

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
Belkacem LAOUARI
Hocine SFIHI

Thème

Etude d'un système photovoltaïque autonome

Mémoire soutenu publiquement le octobre 2015 devant le jury composé de :

Mr M. MEGHERBI

Professeur, UMMTO, Président

Melle R. KACHENOURA

Maitre-assistant, UMMTO, Rapporteur

Mr S. HADDAD

Professeur, UMMTO, Examineur

Mr A. CHALLAL

Maitre-assistant, UMMTO, Examineur

Remerciements

Remerciements

Nous remercions en premier lieu, Dieu, de nous avoir donné la fois, le courage et la confiance en nous-mêmes pour pouvoir continuer nos études.

Nous tenons à exprimer toute notre gratitude à Mlle R. KACHENOURA, pour avoir suivi ce travail ; toute notre reconnaissance et notre respect pour son entière disponibilité qui nous a beaucoup aidé et apporté l'enseignement nécessaire pour l'élaboration de ce projet.

Nous voudrions exprimer notre reconnaissance à Mr A. CHALLAL, et nous remercions tous nos professeurs qui ont fait de gros efforts pour la réussite de notre formation.

Nous remercions également tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de notre mémoire.

Nous remercions tous ceux qui nous ont permis d'arriver à ce stade nos parents et nos amis, pour leur soutien et encouragements.

Enfin nous tenons à remercier tous les membres du jury qui nous ont fait l'honneur de juger ce mémoire.

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	1
------------------------------------	---

CHAPITRE I

Le système photovoltaïque

I.1 Introduction.....	3
I.2 Le Rayonnement solaire.....	3
I.3 Composants du rayonnement solaire sur notre planète.....	5
I.3.1 Le rayonnement direct	5
I.3.2 Le rayonnement diffus	5
I.3.3 Le rayonnement réfléchi	5
I.3.4 Le rayonnement global	5
I.4 Effet photovoltaïque.....	6
I.5 Technologies des cellules photovoltaïques	7
I.5.1 Technologies de la première génération à base de Silicium Cristallin	7
I.5.2 Technologies de la 2ème génération à base de couche-mince	7
I.5.3 Technologies de la 3ème génération «les cellules organiques»	7
I.6 Caractéristique courant-tension de la cellule	9
I.7 Influence de l'éclairement et de la température	10
I.7.1 Éclairement	10
I.7.2 Température	11
I.8 Les différents systèmes photovoltaïques	12
I.8.1 Systèmes autonomes	12
I.8.2 Systèmes raccordés au réseau	13
I.9 Principaux éléments d'une installation photovoltaïque.....	14
I.9.1 Modules photovoltaïques : captation d'énergie solaire.....	14
I.9.2 Onduleur	15
I.9.3 Régulateur	15
I.9.4 Batteries	15
I.9.5 Câblage et appareillages	15
I.10 Puissance d'une cellule photovoltaïque	16
I.11 Les différents couplages	16
I.11.1 Couplage DC.....	16
I.11.2 Couplage AC.....	17

I.11.3 Avantages et inconvénients des couplages AC et DC	18
I.11.4 Comparaison économique entre les couplages AC et DC	20
I.12 Protection contre la foudre.....	20
I.13 Fusibles et disjoncteurs	21
I.14 Conclusion	21

CHAPITRE II Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome

II.1 Introduction	22
II.2 But du dimensionnement	22
II.3 Différentes méthodes de dimensionnement.....	23
II.4 Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome	24
II.5 Étapes suivies pour le dimensionnement.....	25
II.5.1 Présentation du site	25
II.5.2 Evaluation de la production solaire	26
II.5.3 Estimation de la consommation (besoins journaliers)	27
II.5.4 Modules photovoltaïques	29
II.5.5 Détermination du nombre de modules photovoltaïques	31
II.5.6 Dimensionnement des batteries	32
II.5.7 Dimensionnement du régulateur.....	33
II.5.8 Choix de l'onduleur	34
II.5.9 Plan de câblages.....	37
II.5.10 Le coût de l'installation	39
II.6 Résumé des résultats de calcul obtenu pour un système photovoltaïque	39
II.7 Problème des charges non linéaires.....	40
II.8 Conclusion	40

CHAPITRE III Problèmes des charges non linéaires

III.1 Introduction	41
III.2 Les harmoniques	41
III.2.1 Définition des harmoniques	41
III.2.2 Les perturbations harmoniques.....	41
III.2.3 Caractéristique de la perturbation harmonique	42
III.3 Caractéristiques d'un signal	43
III.3.1 Rang d'un harmonique	43

III.3.2 Analyse de Fourier	43
III.4 Valeur caractérisant un signal déformé	45
III.4.1 Valeur efficace d'une grandeur déformée	45
III.4.2 Taux individuel de distorsion harmonique (%)	45
III.4.3 Taux de distorsion harmonique global (%)	46
III.4.4 Problème lié à la mesure de puissance	49
III.4.5 Les inter-harmoniques	49
III.4.6 Les infra-harmoniques	50
III.4.7 Impédance harmonique	50
III.5 Le foisonnement	50
III.5.1 Foisonnement angulaire (fréquentiel)	51
III.5.2 Foisonnement temporel	51
III.5.3 Foisonnement des phases	51
III.6 Conclusion	52
CHAPITRE IV	Identification des problèmes liés aux charges utilisées
IV.1 Introduction	53
IV.2 Efficacité et l'énergie consommée par les différents appareils	53
IV.2.1 Imprimantes	53
IV.2.2 Ordinateurs	53
IV.2.3 Lampes LBC	59
IV.3 Ensemble de charges non linéaires	62
IV.4 Conclusion	67
Conclusion générale	68

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion d'air masse AM	4
Figure I.2 : Spectres solaires relevés selon différentes valeurs d'air masse AM.....	4
Figure I.3 : Composantes du rayonnement solaire au sol	5
Figure I.4 : Principe de l'effet photovoltaïque	6
Figure I.5 : Photos des cellules monocristallines (1) et polycristallines (2)	7
Figure I.6 : Exemple de module utilisant le silicium amorphe	8
Figure I.7 : Cellule tout organique	8
Figure I.8 : Puissance max d'une cellule photovoltaïque	9
Figure I.9 : Evolution de la caractéristique I(v) et P(V) pour différents niveaux d'éclairéments	11
Figure I.10 : Evolution de la caractéristique I(v) et P(V) pour différentes températures	11
Figure I. 11 : Système photovoltaïque avec stockage (avec ou sans conversion d'énergie) .	12
Figure I.12 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/groupe électrogène	13
Figure I.13 : Système photovoltaïque raccordé au réseau	14
Figure I.14 : Module photovoltaïque	14
Figure I.15 : Schéma type de couplage DC	17
Figure I.16 : Schéma type de couplage AC	18

Chapitre II

Figure II.1 : Schéma d'une installation photovoltaïque.....	25
Figure II.2 : Caractéristiques des deux murs	26
Figure II.3 : Moyenne annuelle de l'énergie reçue en Algérie	27
Figure II.4 : Des critères à tenir pour choisir le régulateur	33

Chapitre III

Figure III.1 : Tension appliquée et courant absorbé par une charge non linéaire.....	42
Figure III.2 : Spectre harmonique d'un signal.....	43
Figure III.3 : Onde déformée et sa décomposition en série de Fourier	44

Figure III.4 : Triangle des puissances complet dans le cas d'une tension sinusoïdale et d'un courant déformé.....	47
--	----

Chapitre IV

Figure IV.1 : Consommation pour imprimer une feuille de papier	53
Figure IV.2 : Consommation d'énergie en fonction du nombre de pages	54
Figure IV.3 : Charge Cycle d'imprimante HP Laser Jet 4250 pour une journée	55
Figure IV.4 : Puissance et énergie consommée par trois imprimantes Ricoh-Atcio-MP 4000 Laser Jet MFP sous différents modes de fonctionnement.....	56
Figure IV.5 : L'alimentation d'un ordinateur	57
Figure IV.6 : Puissance d'entrée et de sortie caractéristiques de l'alimentation Diablotek. ...	57
Figure IV.7 : Rendement en fonction de la puissance de sortie pour l'alimentation Diablotek	58
Figure IV.8 : Pics de courant lors de l'allumage d'une lampe LBC de 20W	61
Figure IV.9 : Forme d'onde de courant absorbé par une lampe fluo-compacte	61
Figure IV.10 : L'allure du courant à l'allumage	62
Figure IV.11 : Représentation de forme d'onde du courant et de la tension pour le deuxième essai	63
Figure IV.12 : Représentation du spectre du courant et de la tension pour le deuxième essai... ..	64
Figure IV.13: Représentation de forme d'onde du courant et de la tension pour le troisième essai	64
Figure IV.14 : Représentation du spectre du courant et de la tension pour le troisième essai	65
Figure IV.15 : Représentation de forme du courant et de la tension pour le quatrième essai	65
Figure IV.16 : Représentation du spectre du courant et de la tension pour le quatrième essai	66
Figure IV.17 : Représentation de forme d'onde du courant et de la tension pour le cinquième essai	66

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Les avantages et inconvénients de chaque type de couplage	19
--	----

Chapitre II

Tableau II.1 : L'irradiation solaire journalière par mètre carré pour différents mois	27
--	----

Tableau II.2 : Estimation des consommations d'appareils disponible dans laboratoire.....	28
---	----

Tableau II.3 : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques	30
---	----

Tableau II.4 : Caractéristique des câbles et les pertes ohmiques du câblage	38
--	----

Tableau II.5 : Coût d'installation du système photovoltaïque.....	39
--	----

Tableau II.6 : Résumé des résultats de calcul obtenu du système photovoltaïque.....	39
--	----

Chapitre III

Tableau III.1 : THDi pour diverses charges non linaires	46
--	----

Tableau III.2 : Limite des composantes harmoniques en courants	49
---	----

Chapitre IV

Tableau IV.1 : Energie consommée par l'imprimante pour l'impression des quantités de papier différentes.....	54
---	----

Tableau IV.2 : Puissance consommée par l'imprimante de base Laser Jet en mode veille ...	55
---	----

Tableau IV.3 : Énergie consommée par l'imprimante Laser Jet Basic pendant l'impression	55
---	----

Tableau IV.4 : Résumé des résultats d'essais pour les trois alimentations pour ordinateurs.	58
--	----

Tableau IV.5 : Evaluation des déchets de l'énergie pour l'alimentation des ordinateurs de bureau	59
---	----

Tableau IV.6 : Mesures prises pour les différents essais.....	63
--	----

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 de consommateur solaire idéale, permet la réduction du dimensionnement 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 laboratoire sont non linéaires donc il faudra une bonne étude pour minimiser les harmoniques et les pics de courants.

Mots clé : Système photovoltaïque, Profil de charge, Dimensionnement, Etudes approchée des charges, Harmonique, Le courant déformé, Charge non linéaire, Gestion de la demande.

Introduction générale

Introduction générale

L'électricité est un phénomène physique dû aux différentes charges électriques de la matière, se manifestant par une énergie. Présente naturellement dans notre environnement, l'homme a depuis longtemps cherché à la maîtriser. C'est au cours du XIXe siècle que les propriétés de l'électricité ont commencé à être comprises.

La production d'électricité permet de mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique, à tout moment.

La production d'électricité se fait depuis la fin du 19ème siècle à partir de différentes sources d'énergies primaires. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydraulique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse.

L'électricité est difficilement stockable en grande quantité, la production de l'énergie électrique est directement liée à la consommation. [1]

Les trois éléments puissances apparente, active et réactive, sont les principales quantités énergies dans un système électriques. Elles définissent toute variation dans l'alimentation en puissance électrique, ayant pour conséquence le dysfonctionnement ou l'avarie d'équipements des utilisateurs (creux de tension, surtension, transitoire, harmoniques, déséquilibre, ...).

L'exploitation des énergies renouvelables, en particulier de celle issue de l'astre solaire, afin d'assurer un approvisionnement durable en services énergétiques, s'est considérablement accrue durant ces dernières décennies.

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la planète terre et la plus abondante, une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de l'électricité (solaire photovoltaïque).

Depuis la découverte du système Photovoltaïque, La récupération de l'énergie solaire est devenue l'une des applications les plus prometteuses : dans les pays développés où l'utilisation du Système Photovoltaïque est pour l'instant le plus courant, il sert habituellement de complément d'énergie électrique à usage domestique en milieu urbain, et les panneaux solaires sont placés sur les toits d'habitation. Profitant des conventions écologiques qui préconisent la consommation « d'énergies propres ou renouvelables », son

utilisation se généralise. de nos jours, il est très fréquent de voir des compagnies d'électricité réaliser des installations d'appoints connectées au réseau. De plus, en dépit du coût d'installation qui peut s'avérer conséquent, l'énergie solaire reste très compétitive par rapport aux autres formes d'énergies, même en dépit du faible taux d'ensoleillement de ces pays développés ayant majoritairement un climat tempéré. [2]

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un important gisement en énergie solaire, il n'attend qu'une exploitation. De ce fait, elle bénéficie des conditions favorables à l'utilisation des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire d'origine photovoltaïque et l'introduction de ces nouvelles énergies pourrait être aisément envisagée sur de nombreux sites.

Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne peut pas 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.

Un système photovoltaïque sera donc constitué du générateur précédemment décrit, généralement associé à l'un ou plusieurs des éléments suivants: [3]

- un système d'orientation ou de suivi (rencontré assez rarement sous nos latitudes) ;
- une gestion électronique (stockage, mise en forme du courant, transfert de l'énergie) ;
- un stockage palliant la nature aléatoire de la source solaire ;
- un convertisseur DC/AC ;
- une charge en courant continu basse tension ou en courant alternatif standard.

Dans notre travail, nous proposons l'étude du dimensionnement d'un système Photovoltaïque autonome pour l'alimentation d'un laboratoire qui constitue d'un ensemble de charge dit non linéaire ce que nécessite une bonne étude pour minimiser les harmoniques et les pics de courants est nécessaire. À partir des données théoriques et des essais qui on a faits, on va distinguer l'influence de ces charges sur différents paramètres intervenant dans le choix d'un système électrique.

Ainsi notre travail sera réparti comme suit :

Après une introduction générale,

Le premier chapitre sera consacré à la présentation d'un système photovoltaïque,

Le second chapitre traitera le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome,
Le troisième chapitre est consacré aux problèmes rencontrés lors du dimensionnements (les charges non linéaires),
Pour finir, le quatrième chapitre traite de l'identification des problèmes des charges non linéaires,
Une conclusion générale clôture notre travail.

Chapitre I

I.1 Introduction

L'exploitation de l'énergie solaire et l'optimisation de sa collecte par les systèmes photovoltaïques nécessitent une connaissance exacte de la distribution de l'irradiation solaire, en fonction de plusieurs paramètres géographiques et météorologiques sur le lieu d'implantation de ce système.

Ainsi, nous consacrons ce chapitre pour donner des rappels sur l'énergie solaire, le phénomène de l'effet photovoltaïque et les différents paramètres qui influent sur ce phénomène, ensuite, nous citerons les différents composants qui constituent le système photovoltaïque. Enfin nous présenterons les différents couplages rencontrés dans un système photovoltaïque.

I.2 Le Rayonnement solaire

Le soleil, notre plus grande source d'énergie, est une étoile située à une distance moyenne de 149 598 000 Km de la terre. Il émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm . Ce rayonnement est composé de grains de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ par la relation suivante. [4]

$$EP = h \times c / \lambda \quad (\text{I.1})$$

Où

h : est la constante de Planck,

c : est la vitesse de la lumière et

λ : longueur d'onde.

Le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre en traversant l'atmosphère. Ceci est dû essentiellement à l'absorption partielle du rayonnement par les gaz atmosphériques et la vapeur d'eau. Le flux énergétique reçu au sol ne dépasse pas 1200 W/m^2 . Pour tenir compte de la position relative du soleil qui modifie l'épaisseur de l'atmosphère traversée, on introduit un coefficient appelé nombre d'air masse AM [5]. La figure I.1 illustre ce principe.

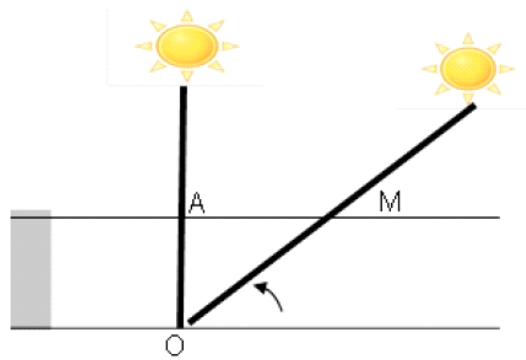


Figure I.1 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion d'air masse AM.

Le nombre d'air masse est obtenu par la relation suivante:

$$AM=1/\sin(\alpha) \quad \text{Avec : } \alpha \text{ (}^\circ\text{) l'élévation du soleil sur l'horizon.}$$

Le concept de nombre d'air masse caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire (par exemple $1\,353\text{ W/m}^2$ pour AM); d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques [5]. La figure I.2 montre le spectre solaire relevé pour plusieurs conditions avec différentes valeurs d'air masse.

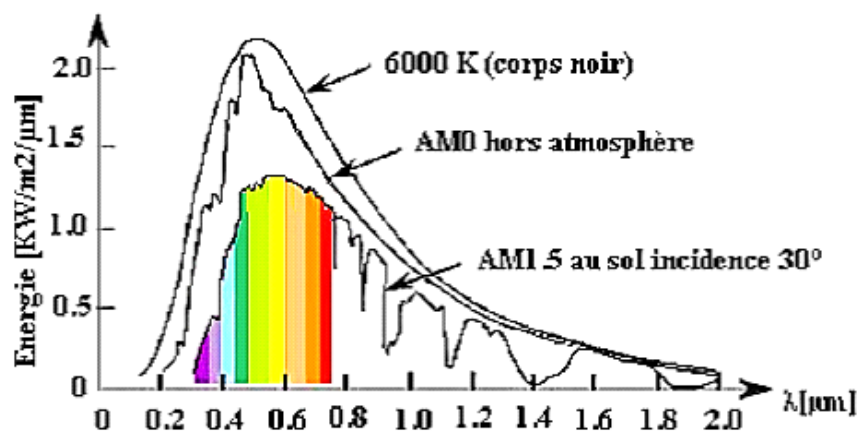


Figure I.2 : Spectres solaires relevés selon différentes valeurs d'air masse AM.

Ainsi les conditions standards de qualification des cellules sont un spectre AM, une puissance incidente de $1\,000\text{ W/m}^2$ et une température de 25°C . Ces conditions sont appelées STC (Standard Test Conditions).

I.3 Composants du rayonnement solaire sur notre planète

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes: [6]

I.3.1 Le rayonnement direct: 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.

I.3.2 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 et une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, et les gouttelettes d'eau et les poussières qui produisent cet éclatement des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques.

I.3.3 Le rayonnement réfléchi: est la partie réfléchi par le sol et dépend de l'environnement du site.

I.3.4 Le rayonnement global : est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme illustré par la figure I.3.

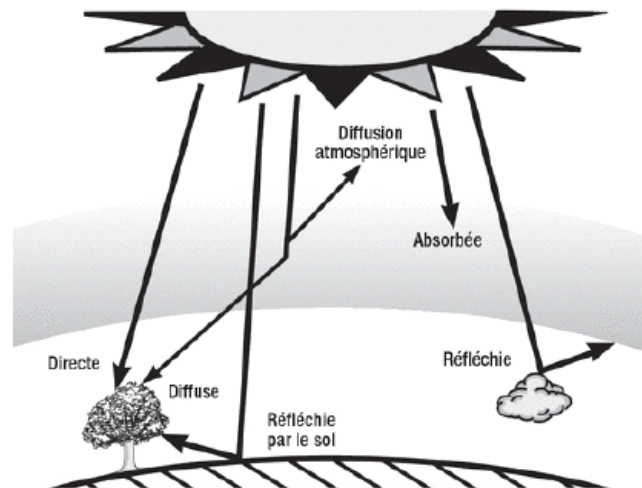


Figure I.3 : Composantes du rayonnement solaire au sol.

I.4 Effet photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des composantes optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque ».

Cet effet peut être expliqué par le fait qu'un photon reçu du rayonnement solaire, heurte une cellule photovoltaïque, son énergie peut être transférée à un électron dans le matériau semi-conducteur de la cellule. Avec cette énergie supplémentaire, l'électron peut alors s'échapper de sa position normale dans l'atome (de la bande de valence à la bande de conduction traversant la bande interdite), créant ainsi un trou qui deviendra une partie d'un courant dans un circuit électrique. C'est ce qu'on appelle, paire électron trou [7] [8], comme le montre la figure I.4.

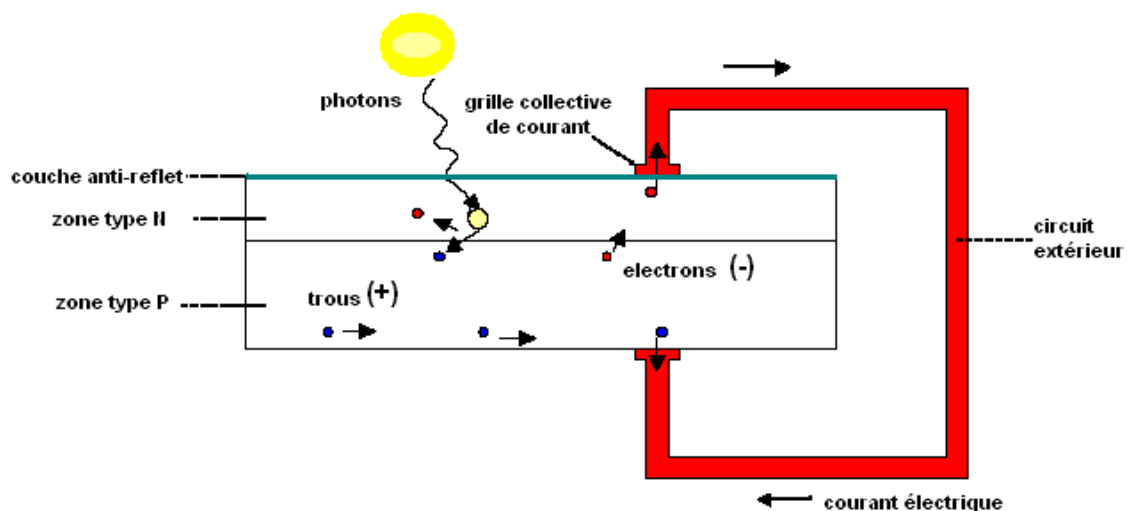


Figure I.4 : Principe de l'effet photovoltaïque.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque, comporte une jonction entre deux matériaux semi-conducteurs dopés de sorte que l'une conduise les charges négatives et l'autre les charges positives. Le but de la structure photovoltaïque, est de créer un champ électrique interne permanent, il se crée donc une différence de potentiel entre les deux couches de la cellule. En conséquence, un courant électrique peut être établi en connectant les bornes de la jonction à un circuit extérieur.

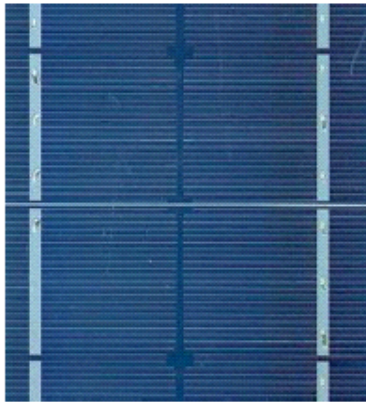
I.5 Technologies des cellules photovoltaïques

On distingue trois générations de cellules photovoltaïques en fonction du développement technologique.

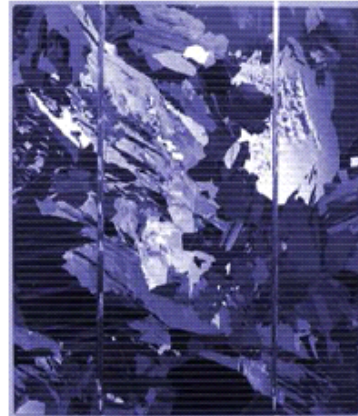
I.5.1 Technologies de la première génération à base de Silicium Cristallin

Les cellules de première génération sont basées sur une seule jonction P-N qui utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. Les cellules produites par la méthode basée sur les wafers de silicium, consomment énormément d'énergie

et donc sont très chères. Elles nécessitent par ailleurs un silicium d'une grande pureté. On différencie également les cellules à base de silicium monocristallin et polycristallin. [4]



(1)



(2)

Figure I.5 : Photos des cellules monocristallines (1) et polycristallines (2).

I.5.2 Technologies de la 2ème génération à base de couches-minces

Plus récemment sont apparues les technologies en couches minces, plus fines et dont la part de marché semble promise à une augmentation rapide. Les cellules dites en couches minces (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses [4]. On distingue plusieurs types de cellules en couches minces :

- A base de silicium amorphe (a-si),
- A base de tellurure de Cadmium (CdTe),
- A base de cuivre/indium/sélénium ou cuivre/indium/Gallium/sélénium (CIS ou CIGS).

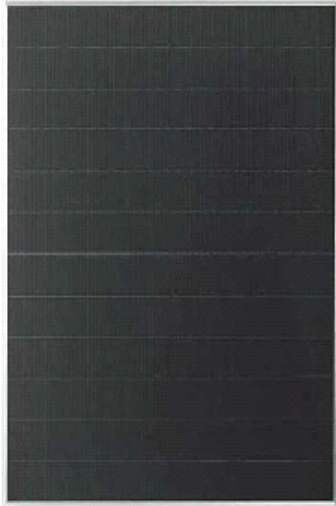


Figure I.6 : Exemple de module utilisant le silicium amorphe.

I.5.3 Technologies de la 3ème génération «les cellules organiques»

Elles sont constituées de molécules organiques combinant flexibilité et légèreté. Il y a trois types de cellules: les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides. Ces technologies sont encore au stade de la recherche et de développement. [4]

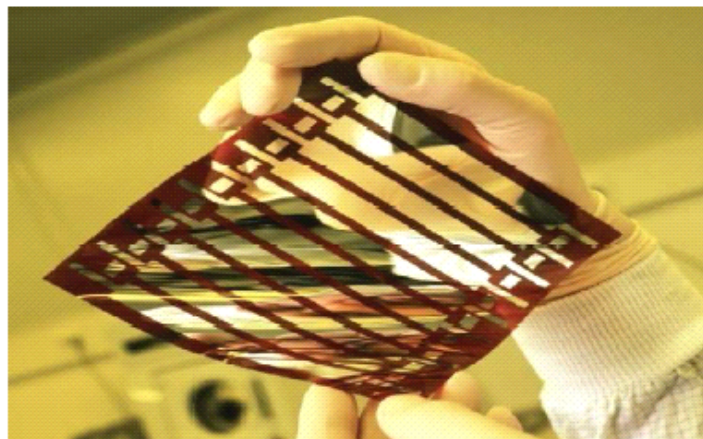


Figure I.7 : Cellule tout organique.

I.6 Caractéristique courant-tension de la cellule

La courbe de la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque est montrée sur la figure I.8. Dans des conditions de court-circuit, le courant généré est à son maximum (I_{cc}), tandis que lorsque le circuit est ouvert, la tension (V_{oc} = tension à circuit ouvert) est à son maximum. Dans les deux conditions susmentionnées, l'énergie électrique produite dans la cellule est nulle, alors que dans toutes les autres conditions, lorsque la tension augmente, l'énergie produite augmente également : elle atteint tout d'abord le Maximum Power Point (P_{max}) puis elle chute soudainement jusqu'à approcher la valeur de la tension à vide. [9]

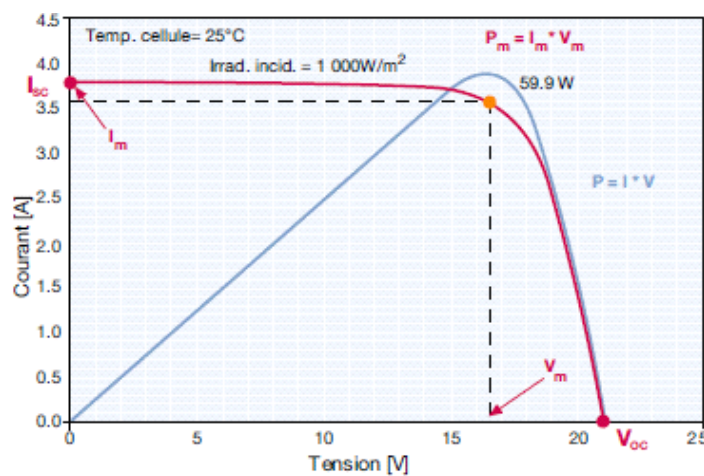


Figure I.8 : Puissance max d'une cellule photovoltaïque.

Par conséquent, les données caractéristiques d'une cellule solaire peuvent être résumées comme suit :

- I_{cc} courant de court-circuit,
- V_{oc} tension du circuit ouvert,
- P_{max} puissance maximale produite dans des conditions standards (STC),
- I_m courant produit au Maximum Power Point,
- V_m tension au Maximum Power Point,
- F_F facteur de remplissage : c'est un paramètre qui détermine la forme de la courbe de la caractéristique ($V.I$) et c'est le rapport entre la puissance maximale et le produit ($V_{oc} \cdot I_{cc}$) de la tension à vide multiplié par le courant de court-circuit.

Si une tension extérieure est appliquée à la cellule photovoltaïque en sens inverse par rapport au fonctionnement standard, le courant produit reste constant et l'énergie est absorbée par la cellule. Lorsqu'une certaine valeur de tension inverse (tension de rupture) est dépassée, la jonction P-N est perforée, comme cela se produit dans une diode, et le courant atteint une valeur élevée endommageant la cellule. En l'absence de lumière, le courant généré est nul pour la tension inverse jusqu'à la tension de rupture. Il y a ensuite un courant de décharge comme dans des conditions d'ensoleillement. [9]

I.7 Influence de l'éclairement et de la température

La caractéristique de la cellule photovoltaïque est directement liée à des conditions météorologiques, en grande partie de l'éclairement et de la température.

I.7.1 Éclairement

Pour une température constante de 25° , la figure I.9 montre la variation du courant de court-circuit I_{cc} et de la puissance P_{max} en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairement. Le courant I_{cc} diminue proportionnellement à la diminution de l'éclairement. Par exemple, lorsque l'éclairement diminue de moitié, le courant de court-circuit aussi diminue de moitié. Alors que la tension de circuit ouvert V_{co} varie très peu. Par contre, la puissance P_{max} est maximum pour un niveau d'éclairement maximal. [10]

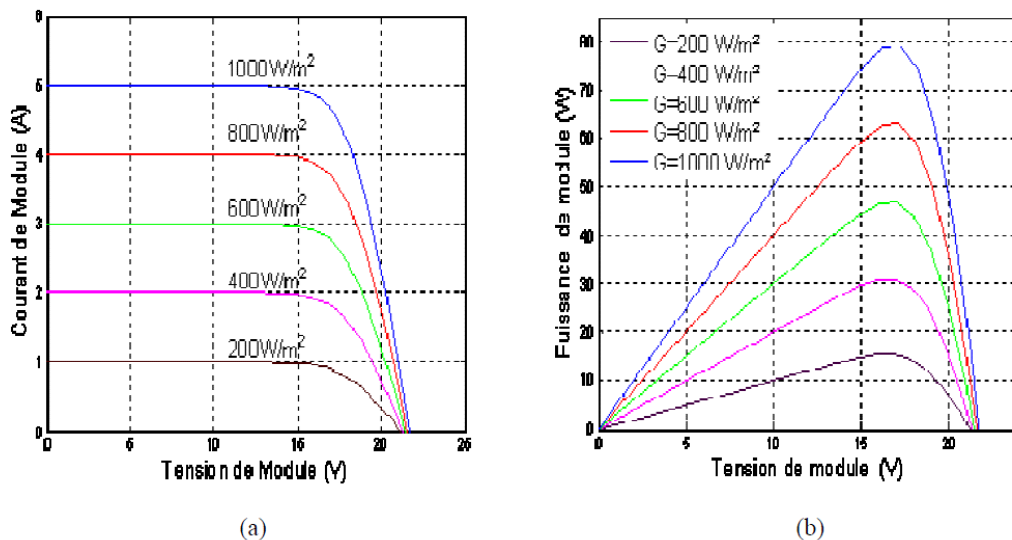


Figure I.9 : Evolution de la caractéristique $I(v)$ (a) et $P(V)$ (b) pour différents niveaux d'éclairements.

I.7.2 Température

La température a également une influence sur la caractéristique d'une cellule photovoltaïque, la figure I.10 présente la variation du courant de court-circuit I_{cc} et de la puissance P_{max} en fonction de la tension pour des températures différentes à un éclairement donné. Quand la température de la cellule augmente le courant de court-circuit augmente faiblement tandis que la tension en circuit ouvert V_{co} diminue de manière appréciable. [10]

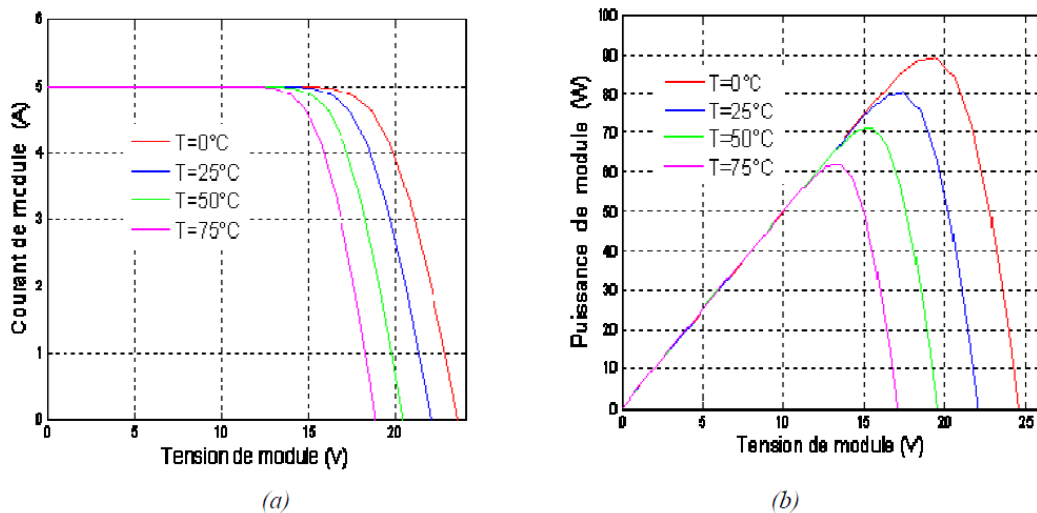


Figure I.10 : Evolution de la caractéristique $I(v)$ (a) et $P(V)$ (b) pour différents températures.

✓ L'effet photovoltaïque est une fonction de deux grandeurs physiques :

L'éclairement et la température.

- Plus l'éclairement E (W/m^2) est important, plus la cellule va délivrer un courant important.
- A l'inverse. Plus la température (T°) est élevée, plus la tension de sortie est faible.

Pour exploiter plus facilement l'énergie générée par des cellules photovoltaïques, les fabricants proposent des associations série et/ou parallèle rassemblées dans des panneaux ou modules.

I.8. Les différents systèmes photovoltaïques

I.8.1 Systèmes autonomes

Ce sont les systèmes les plus simples puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. [6]

• 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. [6]

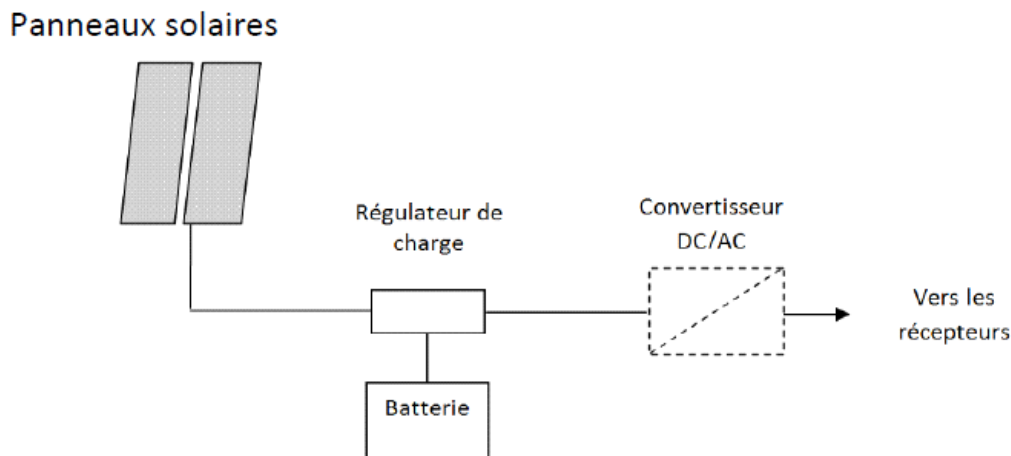


Figure I. 11: Système photovoltaïque avec stockage (avec ou sans conversion d'énergie).

• 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 »). [6]

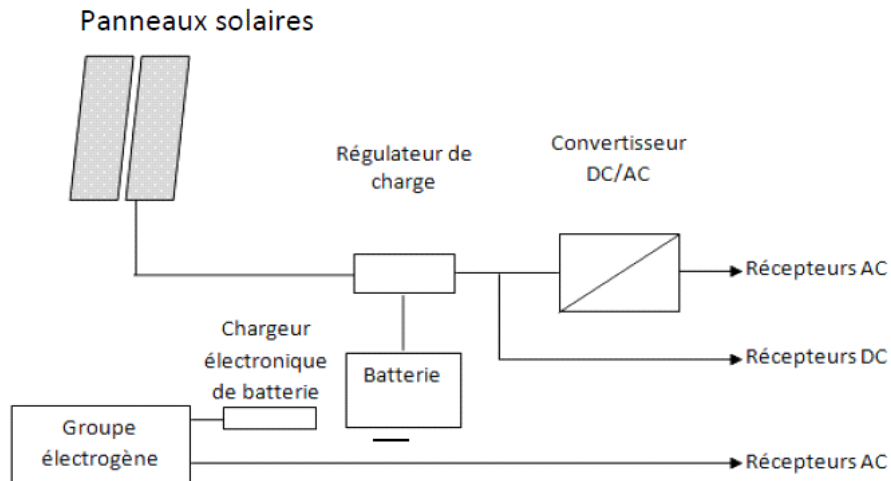


Figure I.12: Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/groupe électrogène.

I.8.2 Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau. Généralement sur des 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 la tension en continu des panneaux en tension alternative via onduleur. Ce convertisseur doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir cette énergie (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. [6]

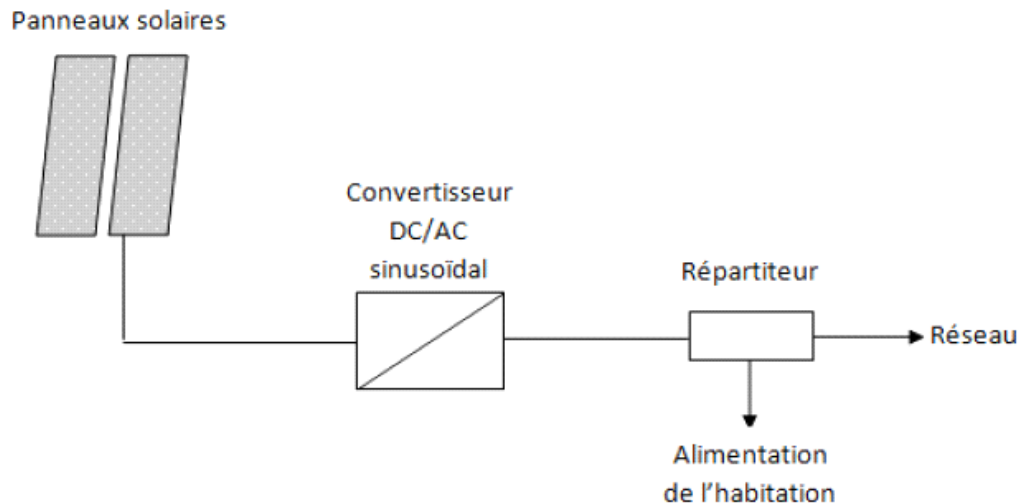


Figure I.13 : Système photovoltaïque raccordé au réseau.

I.9 Principaux éléments d'une installation photovoltaïque

I.9.1 Modules photovoltaïques : captation d'énergie solaire

Afin d'obtenir des modules de puissance élevée, les cellules sont associées en série ou en série/parallèle. Pour cela les connexions des pôles négatifs situés sur les faces avant des cellules sont raccordées aux pôles positifs situés sur les faces arrière des cellules suivantes.

Le module photovoltaïque transforme l'énergie solaire en énergie électrique. Il joue donc le rôle de générateur dans le système photovoltaïque. L'énergie produite par un module photovoltaïque dépend du niveau de l'énergie solaire. Ainsi, durant la journée, l'énergie produite va varier en fonction de la variation de l'énergie solaire.



Figure I.14: Module photovoltaïque.

I.9.2 Onduleur

Les onduleurs convertissent le courant continu fourni par les batteries en courant alternatif nécessaire à l'alimentation de nombreux appareils ou équipements. L'onduleur doit être parfaitement adapté au système.

I.9.3 Régulateur

La quantité d'énergie fournie par les modules photovoltaïques est limitée. Il faut donc que la demande énergétique des charges (éclairages et appareils) ne soit pas supérieure à la quantité d'énergie fournie par le panneau. Le régulateur de charge empêche la surcharge ou la décharge profonde des batteries, prévenant ainsi tout risque de dommage aux batteries et à l'ensemble de l'installation. Il peut également signaler les dysfonctionnements du générateur ou de la batterie.

I.9.4 Batteries

On utilise le plus souvent les équipements électriques après le crépuscule, alors que le module photovoltaïque ne produit plus d'électricité. Les batteries stockent l'énergie captée pendant les périodes d'ensoleillement pour la restituer la nuit et en période nuageuse. Il existe divers types et tailles de batteries. Le choix doit tenir compte à la fois des besoins et du budget de l'utilisateur. La longévité des batteries dépend de la qualité de l'entretien et des contrôles effectués.

I.9.5 Câblage et appareillage

Le câblage des installations solaires photovoltaïques est similaire à celui des systèmes raccordés au réseau, à ceci près que la très basse tension de l'électricité photovoltaïque impose l'utilisation de fils de plus grande section et que certains appareillages diffèrent de ceux utilisés en 230 V. Il faut surtout prévenir les chutes de potentiel en choisissant avec le plus grand soin les sections des câbles et les appareillages.

I.10 Puissance d'une cellule photovoltaïque

Dans les conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc...), la puissance électrique $P(W)$ disponible aux bornes d'une cellule photovoltaïque est :

$$P = VI \quad (I.2)$$

$P (W)$: Puissance fournie par la cellule photovoltaïque,

$V (V)$: Tension mesurée aux bornes de la cellule photovoltaïque,

$I (A)$: Intensité débitée par la cellule photovoltaïque.

I.11 Les différents couplages

Dans une installation photovoltaïque on peut rencontrer deux types de couplages, couplage DC et AC. On peut donc se demander quel type de système est le plus judicieux d'un point de vue :

- Performances,
- Qualité de régulation,
- Installation électrique,
- Economique.

Dans la suite nous proposons un rappel des principaux aspects techniques de chaque solution, et une analyse critique basée sur la théorie et la pratique dans le but de mieux cerner les avantages et inconvénients de chaque solution. [11] [12]

I.11.1 Couplage DC

Dans le cas d'un couplage DC, tous les consommateurs et générateurs sont exclusivement couplés aux batteries côté tension (Figure I.15). Une alimentation en courant continu de 12 volts est adaptée aux configurations de systèmes simples. C'est notamment le cas lorsque l'électricité produite sert avant tout à l'éclairage, par exemple dans le cas d'une installation solaire résidentielle dont la puissance ne dépasse pas quelques centaines de watts. De jour, les batteries stockent l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque, puis la restituent le soir afin de faire fonctionner l'éclairage. En associant un petit onduleur à

l'installation, l'utilisateur peut également raccorder des consommateurs AC classiques à son système DC.

La possibilité d'utiliser des consommateurs à courant alternatif constitue un avantage considérable étant donné que ceux-ci sont universellement disponibles et bon marché à l'acquisition.

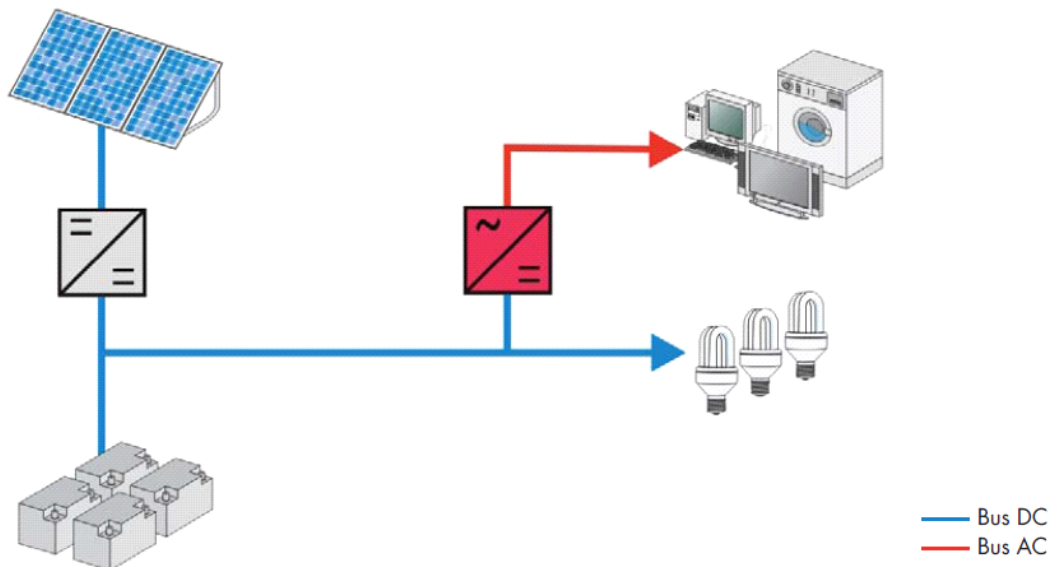


Figure I.15: Schéma type de couplage DC.

I.11.2 Couplage AC

Le couplage de tous les consommateurs et générateurs côté AC (figure I.13) offre un avantage décisif : les systèmes peuvent être mis en œuvre et complétés de façon souple et modulaire, à l'aide de composants standard.

La puissance des générateurs photovoltaïques alimente directement la charge électrique. Le surplus de puissance sur le BUS AC recharge les batteries à travers l'onduleur/chargeur, et en cas de manque de puissance ou la nuit, le complément est fourni par l'onduleur/chargeur à l'aide des batteries (mode onduleur).

Dans le cas où la puissance produite est supérieure à la puissance consommée et les batteries sont chargées, celles-ci ne peuvent plus accepter la charge. L'onduleur/chargeur élève alors volontairement la fréquence de sortie pour signifier aux onduleurs photovoltaïques de

réduire leur puissance. La puissance photovoltaïque est ainsi régulée en dégradant volontairement le point de fonctionnement du champ photovoltaïque.

Les installations à couplage AC peuvent alimenter des consommateurs à courant alternatif classiques. Elles sont donc particulièrement adaptées aux zones rurales des pays en voie de développement.

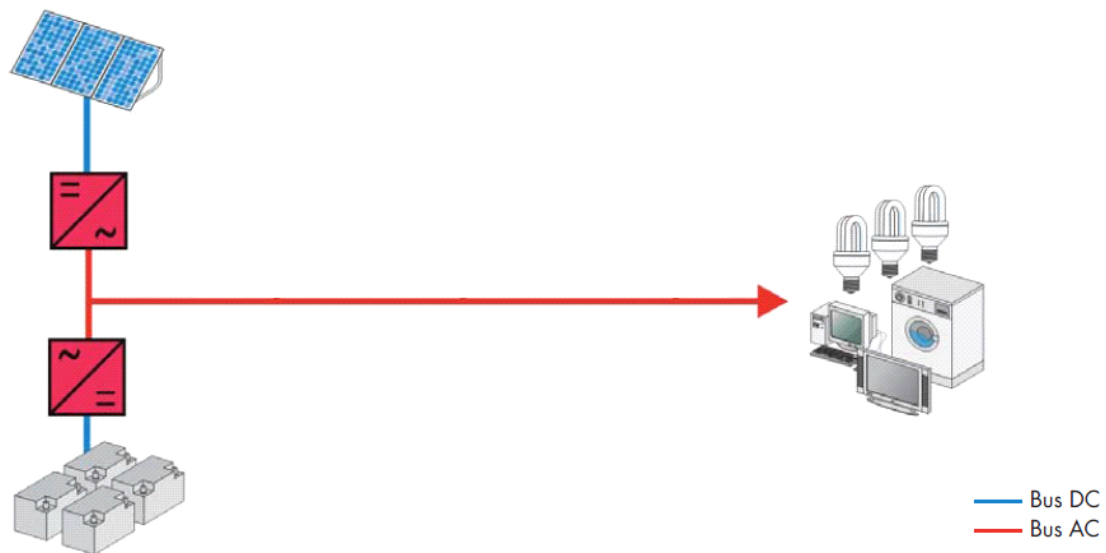


Figure 1.16 : Schéma type de couplage AC.

I.11.3 Avantages et inconvénients du couplage AC et DC

Dans le tableau I.1 on résume les avantages et inconvénients du couplage AC et DC d'un point de vue fonctionnalité, installation et exploitation. [11]

Tableau I.1 : Les avantages et inconvénients de chaque type de couplage.

Type de couplage	Avantages	Inconvénients
Couplage DC	<p>Grande variété de fabricants.</p> <p>-Possibilité de mixer des composants de différentes marques.</p> <p>-Architecture historique, bien connue des installateurs et facile à mettre en œuvre.</p> <p>-La source d'énergie est raccordée directement sur les batteries ce qui rend la charge fiable en cas de défaillance des autres composants.</p>	<p>-Injection réseau possible mais peu développée et nécessité de mettre un système anti-îlotage (VDE 126).</p> <p>-Câblage DC plus complexe et onéreux que le câblage AC.</p> <p>-Le système doit être centralisé (difficulté de transport de l'énergie en courant DC).</p> <p>-Toute la puissance renouvelable passe à travers les onduleur/chargeurs qui doivent être dimensionnés en conséquence.</p>
Couplage AC	<p>-Raccordement photovoltaïque simplifié en courant AC avantageux pour les mini réseaux (extension de puissance et extension géographique simplifiée)</p> <p>-La puissance renouvelable fournie aux consommateurs peut être supérieure à la puissance des onduleur/chargeurs.</p> <p>-Bénéficie des baisses de prix et des augmentations de rendement des onduleurs « raccordé réseau ».</p>	<p>Faible nombre de fabricants d'onduleurs/chargeurs compatibles avec la variation de fréquence</p> <p>-Faible nombre d'onduleurs « raccordés réseau » compatibles avec la variation de fréquence.</p> <p>-Programmation des composants plus complexe.</p> <p>-Risque de réinjection de puissance non régulée dans le groupe électrogène ou le réseau (sans protection anti-îlotage VDE 126).</p> <p>-Nécessité de sur-dimensionner les onduleur/chargeurs pour offrir une capacité de charge suffisante pour écouler la puissance renouvelable+ groupe.</p>

Chaque couplage AC ou DC possède des avantages et des inconvénients, par conséquent le bon choix de couplage est indispensable pour assurer le fonctionnement exemplaire de l'installation.

I.11.4. Comparaison économique entre le couplage AC et DC

La comparaison économique entre les deux couplages se situe au niveau des coffrets de protection électrique et la comparaison entre régulateurs de charge DC contre onduleurs réseau AC: [11]

• Protection électrique

Dans le cas du couplage DC, un surcoût est induit par la complexité accrue des coffrets DC servant au raccordement des multiples appareils. Comparativement au courant AC, les coffrets en courant DC sont plus imposants car les courants mis en jeu sont plus élevés, et nécessitent des conducteurs de plus fortes sections. De plus, les câbles et protections DC sont moins courants sur le marché et donc plus onéreux.

En revanche, les coffrets AC sont moins complexes et donc moins onéreux. En ramenant le prix au Watt Crête des coffrets, le couplage DC est 20% plus cher que le couplage AC.

• Différence de coût entre régulateurs DC et onduleurs AC

En couplage DC, le cout d'un régulateur MPPT de forte capacité, utilisé au meilleur de ses possibilités, oscille entre 100 € et 150 € par kWc de photovoltaïque installé. En couplage AC, le cout d'un onduleur réseau varie entre 270 € par kWc pour les petits modèles (3 kW) et 140 € par kWc pour les modèles plus puissants (jusqu'à 20 kWc).

De manière générale, la différence de prix sur un projet complet clé en main n'excède pas 3 à 5%. Le couplage DC est plutôt avantageux pour les puissances faibles à moyennes (jusqu'à 10 kWc) et le couplage AC pour les puissances moyennes à fortes (au-delà de 10 kWc).

I.12 Protection contre la foudre

Les protections contre la foudre sont indispensables si l'on veut garantir une alimentation fiable en électricité. Le nombre de panne recensée 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: [6]

- 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 parafoudres.

I.13. 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. [6]

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 le pole (+), mais pas sur le pole (-) 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 continue. 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. [6]

I.14. conclusion

Il apparaît clairement que le recours de plus en plus prononcé au système photovoltaïque semble être une solution très rationnelle pour répondre aux besoins énergétiques de l'humanité. Mais il est très important de bien choisir et dimensionner les différents paramètres pour que cette solution soit fiable. Ce que nous allons traiter dans le chapitre II.

Chapitre II

II.1. Introduction

Lors des dernières années, les systèmes photovoltaïques autonomes sont les systèmes les plus utilisés au monde. Néanmoins, un intérêt récent dans le marché mondial est accordé aux systèmes connectés aux réseaux de distribution à cause de leur prix et de leur souplesse attractive.

Un système autonome photovoltaïque devrait fournir assez d'énergie à une application totalement isolée pour assurer son bon fonctionnement.

Dans ce chapitre, le but et les différentes méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque seront exposés. Ensuite, nous présenterons les étapes à suivre pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.

II.2. 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 un site donné et un profil de consommation donné, l'optimum technico-économique est atteint, quand tous les coûts économiques pour un cycle de vie du système sont minimisés, de telle sorte que le système puisse en même temps respecter toutes les contraintes de fonctionnement et satisfaire toutes les exigences de l'utilisateur. On parle ainsi d'un problème d'optimisation multi-objectifs ou multicritères, dont les buts sont pour la plupart des cas antagonistes. Néanmoins il faut 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 à une incidence sur le prix, la qualité et la durée de vie 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 du système afin de minimiser les différents coûts, tout en assurant une alimentation sans interruption du consommateur. [6] [13]

II.3. Différentes méthodes de dimensionnement

On rencontre dans la littérature, deux méthodes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques : la méthode quasi-statique qualifiée de méthode empirique et les méthodes dynamiques.

- **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 que obtenu lors d'un dimensionnement purement énergétique, ne permet pas une approche fiable de l'analyse du système, ni la garantie des résultats. Cette dernière certification est de plus en plus demandée pour assurer à l'utilisateur d'un système photovoltaïque isolé une fiabilité telle que celle obtenue par une installation raccordée au 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 photovoltaïque. 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 photovoltaïque et la capacité nominale de l'accumulateur. [6] [13]

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome selon une 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 photovoltaïque (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. [14]

Des logiciels ont été mis sur pied à partir de modèles physiques. Ils représentent des outils d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques. Beaucoup de travaux de recherche relatifs au dimensionnement des systèmes photovoltaïques sont réalisés à partir de ces logiciels. Ainsi, en France, les logiciels les plus utilisés sont **PVsyst**, **PV*SOL**, **PVGIS** et **Archélios** ; au Canada, on a **RetScreen** International du Centre d'aide au dimensionnement et en Belgique, **Solutions-Solar** évolution assure les mêmes fonctions. Ces logiciels constituent pour la plupart, des outils d'aide à la décision dans des projets sur des systèmes photovoltaïques. Il existe d'autres logiciels de dimensionnement tels que **HOMER**, **CALSOL**, **TECSOL**, **PV planner**. [14]

II.4. Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome :

La conception et le dimensionnement d'un champ photovoltaïque précis est en réalité un processus relativement complexe car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération, une certaine dose d'impondérable (la météorologie), et surtout de multiples interactions entre les choix. Par exemple, la consommation du régulateur de charge, de l'onduleur, de la batterie, doit être ajoutée 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. Le diagramme présenté sur la figure II.1 résume la démarche à suivre dans le cas d'un système photovoltaïque autonome AC (avec conversion d'énergie mais sans sources auxiliaires).

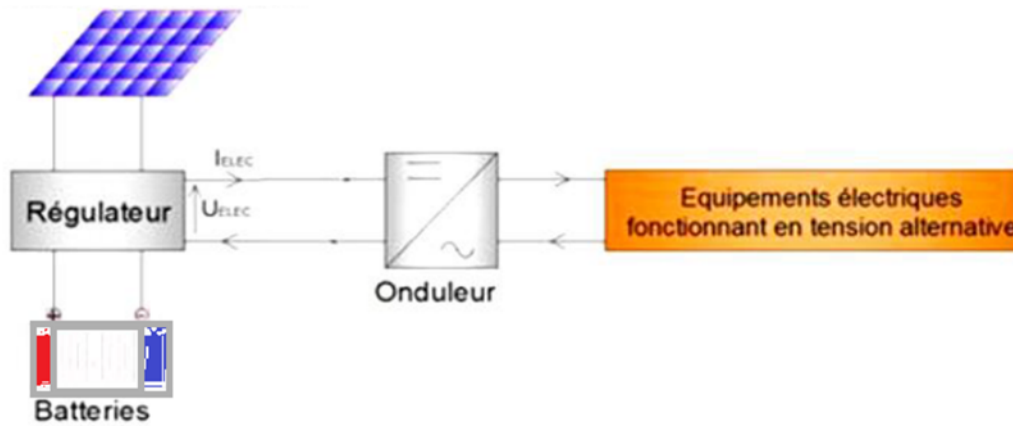


Figure II.1 : Schéma d'une installation photovoltaïque.

II.5. Étapes suivies pour le dimensionnement

Les étapes ci-dessous présentent de façon détaillée la démarche à suivre pour dimensionner un système photovoltaïque autonome. [13]

- Etape 1 : Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation.
- Etape 2 : Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique.
- Etape 3 : Définition des modules photovoltaïques, tension de fonctionnement technologie, puissance totale à installer.
- Etape 4 : Définition de la capacité de la batterie et choix de la technologie.
- Etape 5 : Choix du régulateur.
- Etape 6 : Choix de l'onduleur.
- Etape 7 : Plan de câblage : détermination des accessoires de câblage et des sections de câbles.
- Etape 8 : coût du système.

II.5.1. Présentation du site

Dans la suite de notre travail, on va utiliser des résultats obtenus dans une étude au sein d'un laboratoire à Bouzareah, dans la wilaya d'Alger. [6]

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 installer. [6]

Notre étude consiste à bien dimensionner une installation photovoltaïque autonome intégrée au bâtiment, de latitude $\varphi = 36.8^\circ N$, longitude $L = 3^\circ E$ et altitude $A = 345 \text{ m}$, pour alimenter un laboratoire en électricité. [6]

❖ Caractéristiques des murs

• Premier mur

- Orientation : 10° Sud
- Longueur : 9 m
- Hauteur : 2.5 m
- Surface : 22.5 m^2
- Largeur : 0.2 m

• Deuxième mur

- Orientation : 55° Sud
- Longueur : 7 m
- Hauteur : 2.5 m
- Surface : 17.5 m^2
- largeur : 0.2 m

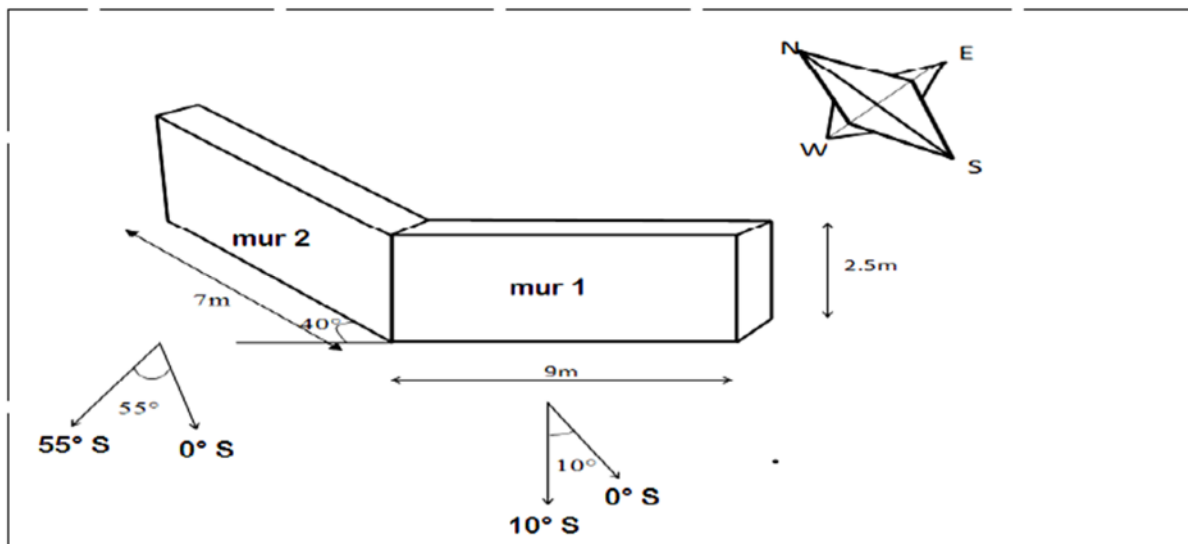


Figure II.2 : Caractéristiques des deux murs. [6]

II.5.2. Evaluation de la production solaire

Il convient d'identifier le mois correspondant à l'irradiation minimale. Ici, il s'agit du mois de décembre avec une irradiation journalière de $Gr_{jmin1} = 3,018 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$ pour le premier mur et $Gr_{jmin2} = 2,479 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$ pour le deuxième mur.

Les résultats sont indiqués dans le tableau II .1. La donnée, qui nous intéresse, est l'irradiation totale journalière reçue par le champ photovoltaïque, en $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$.

L'irradiation solaire reçue par le champ photovoltaïque (Inclinaison : $\varphi = 36.8^\circ$; Orientation ; $Y_1 = 10^\circ$ et $Y_2 = 55^\circ$; Localisation : Alger) est indiquée ci-après pendant 10 ans [2003-2013] :

Tableau II.1 : L'irradiation solaire journalière par mètre carré pour différents mois.

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

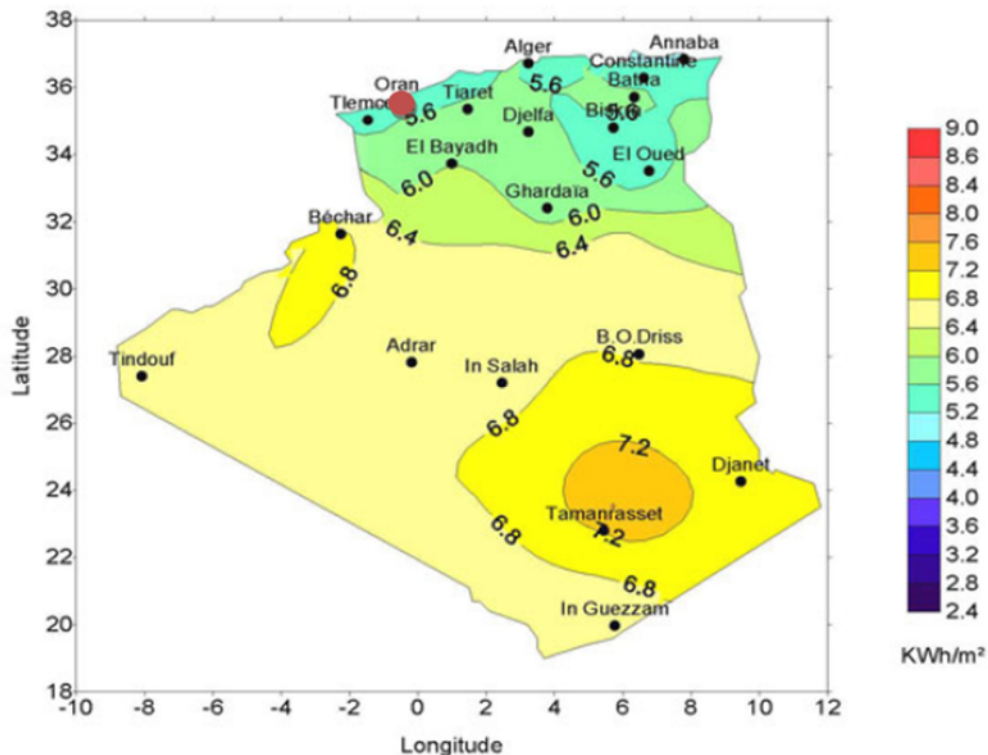


Figure II.3 : Moyenne annuelle de l'énergie reçue en Algérie. [13]

II.5.3. Estimation de la consommation (besoins journaliers)

Evaluer sérieusement nos besoins en énergie permet de disposer d'un système bien adapté, toute exigence supplémentaire se traduira par une augmentation de la puissance à mettre en œuvre : plus de panneaux et plus de batterie.

La puissance « P » est une donnée instantanée par contre l'énergie « E » c'est le produit de la puissance par le temps « t » :

$$E = P \times t \tag{II-1}$$

Cette Relation permet de calculer les besoins journaliers en énergie.

En effet, comme un système photovoltaïque fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre une période de 24h comme unité de temps. On la notera *Econs* l'énergie électrique consommée en 24h par l'application, en Wh/j. c'est une consommation journalière.

❖ Cahier des charges

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 [6] ci-dessous (tableau II.2).

Tableau II.2 : Estimation des consommations d'appareils disponibles dans laboratoire.

Appareils	Nombre	Puissance consommée (W)		Durée de fonctionnement (heures)		Consommation (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	4,502476
Lampe multi	1	625	17	0,5	7,5	0,44
Unité Central trav	1	250	0	8	0	2
Imprimante	3	300	0,8	0,5	7,5	0,468
Lampe	8	25	-	8	-	1,6
Totale	-	-	-	-	-	12,11

II.5.4. Modules photovoltaïques

II.5.4.1 Calcul de la puissance crête du système

Le soleil est la seule source d'énergie du système autonome, les modules photovoltaïques doivent alors fournir toute l'énergie demandée, en incluant les pertes à tous les niveaux. La batterie est une capacité tampon qui permet de stocker cette énergie pour en disposer en dehors des périodes de production photovoltaïque.

II.5.4.2 Estimation de la puissance crête du champ photovoltaïque

La puissance crête des capteurs photovoltaïques est à déterminer en fonction des besoins E (en kWh/an) en énergie électrique et de l'irradiation annuelle (en kWh/m².an) dans le cas le plus défavorable, elle se calcule comme suit: [6]

$$P_c \left(\text{en } \frac{\text{KW}_c}{\text{m}^2} \right) = \left[\frac{E_{ch} \left(\frac{\text{KWh}}{\text{j}} \right)}{K \cdot G_{rjmin} \left(\text{en } \frac{\text{KWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{j}} \right)} \right] \quad (\text{II-2})$$

P_c : Puissance crête du champ photovoltaïque ;

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

G_{rjmin} : L'irradiation solaire journalière reçue par surface unitaire (1m²) 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, pertes dans les modules photovoltaïques) dont celle dans les batteries. Ce facteur est en général compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est $k=0,65$.

Ce coefficient tient compte :

- 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 du régulateur (95%) ;
- Des pertes dans les câbles et connexions pour les systèmes avec batterie.

Application

$$\checkmark P_{c1} = E_{ch} / (K G_{rjmin1}) = 12,11 / (0,6 \times 3,018) = 6,69 \frac{\text{KW}_c}{\text{m}^2}$$

$$\checkmark P_{c2} = E_{ch} / (K G_{rjmin2}) = 12,11 / (0,6 \times 2,479) = 8,14 \frac{\text{KW}_c}{\text{m}^2}$$

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 des modules photovoltaïques 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_c :

$$P_c(\text{en } kW_c) = \left[\frac{E_{ch} \cdot E_{nom}}{K \cdot I_{rjmin}} \right] \quad (\text{II-3})$$

E_{nom} : est la puissance radiative dans la condition standard de test (conditions STC), exprimée en kW/m². Donc, $E_{nom} = 1 \text{ kW/m}^2$. (Grandeur ramenée)

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

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

✓ Choix de la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt. [6]

Le tableau II.3 nous donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque.

Tableau II.3 : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques.

Puissance du champ Photovoltaïque	0 – 500 Wc	500 Wc–2 kWc	2 kWc– 10 kWc	> 10 kWc
Tension recommandée	12 VDC	24 VDC	48 VDC	> 48 VDC

Dans notre cas :

$$P_{c1} = 6,69 \text{ kWc};$$

$$P_{c2} = 8,14 \text{ kWc}$$

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

II.5.5. Détermination du 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 puissance crête P_c et de tension nominale V_n .

Le module choisi pour notre étude et un module de type Condor CEM100M-36 monocristallin d'une puissance optimale de $P = 100$ Wc, Il présente les caractéristiques suivantes [6] : (Voir annexe 1)

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

Le nombre total de modules à installer se calcule par :

$$N_m = \frac{P_{ch}}{P_c} \quad (\text{II-4})$$

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

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

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

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_n} \quad (\text{II-5})$$

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 :

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} \quad (\text{II-6})$$

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 67 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 à installer dans ce dernier est inférieur par rapport au nombre de modules installés dans le deuxième mur. C'est à dire d'un point de vue économique, c'est le premier mur qui est avantageux par rapport au deuxième mur.

II.5.6. 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 : [6]

- E_{ch} : De l'énergie consommée par les différents récepteurs (Wh/j) ;
- N : Du nombre de jours d'autonomie 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 à trois jours et le temps d'utilisation est de 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 selon la puissance crête.

La capacité de charge de la batterie est donnée par :

$$C_{bat}(\text{en Ah}) = \frac{E_{ch} \cdot N}{PDD \cdot V_{bat}} \quad (\text{II-7})$$

Application :

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

La capacité d'une batterie s'exprime en Ampère-heure (Ah), sachant que $1\text{Ah} = 1 \text{ Wh/}$ tension à ces bornes ($U = 48 \text{ V}$), ainsi elle peut être aussi exprimée Ah ou Wh/V . (voir annexe 2)

Ainsi, la valeur minimale de la capacité nécessaire est de ($C_{bat} = 180\text{Ah}$), si notre choix se porte sur une batterie en plomb ouvert ENERSOL 100 Chargée liquide (12V 97Ah (C100)). [6]

- 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 au total.

III.5.7. Dimensionnement du régulateur

Type of controller	On-off/constant voltage – shunt/series
Charge process	Linear/PWM
Ambient temperature	°C
Nominal voltage	V
Nominal current ($\times 1.5$)	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_{tbo}
Equalisation voltage	V_{teg}
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	

Figure III.4 : Des critères à tenir pour choisir le régulateur. [6]

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 elle est de 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 consommer 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 :

$$I_{Rmax} = I_{cc} \times N_p \tag{II-8}$$

$$I_{Rmax} = 5,84 \times 23 = 134,32 \text{ [A]}$$

$$I_e = 1,5 I_{cc} \times N_p \tag{II-9}$$

$$I_e = 1,5 \times 2 \times 5,84 = 201,48 \text{ [A]}$$

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

• Courant du régulateur:

$$I_R = I_{opt} \times N_p \tag{II-10}$$

$$I_R = 5.41 \times 23 = 124.43 \text{ [A]}$$

II.5.8. Choix de l'onduleur

L'onduleur peut être alimenté soit par les panneaux ou dans la majorité des cas directement par les batteries, il débite sur des récepteurs à courant alternatif. L'onduleur transforme la tension continue des batteries en tension alternative.

Les récepteurs peuvent être de nature linéaire ou non-linéaire.

Les onduleurs photovoltaïque diffèrent par la forme d'onde de la tension qu'ils imposent au récepteurs, impactant ainsi la forme d'onde du courant électrique délivré : la forme sinusoïdale étant la norme habituelle de l'électricité fournie par le réseau électrique. Selon l'application, on rencontre trois types de forme d'onde :

➤ Onduleur à onde carrée

C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problème des charges inductives.

Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie : celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée.

➤ Onduleur à onde pseudo sinusoïdale

Ce sont en général les appareils les plus performants en termes de rendement. La technique utilisée part, d'un oscillateur à modulation de largeur d'impulsion à 50 Hz

Commandant deux transistors alimentant le primaire d'un transformateur. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passage par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie.

➤ Onduleur à onde sinusoïdale

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en œuvre, les protections et synchronisation au réseau n'existant pas.

Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont un filtre éliminant les harmoniques hautes fréquences.

Les onduleurs à onde « non sinus » génèrent des harmoniques qui peuvent endommager dans les cas extrêmes certains appareils électriques ayant des alimentations sensibles. Dans notre cas les charge comme les ordinateurs sont très sensibles, donc l'onduleur que nous allons choisir doit être à sortie sinusoïdale.

II.5.8.1 Principaux critères du choix de l'onduleur

➤ Précision de la tension de sortie

Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 Vac. Utilisé dans certaines utilisations, appareils électroniques délicats. L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée. [15]

➤ Résistance aux surcharges et au courant réactif

Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage difficile, on peut citer les réfrigérateurs (la puissance de démarrage varie de 5 à 10 fois la puissance nominale). [15]

➤ Distorsion harmonique

Dans certaines utilisations sensibles, la présence d'harmoniques est une gêne audible où elle perturbe le fonctionnement de la charge. [15]

➤ Rendement

C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 V_{eff}. On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur: les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90% à partir d'une charge de 5 à 10% de leur puissance nominale. Mais le rendement des appareils consommateurs peut dépendre de la forme de l'onde: par exemple un moteur alimenté par une onde carrée a un très mauvais rendement et va chauffer. [15]

➤ **Consommation en mode d'attente**

C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas la consommation à vide est plus importante que la consommation utile. Un onduleur performant de 500 W/12 V consomme par exemple 0.4 A en attente, ce qui fait 9.6 Ah ou 115Wh/j. Il faudrait si possible déclencher l'onduleur entre deux utilisations. [15]

II.5.8.2 Critères de choix d'un onduleur :

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer : [15] [16]

- Qu'une solution en courant continu toujours plus économe en énergie n'existe pas.
- Que la consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire.
- Que l'onduleur peut démarrer la charge (essai!).
- Que son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge.
- Que la charge tolère la distorsion de l'onduleur.
- Que les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge.
- Que l'onduleur est protégé contre les surcharges côté DC et AC et contre la surchauffe.
- Que l'onduleur coupe les utilisateurs en cas de basse tension DC.

II.5.8.3 Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV) :

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion AC*/DC* est le même.

➤ **Les caractéristiques principales d'un onduleur photovoltaïque sont les suivantes :**

- Puissance nominale en VA,
- Tension nominale d'entrée en Vcc,
- Plage de la tension d'entrée en V,
- Protection tension d'entrée basse en V,
- Puissance de démarrage admissible en %,
- Intensité maximale admissible en A,
- Tension nominale de sortie en Vca,
- Plage de tension de sortie,

- Onde de sortie,
- Fréquence nominale de sortie en Hz,
- Rendement maximal, généralement de l'ordre de 90%,
- Distorsion harmonique,
- Température ambiante.

Pour une tension d'entrée $V = 48\text{V}$ en DC et une tension de sortie $V = 220\text{V}$ en AC à $T = 40^\circ\text{C}$, l'onduleur choisi pour ce système photovoltaïque est l'onduleur **Steca Xtender XTH** avec une puissance du convertisseur et de $8000\text{W} > 6900\text{W}$ puissance du récepteur. [6] (voir annex4)

Remarque

Dans la majorité des travaux, le dimensionnement de l'onduleur est basé sur la consommation en énergie [W] « cela revient à un fonctionnement avec un facteur de puissance unitaire », dans ce cas les différentes perturbations sont négligés (perturbation harmoniques en courant et en tension; facteur de puissance de l'ensemble ; etc ...). Ces perturbations sont dues à la nature non linéaires de l'ensemble des charges utilisées, telles que : ordinateurs, imprimantes, lampes à basse consommation...

La principale caractéristique des charges non linéaires réside dans le fait qu'elles possèdent souvent un mauvais facteur de puissance. Tout ceci nous conduit à une estimation erronée de la puissance apparente « puissance de dimensionnement en alternatif ». Avec une conséquence directe sur le choix de l'onduleur dans le cas d'une installation photovoltaïque autonome.

II.5.9 Plan de câblages

La plus part des installations photovoltaïques fonctionnent sous une faible tension (12 à 48V) et un courant relativement élevé. Or, les pertes en lignes sont proportionnelles au carré de l'intensité (RI^2 ou R est la résistance du câble) [6]. 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 4 ou 5 % de cette puissance. [6]

II.5.9.1 Données complémentaires :

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

Avec : $\Delta U = 4\%$

• Puissance nominale de l'onduleur : $P_n = 8000 \text{ W}$

• La résistivité de cuivre : $\rho = 1,8 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$.

Telle que : ΔU_{max} représente la chute de tension maximale, elle s'écrit en fonction du courant

I_{max} :

$$\Delta U_{max} = R \times I_{max} \quad (\text{II-11})$$

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

$$R = \rho \frac{l}{s} \quad (\text{II-12})$$

Telle que :

l : La longueur du câble

s : La section du câble

D'où :

$$R = \frac{\Delta U_{max}}{I_{max}} = \rho \frac{l}{s}$$

Qui permet de tirer la section du câble S :

$$S = \frac{I_{max}}{\Delta U_{max}} \rho l \quad (\text{II-13})$$

Tableau II.4 : Caractéristique des câbles et les pertes ohmiques du câblage. [6]

Section du câble	mm^2	1.5	2.5	4	6	10	15	25
Résistance	$\text{M}\Omega/\text{m}$	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 10mm^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). [6]

II.5.10. Le coût de l'installation

Le tableau II.5 est le devis estimatif des principaux composants de l'installation photovoltaïque qu'on a dimensionnée.

Tableau II.5 : Coût de l'installation du système photovoltaïque.

Désignation	Nombre	Prix unitaire DA	Sous total DA
Panneaux Photovoltaïques	67	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

II.6. Résumé des résultats de calcul

Le tableau II.6 ci-dessous résume les principaux résultats de dimensionnement qu'on a vu (II.5)

Tableau II.6 : Résumé des résultats de calcul obtenu pour le système photovoltaïque.

Energie consommée en [kWh/jour]	puissance crêt [kWc]	Tension de fonctionnement	Nombres des modules PV	Nombre des batteries
12.11	6.69	48	67	8

II.7. Problème des charges non linéaires

Le système photovoltaïque va alimenter un ensemble de charges non linéaires, ces charges non linéaires génèrent des harmoniques de courant et consomment de la puissance réactive, ce qui conduit à des conséquences directes sur la forme des ondes de tension et de courant, provoquant un dysfonctionnement de plusieurs appareils sensibles à ce genre de problèmes.

II.8. Conclusion

Les installations photovoltaïques autonomes doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir à une meilleure optimisation de installation.

Dans ce chapitre nous avons présenté les étapes de dimensionnement relatif à la méthode quasi-statique d'un système photovoltaïque autonome, ensuite nous avons choisi les constituants du système, adaptés aux résultats trouvés.

Les caractéristiques des charges non linéaires ont une influence sur le bon fonctionnement d'un système photovoltaïque surtout si ce dernier est autonome. Dans ce cas la connaissance de ces caractéristiques est importante pour assurer un dimensionnement viable des différents composants de ce système.

Dans le chapitre suivant nous allons présenter les différentes notions et gêne causées par les charges non linéaires.

Chapitre III

III.1 Introduction

En Algérie une énergie électrique en alternatif est idéalement fournie sous forme d'une source de tension purement sinusoïdale, de valeur efficace égale à 220V et d'une fréquence à 50Hz. En pratique le transport de l'électricité et l'usage qui en est fait par les utilisateurs provoquent la déformation de la sinusoïde. Cette déformation ou distorsion de l'onde est appelée perturbation harmonique.

La distorsion harmonique est due pour une large part au développement de l'électronique de puissance, qui c'est répondu tant dans l'industrie que dans les ménages.

La nécessité de l'étude des effets de ces perturbations harmoniques s'est fait ressentir, au fur et à mesure de la prolifération de ce type de charge sur les éléments du réseau et sur la qualité du service, on pourrait citer comme effet : l'apparition des résonances dans les réseaux provoquant ainsi des désagréments aux utilisateurs, des bruits téléphoniques etc...

III.2 Les harmoniques

III.2.1 Définition des harmoniques

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de celle du fondamentale du réseau.

En général, les harmoniques pairs sont négligeables et seuls les harmoniques impairs existent. En monophasé, Les principaux harmoniques présents sont le troisième, le cinquième, le septième. [17]

La grande majorité des sources d'harmoniques sont constituées :

- De charges domestiques : [17]
- ✓ Munie de convertisseurs: four à micro-onde, ordinateur, Imprimante, téléviseur.
- ✓ Charges utilisant l'arc électrique : lampes basse consommation, tube fluorescents.

III.2.2 Les perturbations harmoniques

Les signaux (tension et courant) relevés sur le réseau sont des signaux déformés, ils sont loin d'être des sinusoïdes parfaites.

Un signal déformé est la superposition d'un signal fondamental (à 50 Hz) et des signaux harmoniques de fréquences qui sont des multiples entiers de la fréquence du fondamental (100,

150, 200, 250...etc.). En pratique on ne s'intéresse qu'aux harmoniques significatifs, allant jusqu'au rang 40[17].

III.2.3. Caractéristique de la perturbation harmonique

Les charges peuvent être classées en deux familles principales:

- Les charges linéaires,
- Les charges non linéaires.

➤ Charge linéaire

Une charge est dite "linéaire" si le courant qu'elle absorbe est sinusoïdal lorsqu'elle est alimentée par une tension sinusoïdale. Ce type de récepteur ne génère pas d'harmonique.

➤ Charge non linéaire

Une charge est dite "non linéaire" si le courant et la tension ne sont pas de même forme. C'est à dire que si la tension est parfaitement sinusoïdale, le courant absorbé est de forme quelconque. Ce type de récepteur est générateur de courants harmoniques.

Les charges non linéaires absorbent des courants non sinusoïdaux, provoquant ainsi des déformations de la tension via les impédances des lignes.

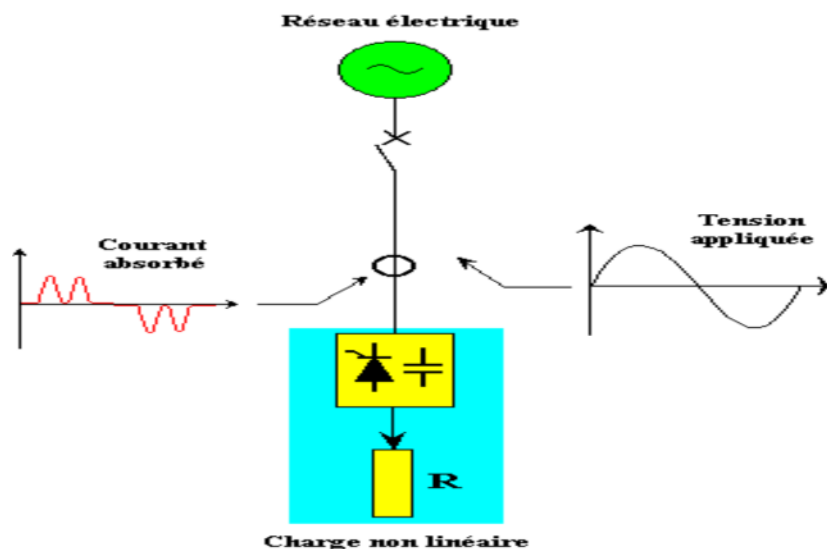


Figure III.1 : Tension appliquée et courant absorbé par une charge non linéaire.

III.3 Caractéristiques d'un signal

III.3.1 Rang d'un harmonique

Le rang harmonique est le rapport de la fréquence f_h à celle du fondamental, généralement la fréquence industrielle 50Hz ou 60Hz. Par définition, le fondamentale f_1 a le rang 1. [17]

$$n = \frac{f_h}{f_1} \quad (\text{III-1})$$

III.3.2 Représentation Spectrale

La représentation spectrale est un histogramme donnant l'amplitude de chaque harmonique en fonction du rang. L'amplitude est donnée en valeur relative par rapport à celle du fondamental. La figure III.2 montre un exemple de spectre.

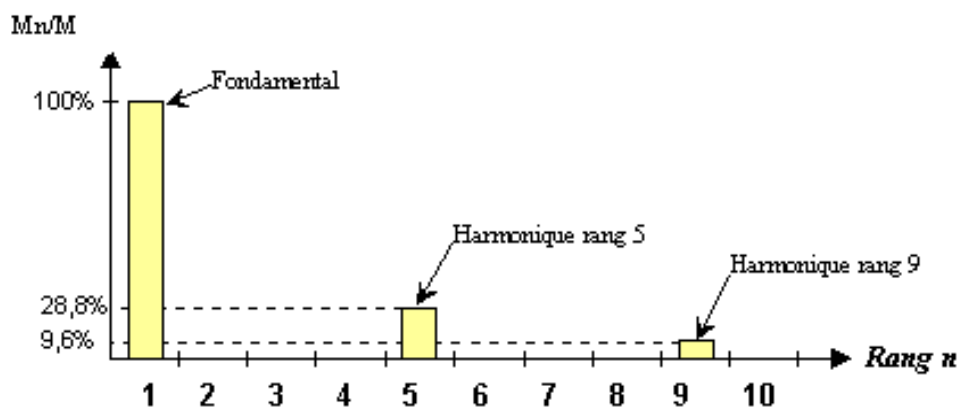


Figure III.2 : Spectre harmonique d'un signal.

III.3.3 Analyse de Fourier

Sur le plan mathématique, on peut décomposer tout signal périodique et borné en une série de fonctions trigonométriques dont la fréquence est un multiple de la fréquence du signal de base. Cette série se nomme série de Fourier, d'après le mathématicien français Joseph Fourier du *XIX^e* siècle [17].

Si $G(t)$ est un signal à décomposer en série de Fourier, la série s'écrit comme suit :

$$G(t) = A_0 + \sum_{h=1}^{\infty} A_h \cos(h\omega t) + \sum_{h=1}^{\infty} B_h \sin(h\omega t) \quad (\text{III-2})$$

Avec : ω : Pulsation du fondamental ;

A_0 : Composante continue ou valeur moyenne du signal, en alternatif ;

A_h et B_h : Amplitudes des composantes quadratiques de l'harmonique de rang h . Cela nous ramène à :

$$G(t) = A_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \frac{A_h}{\sqrt{2}} \cdot \cos(h\omega t) + \sum_{h=1}^{\infty} \frac{B_h}{\sqrt{2}} \cdot \sin(h\omega t) \quad (\text{III-3})$$

En électrotechnique, on utilise habituellement les valeurs efficaces plutôt que les valeurs crêtes la forme canonique est le but final. Par conséquent, l'équation précédente devient :

$$G'(t) = A_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \frac{C_h}{\sqrt{2}} \cdot \sin(h\omega t - \varphi_h) \quad (\text{III - 4})$$

$$\text{Avec : } C_h = \sqrt{A_h^2 + B_h^2} \quad \text{et} \quad \varphi_h = \text{Arc tg } \frac{A_h}{B_h}$$

On obtient les coefficients A_h et B_h par résolution analytique ou numérique des intégrales suivantes :

$$A_0 = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) \cdot dt$$

$$A_h = \frac{2}{T} \int_0^T G(t) \cos(h\omega t) \cdot dt \quad (\text{III-5})$$

$$B_h = \frac{2}{T} \int_0^T G(t) \sin(h\omega t) \cdot dt$$

Où T correspond à la période du signal qui est égale à $\frac{2\pi}{\omega}$ ou à $\frac{1}{f}$.

Remarque

L'amplitude des harmoniques des tensions décroît avec la fréquence, selon les normes on prend en considération les harmoniques jusqu'au rang 40 [17].

La figure ci-dessous illustre un exemple de cette décomposition.

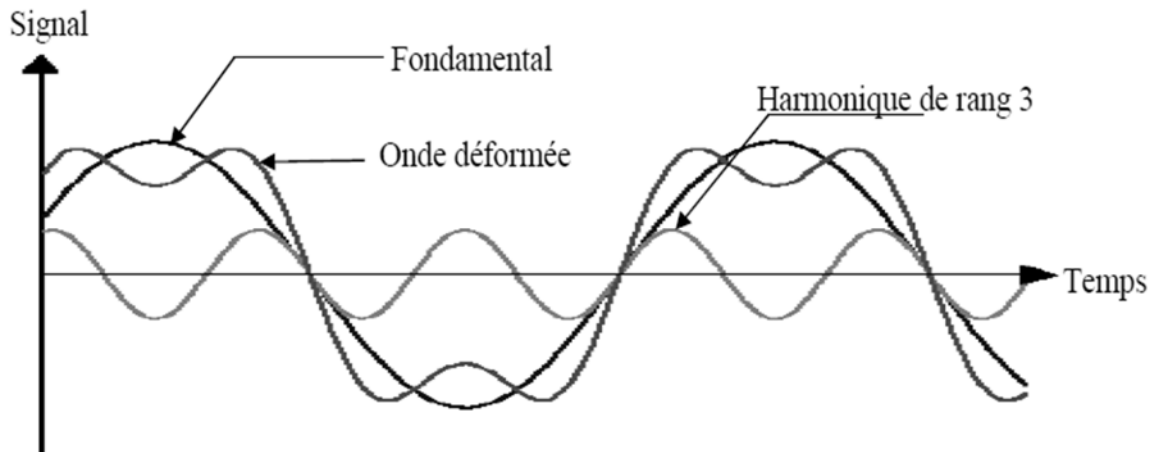


Figure III.3 : Onde déformée et sa décomposition.

III.4 Valeur caractérisant d'un signal déformé

III.4.1 Valeur efficace d'une grandeur déformée [17]

Un procédé couramment utilisé pour décrire un signal $G(t)$ périodique de période T est l'évaluation de sa valeur efficace :

$$G_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T G^2(t) \cdot dt} \quad (\text{III-6})$$

Lorsque le développement en série de Fourier d'une fonction périodique est évalué, on peut déterminer sa valeur efficace globale comme suit :

$$G_{eff} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (G_h)^2} \quad (\text{III-7})$$

« h » : Rang harmonique.

Remarque

Lorsqu'un signal comporte des composantes harmoniques, sa valeur efficace est différente de la valeur efficace du fondamental. Il est donc possible d'évaluer approximativement la déformation du signal en comparant la valeur efficace de la composante fondamentale et la valeur efficace globale, on parle alors du facteur de forme.

III.4.2 Taux individuel

Il nous informe sur la prépondérance de chaque harmonique par rapport au fondamental, c'est le quotient de la valeur efficace de l'harmonique du rang « h » par rapport à celle du fondamental. [17]

$$T_i(\%) = 100 \cdot \left(\frac{G_h}{G_1} \right) \quad (\text{III-8})$$

III.4.3 Taux de distorsion harmonique global (%)

✓ Taux de distorsion harmonique en courant TDH_i

Il donne une mesure de l'influence thermique de l'ensemble des harmoniques ; C'est le rapport de la valeur efficace des harmoniques par rapport à celle du fondamental [17].

$$TDH(\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (G_h)^2}}{G_1} \quad (\text{III-9})$$

$$TDH_i(\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (I_h)^2}}{I_1} \quad (\text{III-10})$$

I_h : Courant harmonique de rang h ;

I₁ : Fondamental de courant,

Différents taux de distorsion en courant sont proposés dans le tableau suivant : [17]

Tableau III.1 : TDH_i pour diverses charges non linéaires.

Charges non linéaires	TDH _i (%)
Alimentation de micro-ordinateur	70
Tubes fluorescents	>100

➤ **Taux de distorsion harmonique en tension TDH_v**

$$TDH_V(\%) = 100. \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (\text{III-11})$$

V_h : Tension harmonique de rang h;

V_1 : Tension fondamentale.

➤ **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 " $\cos(\varphi)$ ", 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 (III-12) apparaît comme le montre le diagramme de Fresnel sur la figure III.4 :

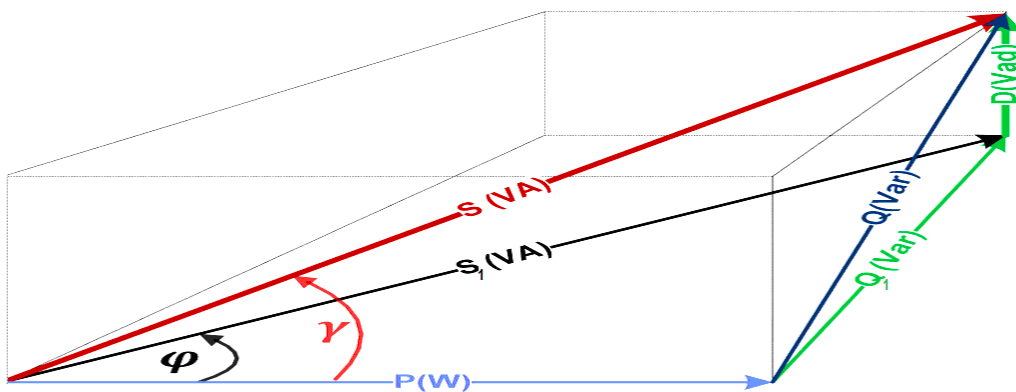


Figure III.4 : Triangle des puissances complet dans le cas d'une tension sinusoïdale et un courant déformé. [6]

$$D = 3V_1 \sqrt{\sum_{h=2}^{100} I_h^2} \quad (\text{III-12})$$

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

Q₁. La puissance déformante D fait son apparition dans le théorème de Pythagore adapté au triangle dans l'espace :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (\text{III-13})$$

Le facteur de puissance peut s'exprimer comme ceci:

$$F_P = \frac{P}{S} = \frac{VI_1 \cos \varphi}{VI} = \frac{I_1 \cos \varphi}{I} \quad (\text{III-14})$$

Avec $I = \sqrt{I_1^2 + \sum I_h^2}$ (III-15)

Car les courants sont aussi liés par le théorème de Pythagore (voir figure III.3). Par

Conséquent, en divisant numérateur et dénominateur par I_1^2 l'expression devient :

$$F_p = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{I_h^2}{I_1^2}}} \cos \varphi \quad (\text{III-16})$$

La quantité $\frac{I_h^2}{I_1^2}$ est appelée taux de distorsion harmonique TDH, il s'exprime en % et a pour expression :

$$THD_i \% = \frac{100 I_h}{I_1} \quad (\text{III-17})$$

En intégrant le THD dans (III-17), le facteur de puissance F_p s'exprime :

$$F_p = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD_i}{100}\right)^2}} \cos \varphi \quad (\text{III-18})$$

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

$$F_P = \frac{1}{\sqrt{2}} \cos \varphi \quad (\text{III-19})$$

➤ Courant harmonique

Les courants harmoniques présents sur le réseau électrique proviennent de l'utilisation des charges non linéaires. Ces charges se comportent approximativement comme des sources harmoniques. L'amplitude de ces courants ne dépend que de la charge, elle est d'autant plus élevée que la charge est importante. Le Tableau III.2 illustre les limites admissibles des composantes harmoniques en courant pour différents rangs. [17]

Tableau III.2 : Limites des composantes harmoniques en courant. [17]

Harmoniques impairs		Harmoniques pairs	
Rang	Courant harmonique admissible maximale [A]	Rang	Courant harmonique admissible maximale [A]
3	2.30	2	1.08
5	1.14	4	0.43
7	0.77	6	0.33
9	0.44	8 < K < 40	0.23*8 / k
11	0.33		
13	0.21		
15 < K < 39	0.15*15 / k		

III.4.4 Problème lié 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 :

$$Q_i = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (\text{III-20})$$

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

$$\text{Valeur de : } Q_i^2 = \sqrt{Q^2 + D^2} \quad (\text{III-21})$$

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

III.4.5 Les inter-harmoniques

Les inter-harmoniques sont des signaux de fréquences non multiples entiers de la fréquence fondamentale (130Hz, 170Hz, 220Hz...) c'est-à-dire situés entre les harmoniques.

Certains sont émis par les charges non linéaires, d'autres sont injectés intentionnellement par les distributeurs sur leurs réseaux pour télécommander des relais et ainsi piloter les changements de tarification des compteurs domestiques et professionnels. [17]

III.4.6 Les infra harmoniques

Ce sont des composantes sinusoïdales qui sont des fréquences inférieures à celles du fondamental : 10Hz, 20Hz,...

La présence d'inter harmoniques ou d'infra harmoniques est due aux variations périodiques aléatoires de la puissance absorbée par certains récepteurs. Dans ce cas, le signal n'est pas périodique, ce qui explique l'apparition de composantes supplémentaires à celles du développement en série de Fourier. [17]

III.4.7 Impédance harmonique

L'impédance harmonique présentée par le réseau dépend de la fréquence à laquelle on la considère. On peut définir en tout point du réseau une impédance harmonique Z_h qui dépend du rang harmonique h considéré.

Elle représente la mise en parallèle de toutes les lignes qui convergent vers ce point. Les courants harmoniques émis par une charge perturbée se propagent et foisonnent entre les différentes lignes.

Le produit des harmoniques du courant provenant des charges non linéaires I_h et de l'impédance Z_h donne une tension harmonique selon la loi d'Ohm. [17]

$$\bar{V}_h = \bar{Z}_h \cdot \bar{I}_h \quad \text{(III-22)}$$

III.5 Foisonnement

L'effet de foisonnement est une diminution du niveau des perturbations harmoniques à cause de la multiplication des sources harmoniques.

En effet, si les harmoniques ne s'additionnent pas algébriquement, ils foisonnent. Cela est possible lorsque les harmoniques de même rang produits par différentes charges sont déphasés les uns par rapport aux autres. [18]

Les charges perturbatrices BT produisent des harmoniques qui foisonnent peu pour les rangs 3 et 5, car la dispersion dans le déphasage des harmoniques par rapport au fondamental est faible. Par contre, pour les rangs 7 et 11, le foisonnement est nettement plus élevé compte tenu de la grande diffusion de ces charges et de l'absence de foisonnement pour les rangs bas, il est, donc, impératif de limiter leurs émissions. [18]

On distingue deux sortes de foisonnement :

III.5.1 Foisonnement angulaire (fréquentiel)

Le courant total qui contribue à alimenter les divers appareils connectés sur un même réseau est fonction, à chaque instant, de l'amplitude des courants qui en dérivent.

Par conséquent, plus les courants sont nombreux et déphasés les uns par rapport aux autres et plus la résultante pourra devenir négligeable.

III.5.2 Foisonnement temporel [18], [19]

Il vient du fait que toutes les sources ne sont pas connectées simultanément, en conséquence, ils ne contribuent pas à la production d'harmoniques, continuellement.

Toute analyse harmonique doit alors tenir compte de la simultanéité de fonctionnement. C'est ce que définit le foisonnement dans le temps.

On peut prendre pour exemple l'utilisation systématique des ordinateurs (alimentation à découpages) dans de nombreux foyers, ce qui engendre quotidiennement une dégradation de la qualité d'électricité délivrée.

III.5.3 Foisonnement des phases [20]

Différentes charges peuvent être connectés sur un même réseau, il en résulte que les courants qu'elles absorbent ne sont pas obligatoirement en phase.

En effet, lorsque plusieurs charges non linéaires sont connectées à une même portion du réseau, les courants harmoniques, qu'elles injectent, s'additionnent vectoriellement.

Pour analyser la résultante des injections harmoniques émises par plusieurs charges non linéaires connectées à un réseau, il faut utiliser un procédé mathématique. Pour cela, il faut procéder par une méthode analytique qui consiste à déterminer la somme vectorielle de N courants (ou tensions) harmoniques de même nature à caractère aléatoire.

III.6 Conclusion

En alternatif, la puissance apparente a toujours été considérée comme étant la puissance de dimensionnement. Pour une charge non linéaire donnée, estimer la puissance apparente revient à calculer ou mesurer celles de la valeur efficace de la tension et la valeur efficace du courant absorbé par cette charge.

Pour un ensemble de charges non linéaires identiques, cette mesure peut se faire. Néanmoins pour un ensemble de charges différentes, le facteur de foisonnement a priori est un phénomène aléatoire.

Le profil de consommation est non contrôlable et difficile à anticiper. Ceci constitue un facteur de restriction pour l'utilisation des systèmes photovoltaïques, et principalement s'ils sont autonomes.

Dans le chapitre suivant nous allons faire certains tests au laboratoire pour avoir un certain nombre d'informations en rapport à notre cahier de charge.

Chapitre IV

IV.1. Introduction

A cause du développement de l'électronique de puissance, le nombre d'appareils électroniques a augmenté au cours des dernières années. Ces appareils nécessitent souvent une conversion d'énergie. Ils sont alimentés en alternatif, alors qu'en finalité, ils utilisent l'énergie sous forme continue. Ces appareils utilisent des convertisseurs qui sont internes ou une alimentation externe pour adapter ainsi les énergies.

Pour la bonne utilisation des sources d'énergie disponible, il est important de connaître le comportement de ces charges, tant d'un point de vue rendement que facteur de puissance et dans le cas de réseaux isolés, les facteurs de forme et de crête en courant et en tension. Il faut même faire attention au problème d'énergie absorbée en pointe.

L'un des principaux objectifs de ce chapitre, est d'identifier les caractéristiques suscitées des principaux éléments de notre cahier de charge, à savoir : imprimantes, ordinateurs et lampes basse consommation.

IV.2. Efficacité et énergie consommées par les différents appareils

IV.2.1. Imprimantes

La consommation d'énergie d'une imprimante laser de base et de trois imprimantes Laser de base multifonction de qualité grand public 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. 1. [21]

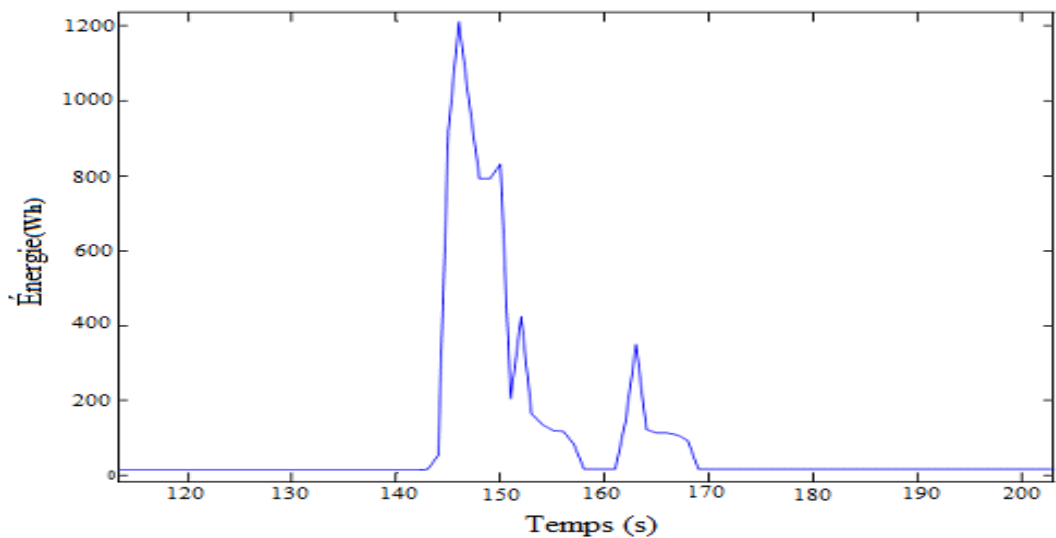


Figure IV.1 Consommation pour imprimer une feuille de papier.

La puissance consommée par cette imprimante dans son état de repos est 17W. Afin de mesurer la quantité d'énergie consommée par l'imprimante pour l'impression successive des différentes quantités de papier, l'énergie consommée pour imprimer une, deux, trois, quatre, cinq et dix feuilles de papier a été mesurée. Les résultats de l'expérience sont indiqués ci-dessous dans le Tableau IV.1 et la figure IV.2. [21]

Tableau IV.1 L'énergie consommée par l'imprimante pour l'impression des quantités de papier différentes.

Nombre de feuilles de à papier imprimer	1	2	3	4	5	6
Énergie consommée (Watheures)	2,23	2,45	2,78	3,18	3,50	5,11

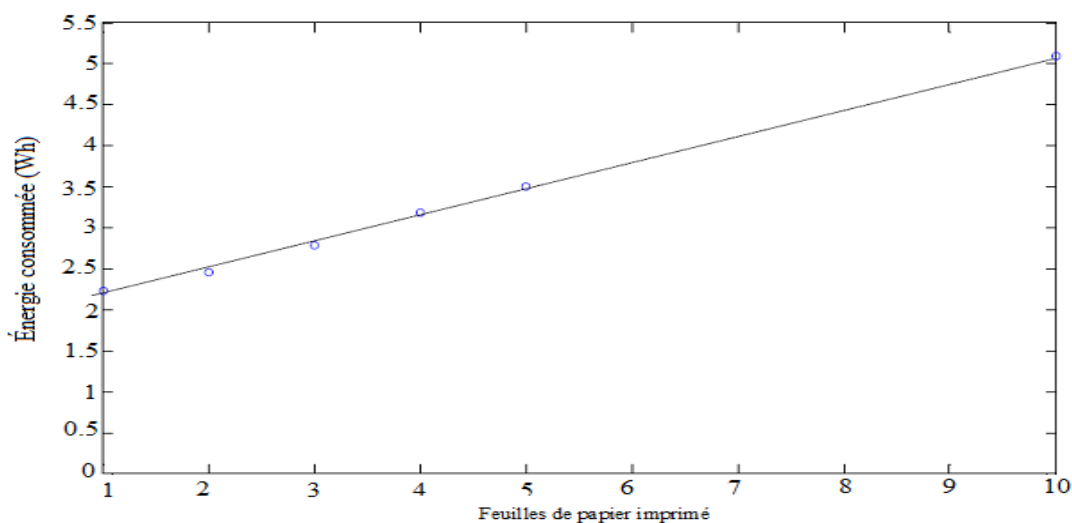


Figure IV.2 Consommation d'énergie en fonction du nombre de pages.

L'impression de la première feuille de papier consomme 2,23 Wh d'énergie et pour chaque feuille supplémentaires la consommation est d'environ de 0,22 à 0,32 Wh, donc La réponse presque linéaire.

La puissance et la consommation d'énergie de l'imprimante sous différents modes d'utilisation ont été récapitulés dans le tableau IV.2 et IV.3. Le mode veille et le mode économie d'énergie ou états de fonctionnement de l'imprimante sont détaillés ci-dessous. [21]

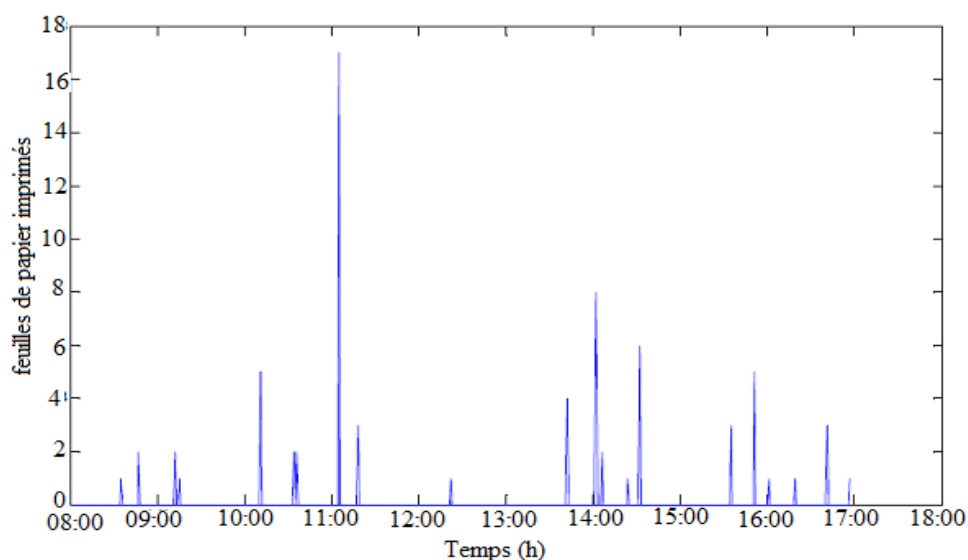
Tableau IV.2 Puissance consommée par l'imprimante de base Laser Jet en mode veille.

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

Tableau IV.3 Énergie consommée par Laser Jet Basic imprimante pendant l'impression.

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

Le cycle de chargement de l'imprimante a été surveillé sur une semaine pour calculer l'énergie projections d'utilisation par an pour l'imprimante donnée. Les résultats de l'expérience sont présentés ci-dessous sur la figure IV.3.

**Figure IV.3** : Exemple d'utilisation de l'imprimante pour une journée.

L'énergie consommée par une imprimante en un jour pendant ses phases de fonctionnement est de 62.8Wh (Figure IV.3), et l'énergie consommée par l'imprimante pendant un jour au cours de ces phase en mode veille est de 408Wh ($17W \times 24$ heures).

L'énergie consommée par trois imprimantes multifonctionnelles de qualité commerciale sous différents modes de fonctionnement a été mesurée en utilisant un wattmètre. La puissance et l'énergie consommée par une imprimante laser ou à jet d'encre sur une période de 10 minutes du temps est représentée dans la Figure IV.4. [21]

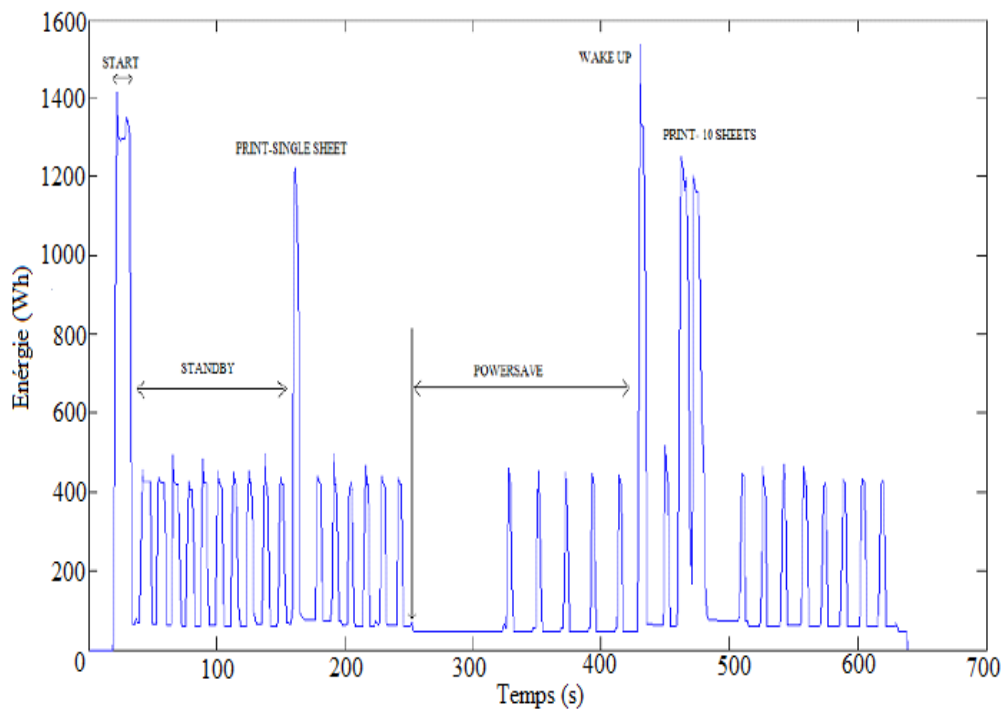


Figure IV.4 Puissance et énergie consommée par trois imprimantes Ricoh-Atcio-MP 4000 Laser Jet MFP sous différents modes de fonctionnement.

Remarque

D'après la figure IV.4, on peut voir que même lorsque l'imprimante est en mode veille, de l'énergie est toujours consommée.

Il est aussi utile de remarquer que les imprimantes absorbent l'énergie sous forme de pointes. A titre d'exemple, sur la figure IV.1 on constate que la pointe énergétique est de 1200W, un simple calcul nous donne une pointe de courant minimale égale à 3,86A.

IV.2.2. Ordinateurs

Pour le fournisseur d'énergie, l'ordinateur est une charge non linéaire et apériodique. Le profil de son courant présente une pointe, ceci est dû à l'utilisation des composants électronique de puissance, le schéma de principe de leur alimentation est représenté sur la figure IV.5. [22]

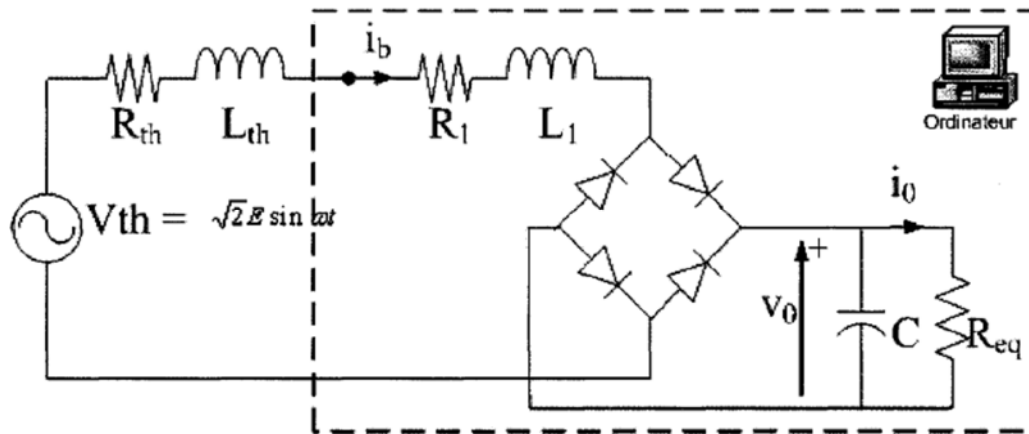


Figure IV.5 L'alimentation d'un ordinateur. [22]

Pour mesurer l'efficacité et l'estimation de gaspillage d'énergie et la puissance d'un ordinateur possède les caractéristiques suivantes : processeur Intel Pentium avec 3 Go RAM DDR2, 80 Go de disque dur, 256 Mo de RAM Carte graphique NVIDIA et un DVD-CD-RW. Les résultants sont présentés ci-dessus :

Les figures IV.6 et IV.7 montrent des profils d'absorptions énergétiques d'une alimentation pour ordinateur (Diablotek DA 350W Power Supply), durant trois minutes [21].

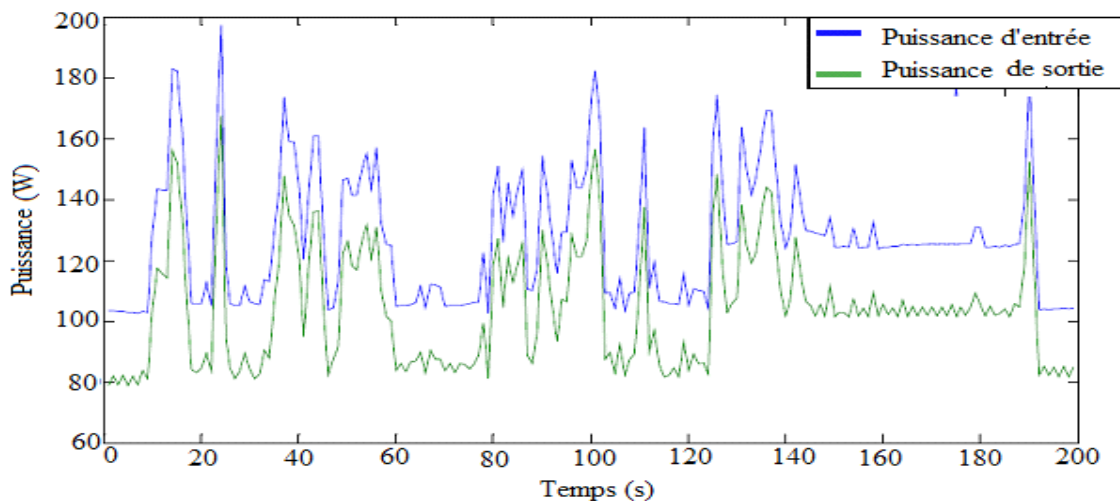


Figure IV.6 Puissance d'entrée et de sortie Caractéristiques de l'Alimentation Diablotek.

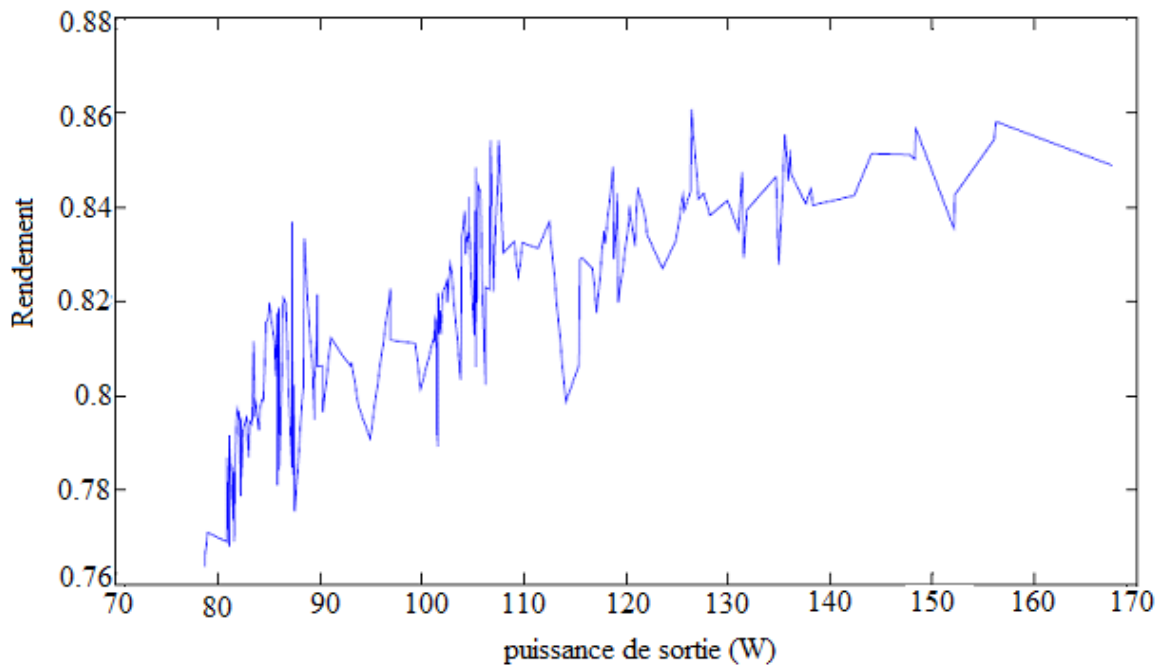


Figure IV.7 Rendement en fonction de la puissance de sortie Caractéristiques de l'Alimentation Diablotek.

Le rendement moyen et en mode veille et les facteurs de puissance à l'entrée pour les trois alimentations son présentés ci-dessous dans le Tableau IV.4. [21]

Tableau IV.4 Résumé des résultats d'essais pour les trois alimentations pour ordinateurs.

	Diablotek 350W	Antec - Basiq 350W	Thermaltake Lite Puissance
Rendement en mode arrêt	74,5%	80,2%	85,9%
Rendement moyen	77,5%	82,5%	88%
Facteur de puissance d'entrée.	0,55 à 0,6	0,58 à 0,64	0,96-0,99

L'évaluation du gaspillage d'énergie pour trois alimentations différentes calculés en utilisant les données du tableau IV-5 sont donnés ci-dessous: [21]

Tableau IV.5 : Evaluation des déchets de l'énergie pour l'alimentation des ordinateurs de bureau.

	Diablotek 350W		Antec - Basiq 350W		Thermaltake Lite Puissance	
	Energie gaspillée durant le mode ralenti (kWh/an).	Energie perdue durant le mode actif (kWh/an).	Energie gaspillée durant le mode ralenti (kWh/an).	Energie perdue durant le mode actif (kWh/an).	Energie gaspillée durant le mode ralenti (kWh/an).	Energie perdue durant le mode actif (kWh/an).
Sans alimentation de gestion.	242.37	9.51	181.4	6.69	114	4.35
Avec alimentation de gestion.	75.94	9.51	36.83	6.89	35.73	4.35

Remarque

Les résultats du tableau IV.5, montrent qu'une quantité considérable d'énergie est gaspillée dans ces alimentations, surtout pendant le mode de fonctionnement au ralenti. Même en supposant un nombre modeste de 10 millions d'ordinateurs de bureau, la quantité d'énergie gaspillée dans les alimentations haut de gamme avec gestion de l'alimentation est 350GWh/an dans le mode veille de l'opération seul.

Ces résultats indiquent clairement qu'il existe un grand potentiel pour améliorer l'efficacité de l'alimentation de l'ordinateur et que même un watt d'énergie économisé aurait un impact énorme.

IV.2.3. Lampes LBC

Le choix d'un système performant d'éclairage dépend d'un ensemble de facteurs liés certes aux besoins propres en éclairage mais aussi aux contextes locaux d'utilisation et aux règles en vigueur. Dans l'ensemble de ces facteurs, la connaissance des caractéristiques et performances de la lampe est primordiale.

❖ **Contrainte apportée par les ballasts électroniques sur les réseaux**

• **Fort courant d'appel**

A la mise sous tension il est dû à la charge initiale des condensateurs de filtrage. En raison des impédances de câblage, le courant d'appel pour un ensemble de lampes est de l'ordre de 5 à 10 In pendant moins de 5 ms. Contrairement aux ballasts magnétiques, ce courant d'appel n'est pas accompagné de surtension [23].

• **Courants harmoniques**

Pour les ballasts associés aux lampes à décharge de forte puissance, le courant absorbé au réseau présente un faible taux de distorsion harmonique (< 20 % en général et < 10 % pour les dispositifs les plus évolués). Par contre, les dispositifs associés aux lampes de faible puissance, en particulier les lampes fluo-compactes, absorbent un courant très déformé. Le taux de distorsion harmonique peut atteindre 150 %. avec un facteur de puissance de 0,55 [23].

• **Autre problème**

Les ballasts électroniques disposent de condensateurs d'antiparasitage responsables de la circulation d'un courant de fuite permanent de l'ordre de 0,5 à 1 mA par ballast. Ceci conduit à limiter le nombre de ballasts qu'il est possible d'alimenter par un dispositif à courant différentiel résiduel (DDR). A la mise sous tension, la charge initiale de ces condensateurs peut provoquer également la circulation d'une pointe de courant dont l'amplitude peut atteindre quelques ampères. Comme le montre la figure IV.8, en fonction de la qualité des composants utilisés pour la fabrication des lampes, le courant d'appel peut en effet être jusqu'à 1000 fois supérieur au courant nominal pendant quelques millisecondes. En fonction du type de lampe, ce coefficient varie entre 100 et 1000. Selon les industriels, d'autres tests ont montré que des lampes de puissance supérieure à 20 W ont un appel de courant inférieur. Nous constatons donc qu'il n'existe pas vraiment de règle, tout dépend de la qualité de construction et des composants utilisés.

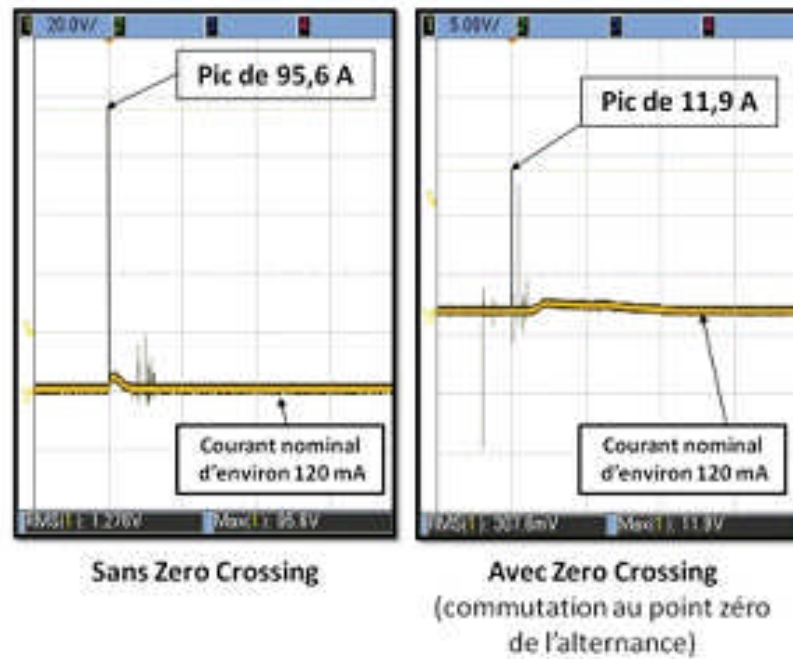


Figure IV.8 : Pics de courant lors de l'allumage d'une lampe LBC de 20W.

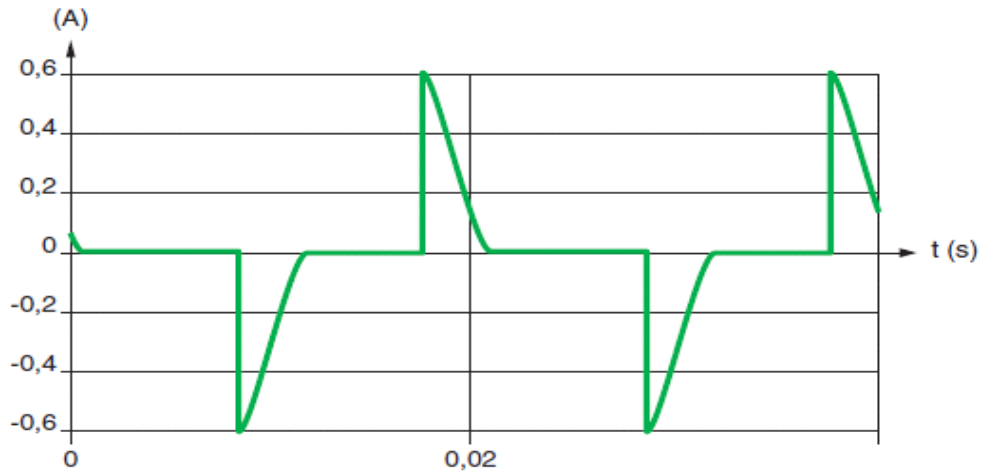


Figure IV.9 Forme d'onde de courant absorbé par une lampe fluo-compacte. [23]

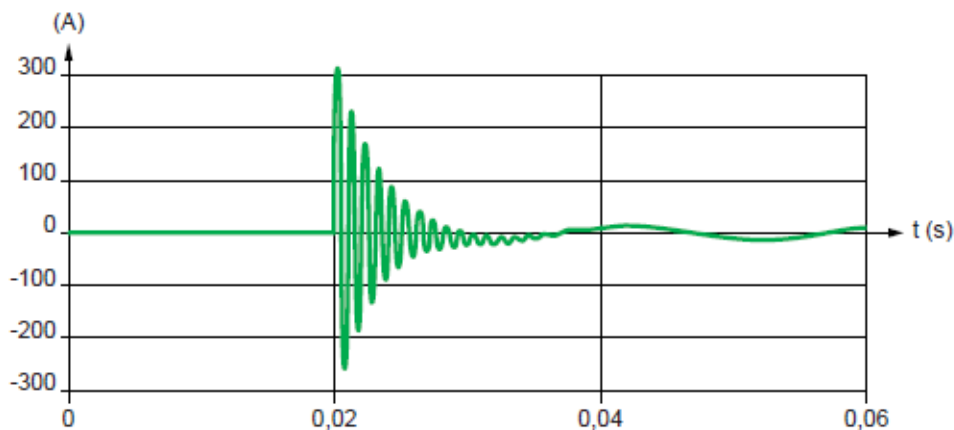


Figure IV.10 : L'allure du courant à l'allumage.

Remarque

Dopées par le Grenelle de l'Environnement, les lampes basse consommation remplacent les ampoules à incandescence classiques. Si leurs performances sont incontestables, elles présentent toutefois une caractéristique technique qui peut poser problème :

La valeur du courant d'appel au moment de l'enclenchement d'une lampe. En effet, avec une ampoule à incandescence, ce courant d'entrée peut être jusqu'à 17 fois supérieur le courant nominal indiqué sur les fiches techniques. Avec les lampes fluo compactes, la hauteur du courant d'appel peut être 100 fois supérieure. A cause de ce courant d'appel jusqu'à 100 fois plus élevé à l'enclenchement pendant un temps de quelques millisecondes, les contacts des relais qui commutent l'éclairage « ON/OFF » chauffent et se soudent. Outre les relais, tous les appareils de programmation et d'automatisme du système d'éclairage (minuteriers, détecteurs, interrupteurs...) peuvent être abîmés.

IV.3. Ensemble de charges non linéaires

Cette partie sera consacrée à des essais sur des charges non linéaires, qui sont présentés ci-dessous :

- Première essai : quatre lampes de 15W.
- Deuxième essai : quatre ordinateurs sont mis en marche avec la simulation sous MATLAB,
- Troisième essai : deuxième essai avec deux lampes basses consommation de 24W chacun, et quatre autres de 15W chacune,
- Quatrième essai : Troisième essai avec deux lampes basses consommations de 40W chacun,

- Cinquième essai : Troisième essai avec deux PC portables.

Résultats obtenus pour chaque essai :

Tableau IV.6 : Mesures prises pour les différents essais.

Qualité de charges	V	I _{eff}	I _{max}	FDH _v	FDH _i	P	S
Première essai	213.1	0.3	0.42	3.4	67.8	42	68
Deuxième Essai	215.8	2	4.5	2.8	78.1	293.70	392.10
Troisième Essai	216.5	3.7	5	2.8	56.9	342.01	442.44
Quatrième Essai	216.1	5.1	8.4	2.9	57.5	328.38	431.79
Cinquième Essai	214.7	2.5	5.3	2.8	60.41	404.17	536.75

Les figures suivantes schématisent les essais réalisés, ainsi que les différents spectres associés.

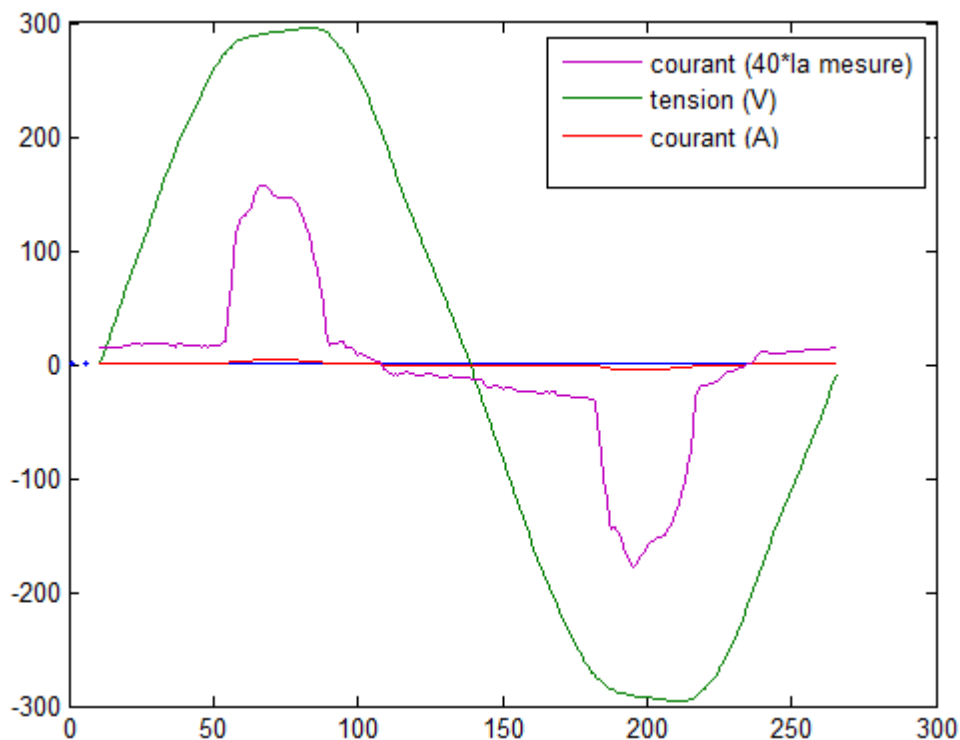


Figure IV.11 : Représentation de forme d'onde du courant et de la tension pour le deuxième essai.

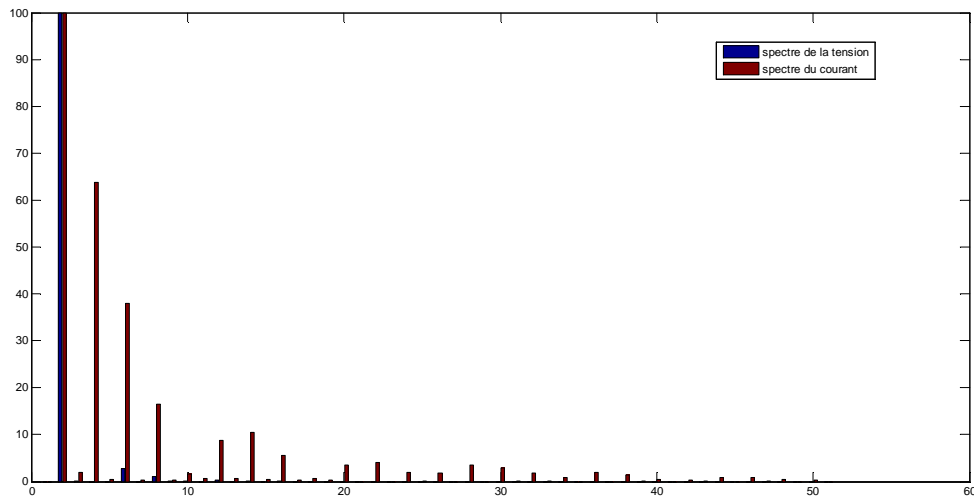


Figure IV.12: Représentation du spectre du courant et de la tension pour le deuxième essai.

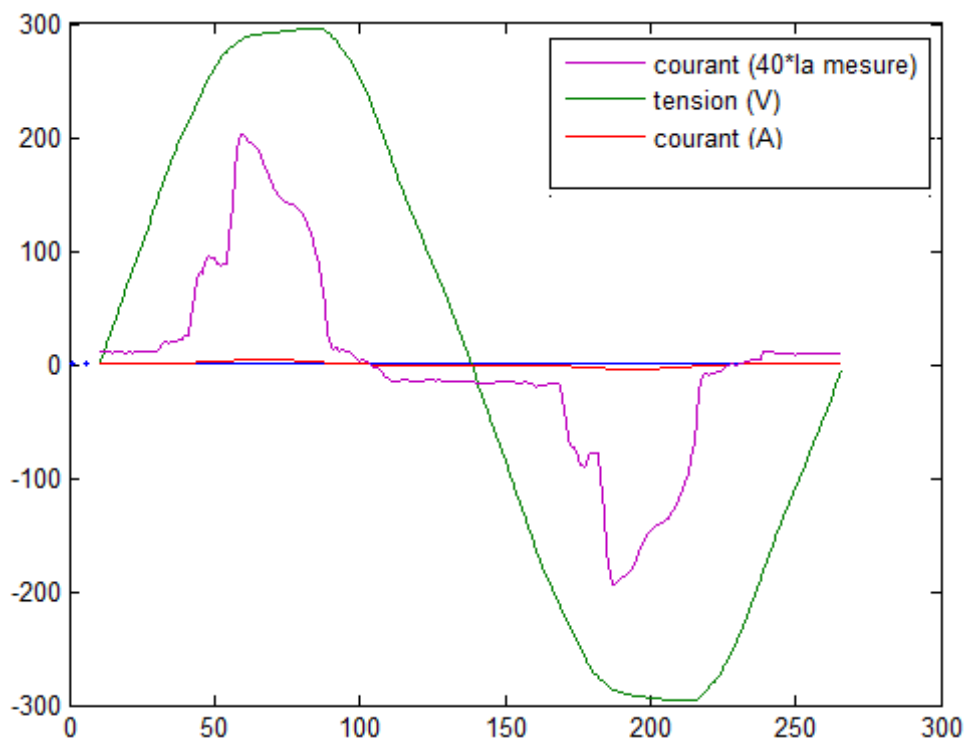


Figure IV.13: Représentation de forme d'onde du courant et de la tension pour le troisième essai.

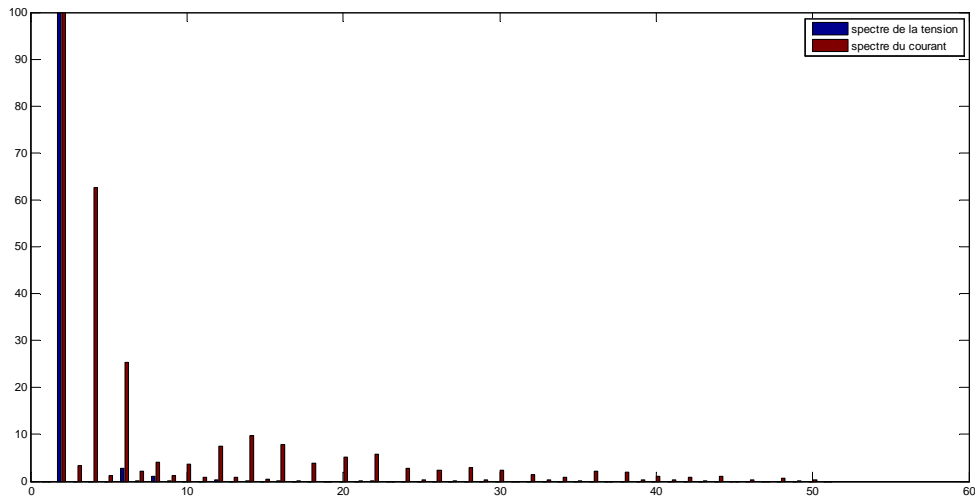


Figure IV.14 : Représentation du spectre du courant et de la tension pour le troisième essai.

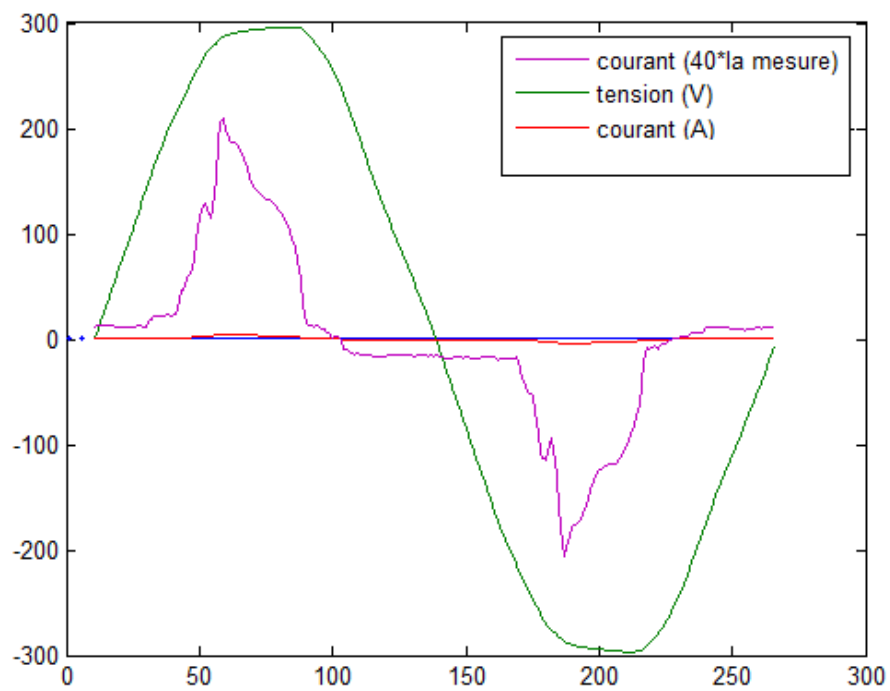


Figure IV.15 : Représentation de forme d'onde du courant et de la tension pour le quatrième essai.

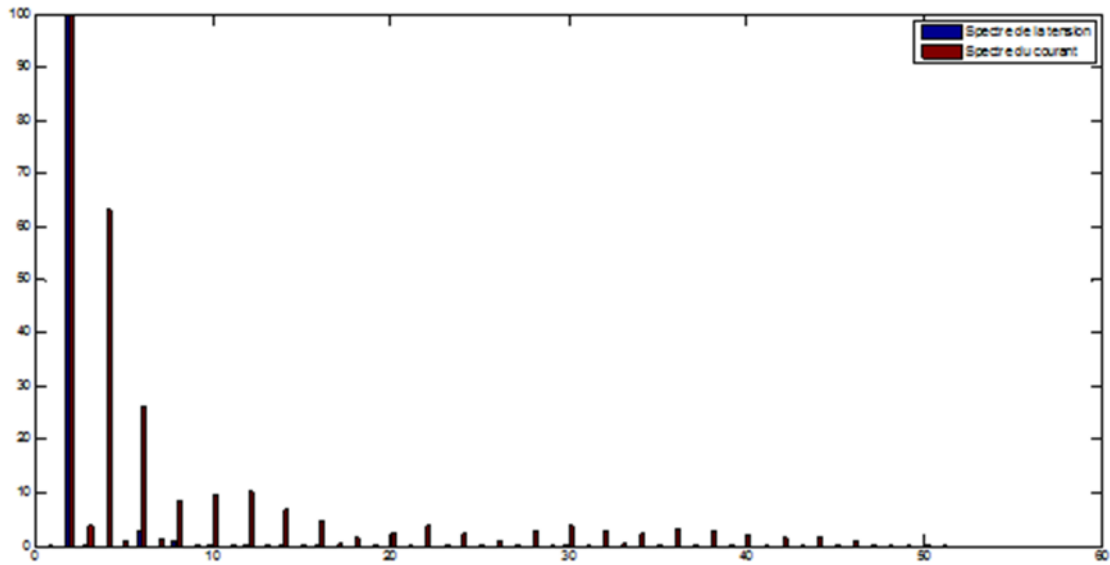


Figure IV.16 : Représentation du spectre du courant et de la tension pour le quatrième essai.

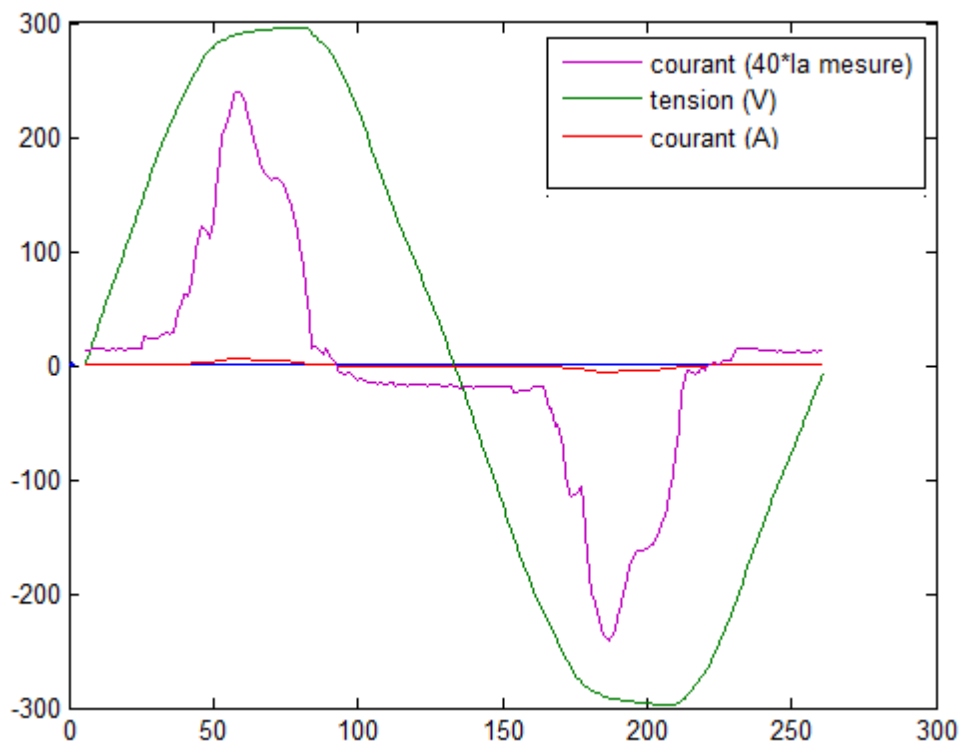


Figure IV.17 : Représentation de forme d'onde du courant et de la tension pour le cinquième essai.

IV.3. Conclusion :

L'un des principaux objectifs de ce chapitre, était la connaissance du profil d'absorption en énergie des principaux éléments constituant notre cahier de charge, des expériences ont été menées au laboratoire de réseaux du département d'électrotechnique, et nous avons observé que lorsque les ordinateurs sont alimentés, leur profil d'absorption dépend des tâches assurées par ces derniers, les courants ont des formes aperiodiques et variables dans le temps.

Les composants intérieurs des alimentations sont les contributeurs majeurs des pertes globales et surtout des désagréments qui provoquent un faible facteur de puissance et un faible facteur de forme ainsi qu'un facteur de crête élevé.

Dans un système photovoltaïque isolé alimentant un ensemble de charge à courant alternatif, l'alimentation ne peut se faire que via un onduleur, donc le dimensionnement doit impérativement être fait en tenant compte des pointes; pas uniquement de la puissance apparente.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les exigences du protocole de Kyoto imposent que notre avenir énergétique doit être basé sur des énergies non polluantes ayant des ressources importantes. Le photovoltaïque, est une jeune énergie renouvelable dans la production de l'énergie électrique. Il pourrait devenir l'énergie du futur, car l'électricité qu'il produit respecte globalement l'environnement grâce à sa faible émission de CO₂, ce qui participe à diminuer les émissions à effet de serre.

Ainsi on peut dire que le photovoltaïque répond aux exigences du protocole de Kyoto, c'est une énergie qui est appelé à se développer à être de plus en plus exploitée et utilisée.

Dans le présent travail, le premier chapitre a été consacré à la présentation succincte du système photovoltaïque, les différents éléments de ce système sont rapidement présentés. Avant de réaliser une installation, il est nécessaire de bien analyser les exigences requises par l'utilisateur, ensuite dimensionner les différents éléments, et enfin choisir le type de ces éléments en fonction de leur disponibilité sur le marché, de leurs prix et de leurs qualités.

Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonome est particulier, plusieurs points doivent être considérés avant de prendre une décision.

Les charges utilisées sont de nature non linéaires, ces dernières consomment un courant déformé par rapport à l'allure sinusoïdale, elles sont considérées comme des sources d'harmoniques. De plus, les régimes transitoires de ces charges sont difficilement prévisible, à titre d'exemple on peut citer les pics du courant des lampes basse consommation, ces pointes peuvent atteindre au moins 100 fois le courant nominal, l'utilisation de ces charges simultanément nous empêche de donner un avis sur la caractéristique du courant et de la tension de l'ensemble de ces charges, surtout à cause du phénomène de foisonnement, le pic résultant des courants de l'ensemble de ces charges peut prendre différentes valeurs, parce que les pics du courant s'additionnent d'une façon aléatoire. De ce fait le dimensionnement de chaque élément est difficile, en particulier l'onduleur qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif et doit satisfaire les exigences en courant de la charge. Ainsi ces pics du courant peuvent endommager l'onduleur ou bien entraîner le dysfonctionnement du système à chaque fois.

Donc il est préférable de remplacer ces charges par d'autres, ayant des pics de courant moindre, c'est à dire un bon facteur de puissance. Par exemple remplacer les lampes basses consommation par d'autres lampes plus adaptées en fonction de l'exigence de l'utilisateur, et aussi utiliser des appareils répondant à des exigences de qualité « d'un point de vue facteur de forme et facteur de puissance ». Par conséquent, avoir subi une modification dans l'architecture de leurs alimentation, entraînant un courant d'appel moindre, dans le cas des USA, en 2009 la loi a été modifiée pour exiger que tous nouveaux matériels électriques commercialisés sur le sol américain doit avoir un facteur de puissance au moins égal à 0,8.

Finalement les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins de base. L'autonome, l'état Algérien doit promouvoir et encourager les recherches dans le domaine du photovoltaïque, et subventionner en partie les installations photovoltaïques des particuliers ou des industries, surtout dans des sites isolés. Avantager le raccordement avec le réseau électrique de la Sonelgaz est possible, car une installation photovoltaïque autonome est plus onéreuse surtout si elle doit alimenter des charges standards.

Bibliographie

[1] **http** : /gte.univ-littoral.fr/

[2] **KY Thierry S. Maurice** : «Thème : Système Photovoltaïque: Dimensionnement pour pompage d'eau, pour une irrigation goutte-à-goutte», DEA en Physique Appliquée ; Université de Ouagadougou, le 17 février 2007.

[3] **http** : /Systèmes PV_Polytech_Alain Ricaud_Oct-11.doc/

[4] **HELALI. K** : «Modélisation D'une cellule Photovoltaïque : ETUDE Comparative », Mémoire de magister en électrotechnique, UMMTO, 2012.

[5] Master Energétique et Environnement : Travaux Pratiques (Université Pierre et Marie Curie Master Science de l'Ingénieur).

[6] **T.BEN KHEMMOU** : «Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque intégrée au bâtiment : Cas d'un laboratoire au CDER», Mémoire de Fin d'Etudes ; septembre 2014, UMMTO.

[7] **DJERIOU SALIM** : «Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone», Mémoire de magister en électrotechnique, Université Farhat Abbas de Setif, le 03/07/ 2011.

[8] **Angel Cid Pastor** : «Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques» ; thèse de doctorat à L'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, le 29 septembre 2006.

[9] Document d'application technique n°10 Installations photovoltaïques (www.abb.com).

[10] **ASLAIN OVONO ZUE** : «Conception et simulation de système d'interfaçage de l'énergie photovoltaïque au réseau de distribution opérationnelle 24H par jour», Mémoire, MONTRÉAL, LE 14 février 2007.

[11] : Systèmes Autonomes Photovoltaïques : Couplage DC ou AC ?

http://www.systemoffgrid.com/UserFiles/medias/*%20PDF%20articles/Systemes-Autonomes-Photovolta%C3%AFques%20-Couplage-DC-ou-AC-System-Off-Grid.pdf.

[12] Principes, applications et solutions SMA (Approvisionnement en énergie solaire des sites isolés et systèmes de secours), 2009.

[13] **B. Allal El Moubarek, M. AZIZI** : «Dimensionnement d'un système photovoltaïque pour l'alimentation d'une ferme Étude de l'onduleur triphasé lié à cette application», mémoire de projet de fin d'étude, Université' Mohamed Boudiaf, Oran le 23 juin 2008.

[14] **Clarence SEMASSOU** : «Aide à la décision pour le choix de sites et système énergétiques adaptés aux besoins du Benin», thèse de doctorat, Ecole Doctorale de l'Université Bordeaux (1), Décembre2011.

[15] central photovoltaïque (guide pour dimensionnement et la réalisation d'un projet à l'usage des bureaux d'ingénieurs). 1996

[16] **BOUKAROURA Abdelkader** : «Modélisation et Diagnostic d'un Onduleur Triphasé par l'Approche BondGraph», mémoire, Université Farhat Abbas de Setif.

[17] **Chalah Samira** : «Analyse stochastique de la résultante de l'injection de courants harmoniques dans un réseau électrique», mémoire de magister, UMMTO, 2012.

[18] **T. ZIDELMAL, MA. OTMANI** : «Etude de la distorsion harmonique dans un réseau industriel moyenne tension» Mémoire d'Ingénieur, UMMTO, 2010/2011.

[19] **MANCEUR .T, MOUNSI.DJ** : «Etude de l'effet de la distorsion de la charge polluante sur la qualité de la tension dans un réseau électrique industriel Mémoire d'Ingénieur» UMMTO, 2010/2011.

[20] **Christophe Prévé** « Réseau électrique industriel » Tome 2, Edition LAVOISIER, juin 2005.

[21] Rapport technique EPRI (Nouveau convertisseur de puissance pour minimiser topologies Consommation d'énergie des appareils électroniques), Juin 2011, USA.

[22] **D. Paraiso** : « Etude et caractérisation des courants harmoniques produit par des concentrations de charge harmonique monophasée », mémoire de maitrise en génie électrique, septembre 2007, Canada.

[23] Cahier technique n° 205 L'alimentation des circuits d'éclairage, J. SCHONEK, M.VERNAY. <http://www2.schneider-electric.com>

Annexe

Annexes

Annexe 1



Type de Module : CEM100M-36

Condor

Toutes les données techniques sont mesurées dans des conditions STC (1000 W/m², 25°C, AM1.5)

Puissance maximale (P _{max})	100 W
Tolérance de puissance	±5 %
Courant à P _{max} (I _{mp})	5.41A
Tension à P _{max} (V _{mp})	18.5V
Courant en Court-circuit (I _{sc})	5.84A
Tension en Circuit-Ouvert (V _{oc})	22.3V
Temp nominale d'utilisation de la Cellule: (NOCT)	45±2°C
Poids	8 Kg
Dimension	1200X530X35 mm
Tension maximale du système	1000 V DC
Charge maximale de fusibles	10 A
Technologie de la Cellule:	Mono-Si

Application Module : CEM100M-36



1. Caractéristique de module.

2. Le panneau CONDOR CEM100M-36.

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 4,1 x 9,1	22,1 x 4,2 x 12,1	21,5 x 4,9 x 12,7
Poids (kg/lbs)	33 / 72	51 / 111	60 / 132

2. Fiche technique de la batterie.

Annexe 3



1. régulateur Solaire STECA Power Tarom.

Régulateur de charge solaire 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) programmable		58,8 V		
point de référence de réenclenchement (SOC / LVR)	≥ 50 % SOC / 12,0 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 ² / 70 mm ²				
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 du régulateur.

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
Caractérisation des performances de fonctionnement				
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 / 13 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)			
Côté entrée				
Tension d'entrée	< 265 V AC (réglable : 190 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			
Côté batterie				
Tension de l'accumulateur	9,5 V ... 17 V	19 V ... 34 V	38 V ... 68 V	38 V ... 68 V
Côté sortie AC				
Tension du réseau	230 V AC $\pm 2\%$ / 190 V AC ... 245 V AC (pure courbe sinusoïdale)			
Fréquence du réseau	50 Hz, réglable : 45 Hz ... 65 Hz $\pm 0,05\%$ (piloté par quartz)			
Distorsion harmonique	< 2 %			
Reconnaissance de consommateur (standby)	2 W ... 25 W			
Conditions de fonctionnement				
Température ambiante	-20 °C ... +55 °C			
Installation et construction				
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 (rispécif de contact à permittation libre de perturbation)			
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 triphase			

Données techniques à 25 °C / 77 °F

2. fiche technique de l'onduleur.