaluation de chacune de ces fractions du rayonnement global. [13]

Ce problème n'est pas nouveau et a été traité par plusieurs auteurs et ont donné plusieurs modèles qui sont basés sur la sommation du diffus, du directe, et d'albédo reçus sur plan incliné suivant la formule:

$$G(\beta) = G_d(\beta) + G_D(\beta) + G_R(\beta) \quad (\text{III.1})$$

Avec  $G(\beta)$ ,  $G_d(\beta)$ ,  $G_D(\beta)$  et  $G_R(\beta)$  les irradiances globales, diffuses, directes et albédo respectivement reçues sur un plan d'inclinaison  $\beta$ .

Il faut donc trouver des modèles, pour le calcul des irradiances diffuses, directes et d'albédo reçues sous une inclinaison et une orientation, qui permettent une optimisation de la captation par les cellules photovoltaïques.

Plusieurs modèles ont été testés dans [21] et [22] pour l'estimation de l'irradiation solaire et il a été démontré que tous ces modèles convenaient bien au calcul de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné pour l'Algérie.

Vu sa simplicité, le modèle de Liu et Jordan [23], est utilisé dans ce chapitre pour le calcul de l'irradiation solaire globale inclinée.

L'irradiation solaire dans le plan du champ photovoltaïque,  $I_T$  est obtenue en utilisant le modèle de Liu et Jordan suivant:

$$G_T = G_D r_b + G_d \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + G_p \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (\text{III.2})$$

Avec:

$G_T$  : Irradiation horaire totale reçue sur le plan des capteurs.

$G_D$  : Irradiation horaire directe reçue sur un plan horizontal.

$G_d$  : Irradiation horaire diffuse reçue sur un plan horizontal.

$G$  : Irradiation horaire globale reçue sur un plan horizontal.

$\rho$  : Albédo du sol.

L'albédo a été fixé à 0,2 si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0 °C, et une valeur de 0,7 si elle est inférieure à -5 °C [39].

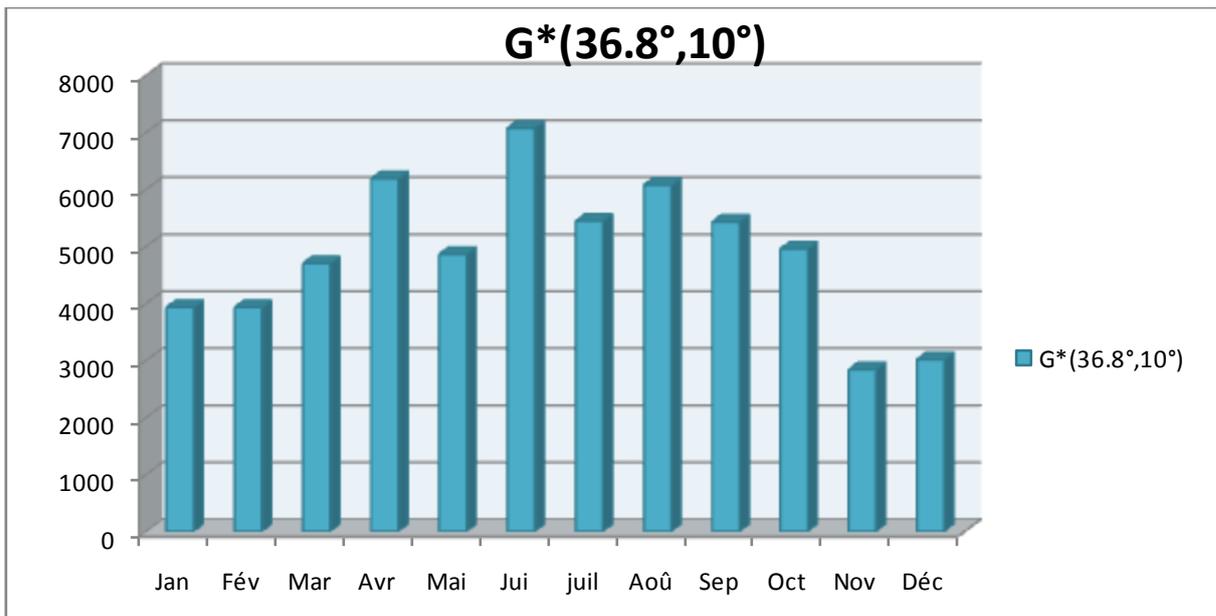
$r_b$  : est le rapport des irradiances directes horaires reçues sur le plan des capteurs aux irradiances directes horaires reçues sur le plan horizontal.

$$r_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (III.3)$$

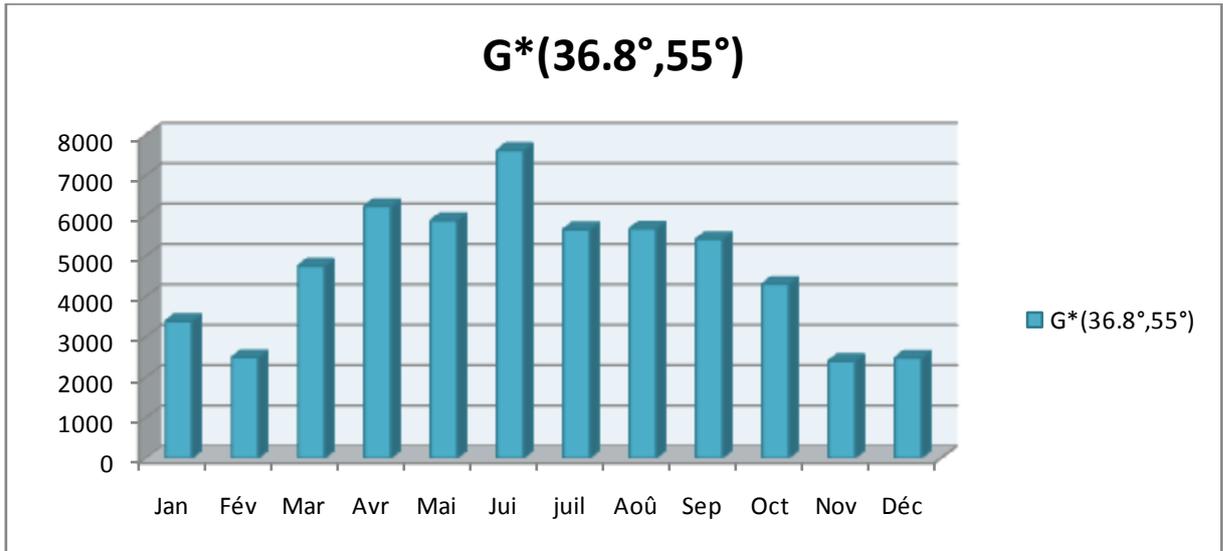
$\theta$  est l'angle d'incidence du rayonnement direct reçu sur le plan incliné et  $\theta_z$  est l'angle zénithal du soleil.

$$\cos \theta = \cos (\varphi - \beta) \cos (\delta) + \sin (\delta) \sin (\varphi - \beta) \quad (III.4)$$

Les figures (3.4) et (3.5) présentent les histogrammes des irradiances sur des surfaces inclinées [24].



**Fig III.1.** Histogramme des irradiances reçues sur une surface inclinée 30.8° et orientation 10° pendant la période 2003-2013.



**Fig III.2.** Histogramme des irradiations reçues sur une surface inclinée 36.8° et orientation 55° pendant la période 2003-2013

L'irradiation globale quotidienne reçue sur le plan incliné est alors obtenue par la sommation des valeurs horaires.

Le seul problème qui se pose est que ce modèle utilise les valeurs horaires des irradiations solaires globales, diffuses et directes pour l'estimation de l'irradiation globale horaire, alors que nous ne disposons que des irradiations moyennes mensuelles journalières. On a utilisé l'algorithme décrit dans [48] comme suit:

- Calcul des irradiations horaires globale et diffuse reçues sur une surface horizontale pour le « jour moyen mensuel » ;
- Calcul des valeurs horaires de l'irradiation globale reçue sur une surface inclinée pour cette journée ;
- Et enfin, sommation des valeurs horaires calculées sur la surface inclinée pour obtenir l'irradiation moyenne quotidienne incidente sur les capteurs.

#### III.4.1.1. Calcul de l'irradiation horaire globale reçue sur un plan horizontal

Avant de passer au calcul de l'irradiation horaire globale horizontale, il faut définir la notion de jour moyen mensuel.

Le jour moyen mensuel est le jour où la déclinaison est proche de la déclinaison moyenne du mois considéré. A ce jour moyen, l'irradiation globale quotidienne est égale à la moyenne mensuelle quotidienne. Le jour moyen recommandé pour chaque mois et le numéro du jour correspondant de l'année sont donnés dans le tableau suivant:

**Tab III.1.** Jour moyen mensuel et numéro du jour de l'année correspondant [24].

| Mois           | 1  | 2  | 3  | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  |
|----------------|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Date           | 17 | 16 | 16 | 15  | 15  | 11  | 17  | 16  | 15  | 15  | 14  | 10  |
| Numéro du jour | 17 | 47 | 75 | 105 | 135 | 162 | 198 | 228 | 258 | 288 | 318 | 344 |

Pour chaque heure de la « journée moyenne », l'irradiation globale quotidienne moyenne ( $G_h$ ) est répartie en valeurs horaires (I) grâce à la formule de Collares-Pereira et Rabl : [25]

$$G = r_t G_h \tag{III.5}$$

Le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'irradiation global  $r_t$  est exprimé par:

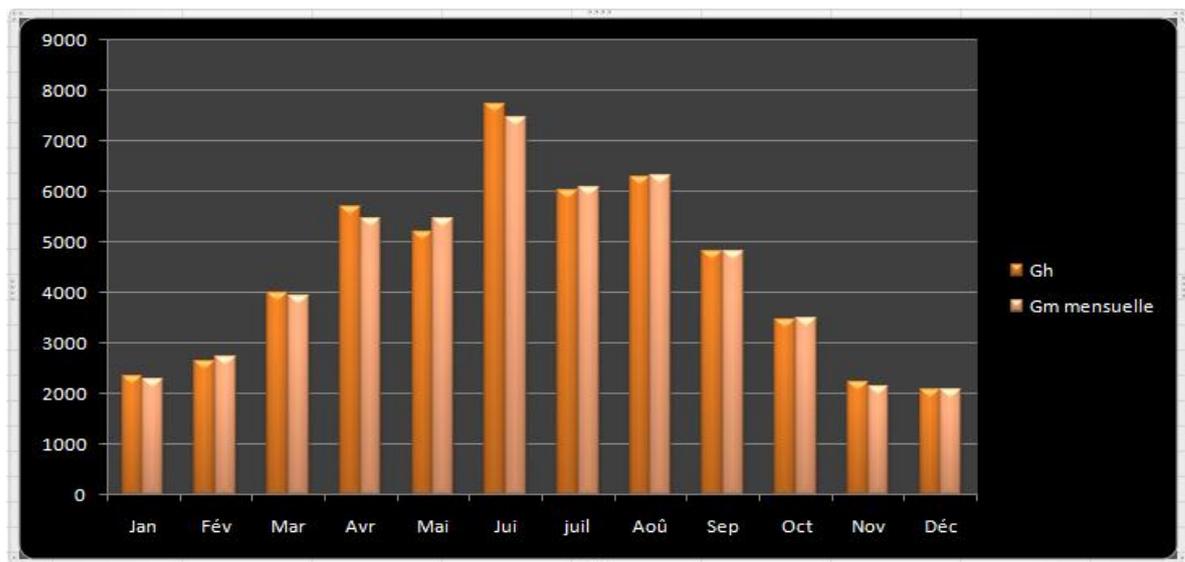
$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \left[ \frac{\cos \omega - \cos \omega_0}{\sin \omega_0 - \omega_0 \cos \omega_0} \right] \tag{III.6}$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin \left( \omega_0 - \frac{\pi}{3} \right) \tag{III.7}$$

$$b = 0,660 - 0,4767 \sin \left( \omega_0 - \frac{\pi}{3} \right) \tag{III.8}$$

$\omega_0$ : Est l'angle horaire du soleil à son coucher exprimé en radians et  $\omega$  est l'angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait, exprimé aussi en radians.

La figure (III.3) présente Histogramme des irradiations moyennes reçues sur une surface horizontale. [24]



**Fig III.3. :** Histogramme des irradiations moyenne reçues sur une surface horizontale et irradiation horizontale mensuel pendant 10 ans.

### III.4.1.2. Calcul des irradiances horaires diffuses et directe horizontales

Pour calculer le diffus horaire, il faut d'abord calculer la moyenne mensuelle de l'irradiation diffuse à partir de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale en utilisant des modèles trouvés dans la littérature. Ensuite, l'irradiation diffuse ( $D_h$ ) est répartie en valeurs horaires ( $I_d$ ) avec la formule de Liu et Jordan suivante [25]:

$$G_d = r_d \cdot D_h \quad (\text{III.9})$$

Le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'irradiation diffuse  $r_d$  se calcul par :

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left[ \frac{\cos \omega - \cos \omega_0}{\sin \omega_0 - \omega_0 \cos \omega_0} \right] \quad (\text{III.10})$$

Une fois les rayonnements horaires global et diffus reçus sur un plan horizontal sont calculés, on pourra calculer le rayonnement direct horaire horizontal par simple soustraction:

$$G = G - G_d \quad (\text{III.11})$$

#### ✓ Estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus horizontal :

Puisque seul le rayonnement global mensuel horizontal est estimé par le modèle neuronal dans le chapitre précédent, nous avons cherché dans la littérature à trouver des modèles pour estimer la fraction ou la composante du global qui est le diffus mensuel horizontal, et on a pu trouver plusieurs modèles.

#### ✓ Modèle d'Iqbal

Iqbal [26] a proposé deux corrélations, la première a une forme linéaire et exige la connaissance de l'irradiation globale mesurée sur le plan horizontal et les durées d'insolation. La seconde corrélation a une forme quadratique et exige seulement la connaissance des durées d'insolation et du rayonnement extraterrestre. Les deux relations proposées sont données par:

$$\frac{D_h}{G_h} = 0,791 + 0,635 \frac{DI}{S_0} \quad (\text{III.12})$$

$$\frac{D_h}{G_0} = 0,163 + 0,478 \frac{DI}{S_0} - 0,655 \left( \frac{DI}{S_0} \right)^2 \quad (\text{III.13})$$

#### ✓ Modèle de Liu et Jordan

Liu et Jordan [27] ont établi une corrélation entre la moyenne mensuelle de la fraction diffuse  $K_D$  (rapport entre l'irradiation solaire diffuse et l'irradiation solaire extraterrestre) et la moyenne mensuelle de l'indice de clarté  $K_T$ :

$$K_D = 1,39 - 4,027K_T + 5,531(K_T)^2 - 3,108(K_T)^3 \quad (\text{III.14})$$

Pour :  $0,3 < K_T \leq 0,7$

✓ **Modèle de Page**

Page [28] a utilisé des données de 10 sites largement étendus entre la latitude 40° Nord à 40° Sud, et a proposé cette expression générale:

$$K_D = 1 - 1,13K_T \quad (\text{III.15})$$

✓ **Modèle d'Erbs**

Erbs [29] a utilisé les données issues de quatre stations des Etats Unis pour développer un modèle polynomial saisonnier donnant la fraction diffuse mensuelle en fonction de l'indice de clarté:

- Pour  $\omega_0 > 81,4^0$  et  $0,3 < K_T \leq 0,8$  :

$$K_D = 1,391 - 3,560K_T + 4,189(K_T)^2 - 2,137(K_T)^3 \quad (\text{III.16})$$

- Pour  $\omega_0 \leq 81,4^0$  et  $0,3 < K_T \leq 0,8$  :

$$K_D = 1,311 - 3,022K_T + 3,427(K_T)^2 - 1,821(K_T)^3 \quad (\text{III.17})$$

**III.4.1.3. Inclinaison et orientation optimales des capteurs photovoltaïques**

L'énergie fournie par les capteurs photovoltaïques est directement proportionnelle à l'ensoleillement. Afin d'optimiser au mieux l'installation solaire il faut donc tenir compte de ce facteur, qui dépend à son tour du lieu de l'installation, d'orientation et d'inclinaison de ces capteurs.

**a) Orientation des modules photovoltaïque**

Idéalement, Ils doivent être orientés en plein Sud dans l'hémisphère Nord (le cas de l'Algérie) et en plein Nord dans l'hémisphère Sud.

Dans notre cas l'orientation des capteurs suit l'orientation des murs :

Mur (1) :  $\gamma_1 = 10^\circ \text{ S}$  ; Mur (2) :  $\gamma_2 = 55^\circ \text{ S}$ .

**b) Inclinaison des modules photovoltaïque**

Plus les rayons sont proches de la perpendiculaire au plan des panneaux, plus la quantité d'énergie disponible est importante.

- En moyenne, sur l'année, l'inclinaison optimale pour maximiser l'énergie annuelle produite est égale à la latitude du lieu;
- Une inclinaison plus forte que la latitude peut augmenter l'énergie récupérée en hiver, au détriment de celle récupérée en été, la trajectoire du soleil est basse dans le ciel.

Ces considérations sont prises en compte lors du dimensionnement d'un système photovoltaïque. Pour ce qui est de notre application, qui consomme une énergie constate tout

au long de l'année, on utilise une inclinaison latitude de lieu ( $\varphi = 36.8^\circ$ ) pour optimiser l'énergie récupérée en hiver, la période dont l'ensoleillement est plus faible.

### III.5. Les étapes à suivre pour le dimensionnement du système PV

Notre étude consiste à bien dimensionner une installation photovoltaïque autonome intégrée au bâtiment sise à BOUZAREAH wilaya d'Alger, pour alimenter un laboratoire en électricité.

La conception est le dimensionnement d'un champ photovoltaïque précis et en réalité un processus relativement complexe car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération une certaine dose d'impondérable (la problématique), et surtout de multiples interactions entre les choix. Par exemple, les consommations du régulateur de charge, de l'onduleur, de la batterie, doivent être ajoutées à celle des récepteurs pour définir la consommation totale du système. Or, le choix de ces paramètres dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la consommation. Donc la conception d'un système photovoltaïque est le résultat d'une optimisation réalisée par itérations.

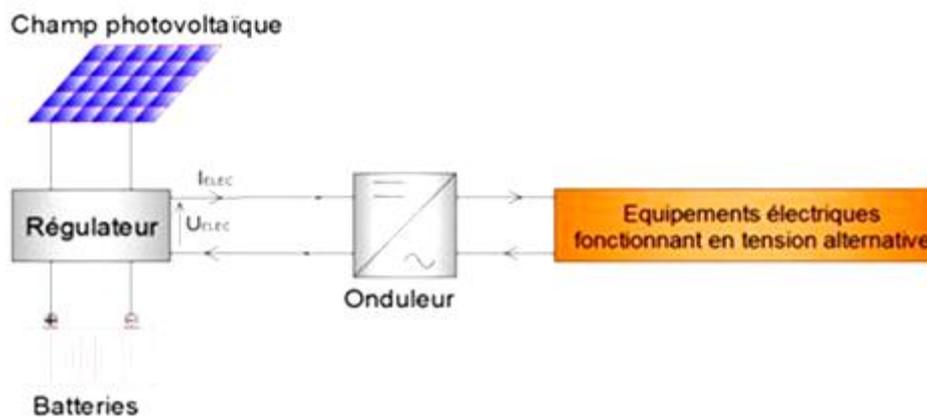


Fig III.5. Schéma d'une installation photovoltaïque.

Les étapes suivantes résument les démarches à suivre pour concevoir un système photovoltaïque autonome (figure III.5) [30] :

- Représentation de site : cas pratique étude d'une installation photovoltaïque intégrée à laboratoire CDER (BOUZAREAH) ;
- Détermination des besoins de l'utilisateur : puissance des appareils, durée d'utilisation et énergie consommée ;
- Estimation de l'énergie solaire récupérable à partir des données fournis par le centre météorologique BOUZAREAH;

- Dimensionnements des modules photovoltaïques : puissance crête totale, tension de fonctionnement, nombre des modules ;
- Le calcul de la capacité de la batterie ;
- Choix d'un régulateur et de l'onduleur ;
- Détermination des accessoires de câblage, des sections de câbles ;
- Estimation de l'énergie produite par le champ PV ;
- Le coût du système.

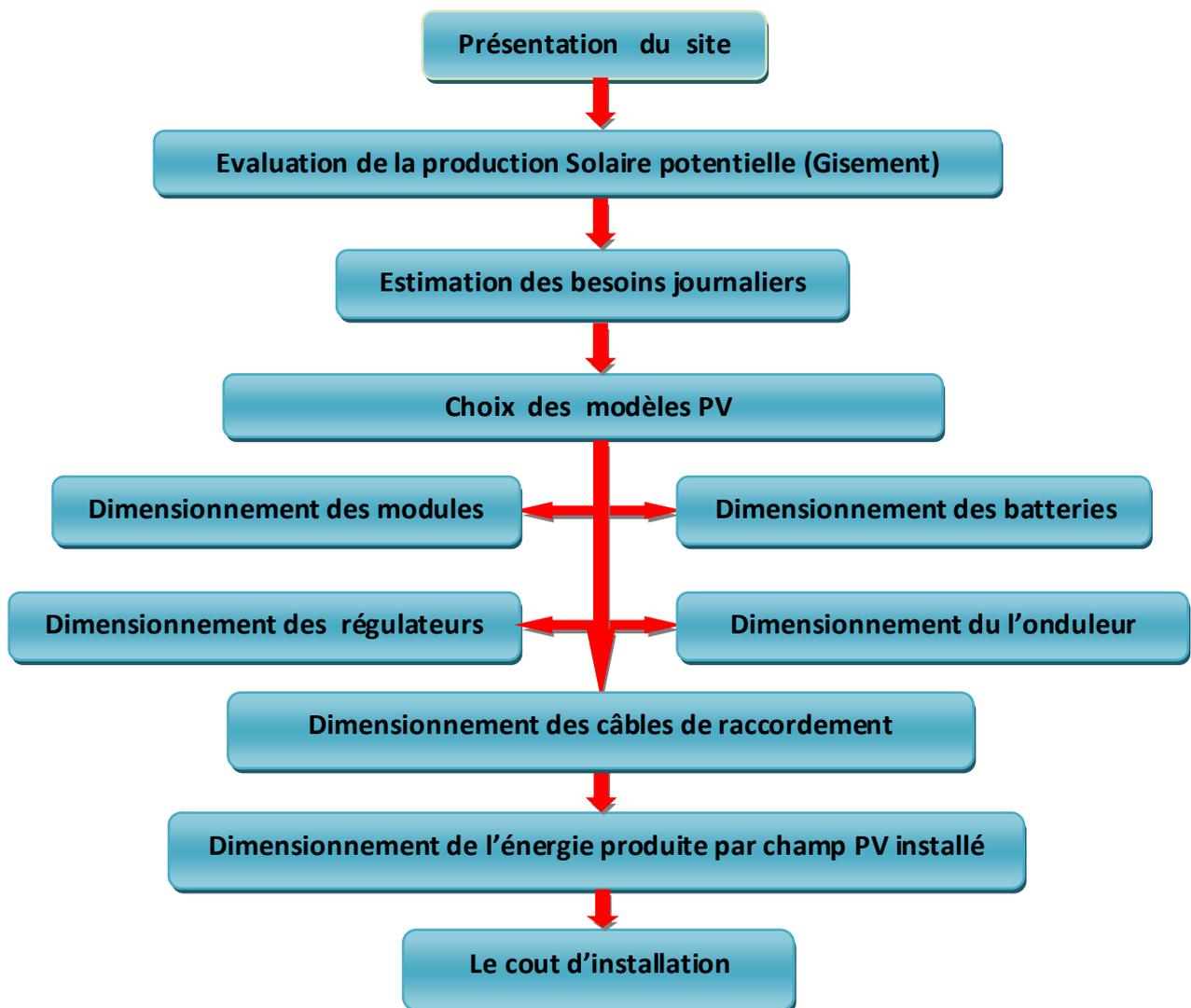


Fig III.6. Diagramme simplifié du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.

### III.5.1. Présentation du site

Ce projet est réalisé dans un laboratoire au centre de développement des énergies renouvelables (CDER) qui est situé à la commune de Bouzareah, dans la wilaya d'Alger.

A l'extérieure de ce laboratoire il y a deux murs pour l'implantation des panneaux solaires photovoltaïques. Alors il faut étudier les deux murs pour choisie le meilleur à l'installation.

Notre étude consiste a bien dimensionner une installation photovoltaïque autonome intégrée au bâtiment, de la latitude  $\varphi = 36.8^\circ N$ , longitude  $L = 3^\circ E$  et altitude  $A = 345 \text{ m}$ , pour alimenter un laboratoire en électricité.

#### ❖ les caractéristiques des murs

##### ➤ Premier mur

- Orientation :  $10^\circ$  Sud
- Longueur : 9 m
- Hauteur : 2.5 m
- Surface :  $22.5 \text{ m}^2$
- Largeur : 0.2 m

##### ➤ Deuxième mur

- Orientation :  $55^\circ$  Sud
- Longueur : 7 m
- Hauteur : 2.5 m
- Surface :  $17.5 \text{ m}^2$
- Largeur : 0.2 m

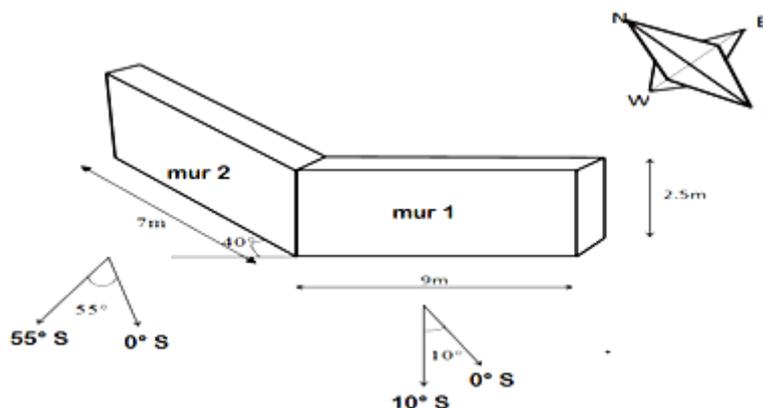


Fig III.7. Caractéristiques des deux murs.

La figure (III.8) présente les mesures relevées en temps réels au niveau de la Station de mesure Radiométrique et météorologique Du centre de recherche CDER à BOUZAREA.

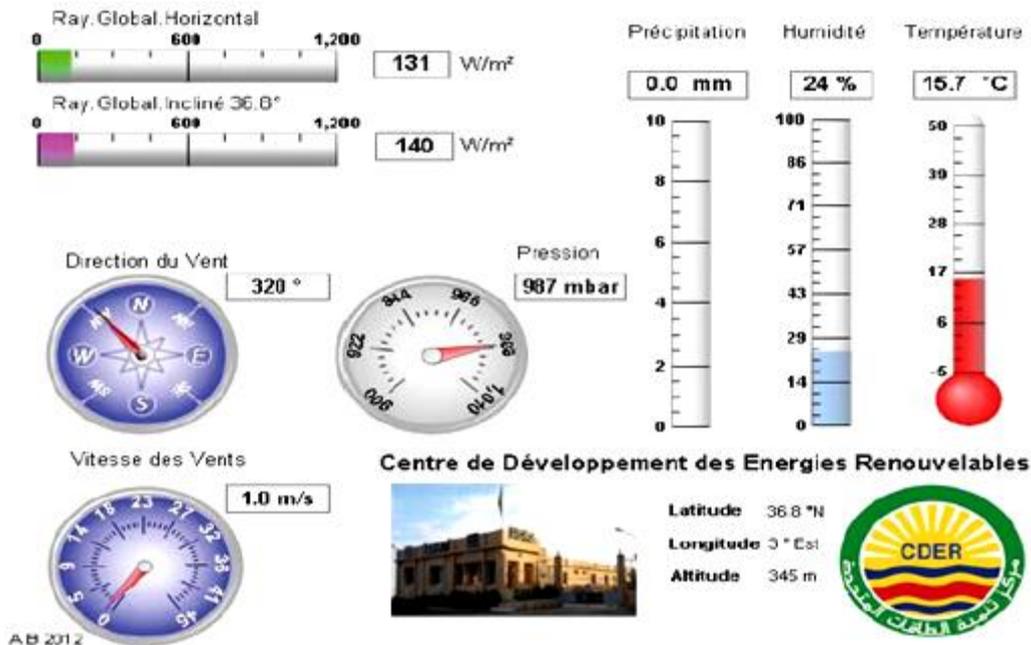


Fig III.8. Mesure relative en temps réels à CDER

### III.5.2. Evaluation de la production Solaire potentielle (Gisement)

Il convient d'identifier le mois correspondant à l'irradiation minimale. Ici, il s'agit du mois de décembre avec une irradiation journalière de  $G_{rjmin1} = 3,018 \text{ kWh/m}^2.\text{jour}$  pour le premier mur et  $G_{rjmin2} = 2,479 \text{ kWh/m}^2.\text{jour}$  pour le deuxième mur.

Les résultats sont indiqués dans le tableau (III.3). Ce qui nous intéresse est l'irradiation totale journalière reçue par le champ photovoltaïque, en  $\text{kWh/m}^2.\text{jour}$ .

L'irradiation solaire reçue par le champ photovoltaïque (Inclinaison :  $\varphi = 36.8^\circ$  ; Orientation ;  $\gamma_1=10^\circ$  et  $\gamma_2=55^\circ$  ; Localisation : Alger) est indiquée ci-après pendant 10 ans [2003-2013] :

Tab III.3. L'irradiation solaire journalière par mètre carré pour différents mois

|                      | Jan   | Fév   | Mar   | Avr   | Mai   | Jui   | juil  | Août  | Sep   | Oct   | Nov   | Déc   |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Journée Type</b>  | 1     | 23    | 19    | 9     | 30    | 5     | 16    | 8     | 17    | 31    | 9     | 19    |
| <b>G*(36.8°,10°)</b> | 3,930 | 3,930 | 4,701 | 6,189 | 4,863 | 7,077 | 5,446 | 6,077 | 5,430 | 4,958 | 2,840 | 3,018 |
| <b>G*(36.8°,55°)</b> | 3,390 | 2,493 | 4,760 | 6,234 | 5,879 | 7,621 | 5,660 | 5,676 | 5,420 | 4,309 | 2,401 | 2,479 |

### III.5.3. Estimation de la consommation (des besoins journaliers)

La première étape à suivre lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque est l'estimation de la consommation d'électricité, et la connaissance de la périodicité de ses besoins. La périodicité est en fait le rythme de la consommation d'électricité, elle peut être continue (tous les jours de l'année), ou périodique (week-end, vacance,...).

L'évaluation précise des besoins en électricité consommée est primordiale pour un bon dimensionnement. Il faut alors se renseigner sur la consommation de chaque appareil utilisé et choisir les appareils dont la consommation est la plus faible possible afin de réduire ses dépenses en électricité tout en gardant un bon niveau de confort.

Pour calculer l'énergie consommée nécessaire par jour (Wh/jour), on multiplie la puissance (W) de chaque équipement (lampes, PC,...) par le nombre d'heures de fonctionnement respectivement (h/jour), puis on somme les valeurs trouvées.

La consommation totale d'une application, est calculée en tenant compte du rendement de l'onduleur s'il y a des charges alternatives.

Le tableau suivant représente les différentes charges disponibles dans laboratoire.

Il s'agit d'estimer la consommation d'équipement supposé connu. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour et par période (été, hivers, vacances...) L'énergie totale moyenne nécessaire chaque jour  $E$  (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier (dans neutre cas c'est le laboratoire). Elle est donnée par la loi suivante.

$$E = \sum E_i \quad (\text{III.18})$$

Le temps moyen d'utilisation est plus délicat à cerner, il faut le rapporter à :

- La saison ;
- Le nombre d'occupants ;
- Le mode d'utilisation.

Pour les équipements qui ne sont pas utilisés quotidiennement et pour tous les équipements à forte consommation, la consommation de chaque équipement peut être calculée comme suit [31] :

$$E_i \text{ (Wh/j)} = P_i \text{ (W)} \times t_i \text{ (h)} \quad (\text{III.19})$$

*L'énergie journalière consommée d'un équipement :*

$Wh/j = \text{la puissance de cet équipement en Watt} \times \text{la durée d'utilisation de chaque un (Temps) en heure.}$

On peut résumer les différentes charges se trouvant au laboratoire de recherche du CDER avec leurs durées de fonctionnement et leurs puissances et énergies consommées.

**Tab III.5.** Estimation des consommations d'appareils disponible dans laboratoire [32].

| Appareils          | nombre | La puissance consommée en (W) |           | Durée de fonctionnement en (heurs) |           | Energie Consommée En (KWh/jours) |
|--------------------|--------|-------------------------------|-----------|------------------------------------|-----------|----------------------------------|
|                    |        | En marche                     | En veille | En marche                          | En veille |                                  |
| Unité Centrale     | 4      | 96.8                          | 0         | 8                                  | 0         | 3,0976                           |
| Ecrans             | 6      | 93.8                          | 0         | 8                                  | 0         | 4,5024                           |
| Imp multi          | 1      | 625                           | 17        | 0,5                                | 7,5       | 0,44                             |
| Imprimante         | 3      | 300                           | 0,8       | 0,5                                | 7,5       | 0,468                            |
| Unité central trav | 1      | 250                           | 0         | 8                                  | 0         | 2                                |
| Lampe              | 8      | 25                            | —         | 8                                  | —         | 1,6                              |
| Totale             | —      | —                             | —         | —                                  | —         | 12,11                            |

#### III.5.4. Dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour un site autonome

Dans le cas d'un système photovoltaïque alimentant en énergie électrique un site autonome, ce qui compte, c'est d'assurer la production électrique tout au long de l'année et de garantir un approvisionnement en énergie électrique correspondant à la demande journalière prédéfinie. Le gisement solaire est fonction du lieu (et de sa latitude), des conditions climatiques, de l'orientation du plan des modules photovoltaïques, ainsi que de l'inclinaison par rapport à l'horizontale et bien sûr de l'époque de l'année.

##### A. dimensionnement du générateur photovoltaïque

Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins en électricité. Il faut pour cela :

➤ **Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque**

La puissance crête des capteurs photovoltaïques est à déterminer en fonction des besoins  $E_{ch}$  (en kWh/an) en énergie électrique et de l'irradiation annuelle  $I_{jmin}$  (en kWh/m<sup>2</sup>.an) dans le cas le plus défavorable, elle se calcule comme suit : [33]

$$P_c \left( \text{en} \frac{KW_c}{1KW/m^2} \right) = \left[ \frac{E_{ch} \left( \text{en} \frac{KW h}{j} \right)}{K \cdot I_{rjmin} \left( \text{en} \frac{KW h}{m^2 \cdot j} \right)} \right] \quad \text{(III.20)}$$

$P_c$  : Puissance crête du champ photovoltaïque

$E_{ch}$  : L'énergie électrique journalière consommée, exprimée en kWh/jour.

$I_{rjmin}$  : L'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1m<sup>2</sup>) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

$K$  : Facteur de conversion, il est appliqué pour tenir compte de différentes pertes (convertisseur, perte dans les modules photovoltaïques) dont celle dans les batteries. Ce facteur est en générale compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est  $k=0,65$ . [13]

Ce coefficient tient compte : [34]

- ✓ De l'incertitude météorologique ;
- ✓ De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison ;
- ✓ Du point de fonctionnement des modules ;
- ✓ Du rendement moyen charge/décharge de la batterie (90%) ;
- ✓ Du rendement de régulateur (95%) ;
- ✓ Des pertes dans les câbles et connexions pour les systèmes avec batterie.

**Application**

$$P_{c1} = E_{ch} / (K \cdot I_{rjmin 1}) = 12,11 / (0,6 \times 3,018) = 6,69 \frac{KW_c}{1KW/m^2}$$

$$P_{c2} = E_{ch} / (K \cdot I_{rjmin 2}) = 12,11 / (0,6 \times 2,479) = 8,14 \frac{KW_c}{1KW/m^2}$$

Il faudra donc installer une puissance photovoltaïque d'au moins 6,69 kWc si le premier mur est utilisé ou une puissance photovoltaïque d'au moins 8,14 kWc pour le deuxième mur, suivant la combinaison de modules PV choisis et la marge souhaitée.

Notre but étant de calculer la puissance crête  $P_c$  de l'installation photovoltaïque, exprimons  $P_c$  en fonction des autres paramètres, notant cette puissance  $P_{ch}$  :

$$P_c \text{ (en } KW_c) = \left[ \frac{E_{ch} \cdot E_{nom}}{K \cdot I_{rjmin}} \right] \quad \text{(III.21)}$$

$E_{nom}$  : est la puissance radiative dans la condition standard de test (conditions STC), exprimée en kW/m<sup>2</sup>. Donc,  $E_{nom} = 1 \text{ kW/m}^2$ . (Grandeur ramenée)

$$P_{c1} = \frac{12,1 \cdot 1}{0,6 \cdot 3,018} = 6,69 KW_c \quad \text{pour le premier mur}$$

$$P_{c2} = \frac{12,1 \cdot 1}{0,6 \cdot 2,479} = 8,14 KW_c \quad \text{pour le deuxième mur}$$

✓ **Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque**

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt. De façon générale [34]:

Le tableau (III.6) nous donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque.

**Tab III.6.** Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques : [32]

| Puissance du champ photovoltaïque | [0 - 0,5] KW <sub>c</sub> | [0,5 – 2] KW <sub>c</sub> | [2 – 10] KW <sub>c</sub> | > 10kW <sub>c</sub> |
|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------|
| Tension recommandée               | 12 V DC                   | 24 V DC                   | 48 V DC                  | > 48 V DC           |

Dans notre cas :

$$P_{c1} = 6,69 KW_c \quad ; \quad P_{c2} = 8,14 KW_c$$

Alors :  $V_{ch} = 48 \text{ V}$  en DC

➤ **Déterminer le nombre de modules photovoltaïques**

Soit une installation fonctionnant sous une tension  $V_{ch}$ , la puissance crête nécessaire est égale à  $P_{ch}$ , les modules disponibles sont de puissances crête  $P_c$  et de tension nominale  $V_n$ . Le module choisi pour notre étude est un module de type Condor CEM100M-36 monocristallin d'une puissance optimale de  $P_c = 100 \text{ Wc}$ . Ils sont disponibles au niveau de centre de recherche de l'énergie renouvelable (CDER). Il présente les caractéristiques suivantes : (Voir annexe 1)

$$I_{opt} = 5.41 \text{ A} ; I_{cc} = 5.84 \text{ A} ; U_{opt} = 18.5 \text{ V} ; U_{co} = 22.3 \text{ V}.$$

Le nombre total de modules à installer se calcule par :

$$N_m = \frac{P_{ch}}{P_c} \quad (III.22)$$

Nombre de modules (mur 1) :  $N_m = \frac{6,69 \cdot 1000}{100} = 66,9 \rightarrow N_m \cong 67$  modules

Nombre de modules (mur 2) :  $N_m = \frac{8,14 \cdot 1000}{100} = 81,4 \rightarrow N_m \cong 82$  modules

✓ Le nombre de modules connectés en série sera égale à :

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_n} \quad (III.23)$$

Nombre de modules :  $N_s = \frac{48}{18,5} = 2,59 \rightarrow N_s \cong 3$  modules en série

✓ Le nombre de modules connectés en parallèles sera égale à :

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} \quad (III.24)$$

Nombre de modules (mur 1) :  $N_{p1} = \frac{67}{3} = 22,33 \rightarrow N_p \cong 23$  modules parallèles

Nombre de modules (mur 2) :  $N_{p2} = \frac{82}{3} = 27,33 \rightarrow N_m \cong 28$  modules parallèles

Donc pour avoir une tension de 48 V, il faudra :

- ✓ 3 modules en série et 23 modules dans chaque branche pour toute l'année pour le premier mur ; donc il faut avoir 69 modules en tout.
- ✓ 3 modules en série et 28 modules dans chaque branche pour toute l'année pour le deuxième mur, donc il faut avoir 84 modules en tout.

### ***Discussion***

Nous choisissons le premier mur, car le nombre de modules a installé dans ce dernier est inférieur par rapport au nombre de modules installé dans le deuxième mur. C'est à dire en point de vu économique, c'est le premier mur qui est avantageux que le deuxième mur.

### B. Dimensionnement des batteries

Pour assurer la continuité de l'alimentation pendant les jours de mauvais temps, on prévoit un système de stockage qui se compose généralement de batteries. La capacité qui doit être installée dépend de : [5]

- $E_{ch}$  : De l'énergie consommée par les différents récepteurs (Wh/j) ;
- $N$  : Du nombre de jours d'autonome nécessaire pendant lesquels les batteries initialement chargées peuvent assurer les besoins en électricité sans que les modules ne fonctionnent ; cette autonomie est estimée au minimum trois jours et le temps d'utilisation est quatre heures par jours, d'où  $N = 12h = 0,5$  jours ;
- $PDD$  : De la profondeur de décharge (PDD) acceptable pour le type de batterie (0,7 ; 0,8 pour les batteries au plomb) ;
- $V_{bat}$  : Du choix de la tension de la batterie utilisée est selon la puissance crête.

La capacité de charge de la batterie est donnée par :

$$C_{bat} \text{ (en Ah)} = \frac{E_{ch} \cdot N}{PDD \cdot V_{bat}} \quad \text{(III.25)}$$

#### Application

$$C_{bat} = \frac{12,11 \cdot 1000 \cdot 0,5}{0,7 \cdot 48} = 180,2 \text{ Ah}$$

La capacité une batterie s'exprime en Ampère-heure (Ah), sachant que 1 Ah = 1 Wh/ tension a ces bornes (U= 48 V), ainsi elle peut être aussi exprime *Ah* ou Wh/V. (voir annexe 2)

Ainsi, la valeur minimal de la capacité nécessaire est de ( $C_{bat} = 180\text{Ah}$ ), si notre choix se porte sur batterie plomb ouvert ENERSOL 100 Chargée liquide (12V 97Ah (C100))[Ref].

- Nombre de batteries en série :

$$N_{bs} = \frac{U}{U_b} = \frac{48}{12} = 4 \quad N_{bs} \cong 4 \text{ batteries}$$

- Nombre de branches :

$$N_{bb} = \frac{C_u}{C_b} = \frac{180}{97} = 1,8 \quad N_{bb} \cong 2 \text{ branches}$$

Donc 8 batteries en total.

**C. Dimensionnement du régulateur**

|   |  |
|---|--|
| Type of controller                              | On-off/constant voltage – shunt/series |
| Charge process                                  | Linear/PWM                             |
| Ambient temperature                             | °C                                     |
| Nominal voltage                                 | V                                      |
| Nominal current (×1.5)                          | A                                      |
| Thermal compensation                            | Internal/external probe                |
| Losses at no load                               | As % of solar power                    |
| Blocking diode                                  | Schottky/bipolar                       |
| Disconnect voltage                              | $V_{fc}$                               |
| Recharge voltage                                | $V_{rc}$                               |
| Load-shedding voltage                           | $V_{dl}$                               |
| Reconnection voltage                            | $V_{rl}$                               |
| Boost charge voltage                            | $V_{ibo}$                              |
| Equalisation voltage                            | $V_{ieg}$                              |
| Adjustable set points                           | $V \pm x \text{ mV}$                   |
| Types of switch                                 | Relays/semiconductors                  |
| Load management                                 | Priorities, clock, etc.                |
| Protections                                     | Overcharging/polarity                  |
| Installation facilities                         | Section, type of contacts              |
| Environment                                     | Case, material                         |
| Reputation of manufacturer, after-sales service |  |
| Dimensions, weight                              |  |
| Cost and guarantee                              |  |

**Fig III.8.** Des critères à tenir pour choisir le régulateur. [37]

Le régulateur sera dimensionné d’après les paramètres suivants : tension, courant d’entrée et courant de sortie :

- Tension nominale : Elle doit être celle du champ photovoltaïque dans notre cas c’est 48V.
- Courant d’entrée : C’est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter. Il doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant. Le plus sûr est de prendre 1.5 fois le courant maximal.
- Courant de sortie ( $I_s$ ) : L’intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale que peuvent tirer les récepteurs simultanément.

Pour notre type de régulateur **Solaire STECA Power Tarom 4140** (140 Ampères / 48V), le courant de charge nominal doit être pris égal au courant de fonctionnement des modules sous 48 V, soit : (voire annexe 3)

$$I_{opt} = 5.41 \text{ A} \quad ; \quad I_{cc}=5.84 \text{ A.}$$

\_ Le courant maximal admissible en entrée :

$$IR_{max} = I_{cc} \cdot N_p \tag{III.26}$$

$$IR_{max} = 5,84 \cdot 23 = 134,32A.$$

$$I_e = 1.5 * N_p * I_{cc} \quad (III.27)$$

$N_p$  : Nombre de modules connectés en parallèle.  $I_{cc}$  : Le courant optimal d'un module.

$$I_e = 1.5 * 2 * 5.84 = 201,48A$$

\_ Courant du régulateur:

$$I_R = I_{opt} * N_p \quad (III.28)$$

$$I_R = 5,41 * 23 = 124,43 A$$

#### D. Dimensionnement du L'onduleur

Lorsque l'application contient d'appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ces appareils. Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif, et se fait en fonction de plusieurs critères : [13]

- ✓ Tension d'entrée : elle est égale à celle de la batterie ou du régulateur.
- ✓ Tension de sortie: en Algérie nous utilisons du 220 VAC, 50Hz
- ✓ Puissance nominale : Puissance nominale de l'onduleur (VA), définie d'après les besoins exprimés .Elle tient compte du nombre d'équipements, et de leurs puissances.

Faire coïncider la puissance du champ photovoltaïque avec celle de l'onduleur est la première chose qui il faut effectuer, donc à une tension de 48V et  $T=40C^\circ$ , la puissance du convertisseur et de 8000W > 6900W puissance du récepteur. (Voire annexe 4)

Tension de sortie du l'onduleur en Algérie nous utilisons 220 V AC, 50 HZ

La tension maximale du générateur ne doit jamais atteindre la tension maximale autorisée sur l'onduleur (les surtensions détruiraient inévitablement l'onduleur). [34]

#### E. Dimensionnement des câbles de raccordement

La plus part des installations photovoltaïques fonctionnent sous une faible tension (12 à 48V) et courant relativement élevé. Or, les pertes en lignes sont proportionnelles au carré de l'intensité ( $RI^2$  ou R est la résistance du câble considéré). [13]

Il s'agit du câble permettant de raccorder le panneau au régulateur, ou de celui permettant de raccorder le régulateur aux batteries et les batteries à l'onduleur, il faut calculer sa section de façon à limiter les pertes en lignes. Celles-ci doivent être faibles par rapport à la puissance réellement transmise par la ligne, de préférence inférieures à 04 ou 05 % de cette puissance. [31]

Données complémentaires :

- Chute de tension maximale entre panneaux, régulateurs ; régulateur, onduleur et batterie, onduleur.

Avec :  $DU = 4\%$

- Puissance nominale de l'onduleur :  $P_n = 8000 \text{ W}$
- La résistivité de cuivre  $\rho = 1,8 \cdot 10^{-8} \Omega.m$

Telle que :  $\Delta U_{max}$  la chute de tension maximale, elle s'écrit en fonction du courant  $I_{max}$  :

$$\Delta U_{max} = R \times I_{max} \quad (\text{III.29})$$

La résistance R est fonction des paramètres constitutifs du câble selon la formule :

$$R = \rho \frac{l}{s} \quad (\text{III.30})$$

Telle que :

$l$  : La longueur du câble

$s$  : La section du câble

D'où :

$$R = \frac{\Delta U_{max}}{I_{max}} = \rho \frac{l}{s} \quad (\text{III.31})$$

Qui permet de tirer la section du câble S :

$$s = \frac{I_{max}}{\Delta U_{max}} \rho l \quad (\text{III.32})$$

**Tab III.7.** Caractéristique des câbles et les pertes ohmiques du câblage [36].

| Section du câble  | $mm^2$ | 1.5   | 2.5  | 4   | 6    | 10  | 15   | 25  |
|---|--------|-------|------|-----|------|-----|------|-----|
| Résistance  | MΩ/m   | 13.3  | 8.0  | 5.0 | 3.3  | 2   | 1.3  | 0.8 |
| Chute de tension par mètre de câble double                    |        |       |      |     |      |     |      |     |
| Courant 1A  | mV/m   | 26.6  | 16   | 10  | 6.6  | 4   | 2.6  | 1.6 |
| Courant 3A  | mV/m   | 79.8  | 48   | 30  | 19.8 | 12  | 7.8  | 4.8 |
| Courant 5A  | mV/m   | 133.4 | 80   | 50  | 33.4 | 20  | 13.3 | 8   |
| Courant 10A   | mV/m   | 266   | 160  | 100 | 66   | 40  | 26   | 16  |
| Longueur de câble correspondant à 5 % de pertes à 12V nominal |        |       |      |     |      |     |      |     |
| Courant 1A  | M      | 22.5  | 37.5 | 60  | 90   | 150 | 225  | 375 |
| Courant 3A  | M      | 7.5   | 12.5 | 20  | 30   | 50  | 75   | 125 |
| Courant 5A  | M      | 4.5   | 7.5  | 12  | 18   | 30  | 45   | 75  |
| Courant 10A   | M      | 2.3   | 3.8  | 6   | 9    | 15  | 23   | 38  |

Soit  $S=09.25 \text{ mm}^2$ . Il est donc nécessaire d'utiliser du câble de section au moins égale à  $10 \text{ mm}^2$ .

La section du câble est très importante et donc son prix aussi. Donc, il est nécessaire de faire un compromis entre un coût raisonnable du câble, et les pertes en ligne (afin de ne pas surdimensionner le panneau). [24]

### III.5.5. Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque installé

L'énergie réellement produite par un générateur photovoltaïque est calculée en connaissant l'irradiation globale incidente sur les capteurs, et la température des cellules photovoltaïques, suivant cette formule [36] :

$$Ep = S \cdot \eta_{mod} \cdot G \cdot (1 - P_d)(1 - P_c) \quad \text{(III.33)}$$

$S$  : Surface du champ photovoltaïque installé ( $m^2$ ).

$G$ : Irradiation globale reçue sur le plan des capteurs (Wh.m-2.jour-1).

$P_d$ : Pertes diverses du champ photovoltaïque dû à la saleté ou à la neige.

$P_c$ : Pertes de conditionnement de l'énergie.

$\eta_{mod}$  : Rendement moyen du champ qui est fonction du rendement nominal mesuré à la température de référence ( $T_r = 25^\circ C$ ). Il est donné par [36]:

$$\eta_{mod} = \eta_r (1 - \beta_p) (T_c - T_r) \quad \text{(III.34)}$$

Où

$\eta_r$  : Rendement du module à la température de référence  $T_r$

$\beta_p$  : Coefficient de température pour le rendement du module (% / °C), dépendent du type de module photovoltaïque utilisé.

$T_C$  : Température des cellules photovoltaïques (°C). Elle se calcul par cette formule [36]

$$T_C = (219 + 832K_T) \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) + T_a \quad (III.35)$$

Avec :

$K_T$  : Indice de clarté mensuel.

$NOCT$  : Température nominale des cellules en opération, donnée par le constructeur (°C).

$T_a$  : Température ambiante moyenne du mois (°C).

Les données selon le type de module choisi:

- $P_d = 5 \%$
- $P_C = 12 \%$
- $\eta_r = 15 \%$
- $B_p = 0.95 \%/^{\circ}C$
- $T_r = 25^{\circ}C$
- $NOCT = 45 \pm 2^{\circ}C$

**TabIII.8.** les valeurs de la température ambiante et de l'indice de clarté mensuelle.

|    | Jan  | Fév  | Mar  | Avr  | Mai  | Jui  | Juil | Août | Sep  | Oct  | Nov  | Déc  |
|----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ta | 12.4 | 13.9 | 17.5 | 19.9 | 24.5 | 28.8 | 31.1 | 30.6 | 26.3 | 22.7 | 16.4 | 13   |
| Kt | 0.82 | 0.73 | 0.68 | 0.62 | 0.60 | 0.49 | 0.61 | 0.64 | 0.69 | 0.72 | 0.78 | 0.83 |

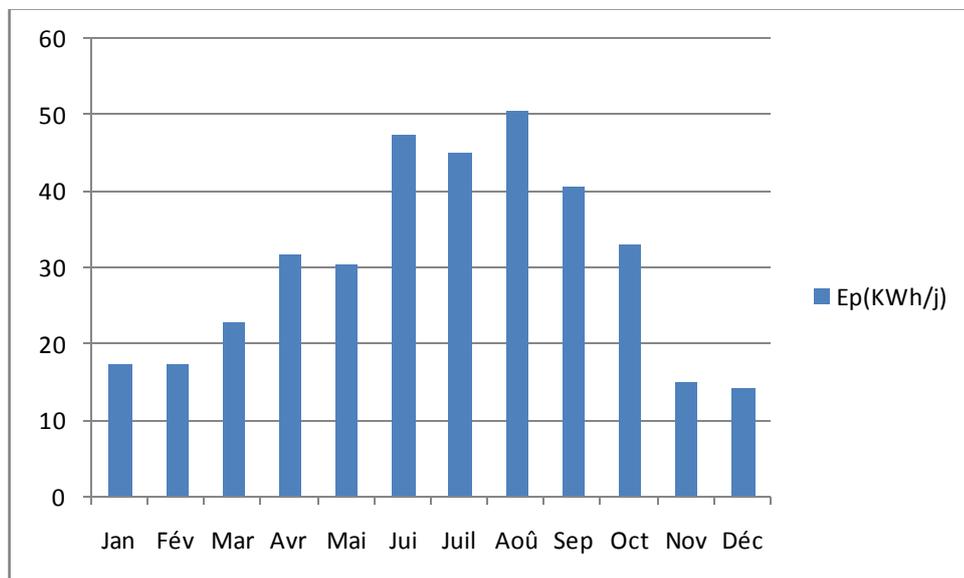
Les résultats des calculs de l'énergie produite par le champ photovoltaïque installé ( $E_p$ ), le Rendement moyen du champ qui est fonction du rendement nominal mesuré à la température de référence ( $\eta_{ch}$ ) et la température des cellules photovoltaïques ( $T_c$ ) ont été calculé par le programme MATLAB.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

**Tab III.9.** Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

|                               | Jan   | Fév   | Mar   | Avr   | Mai   | Jui   | Juil  | Août  | Sep   | Oct   | Nov   | Déc   |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Tc</b>                     | 40.56 | 39.72 | 42.02 | 42.86 | 46.94 | 48.38 | 53.80 | 54.08 | 51.08 | 48.26 | 43.52 | 41.42 |
| <b><math>\eta_{ch}</math></b> | 11.67 | 11.04 | 12.77 | 13.40 | 16.46 | 17.54 | 21.60 | 21.81 | 19.56 | 17.44 | 13.89 | 12.32 |
| <b>Ep</b>                     | 17,55 | 17,55 | 22,98 | 31,74 | 30,64 | 47,51 | 45,03 | 50,73 | 40,65 | 33,10 | 15,10 | 14,23 |

La figure ci-dessous représente l'énergie produite par le champ PV installé :



**Fig III.9.** L'énergie produite par le champ PV.

### III.5.6. Estimation de l'énergie produite par le système photovoltaïque installé

L'énergie produite par installation photovoltaïque est donnée par :

$$E_{sys} = E_p \times \eta_m \tag{III.36}$$

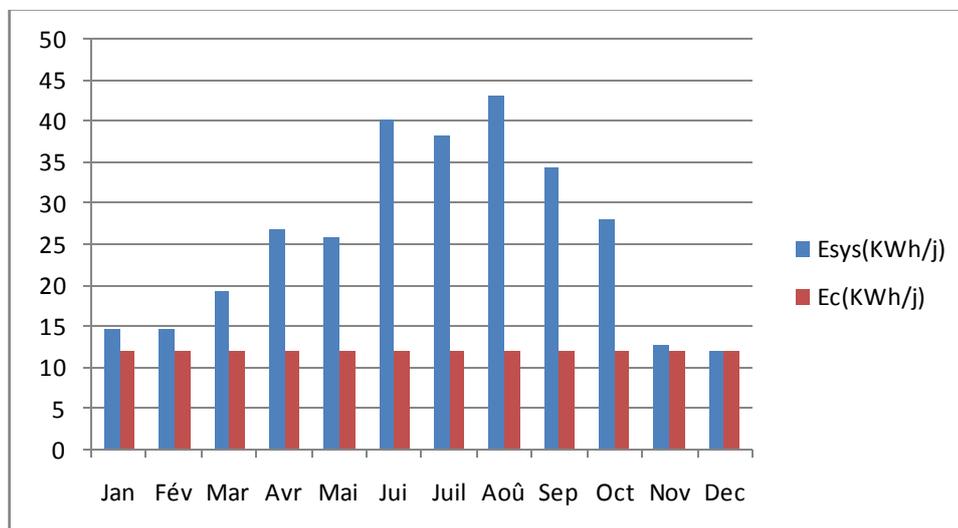
$E_{sys}$  : l'énergie produite par installation PV installée (KWh/jours);

$E_p$  : l'énergie produite par le champ PV installée (KWh/jours);

$\eta_m$  : rendement des éléments de installation PV intérieur (régulateurs, onduleur, câble....ect), il varie entre 0.75 et 0.95. Dans notre cas  $\eta_m = 0.85$ . [34]

**Tableau III.10.** L'énergie produite par l'installation PV installée.

|                     | Jan   | Fév   | Mar   | Avr   | Mai   | Jui   | Juil  | Aoû   | Sep   | Oct   | Nov   | Déc  |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| <b>Esys (KWh/j)</b> | 14,92 | 14,92 | 19,53 | 26,98 | 26,04 | 40,39 | 38,27 | 43,12 | 34,56 | 28,13 | 12,83 | 12,1 |



**Fig III.10.** Comparaison entre l'énergie consommée par le laboratoire (Ec) et l'énergie produite par l'installation PV (Esys).

### III.5.7. Le cout d'installation

Le tableau (III.11) est le devis estimatif des principaux composants de l'installation photovoltaïque qu'on a dimensionnée.

**Tab III.11.** Le coût d'installation du système photovoltaïque.

| Désignation              | Nombre                   | Prix unitaire DA | Sous total DA |
|--------------------------|--------------------------|------------------|---------------|
| Panneaux photovoltaïques | 69                       | 9 500.00         | 6555 000.00   |
| Accumulateur             | 8                        | 11 000.00        | 88 000.00     |
| Régulateur               | 1                        | 20 000.00        | 20 000.00     |
| Onduleur                 | 1                        | 16 300.00        | 16 300.00     |
| Câblages (m)             | 15                       | 300.00           | 4 500.00      |
|                          | Prix total (Hors Taxes)  |                  | 6683 800.00   |
|                          | Prix TTC (TVA 17%)       |                  | 1136246.00    |
|                          | Prix total TTC (TVA 17%) |                  | 7820046.00    |

#### III.6. Conclusion

Les installations photovoltaïques par leur caractère d'autonomie doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques qui demeure l'objectif principale de tout installateur de systèmes photovoltaïques.

Dans ce chapitre nous avons utilisé la méthode du mois le plus défavorable pour dimensionner le système photovoltaïque qui alimentera le laboratoire de recherche à CDER. Pour ce faire, nous avons eu besoins de calculer la valeur de l'irradiation solaire globale incidente sur le plan des capteurs, qui elle-même a nécessité le calcul de l'irradiation diffuse reçue sur le plan horizontal par différent modèles trouvés dans la littérature.

Il est à signaler que les résultats de ce dimensionnement sont conditionnés par les paramètres de base (météorologiques et profil de consommation). S'il est indispensable de continuer à améliorer les rendements des éléments photovoltaïques, il ne faut pas seulement raisonner en puissance produite, mais aussi en puissance consommée.

Pratiquement, on favorisera l'utilisation d'appareils électriques consommant faiblement, et un fonctionnement rationnel dans le temps.

Ce surdimensionnement a comme effet d'avoir une production largement excédentaire qui n'est pas toujours possible de rentabiliser.

---

## CHAPITRE IV

---

# Approche estimative de consommation de puissance de certains appareils

### IV.1. Introduction

Les charges qui se trouvent dans le laboratoire de recherche au CDER et que nous devons alimenter par le système photovoltaïque sont des charges non linéaire (ordinateurs, imprimantes, lampes à basse consommation), c'est pour cette raison qu'on va étudier dans ce chapitre les caractéristiques et les différentes puissances à l'entrée et à la sortie de ces charges.

Ces dernières sont alimentées avec du courant alternatif, de plus l'ensemble de ces charges utilisent comme alimentation « interface entre la source d'alimentation et leurs électroniques intérieur des alimentations à découpage », le principale inconvénient de ces alimentations est le fait que pour la source, elles sont considérées comme des charges perturbatrices. Dans ce cas le résonnement adopté dans le chapitre précédent qui consiste à considérer un dimensionnement basé sur la consommation en énergie et à notre avis très optimiste. Car dès lors qu'ils s'agit de charges non linéaires le facteur de puissance, que certain chercheur considère comme une espèce de rendement « efficacité d'utilisation d'une énergie » est très mauvais. A titre d'exemple une alimentation de PC portable qui fonctionne a 65W, doit avoir à son entrée sous 230V, un courant de 1,7 donc une puissance apparente de 391VA.

Pour quantifier la puissance que l'on doit fournir pour un bon fonctionnement d'une installation constituée par des charges non linéaires, il faut sortir des méthodes conventionnelles qui consistent en lecture des plaques signalétiques où souvent on donne la puissance active, des fois la puissance apparente.

### IV.2. Les puissances :

#### IV.2.1. Quelques définitions :

On entend encore trop souvent les professionnels dire kilowatt au lieu de kilowattheure et mélanger les kilowatts et kilowatts crête. Il faut dire que quand on n'a pas l'habitude, ce n'est pas évident de les distinguer. Pourtant, la différence est essentielle. Un petit rappel s'impose donc...

#### **Kilowatt (kW) = Puissance électrique**

Un watt (symbole : W) est la puissance d'un système énergétique dans lequel est transférée

uniformément une énergie de 1 joule pendant 1 seconde. 1 W (puissance) = 1 J (énergie) / 1 s (temps) Un kilowatt (symbole : kW) correspond à 1000 W, soit 1000 joules pendant 1 seconde.

#### **Kilowattheure (kWh) = Energie**

Un kilowattheure (symbole : kWh) correspond à l'énergie consommée par un appareil d'une puissance d'un kilowatt (1 000 watts) qui a fonctionné pendant une heure (1 kilowatt × 1 heure).

Le kilowattheure est une unité pratique de mesure d'énergie valant 3,6 mégajoules.

#### **Kilowatt crête (kWc) = Puissance dans des conditions standards**

La puissance crête d'un système photovoltaïque correspond à la puissance électrique délivrée par ce même système dans des conditions standards d'ensoleillement (1000 W/m<sup>2</sup>), de température (25°C) et de standardisation du spectre de la lumière (AM 1,5).

Ex: un module de 200 Wc est un module qui produira une puissance électrique de 200 W si on le place sous un ensoleillement de 1000 W/m<sup>2</sup>.

#### **Kilo voltampère (kVA) = Puissance électrique apparente**

Le produit de la tension (V) par le courant (I) s'appelle puissance apparente (S). Elle est exprimée en VA (voltampère). Cette grandeur a peu de signification physique. Elle n'exprime en aucune façon la puissance développée par un circuit alternatif (synonyme de puissance active). La puissance apparente est utilisée pour quantifier la capacité de puissance d'un transformateur. Dans le cas d'un système photovoltaïque, la puissance apparente correspond à la puissance maximale à la sortie de l'onduleur (en kVA).

### **IV.2.2. Rappel sur la théorie du calcul des puissances en régime non linéaire**

#### **A. Puissance instantanée en régime monophasé non sinusoïdal**

La puissance instantanée dans un circuit monophasé est définie comme le taux d'écoulement d'énergie électrique  $W(t)$  de la source d'alimentation à la charge, à savoir:

$$p(t) = \frac{d}{dt} W(t) = v(t)i(t) \quad (\text{IV.1})$$

Dans le cas où la tension et le courant ne sont pas sinusoïdaux mais périodique, alors leurs

décomposition en série de *fourrier* donne :

$$\begin{cases} v(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1} V_h \sin(h\omega t - \alpha_h) \\ i(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1} I_h \sin(h\omega t - \beta_h) \end{cases} \quad (IV.2)$$

$v(t)$ ,  $i(t)$ : Tension et courant instantanés.

La puissance instantanée à une interprétation physique claire. Quand ce taux est positif, la charge absorbe une certaine puissance. Par contre à valeur négative, la charge rend une certaine puissance au circuit.

### B. Puissance apparente en monophasé

Ce n'est pas une quantité physique, mais conventionnelle. Cette puissance n'est liée à aucun échange d'énergie entre la charge et la source. La puissance apparente permet de dimensionner les transformateurs ainsi que la section des conducteurs. En d'autre terme elle permet le dimensionnement des éléments constituant la source.

$$S = VI \quad (IV.3)$$

Où:

$V$  et  $I$ : représentent respectivement la valeur efficace de la tension et du courant qui sont calculées par les formules suivantes:

$$\|v\| = V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} = \sqrt{\sum_h V_h^2} \quad (IV.4)$$

$$\|i\| = I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} = \sqrt{\sum_h I_h^2} \quad (IV.5)$$

En 1927 *Budeanu* est le premier qui a établi la définition des puissances dans un circuit électrique monophasé. Cette définition est basée sur la décomposition en séries de *Fourier* de la tension et du courant. C'est lui aussi qui a proposé le terme "Puissance déformante ou harmonique  $D$ ". Les équations énoncées précédemment traitent le circuit électrique dans les conditions non sinusoïdales comme la somme de plusieurs circuits indépendants excités à différentes fréquences [39].

**C. Facteur de puissance en monophasé :**

Normalement, pour un signal sinusoïdal le facteur de puissance est donné par le rapport entre la puissance active « P » et la puissance apparente « S ». Il est égal au "cos(φ)", appelé souvent facteur de déplacement. Les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport et les appareils de contrôle et de mesure sont dimensionnés pour la tension et le courant nominaux. Une faible valeur du facteur de puissance se traduit par une mauvaise utilisation des équipements.

Dans le cas où il y a des harmoniques, c'est-à-dire des charges de nature non linéaires, une puissance supplémentaire appelée « puissance déformante (D) », donnée par la relation (IV.6) apparaît comme le montre le diagramme de Fresnel sur la figure suivante :

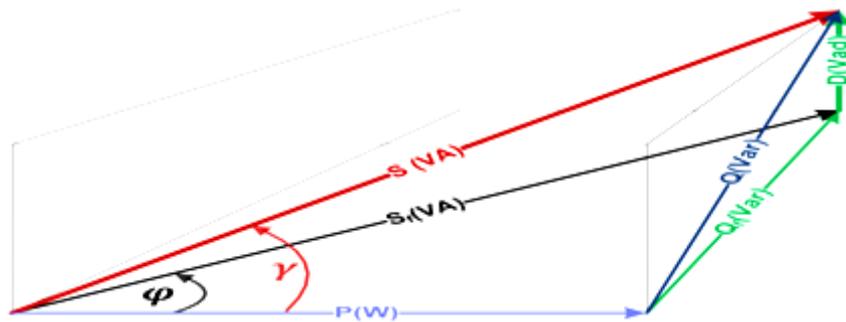


Fig IV.1. Triangle des puissances complet [39].

$$D = 3V_1 \sqrt{\sum_{n=2}^{100} I_n^2} \tag{IV.6}$$

Le triangle des puissances représenté sur un plan lorsque les calculs s'effectuent uniquement sur le fondamental, passe dans l'espace lorsqu'il prend en compte les harmoniques. Le côté D qui quantifie la puissance déformante, présente un angle de 90° avec Q<sub>f</sub>. La puissance déformante D fait son apparition dans le théorème de Pythagore adapté au triangle dans l'espace:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \tag{IV.7}$$

Le facteur de puissance peut s'exprimer comme ceci:

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{VI_f \cos\varphi}{VI} = \frac{I_f \cos\varphi}{I} \tag{IV.8}$$

$$\text{Avec : } I = \sqrt{I_f^2 + I_H^2} \quad (\text{IV.9})$$

Car les courants sont aussi liés par le théorème de Pythagore (voir figure IV.1). Par conséquent, en divisant numérateur et dénominateur par  $I_f^2$  l'expression devient:

$$F_p = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{I_H^2}{I_f^2}}} \cos\varphi \quad (\text{IV.10})$$

La quantité  $\frac{I_H^2}{I_f^2}$  est appelée taux de distorsion harmonique THD, il s'exprime en % et a pour expression:

$$THD_i \% = \frac{100 I_H}{I_f} \quad (\text{IV.11})$$

En intégrant le THD dans (IV.9), le  $F_p$  s'exprime:

$$F_p = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD_i}{100}\right)^2}} \cos\varphi \quad (\text{IV.12})$$

Cette relation montre qu'un THD élevé détériore fortement le FP de l'installation avec une augmentation significative de la puissance apparente. Un THD  $\approx 100$  % génère:

$$F_p = \frac{1}{\sqrt{2}} \cos\varphi \quad (\text{IV.13})$$

### IV.2.3. Problème liée à la mesure de puissance :

Les wattmètres électroniques fournissent généralement d'autres grandeurs comme les valeurs efficaces U et I, la puissance apparente  $S=UI$  et la puissance réactive Q. Il est important de bien lire les notices techniques des appareils, elles renseignent sur la façon dont sont calculées ces grandeurs. Ainsi, très généralement, la puissance réactive est-elle le résultat du calcul :

$$Q_i = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Si la puissance déformante n'est pas nulle (car:  $Q = \sqrt{S^2 - P^2 - D^2}$ ), le calcul donne une valeur de :  $Q^2 = \sqrt{Q^2 + D^2}$

Dans ce cas les indications d'un wattmètre électronique seraient bien différentes de celles d'un var-mètre électrodynamique ou à induction.

#### **IV.3. Procédé pour la mesure du rendement des systèmes utilisant des alimentations à découpage**

L'efficacité des alimentations utilisées dans les ordinateurs de bureau a été mesurée dans le passé. Les techniques existantes sont extrêmement génériques et ne donnent pas une représentation exacte de l'efficacité de fonctionnement des alimentations d'ordinateur. De nos jours des techniques plus précises sont mises au point. [37]

Le wattmètre mesure la puissance d'entrée tandis que la puissance de sortie est mesurée avec des ampèremètres et des voltmètres sur le côté de charge. Dans le cas des systèmes à sorties multiples, des ampèremètres et des voltmètres sont exigés pour mesurer la puissance de sortie. Pour une condition de charge particulière, en courant continu l'efficacité d'une alimentation d'énergie ou rendement, est calculé comme suit :

$$\eta = \frac{\text{la puissance de sortie}}{\text{la puissance d'entrée}}$$

La principale différence entre les techniques de mesure de rendement classiques et cette méthode est la mesure au cours du fonctionnement en temps réel plutôt que dans des conditions de laboratoire. Cette méthode d'essai permet le calcul du rendement opérationnel de la charge plutôt que dans le pire des cas ou dans le meilleur des cas. L'appel en puissance des charges informatiques est extrêmement variable et le mode d'exploitation de ces charges change en quelques millisecondes. Afin de mesurer le rendement de ces charges avec précision en temps réel, les instruments de mesure doivent avoir des capacités d'enregistrement de données afin que les mesures de puissance d'entrée et de sortie puissent être synchronisées entre elles, ainsi la mesure du rendement sur un large éventail de points de fonctionnement.



**Fig.IV.2** Wattmètre électronique mesurant la puissance d'entrée AC d'un Ordinateurs de Bureau.

Un compteur de type wattmètre électronique a été utilisé pour mesurer la puissance d'entrée et également enregistrer les mesures pendant un temps considérables.

Pour mesurer la puissance de sortie, il suffit de mesurer le courant de sortie car la tension de sortie est strictement réglée.

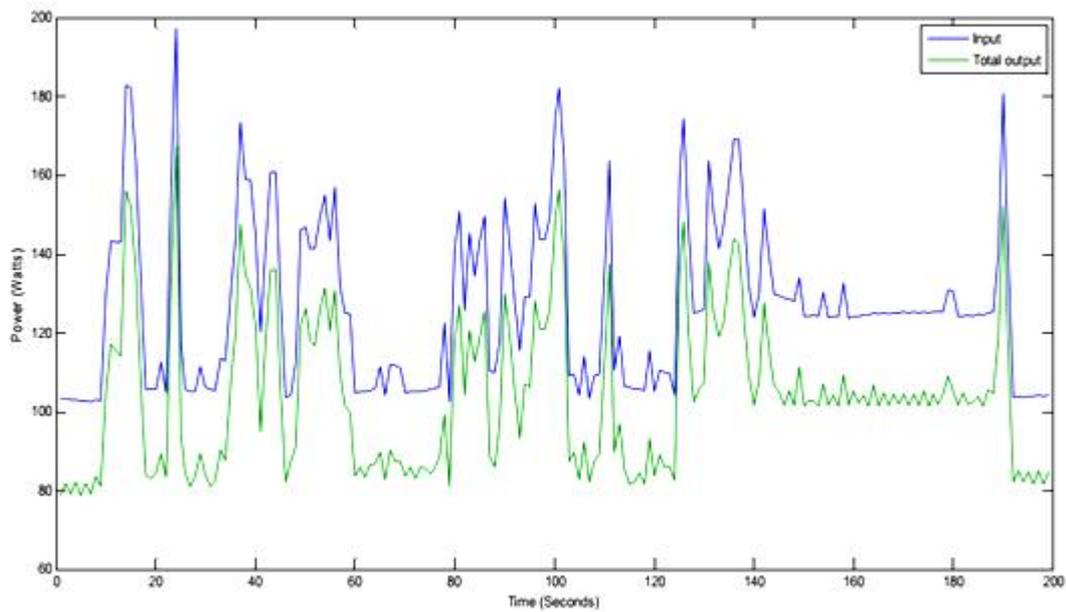
#### **A. Ordinateurs**

Dans ce qui suit on va présenter l'évolution de consommation en énergie et du rendement de certaines alimentations d'ordinateur existants sur le marché aujourd'hui. Une étude pour trois blocs d'alimentation sera présentée avec un teste de mesure effectué en temps réelle. [37]

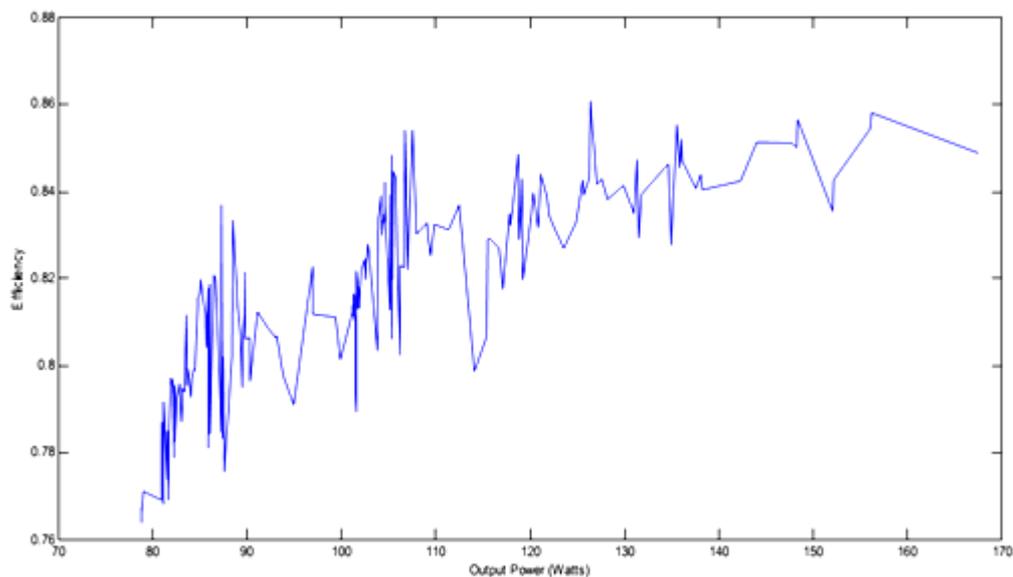
Les alimentations ont été soigneusement choisies, afin qu'une représentation d'un bon échantillon des dispositifs existent aujourd'hui sur le marché (du bas de gamme au haut de gamme) respectant la norme américaine de 2009 qui exigent que toute nouvelle alimentation d'ordinateur doit avoir un facteur de puissance au moins égale à 0,8.

La configuration du microordinateur utilisé, pour être alimenter possèdent les caractéristiques suivante : un processeur Intel Pentium D 82945G avec 3 Go de RAM DDR2, disque dur 80 Go, 256 Mo de RAM Carte graphique Nvidia et un CD-RW DVD.

Les courbes décrivant l'allure de la puissance en fonction du temps et le rendement en fonction de la puissance sont représentées sur les Figure (IV.3) et Figure (IV.4).



**Fig IV.3** Puissance d'entrée et de sortie Caractéristiques de l'Alimentation Diablotek.



**Fig IV.4.** Rendement en fonction de la puissance de sortie Caractéristiques de l'Alimentation Diablotek.

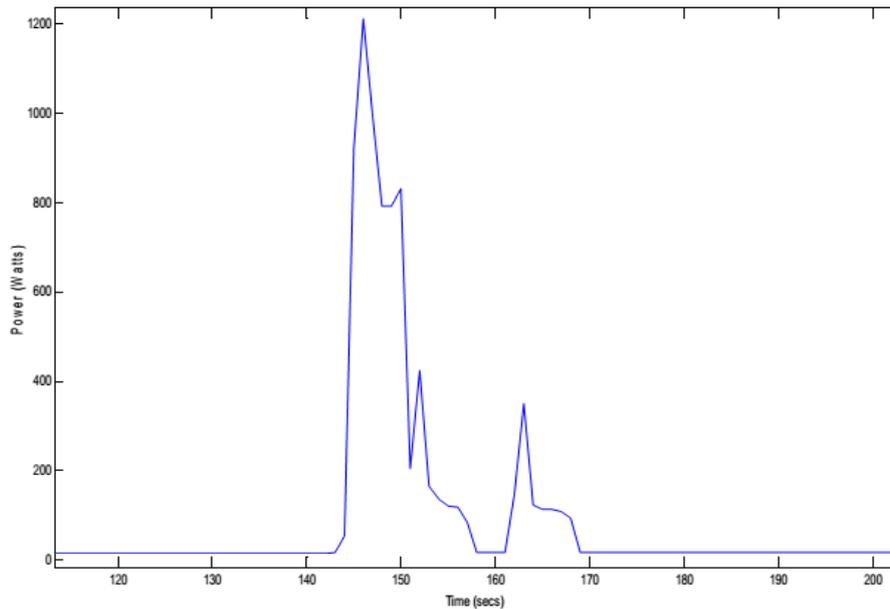
Le rendement moyen et en mode veille et les facteurs de puissance à l'entrée pour les trois alimentations sont présentés ci-dessous dans le Tableau (IV.1).

**Tab IV.1.** Résumé des résultats d'essais pour les trois alimentations d'énergie pour ordinateurs

|                               | Diablotek 350W | Antec - Basiq 350W | Thermaltake LitePower |
|-------------------------------|----------------|--------------------|-----------------------|
| Rendement en mode arrêt       | 74.5%          | 80.2%              | 85.9%                 |
| rendement moyen               | 77.5%          | 82.5%              | 88%                   |
| Facteur de puissance d'entrée | 0.55-0.6       | 0.58-0.64          | 0.96-0.99             |

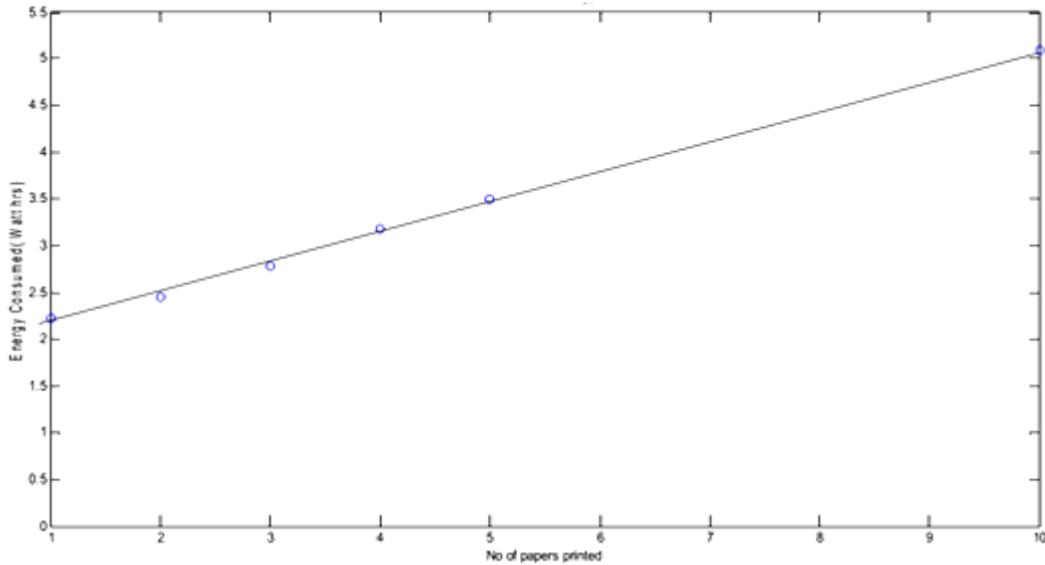
**B. Imprimantes :**

La consommation d'énergie d'une imprimante laser de base et de trois imprimantes laser de base multifonctions de qualité grand publique va être présentée. Les résultats obtenus pour une imprimante HP Laser Jet 4250 pour un cycle de la consommation d'énergie pour imprimer une seule feuille de papier est illustré sur la figure (IV.5).



**Fig IV.5.** Consommation pour imprimer une feuille de papier

La puissance consommée par cette imprimante en mode veille est de 17W. Pour quantification, l'énergie nécessaire à l'imprimante pour imprimer successivement 1, 2, 3, 4, 5 et 10 feuilles de papier est représentée sur la figure (IV.6).



**Fig IV.6.** Consommation d'énergie en fonction du nombre de pages.

L'impression de la première feuille de papier consomme une énergie de 2,23 Wh et pour chaque feuille supplémentaire d'environ 0,22 à 0,32 Wh est consommé. Ainsi, La puissance et l'énergie consommée par l'imprimante laser sous différent mode de fonctionnements est résumé dans les tableaux suivants :

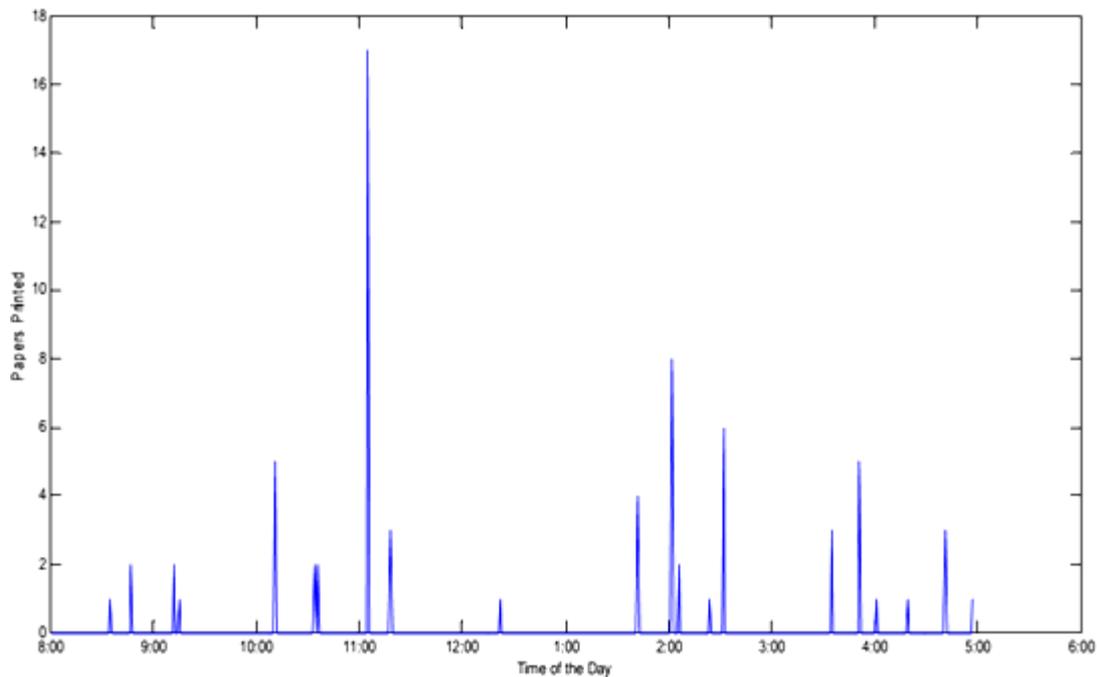
**Tab IV.2.** Puissance consommée par l'imprimante de base Laser Jet en mode veille.

|  | Gicleur 4250 de laser |
|--|-----------------------|
| Puissance consommée en mode veille               | 19W                   |
| Puissance consommée en mode d'économie d'énergie | 17W                   |

**Tab IV.3.** L'énergie consommée par l'imprimante de base Laser Jet lors de l'impression

|  | Gicleur 4250 de laser |
|--|-----------------------|
| Énergie consommée pour imprimer une feuille de papier simple   | 2.23Wh                |
| Énergie consommée pour imprimer la prochaine feuille de papier | 0.23-0.32Wh           |

Un exemple de cycle de consommation énergétique pendant une semaine d'imprimante laser a été établi, ceci pour estimer les prévisions de consommation annuelle.

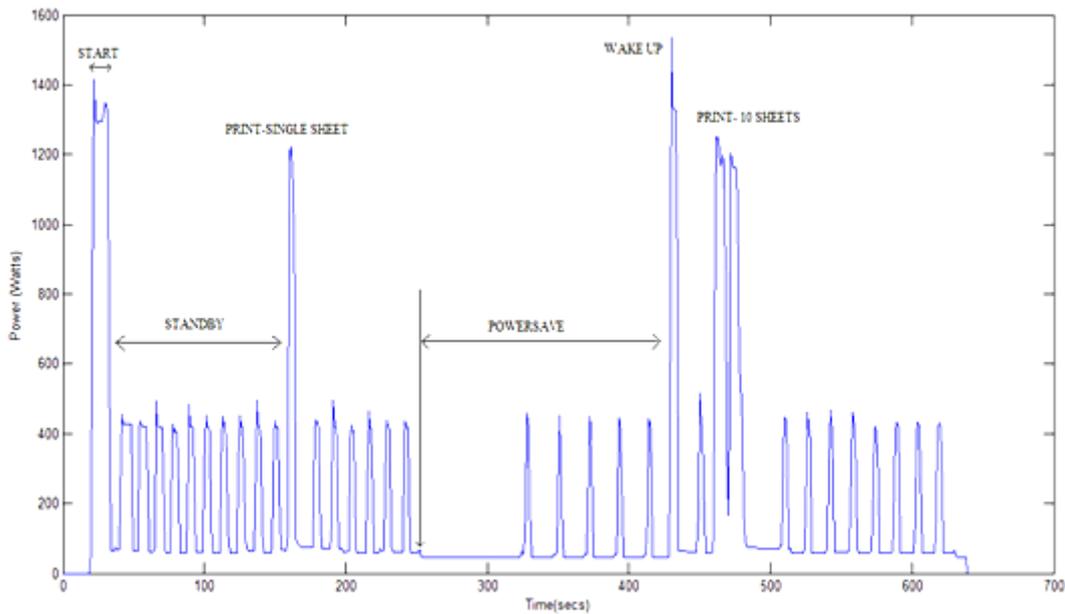


**Fig IV.7.** Estimation de la consommation énergétique d'une imprimante laser pour une journée.

L'estimation annuelle est faite sur la base où on suppose que l'imprimante est utilisée activement pendant cinq jours de la semaine, 52 semaines de l'année et que le cycle de fonctionnement quotidien est le même tout au long de l'année.

L'énergie consommée par l'imprimante en un jour pendant ses phases de fonctionnement est de 62,8 Wh (voir figure IV.7) et l'énergie consommée par l'imprimante pendant un jour au cours de ces phases en mode veille est de 408 Wh (17W x 24 heures).

L'énergie consommée par trois imprimantes grand publique (multifonctionnelles) souvent utilisée dans les administrations sous différents modes de fonctionnement a été estimée et représentée sur la figure (IV.8).



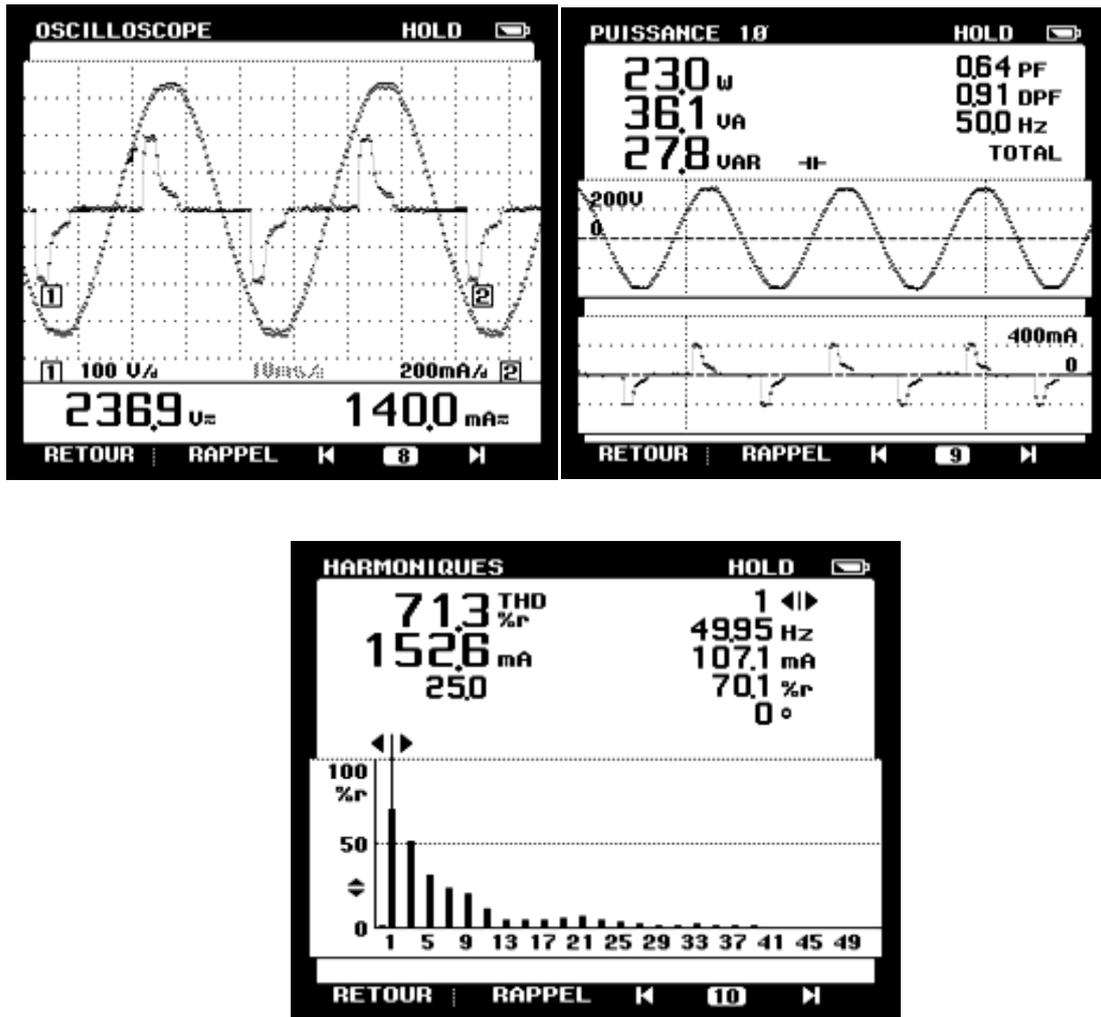
**Fig IV.8.** Puissance et énergie consommée par trois imprimantes Ricoh-Atcio-MP 4000 Laser Jet MFP sous différents modes de fonctionnement.

### C. Lampes LBC (Lampes à Basse Consommation)

Les lampes fluo-compactes se composent d'un tube de verre miniaturisé (diamètre 10 à 15 mm) plié deux fois ou d'avantage pour être moins encombrantes. Elles existent également en version ronde ou en forme de bulbe. Ce tube est rempli de gaz et doté de deux électrodes montées dans un embout. Il renferme un mélange de basse pression d'argon gazeux, de vapeur de mercure et de mercure liquide, et est revêtu à l'intérieur de trois luminophores différents. Les électrodes produisent un flux d'électrons, tandis que le ballast commande l'intensité et la tension du courant passant dans le tube.

La lampe à ballast électronique est une charge capacitive. Nous avons relevé une puissance active de 23W, une puissance apparente de 36.1VA et une puissance réactive de 27.8var. Le taux de distorsion harmonique pour cette charge vaut 71%. Par ailleurs cette charge a un  $\cos \varphi$  de 0.91 et un facteur de puissance de 0.64. On relève un éclairage de 3.00Klux et nous en déduisons un rapport éclairage/puissance active consommée de 130lux/watt.

Enfin la température de fonctionnement de cette charge est de 72°C. La température de couleur de cette lampe est de 2700°K et son IRC est de 80.



**FigIV.9.** Grandeurs caractéristiques d’une lampe basse consommation

Les lampes à basse consommation d’énergie d’un THD de 71% ce qui est énorme, ne convient pas pour les industries car elle forme une forte pollution du réseau.

Ces ampoules économiques cumulent de gros inconvénients ou dangers:

- Le fort courant d’appel à la mise sous tension lié à la charge initiale des condensateurs de filtrage du ballast électronique peut provoquer une pointe de courant dont l’amplitude peut atteindre quelques ampères pendant 10  $\mu$ s.
- Les condensateurs d’antiparasitage placés entre les conducteurs et la terre sont responsables de la circulation d’un courant de fuite permanent de l’ordre de 0.5 à 1mA par ballast.

- La pollution harmonique constitue l'inconvénient majeur des lampes fluo-compactes, en fait l'utilisation des composants électroniques absorbant des courants déformés, donne lieu à des composantes harmoniques dans le réseau.

La diffusion à grande échelle de ce nouveau système d'éclairage risque donc de contribuer fortement à la pollution harmonique du réseau d'énergie.

Les dispositifs aptes à limiter les composantes harmoniques de courant (pollution harmonique) sont l'une des préoccupations actuelles de la recherche.

#### IV.4. Influence des charges non linéaires sur le courant

Si l'on regarde de plus près, toutes les charges présentées dans le laboratoire sont de nature non linéaires, donc caractérisent la déformation de leurs courant par rapport à la sinusoïdale.

##### A. Courant sans harmoniques

Les récepteurs résistifs ne génèrent pas d'harmoniques: éclairage incandescent, four résistif, convecteurs, etc.

Ces récepteurs présentent une tension et un courant comparables à ceux de la figure (IV.9).

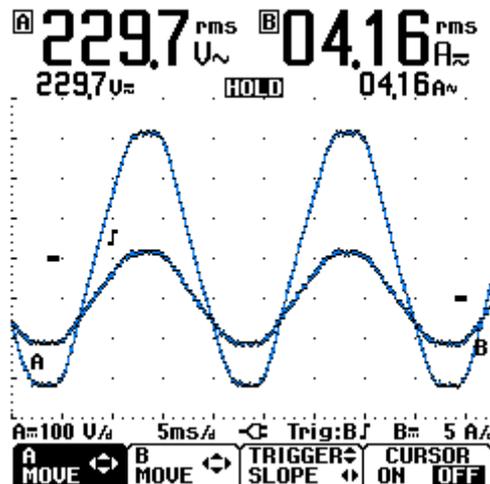


Fig iv.9. U(t) et i(t)

Le spectre des harmoniques générés par ce courant montre que, seul le fondamental existe: les chiffres visibles en bas du graphique indique le "rang" des harmoniques, c'est-à-dire leur fréquence, qui est un multiple entier de la fréquence du fondamental. Les harmoniques de fréquence supérieure à 50 f, par leur faible amplitude, ont peu d'impact sur l'installation.

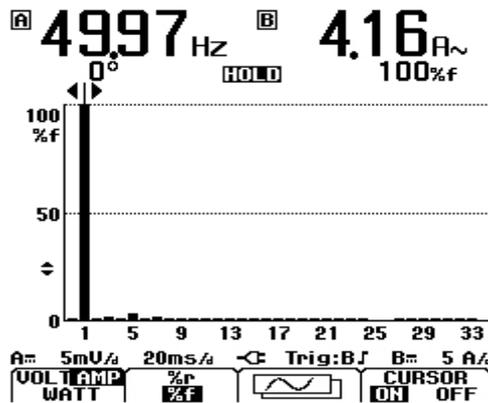


Fig IV.10. Spectre harmonique d'un circuit résistif

### B. Courant non sinusoïdal et définition harmonique

Les courants pollués ne sont pas sinusoïdaux, car ils sont réclamés par les charges non linéaires pour leur fonctionnement. Tout courant dont la forme d'onde n'est pas sinusoïdale résulte toujours d'une addition :

1. d'une composante continue,
2. de courants sinusoïdaux dont les fréquences sont des multiples (pairs ou/et impairs) de la fréquence du courant initial

Ces courants non sinusoïdaux sont appelés « harmoniques ». Chaque harmonique est nommé par son « rang » c'est à dire par le multiple de la fréquence du courant initial.

**Exemple:** harmonique de rang 3 = H3 = courant harmonique de fréquence 3\*F, si F est la fréquence du courant initial.

La déformation harmonique du courant, réclamée par les charges non linéaire pour fonctionner va entraîner une demande supplémentaire de puissance à la source, et donc contribuer à augmenter la section des conducteurs, et des raccords, et globalement à surdimensionner l'installation.

Le courant dans le conducteur neutre ainsi qu'une tension simple du réseau (comme élément de comparaison) sont visibles sur l'oscillogramme ci-dessous.

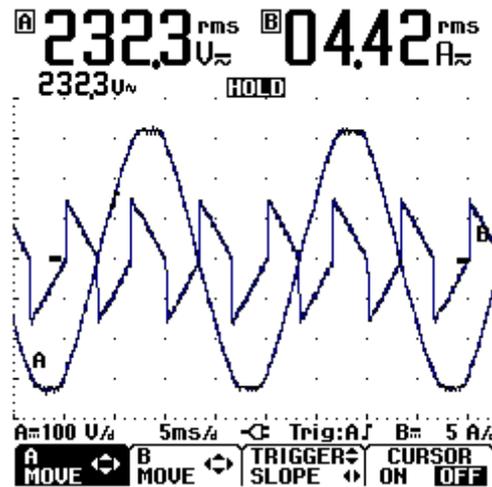


Fig IV.11. Courant du neutre.

Certains points peuvent être soulignés:

- Un courant circule dans le neutre alors que nous sommes en présence d'un circuit triphasé équilibré qui devrait vérifier la relation:  $\vec{I}_N = \vec{0} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3$
- Le courant  $I_N$  est bien plus élevé que dans les conducteurs phase  $I_N = 4,4A$  et  $I = 2,6A$
- Le courant  $I_N$  possède une fréquence de 150Hz qui met en évidence l'importance de l'effet de l'harmonique de rang 3 lorsque celle-ci possède une amplitude élevée.

#### IV.5. Conclusion

Toutes les charges qui existent au laboratoire du CDER, sont des charges non linéaires, l'idée c'est de quantifier le facteur de puissance de toute l'installation que constitue le laboratoire, afin de bien évaluer la puissance apparente nécessaire dans le but du choix correct du l'onduleur photovoltaïque et ainsi correctement dimensionner l'installation photovoltaïque.

---

# CONCLUSION

---

## Conclusion générale

### **Conclusion générale**

Un système photovoltaïque (PV) autonome est un système générateur d'électricité destiné à effectuer une tâche bien déterminée. Autrement dit, il sert à couvrir les besoins énergétiques des sites isolés dans notre cas ceux d'un laboratoire au CDER. Ce système se compose de plusieurs éléments principalement les modules PV qui représentent la source énergétique, qu'il faut transformer et adapter pour qu'elle soit utilisable est exploitable par nos charge. Nous devons entre autre disposer de batteries où nous stockons de l'énergie produite par les modules, le régulateur qui protège la batterie contre la surcharge et qui règle ainsi la valeur de la tension nominale, l'onduleur qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif dont les utilisateurs ont besoin, et le câblage qui relie les différents composants du système entre eux.

Afin de réussir une installation photovoltaïque autonome, nous avons mené une étude détaillée concernant la méthode de dimensionnement du système PV pour un laboratoire en tenant compte de sa consommation énergétique des appareils électriques disponibles au laboratoire. Il apparaît que l'énergie produite dépend directement des fluctuations permanentes des conditions météorologiques de notre site d'utilisation.

Notre système autonome, est formé de module individuel d'une puissance nominale de 100 Wc chacun et destinés à l'alimentation de nos appareils électriques qui consomment quotidiennement une énergie électrique constante de 12,1 KWh/jours. Pour satisfaire ce besoin l'utilisation de 67 modules combinés entre eux est nécessaire pour le mois le plus défavorable de l'année. La puissance crête totale de notre système est estimée en tenant compte des rendements. Pour d'éventuelles perturbations imprévues, nous avons prévue un stockage dans quatre batteries sous 48 V avec une capacité de stockage moyenne qui est de 180 Ah. Afin de garantir la protection et le fonctionnement du parc de stockage, nous optons pour l'utilisation d'un régulateur dans notre installation.

La présence de l'onduleur dans notre application a pour but de convertir le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif, qui sera fournie à nos appareils électriques. Pour optimiser son fonctionnement sur le site de Bouzareah, notre installation doit répondre aux critères suivants :

- Généralement, nous devons choisir des équipements confectionnés avec des matériaux développés et disponibles sur le marché, permettant d'augmenter le rendement et de baisser le coût.
- Incliner le champ photovoltaïque de  $36.8^{\circ}\text{N}$  qui représente l'angle optimal permettant de capter une énergie quasi-constante le long de l'année, vérifiant un fonctionnement pratiquement stable, assurant ainsi un bon rendement et une augmentation de la durée de vie du stockage.

Nous avons passé à présenter les points essentiels de la maintenance de notre installation. Cette dernière doit être la plus réduite possible et la plus élémentaire possible.

La procédure de la maintenance est la suivante:

- Un nettoyage des faces des modules photovoltaïques avec une vérification des supports et des connexions.
- Contrôle de l'aspect concernant les batteries fermées : pas de trace de l'électrolyte en surface ce qui indiquerait une forte surcharge avec perte d'acide.
- Vérification de l'état de charge pour le régulateur : les indicateurs doivent être cohérents avec l'état de la batterie.

Finalement nous avons conclu que les systèmes PV autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins de base en électricité, puisque près d'un tiers de la population mondiale vit sans accès à l'électricité principalement dans les pays en voie de développement. En fait la majorité de cette population ne sera jamais reliée à un réseau national pour des questions de rentabilité liées à l'éloignement, à la faible densité de population, à la pauvreté ou au manque de besoin. Parallèlement, les contraintes environnementales conduisent à relancer les recherches et les investissements dans les systèmes photovoltaïques. Comme perspective, Nous souhaitons continuer nos études dans les systèmes utilisant aussi bien le soleil que d'autres sources propres d'énergie telles que l'éolien, le thermique,... et examiner les différentes tailles énergétiques des systèmes tels que le pompage solaire, la signalisation routière, la ferme... etc.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Revue science et vie mai 2009.
- [2] Anne Labouret. Michel Viloz « Energie solaire photovoltaïque » Dunod 3<sup>ème</sup> édition 2006.
- [3] Anne Labouret. P Cumunel. J P Braun. B Faraggi « Cellule solaire » Dunod 4<sup>ème</sup> édition 2005.
- [4] Magazine HIGHTECH décembre 2009.
- [5] HELALI KAMELIA, « Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative », mémoire de magister, UMMTO,2012.
- [6] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays ». IEEE Transaction on powr electronics, Vol.24, No 5, 1198-1208, May 2009.
- [7] Anne Labouret et Michel viloz « Energie solaire photovoltaïque ». Edition Lemoniteur, 2005.
- [8] Rorni Abdelhalim « Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire ». Mémoire de magister en électrotechnique Université, Mentouri de Constantine 2009.
- [9] Amina Benhammou « Optimisation d'un nouveau système de séchage solaire modulaire pour plantes aromatiques et médicinales ». Thèse de doctorat, Université de Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2010.
- [10] Benis Halouma « Contribution à la modélisation du problème de Hot Spot dans les modules solaire Photovoltaïque occultées ». Mémoire de magister en électrotechnique, Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [11] Bekkouche Sidi Mohammed El Amine « Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires ». Thèse de doctorat en Physique, Université de Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2009.
- [12]:[http://www.cythelia.fr/images/file/Syst%C3%A8mes%20PV\\_Polytech\\_Alain%20Ricaud\\_Oct-11.pdf](http://www.cythelia.fr/images/file/Syst%C3%A8mes%20PV_Polytech_Alain%20Ricaud_Oct-11.pdf)
- [13] Trahi Fatiha. MEMOIRE DE MAGISTER « Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA », UMMTO ,2011.

[14] Petibon Stephane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » thèse Doctorat 2009 « Université de Toulouse ».

[15] Courrier international N° 1022 du 3 au 9 juin 2010.

[16] [http://fr.wikipedia.org/wiki/Cellule\\_photovolt%C3%AFque](http://fr.wikipedia.org/wiki/Cellule_photovolt%C3%AFque) du 20 au 4 septembre 2014.

[17] Clarence Semassou, these présentée pour obtenir le titre de docteur « Aide a la decision pour le choix de sites et systemes energetiques adaptes aux besoins du benin », Ecole Doctorale de l'Université Bordeaux 1 ED 209,2011.

[18] Yaël Thiaux, « Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides. Evaluation du potentiel de la technologie Li-ion ». Thèse de doctorat, juillet 2010, Ecole Nationale Supérieure de Cachan.

[19] Enrico Fabrizio, « Modélisation des systèmes multi énergies dans les bâtiments ». Thèse de doctorat, juillet 2008, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon.

[20] <http://www.actu-environnement.com>

[21] A. Mefti, M.Y. Bouroubi, A. Adane, « Generation of hourly solar radiation for inclined surfaces using monthly mean sunshine duration in Algeria », Energy Conversion and Management 44, 3125–3141, 2003.

[22] S. Benkaciali, K. Gairaa, « Modèles d'estimations du rayonnement global incident sur un plan incliné », International Renewable Energy Congress, Sousse Tunisie, 5-7 Novembre 2009.

[23] B.Y.H. Liu, R.C, Jordan, « Daily insolation on surfaces titled toward equator », ASHRAEJ 3, 53-59, 1961.

[25] J.A. Duffie, W.A. Beckman, « Solar Engineering of Thermal Processes», 2nd edition, John Wiley & Sons, 1991.

[26] M. Iqbal, « Correlation of average diffuse and beam radiation with hours bright sunshine», Solar Energy 23, 169–173, 1979.

[27] B.Y.H. Liu and R.C. Jordan, « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation», Solar Energy 4, 1–19, 1960.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [28] JK. Page, « The estimation of monthly mean values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from Sunshine records for latitudes 40°N–40°S », In: Proceeding UN conference of new source of energy, 4, 378–90, 1961.
- [29] D.G. Erbs, S.A. Klein and J.A. Duffie, « Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation », Solar Energy, 28, 293–302, 1982.
- [30] Yves Jannot « thermique solaire », édition mars 2011.
- [31] Fogelman & Regis Montloin « Installation Photovoltaïque dans l'habitat isolé », Livre édité par Edisud, 1983.
- [32] Anne Labouret et Michel Viloz « Energie solaire photovoltaïque ». 4em édition Dunod, Paris, 2009.
- [33] <http://ines.solaire.free.fr/solpv/page16.html>
- [34] Sylvain Brigand « Installations Solaires Photovoltaïque (dimensionnement de l'installation et mise en œuvre maintenance) », février 2011.
- [35] document de formation d'installation photovoltaïque. Algerienne des energies nouvelles et renouvelable ALENER. Chlef 2013.
- [36] Thevenard, G. Leng, S. Martel, « The RETScreen model for assessing potential PV projects », PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 10 Septembre 2001.
- [37] Ravishankar Nilakantan, “NEW POWER CONVERTER TOPOLOGIES FOR MINIMIZING ENERGY CONSUMPTION OF ELECTRONIC APPLIANCES”, School of Electrical and Computer Engineering, August 2011.
- [38] A. Bouatit, “ conception d'un redresseur triphasé à faible taux de distorsion harmonique et à facteur de puissance élevé », mémoire de maîtrise en génie électrique, janvier 2012, CANADA.
- [39] D. Paraiso, « Etude et caractérisation des courants harmoniques produit par des concentrations de charge harmonique monophasé », mémoire de maîtrise en génie électrique, septembre 2007, CANADA.

# ANNEXES

## Annexe 1



Type de Module : CEM100M-36

Toutes les données techniques sont mesurées dans STC (1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, Air Mass 1.5)

|  |        |
|--|--------|
| Puissance maximale ( Pmax )                      | 100 W  |
| Tolérance de puissance                           | ±5 %   |
| Courant à Pmax (Imp)                             | 5.41A  |
| Tension à Pmax (Vmp)                             | 18.5V  |
| Courant en Court-circuit (Isc)                   | 5.84A  |
| Tension en Circuit-Ouvert (Voc)                  | 22.3V  |
| Temp nominale d'utilisation de la Cellule (NOCT) | 45±2°C |

---

|                             |                |
|-----------------------------|----------------|
| Poids :                     | 8 Kg           |
| Dimension :                 | 1200X553X35 mm |
| Tension maximale du système | 1000 V DC      |
| Charge maximale de fusibles | 10 A           |
| Technologie de la Cellule : | Mono-Si        |

Application Module Classe -

CE

Warning symbol (lightning bolt in a triangle)

1. Caractéristique de module



2. Le panneau CONDOR CEM100M-36

# ANNEXES

## Annexe 2



### 1. Batterie Télécommunication de 12 v et 110h.

| Batterie Télécommunications de 12 V AGM                 | 110Ah   | 165Ah             | 200Ah             |
|---|---|-------------------|-------------------|
| Capacité 1 / 3 / 5 / 10 / 20 heures (% valeur nominale) | 60 / 75 / 82 / 91 / 100 (@ 70°F/25°C, fin de décharge 10,5 V) |                   |                   |
| Capacité 10 / 20 / 30 / 40 min (% valeur nominale)      | 33 / 44 / 53 / 57 (@ 70°F/25°C, fin de décharge 9,6 V)        |                   |                   |
| Capacité nominale (77 °F/25 °C, 10,5 V)                 | 110Ah   | 165Ah             | 200Ah             |
| Démarrage à froid A @ 0 °F/-18 °C                       | 1000  | 1500              | 1800              |
| Courant de démarrage à froid DIN (A) @ 0 °F/-18 °C      | 600   | 900               | 1000              |
| Courant de circuit court (A)                            | 3500  | 5000              | 6000              |
| Autonomie (minutes)                                     | 200   | 320               | 400               |
| Durée de conservation @ 70 °F/20 °C                     | 1 an  |                   |                   |
| Tension d'absorption (V) @ 70 °F/20 °C                  | 14,4 – 14,7   |                   |                   |
| Tension constante (V) @ 70 °F/20 °C                     | 13,6 – 13,8   |                   |                   |
| Tension de stockage (V) @ 70 °F/20 °C                   | 13,2  |                   |                   |
| Durée de conservation constante @ 70 °F/20 °C           | 12 ans  |                   |                   |
| Nombre de cycles @ 100 % décharge                       | 250   |                   |                   |
| Nombre de cycles @ 50 % décharge                        | 500   |                   |                   |
| Nombre de cycles @ 30 % décharge                        | 1000  |                   |                   |
| Dimensions (HxLxP en mm)                                | 508 x 110 x 238   | 561 x 105 x 316   | 546 x 125 x 323   |
| Dimensions (HxLxP en mm)                                | 20,0 x 4,4 x 9,4  | 22,1 x 4,2 x 12,4 | 21,5 x 4,9 x 12,7 |
| Poids (kg/lbs)  | 33 / 72   | 51 / 111          | 60 / 132          |

### 2. Fiche technique de batterie

# ANNEXES

## Annexe 3



### 1. régulateur Solaire STECA Power Tarom

| Régulateur de charge solaire<br>Power Tarom                    | 2070                                    | 2140   | 40055  | 4110   | 4140   |
|--|---|--------|--------|--------|--------|
| tension de système   | 12 V / (24 V)                           |        | 48 V   |        |        |
| courant de court-circuit maximal à l'entrée du panneau solaire | 70 A                                    | 140 A  | 55 A   | 110 A  | 140 A  |
| courant de sortie maximal du consommateur                      | 70 A                                    | 70 A   | 55 A   | 55 A   | 70 A   |
| consommation propre maximale                                   |   |        | 14 mA  |        |        |
| tension finale de charge (floating)                            | 13,7 V (27,4 V)                         |        | 54,8 V |        |        |
| tension de charge rapide                                       | 14,4 V 28,8 V)                          |        | 57,6 V |        |        |
| charge d'égalisation   | 14,7 V (29,4 V)<br>programmable         |        | 58,8 V |        |        |
| point de référence de réenclenchement (SOC / LVR)              | > 50 % SOC / 12,6 V (25,2 V) / 50,4 V   |        |        |        |        |
| déconnection basse tension (SOC / LVD)                         | < 30 % SOC / 11,1 V (22,2 V) / 44,4 V   |        |        |        |        |
| température ambiante tolérée                                   | -10 °C...+60 °C                         |        |        |        |        |
| raccord (à fils fins / à un fil)                               | 50 mm <sup>2</sup> / 70 mm <sup>2</sup> |        |        |        |        |
| classe de protection du boîtier                                | IP 65                                   |        |        |        |        |
| poids  | 10 kg                                   |        |        |        |        |
| dimensions L x l x h 330 x (l) x 157                           | 330 mm                                  | 360 mm | 330 mm | 360 mm | 360 mm |

### 2. Caractéristique technique de régulateur.

# ANNEXES

## Annexe 4



### 1. L'onduleur Steca Xtender XTH de 48 v et 500 w

|   | XTH 3000-12   | XTH 5000-24   | XTH 6000-48   | XTH 8000-48   |
|---|---|---------------|---------------|---------------|
| <b>Caractérisation des performances de fonctionnement</b> |   |               |               |               |
| Tension de système  | 12 V  | 24 V          | 48 V          | 48 V          |
| Puissance continue  | 2 500 VA  | 4 500 VA      | 5 000 VA      | 7 000 VA      |
| Puissance 30 min.   | 3 000 VA  | 5 000 VA      | 6 000 VA      | 8 000 VA      |
| Puissance 5 sec.  | 7,5 kVA   | 12 kVA        | 15 kVA        | 21 kVA        |
| Efficacité max.   | 93 %  | 94 %          | 96 %          | 96 %          |
| Consommation standby / ON                                 | 1,4 W / 14 W  | 1,8 W / 18 W  | 2,2 W / 22 W  | 2,4 W / 30 W  |
| Correction du facteur de puissance (PFC)                  | selon la norme EN 61000-3-2   |               |               |               |
| Niveau de bruit   | < 40 dB / < 45 dB (sans / avec ventilation)   |               |               |               |
| <b>Côté entrée</b>  |   |               |               |               |
| Tension d'entrée  | < 265 V AC (réglable : 150 V AC ... 265 V AC)   |               |               |               |
| Courant de charge réglable                                | 0 A ... 160 A   | 0 A ... 140 A | 0 A ... 100 A | 0 A ... 120 A |
| Courant max. du système de transfert                      | 50 A  |               |               |               |
| Fréquence d'entrée  | 45 Hz ... 65 Hz   |               |               |               |
| <b>Côté batterie</b>                                      |   |               |               |               |
| Tension de l'accumulateur                                 | 9,5 V ... 17 V  | 19 V ... 34 V | 38 V ... 68 V | 38 V ... 68 V |
| <b>Côté sortie AC</b>                                     |   |               |               |               |
| Tension du réseau   | 230 V AC +/- 2 % / 190 V AC ... 245 V AC (pure courbe sinusoïdale)                                |               |               |               |
| Fréquence du réseau                                       | 50 Hz, réglable : 45 Hz ... 65 Hz +/- 0,05 % (piloté par quartz)                                  |               |               |               |
| Distorsion harmonique                                     | < 2 %   |               |               |               |
| Reconnaissance de consommateur (standby)                  | 2 W ... 25 W  |               |               |               |
| <b>Conditions de fonctionnement</b>                       |   |               |               |               |
| Température ambiante                                      | -20 °C ... +55 °C   |               |               |               |
| <b>Installation et construction</b>                       |   |               |               |               |
| Puissance Smart-Boost 30 min.                             | 3 000 VA  | 5 000 VA      | 6 000 VA      | 8 000 VA      |
| Réglage du courant d'entrée                               | 1 A ... 50 A  |               |               |               |
| Contact multifonction réglable                            | 2 contacts indépendants 16 A / 250 V AC (dispositif de contact à permutation libres de potentiel) |               |               |               |
| Degré de protection                                       | IP 20   |               |               |               |
| Dimensions (X x Y x Z)                                    | 300 x 497 x 250 mm  |               |               |               |
| Poids   | 34 kg   | 40 kg         | 42 kg         | 46 kg         |
| Ventilation   | ventilateur à partir de 55 °C   |               |               |               |
| Possibilité de montage en parallèle                       | 3 x 1 phase et triphasé   |               |               |               |

Données techniques à 25 °C / 77 °F

### 2. fiche technique de l'onduleur