

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieure et de la recherche Scientifique

Centre Universitaire De Bechar
Institut des Sciences Exactes

Mémoire de Magister
Option : Microélectronique -Photovoltaïque

Présenté par : Belhadj Mohammed

Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome

Soutenue le

Devant le jury :

Président	M ^f BELGHACHI. A	Professeur à C.U. Bechar
Promoteur	M ^f BENOUAZ. T	Professeur à U. Tlemcen
Examineur	M ^f HALMAOUI. A	Professeur à C.U. Bechar
Examineur	M ^f CHEKNANE. A	Maître de conférence à U. Laghouat

Année Universitaire 2007-2008

Remerciements

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

Mes vifs remerciements vont à Monsieur Belghachi.A, professeur au C.U.Bechar, d'avoir accepté la présidence du jury, ainsi pour leurs conseils fructueux et leurs encouragements.

Je remercie aussi Monsieur Halmaoui. Abderrachid professeur au C.U.Bechar d'avoir répondu à notre invitation afin d'examiner ce travail.

J'adresse toute ma gratitude à Monsieur Cheknane.A, maître de conférence à l'université de Laghouat d'avoir accepté de juger ce document.

Je suis très sensible à la témérité et au soutien que j'ai pu avoir près de Messieurs : Nacer.C, Moussaoui. A, Yahyaoui.Y, Merah.A, Merah.Y Rahmani. M, Farid. K, Belhadj. K, Belhadj.M, hadjaj.F, Benjelouli.Z, Atouani.T, Rahimi. A, Sebaa. Z, Dahbi.M, dans les moments les plus difficiles, mille mercis !!!

Je saisis cette occasion pour remercier mes enseignants au C.U de Bechar en particulier monsieur, Dr.Hamadi.F, Draoui. B, Mebarki. B Qui m'ont initié à assurer ma future tâche.

Je remercie tous les post graduant avec qui j'ai pu échanger des points de vue sur ce travail.

Je remercie tous mes amis et toutes les personnes qui m'ont soutenu durant ces années de recherche. Sans eux, le travail accompli n'aurait pas la même saveur.

Mes sincères gratitudes s'adresse à ma famille ; sans leurs encouragements permanents et leur soutien moral je ne serais parvenue là où je suis.

A mes chères parents

A tous mes frères et soeurs

A tous ceux qui me sont chère

Résumé

Nous présentons dans ce travail, une méthode de dimensionnement optimal du générateur photovoltaïque et du banc de batteries dans un système de production d'électricité (photovoltaïque) totalement autonome. Pour une charge et une probabilité de perte d'énergie donnée, sous le critère d'un prix minimum du système, un nombre optimal de batteries et de modules photovoltaïques a été calculé. Ainsi, à partir de données horaires de l'irradiation solaire et de la température ambiante, nous avons calculé la puissance horaire produite par le générateur photovoltaïque sur un jour type de chaque saison. Les données de la température ont été mesurées par L'ONM (office National de la Météorologie Bechar) et l'irradiation solaire a été fournie par la SODA. Un profil de consommation type a été adopté. Il correspond au profil rencontré généralement dans les sites isolés.

Pour déterminer le nombre de batteries optimales qui sont associés avec un nombre de modules photovoltaïques, il faut que le modèle de calcul de la puissance à la sortie de module utilisé doit être plus pratique, pour cela nous avons utilisé le modèle mathématique benchmark [LULIN, 2004], en le validons avec trois modèles.

Mots clés : photovoltaïque- Modélisation – Technico-économique- Méthode de LPSP- Banc de batteries.

Abstract

We present in this work, a method of optimal dimensionality of the photovoltaic generator and the bench of batteries in a system of electricity production (photovoltaic) completely autonomous. For a load and a probability of loss of energy data under the criteria of a minimum price of the system, an optimal number of batteries and photovoltaic modules have been calculated. Thus, from hourly data of the solar irradiation and the ambient temperature, we calculated the hourly power produced by the photovoltaic generator on one day type of every season. Given them of the temperature, to measure by L'ONM (National office of the Meteorology Bechar) and the solar irradiation provided by the SODA. A profile of consumption marks has been adopted. He/it corresponds to the profile generally met in the isolated sites.

To determine the number of optimal batteries that is associated with a number of photovoltaic modules, it is necessary that the model of calculation of the power to the produce of module used must be more practical, for that we used the mathematical model benchmark [LULIN, 2004], in let us validate with three models.

Key words: *photovoltaic - Modelling - Technical- Economic - Method the LPSP - Bench of batteries.*

Sommaire

Sommaire

Sommaire.

Nomenclature.

Introduction Générale.....01

Chapitre I : Étude et Présentation d'un système de captage photovoltaïque

I-1 Introduction	03
1-2 Rayonnement solaire	04
2-2-1 Spectre du rayonnement.....	05
I-2-2 Durée d'insolation	06
I-3 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque	06
I-3-1 La cellule photovoltaïque	06
I-3-2 Le module photovoltaïque	07
a) Caractéristique d'un module.....	08
I-3-3 Le panneau solaire	10
I-4 Système de stockage	11
I-4-1 Types d'accumulateurs	12
a) Les Accumulateurs au plomb acide	12
a-1) Composition d'une batterie solaire plomb- Acide	13
a-2) Principe de fonctionnement	14
b) Les Accumulateurs au Nickel- cadmium	15
I-5 Système de régulation	15
1-5-1 Régulation de décharge	16
1-5-2 Régulation de la charge	16
a) Régulations de charge série	16
b) Régulateur de charge de coupure	16
c) Régulateur de charge à découpage	17
d) Régulateur de charge série à coupure partielle	17
e) régulateur de charge parallèle	17
I-6 Système de conversion	18

1-6-1 Le convertisseur continu -continu	18
1-6-2 Le convertisseur continu- alternatif	18
I-7 La Charge	20
I-8 Installation des panneaux.....	20
a) Disposition des panneaux	20
b) Fixation des panneaux	20
c) L'orientation des panneaux	20
d) Installions des éléments de la batterie.....	21
e) Câblage électrique	21
f) Câblage de liaison	22
I-9 Avantages et inconvénients d'une installation PV	22
a) Avantages	22
b) Inconvénients	22
I-10 Conclusion	23

Chapitre II : Modélisation d'un Système photovoltaïque

II-1 Introduction	24
II- 2 Modèles de coordonnées solaire.....	24
II-3 Modèle de rayonnement solaire	27
II-3-1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal	27
II-3-2 Rayonnement solaire sur un plan incliné	28
II-4 Modélisation du champ photovoltaïque	30
a) Tension de circuit ouvert	32
b) Courant de court circuit	32
II-4-2 Modèle de la température	32
a) Température de jonction	32
b) Température ambiante	32
c) Variation du courant de saturation	33
d) Variation du courant court circuit	33
e) Variation de la tension à circuit ouvert	33
II-4-3 Caractéristiques I-V d'un module	34
a) Point de fonctionnement optimal.....	35

b) Rendement énergétique maximum	35
II-5 Modélisation de stockage	36
a) Modèle de la charge de la batterie	36
b) Modèle de la décharge de la batterie	37
c) La tension de la batterie	37
d) Le courant de batterie	39
e) Rendement de la Batterie	39
II-6 Modulation du système de conversion	40
II-7 Conclusion	41

Chapitre III : Modèles de puissance produite du module PV et Comparaisons

III-1 Introduction	42
III-2 Modèles Mathématiques de la puissance à la sortie du module PV	43
III-2-1 Modèle 1	43
III-2-2 Modèle 2	43
III-2-3 Modèle 3	44
III-2-4 Modèle 4	45
III-3 Comparaisons	46
III-4 Conclusion	50

Chapitre IV : Optimisation et Dimensionnement de système Photovoltaïque

IV-1 Introduction	51
IV-2 Description de la méthode LPSP	52
IV-3 Application dans une installation PV à alimentation domestique	54
IV-3-1 Méthodologie adoptée	54
IV-4 Résultats de la simulation	56
IV-4-1 Détermination du couple optimal (N_B, N_{PV}) selon l'approche économique	58
IV-5 Conclusion	67
Conclusion générale	68

Références bibliographiques.

Annexes.

Nomenclature

- A : Le facteur d'idéalité de la jonction.
- I_{ph} : Le photo courant (A).
- I_0 : Courant de saturation (A).
- R_{sh} : Résistances shunt.(ohm)
- R_S : Résistance série (ohm).
- T_c : Température de jonction (°K).
- G_0 : L'éclairement de référence (1000 W/m²).
- T_0 : La température de référence (298 °K).
- α : Le coefficient de courant en fonction de température (A/°C).
- β_0 : Le coefficient de la tension en fonction de température (V/°C).
- I_{cc} : Le courant de court circuit (A).
- V_{co} : La tension de circuit ouvert (V).
- FF : Facteur de forme.
- N : Nombre de modules dans le panneau en série.
- M : Nombre de modules dans le panneau en parallèle.
- P_m : La puissance maximale produite PV (W).
- V_{COO} : la tension à circuit ouvert de référence (V).
- S : Surface de générateur (m²).
- I_{mp} : Le courant maximal sous conditions standards (A).
- V_{mp} : La tension maximale du module sous conditions standards (V).
- R_b : Rapport de flux direct.
- S_B : Flux direct pour un plan d'inclinaison (W/m²).
- S_H : Flux direct horizontale.
- ω : Déclinaison du soleil.
- δ : Angle horaire du soleil.
- $K_T(i)$: Coefficient de sérénité.
- ϕ_{GH} : Flux global horizontal.
- ξ : Albédo du sol.
- R_b : Rapport du flux direct.
- LPS : Loss of Power Supply.
- $LPSP$: Loss of Power Supply probability.
- SOC : L'état de charge de batterie.
- $C_{Bat\ min}$: La capacité minimale.
- $C_{Bat\ max}$: La capacité maximale.
- C_{Bat} : La capacité de stockage de la batterie (Ah).
- N_a : Le nombre de jours d'autonomie.
- V_{bat} : La tension aux bornes de la batterie (V).

- VF : La force électromotrice (V).
- R_{bat} : La résistance interne de batterie (ohm).
- I_{bat} : Courant de charge de batterie (A).
- η_{bat} : Le rendement de la batterie (%).
- T_a : La température ambiante (°K).
- a : Prix de module (\$).
- b : Prix de la batterie (\$).

Introduction Générale

Introduction Générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. La filière étudiée dans cette thèse est l'énergie solaire photovoltaïque.

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de génération d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des microturbines. L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, et dépendante des conditions climatiques.

Ces générateurs renouvelables sont couplés généralement à un système de stockage assurant une disponibilité en continue d'énergie.

Le générateur renouvelable sélectionné pour notre étude est un champ photovoltaïque (PV) avec un système de stockage, le stockage est assuré par des batteries. Ce système, appelé systèmes PV-Batteries.

Le type de stockage généralement utilisé dans ce système est la batterie au plomb. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût en sont les raisons principales. L'utilisation de ces batteries à l'échelle saisonnière est inenvisageable. Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Leur fonctionnement

journalier (décharge et recharge complètes sur quelques jours) permet d'installer une faible capacité de stockage. Mais l'état de charge maximal des batteries est atteint d'autant plus rapidement que cette capacité installée est faible. Afin de protéger les batteries contre une recharge excessive, on doit les déconnecter de l'installation. Il est alors impossible d'utiliser la totalité de la ressource renouvelable. Finalement, le dimensionnement du champ photovoltaïque est surestimé par rapport aux besoins réels de l'utilisateur final.

Le dimensionnement de stockage optimale basé sur la partie de modélisation des composants constituant ce système et la charge de l'utilisation.

A cet effet nous s'intéressons sur les modèles de ces composants, c'est à dire la modélisation du champs photovoltaïque, batterie, régulateur et le convertisseur.

Le but poursuivi dans le cadre de cette mémoire est de chercher des modèles mathématiques les plus précis afin d'obtenir un dimensionnement optimal du système PV/Batt.

A cet effet, nous avons fait dans notre étude :

Au premier chapitre, on fait une description générale, et le principe de fonctionnement de chaque élément constituant le système photovoltaïque.

Le second chapitre est très important, car il présente la modélisation de chaque élément du système.

Le troisième chapitre est la suite du second chapitre, il consiste à une comparaison entre quatre modèles de puissance produite dans le but de déduire le modèle le plus pratique.

Le quatrième chapitre est consacré au dimensionnement du système PV/Batt par la méthode de la probabilité de perte de charge (*LPSP*), pour le site de *Bechar*.

Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et simulation des résultats.

Chapitre I

Étude et Présentation d'un système de captage photovoltaïque

I-1 Introduction :

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations [13]:

- non autonomes ou « grid connected » i.e. rattachées au réseau de distribution électrique. Dans Les systèmes reliés au réseaux, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau publique et les demandes de puissance qui existent la capacité de production du générateur sont attachées sur le réseau.

- Autonomes ou « stand-alone », qui sont le propose de cette étude, ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge, aussi l'autonomie du système est-elle est assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments [13].

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries
- L'onduleur.

Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque « stand-alone », et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant.

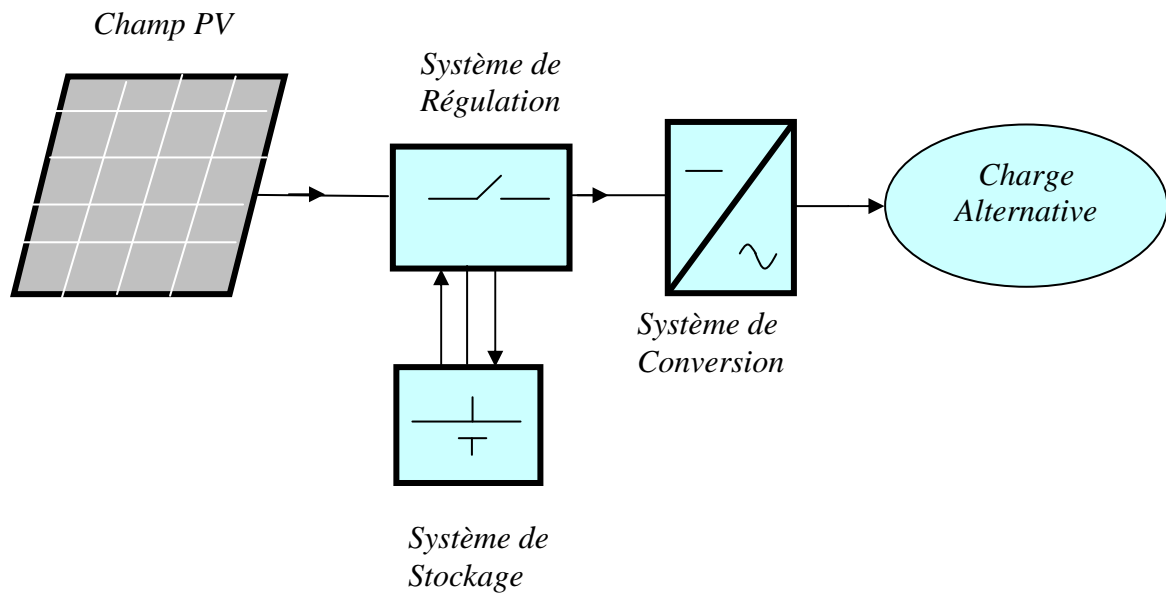


Figure (I.1) : Schéma simplifié d'un système PV

I- 2 Rayonnement solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tout les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [1].

Sa lumière, à une vitesse de 300000km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présentée un maximum pour une longueur d'onde d'environ $0.5\mu\text{m}$, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°k [32] :

- Diamètre de soleil $D_s=1.39.10^9\text{m}$
- Diamètre de la terre $D_t=1.27.10^7\text{m}$
- Distance moyenne soleil_ terre $L_{ts}=1.5.10^{11}\text{m}$

I-2-1 Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ :

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM₀. Sa distribution en énergie est répartie en [32]:

Ultraviolet UV	0.20 < λ < 0.38 μm	6.4%
Visible	0.38 < λ < 0.78 μm	48.0%
Infrarouge IR	0.78 < λ < 10 μm	45.6%

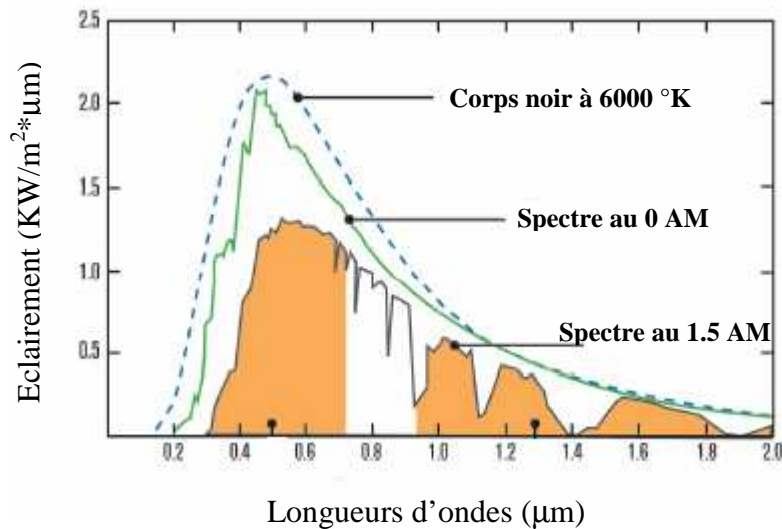


Figure (I-2) : spectre solaire hors atmosphère [32].

I-2-2 Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell– Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la

latitude du site et de la déclinaison apparente qui' elle même dépend de la période de l'année considérée.

I-3 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque :

I-3-1 la cellule photovoltaïque :

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [2]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homojonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction). Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

Dans la figure (I-3) un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire, Elle se compose d'un abri du verre (g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident [3].

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ($h\nu$) est supérieure à celle de l'énergie du matériau, appelée l'énergie de bande gap (E_g), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

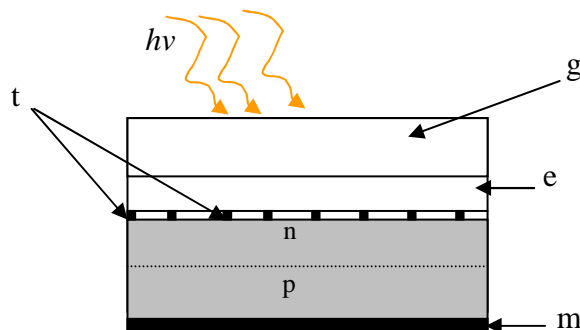


Figure (I-3) : présentation schématique d'une cellule solaire.

Dans une cellule PV, une large fraction de ces électrons et trous atteignent la jonction p-n, et un champ électrique est créé. En conséquence, un courant électrique peut être établi en connectant les matériaux de type-n et type-p à un circuit extérieur. La direction de ce courant est l'opposé de celle de la cellule lorsqu'elle fonctionne en tant que diode, autrement dit, quand la diode est illuminée, un courant positif I traverse de n vers p.

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt [4].

Le rendement de conversion des cellules commercialisées atteint actuellement 15 à 19 % pour le silicium monocristallin, 12 à 16 % pour le silicium polycristallin, 7 à 9% pour le silicium amorphe.

Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des modules photovoltaïques.

I-3-2 Le module photovoltaïque :

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (I-4-a). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) figure (I-4-b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [5].

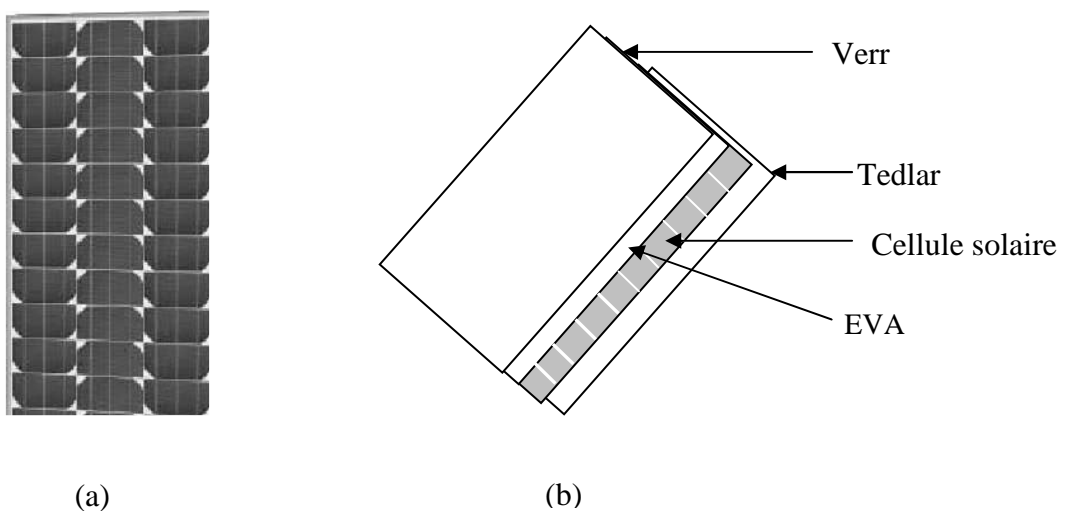


Figure (I-4) : Module photovoltaïque.

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles figure (I-5). Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [6].

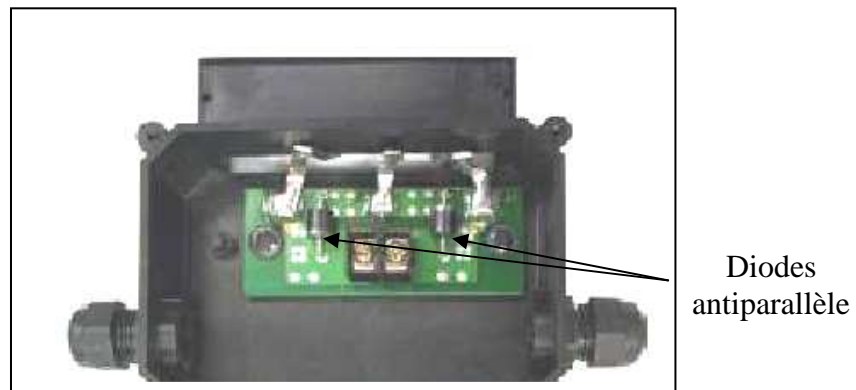


Figure (I-5) : Boîte de jonction [6].

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

Les modules en silicium mono cristallin (c-Si, 64% de marché), poly cristallin ou multi cristallin (xc-Si, 28% du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13% du marché), délivrent des tension normalisées (12, 24,48) et des puissances entre 10 et 100 Wc (watt- crête : puissance obtenue pour (l'enseillement maximal) [5].

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module. Il ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [7].

a) Caractéristiques d'un module [8] :

- *La puissance de crête, P_c* : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- *La caractéristique I/V* : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

- ▶ *Tension à vide, V_{c0}* : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- ▶ *Courant de court-circuit, I_{cc}* : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- ▶ *Point de fonctionnement optimum, (U_m, I_m)* : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m * I_m$
- ▶ *Rendement* : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- ▶ *Facteur de forme* : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{c0} * I_{cc}$.

I-3-3 Le panneau solaire :

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



Figure (I-6) : Panneau de solaire [6]

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la figure (I-7), Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.



Figure (I-7) : Boite de dérivation [6].

La boîte de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur le quel se trouvent :

- Des diodes schotcky séries, placée sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boîte à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte.

Le câblage de ces boîtes permet d'avoir une sortie en 12,24 ou 48 volts selon les modules, elle sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie.

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :

- des besoins en électricité.
- la taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximal, ce qui nécessite un élément de stockage.

I-4 Système de stockage :

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite s'envisager des stockages suivant les conductions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [9] :

-Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple)

-Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

Les caractéristiques principales d'une batterie sont :

▀ *Capacité en Ampère heure* : Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [9]

▀ *Rapports de chargement et déchargement* : Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

- *Température* : Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [9].

▀ *La durée de vie* : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [10].

▀ *Profondeur de décharge* : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.

Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.

▀ *La profondeur de décharge* : Cependant, affecte même les batteries de cycle profond. plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

▀ *La tension d'utilisation* : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

▀ *Le rendement* : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

▀ *Le taux d'autodécharge* : L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

I-4-1 Types d'accumulateurs :

Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont [4].

a) Les Accumulateurs au plomb acide :

La batterie au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale [11].

a-1) Composition d'une batterie solaire plomb- Acide [14] :

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.

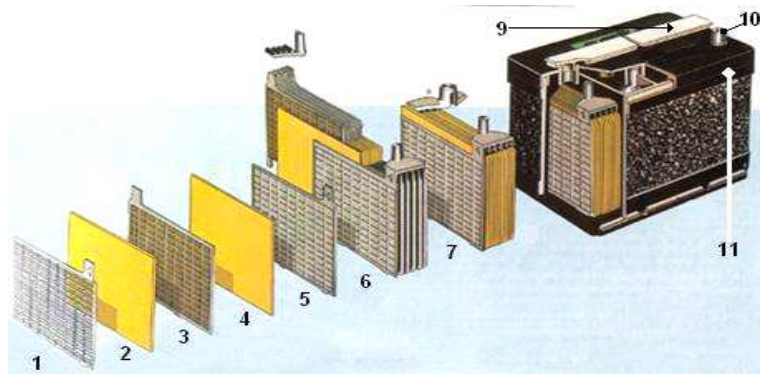


Figure (I-8) : Construction d'une batterie monobloc [14]

- | | |
|-----------------------|------------------------|
| 1 : Grille. | 7 : Élément complet |
| 2 : Séparateur. | 8 : Pont |
| 3 : Plaque positive. | 9 : Rampe de bouchons. |
| 4 : Plaque négative. | 10 : Borne. |
| 5 : Barrette. | 11 : Bac. |
| 6 : Faisceau négatif. | |

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie.[14]

Peut être l'alliage est en plomb avec 2-6% d'Antimoine. Moins la contenance en Antimoine sera grande, moins résistante sera la batterie pendant le processus de charge. Une petite quantité d'Antimoine réduit la production d'hydrogène et d'oxygène pendant la charge, et par conséquent la consommation d'eau. D'autre part, une plus grande proportion d'Antimoine permet des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui implique une plus grande durée de vie des batteries. Ces batteries plomb- Antimoine sont de type de "cycle profond".

Le Cadmium et le Strontium sont utilisés à la place de l'Antimoine pour fortifier la grille. Ceux-ci offrent les mêmes avantages et inconvénients que l'Antimoine, mais réduisent en outre le pourcentage d'autodécharge quand la batterie n'est pas en utilisation.

Le Calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le Calcium réduit la profondeur de décharge recommandée dans non plus de 25%. D'autre part, les batteries de plomb- Calcium sont de type "cycle peu profond".

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes.

Les séparateurs peuvent être des feuilles individuelles ou des "enveloppes". Les enveloppes sont des manchons, ouverts par en haut, qui sont uniquement placés sur les plaques positives.

Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie.

Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir.

Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension varie entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en conduction nominales de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85%. (pour plomb- Acide)

Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, interne ou externe, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques. Pour cette raison, une batterie de 6 V est composée de trois cellules, et une de 12 V de 6.

Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de bornes externes dans la partie supérieure de la batterie.

Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte par l'intermédiaire de support de bois, ces bacs sont réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser le repérage de niveau de l'électrolyte.

Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnés de manière à avoir une chute de tension très faible quelque soit le régime [9].

a-2) Principe de fonctionnement :

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges

électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:

Electrode Positive: $\text{PbO}_2 + 3\text{H}^+ + \text{HSO}_4^- + 2\text{e}^- \Leftrightarrow \text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$.

Electrode negative: $\text{Pb} + \text{HSO}_4^- \Leftrightarrow \text{PbSO}_4 + \text{H}^+ + 2\text{e}^-$.

Réaction : $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{HSO}_4^- \Leftrightarrow 2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$.

b) Les Accumulateurs au Nickel- cadmium [14] :

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb- Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanations toxique à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel.

I-5 Système de régulation :

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur la quelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension pré-régler : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs :

1-5-1 Régulation de décharge :

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-régler bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

1-5-2 Régulation de la charge :

La régulation de la charge effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge.

Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb.

a) Régulations de charge série :

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante :

Tant que la tension U_{bat} aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_Z , le courant délivrer par le panneau charge la batterie à travers un transistor se bloque, et le courant ne passe qu' à travers la résistance.

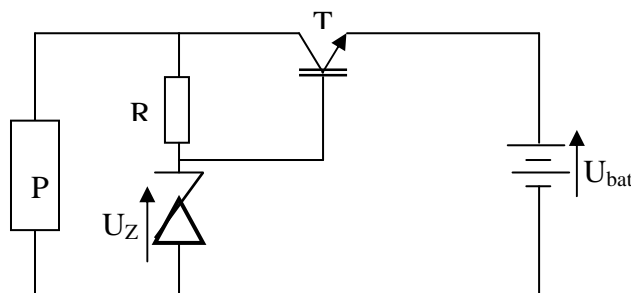


Figure (I-9) : Schéma de principe d'un régulateur de charge série[16].

b) Régulateur de charge de coupure :

Ce régulateur comporte un relais qui connecte et déconnecte le générateur PV à deux seuils différents et qui sont commandés par une unité de contrôle. Ils mesurent en permanence la tension aux bornes de la batterie.

c) Régulateur de charge à découpage

Ce type de régulateur utilise un convertisseur continu - continu qui délivre à la batterie sa tension de floating chaque fois que la tension de la batterie atteint le seuil haut.

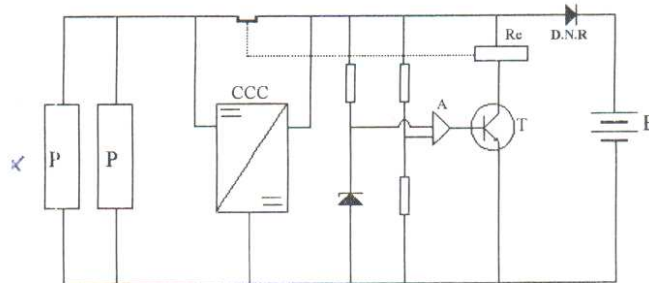


Figure (I-10) : Schéma de principe d'un régulateur de charge à découpage [16]

d) Régulateur de charge série à coupure partielle :

Ce type de régulateur permet de fractionner le panneau PV en deux parties. Chacune délivrer une même tension selon le principe suivant : une partie du panneau charge la batterie à travers un régulateur de charge série à coupure tant que l'autre partie est branchée directement pour la charge de la batterie en permanence.

e) Régulateur de charge parallèle :

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant [16]:

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance est faible alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge.

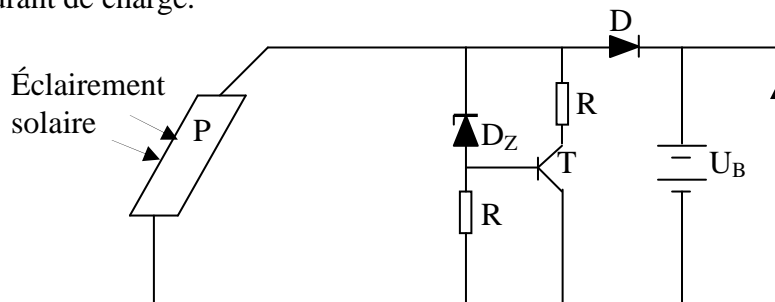


Figure (I-11) : Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [16].

1-6 Système de conversion :

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu continue), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif).

A l'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [11].

1-6-1 Le convertisseur continu -continu :

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [11]. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%.

Ce système présente deux inconvénients pour un PV de faible puissance :

- Prix élevé.
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

1-6-2 Le convertisseur continu- alternatif :

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

- **Rotatif** : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW.

Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

- **Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [11]. Avec ce système, on obtient :

- Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
- De faibles pertes à vide.

La figure suivante illustre un onduleur triphasé autonome à fréquence variable à commutation forcé de type MLI (modélisation, de largeur d'impulsion) opéré en source de tension. Il est alimenté à partir de la tension continue générée conjointement par le redresseur et le hacheur série, il est réalisé à base de transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Le choix de ce type de composant relève, d'une part de ses particularités à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquences de découpage de plusieurs dizaines de KHz et d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors [32].

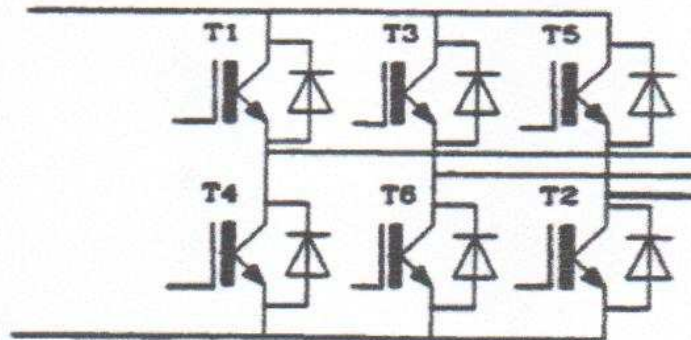


Figure (I-12) : Schéma de L'onduleur [32].

- *la puissance nominale* : C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.
- *Le rendement* : c'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.
- *La consommation à vide* : Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit) [15]. Pour cette raison, il est important de limiter

les pertes a un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220v – 50Hz). La plus ou moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à :

Un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée.

Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmonique.

I-7 La Charge :

La charge et l'équipement électrique alimenté par le système peut être de type continue comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternative dans les cas d'usage domestique (maison solaire), ce cas nécessite un onduleur.

I-8 Installation des panneaux

Pour l'installer les panneaux solaire dans un site, il est nécessaire de vérifier les conductions suivantes [1] :

a) Disposition des panneaux :

Les structures doivent être solides, fixées au sol, pour résister à des vents d'au moins de 150 Km/h. De plus, elles doivent être fiables dans le temps, elles doivent utiliser un matériau de bonne fiabilité (autre l'aluminium anodisé, la visserie inox et la visserie inoxydable).

b) Fixation des panneaux :

La fixation des panneaux doit assurer correctement les fonctions suivantes : [42]

- Maintient de l'orientation.
- Résistance contre le vent et les autres intempéries.
- Résistance contre les agressions mécaniques.
- Protection contre les salissures, et agressions venant du sol.
- ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement

c)-L'orientation des panneaux :

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol pour peu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des

panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15°. La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation...) [3].

Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto-nettoyage lors des pluies. [8]

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active [8]. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud.

d) Installions des éléments de la batterie

L'utilisation de la batterie peut présenter des dangers :

Risque d'explosion, dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique).

En outre, leur durée de vie et le bon fonctionnement de toute l'installation dépend aussi bien des conditions d'installation que d'exploitation. Compte tenu de cela, l'installation de ces éléments doit être effectuée avec un grand soin.

Ils doivent être installés dans un local approprié à l'abri des intempéries, surtout quand le produit de la capacité par la tension de décharge est supérieure à 1000. Ce local doit satisfaire à certaines exigences, qui sont les suivantes :

- D'être bien ventilé pour garantir la circulation des gaz.
- D'être à une température proche de 25°C, pour assurer le bon fonctionnement des éléments.

e) Câblage électrique :

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes.[14]

Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel,

croissance marines et autres. La section sera d'au moins 1.5 mm², 2.5mm² dès que la longueur excède 25m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W [6].

f) Câblage de liaison :

Il se trouve entre les modules et le régulateur, il doit être d'une section d'au moins 2,5mm² ou plus si la longueur excède 15cm. Pour une intensité inférieure à 4A, sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus de 6% de chute de tension.

I-9 Avantages et inconvénients d'une installation PV

a) Avantages [15]:

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

b) Inconvénients [15]:

- ▶ La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- ▶ Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. · Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- ▶ Tributaire des conditions météorologiques.
- ▶ Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- ▶ Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du

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

I-10 Conclusion :

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui permet d'introduire à la modélisation et l'analyse de ce système, chose qu'on va présenter dans le chapitre II.

Chapitre II

Modélisation des composants photovoltaïques

II-1 Introduction :

Après avoir étudié et citer les différents composants du système photovoltaïque, aussi que l'influence des paramètres de ses composants sur le système, nous procédons à la modélisation du système.

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. A ce niveau, la condition qui s'impose c'est de connaître les critères d'entrées (donnée de base) c'est-à-dire les données météorologiques au site, les données relatives aux utilisations, et les données relatives aux équipements.

De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système.

Dans ce chapitre, nous représenterons d'abord le modèle de rayonnement solaire sur un plan horizontal, et sur un plan incliné ; champ photovoltaïque, le modèle du système de stockage (batterie) et finalement le modèle de conversion (onduleur).

II- 2 Modèles de coordonnées soleil :

II-2-1 Angle solaire :

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire

- **La latitude** (φ) : est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif. Nous prenons celle de Bechar [38] : $\varphi=31.63^{\circ}$ N

- **La longitude** (λ) : représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0° . Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives. Nous prenons celle de Bechar [38] : $\lambda =2.40^{\circ}$ W

- **La déclinaison** (ω) : est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. Sa valeur varie entre $-23^{\circ}7'$ (Au solstice d'hiver) et $+23^{\circ}7'$ (au solstice d'été) et s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne (figure 1-9). Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur cône d'axe l'équateur, de demi angle au sommet $\omega = 90^{\circ} - \omega$. L'angle ω sera donc fonction du jour de l'année.

$$\omega = +23.45^{\circ} \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot N - 80\right) \quad (\text{II-1})$$

N est le nombre de jours de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, il varie de 1 à 365 ou 366

Selon l'année :

Année civile : 365 jours

Année bissextile : 366 jours.

- **L'angle horaire du soleil (δ)** : repère la position du soleil dans sa rotation journalière sur le cône d'ouverture δ' . C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire (δ variant de -180° à $+180^{\circ}$) correspond à 24h :

$$\delta = 15 \left(\text{heuresUTC} - 12 + \frac{\lambda}{15} \right) \quad (\text{II-2})$$

La position apparent du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport à au plan horizontal (figure 1-10), l'azimut et la hauteur angulaire.

- **L'azimut ψ** : qui est l'angle formé par projection du direction de la soleil et la direction du Sud. Il est comté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir).

Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau). Dans notre cas, nous écrêtons ψ lorsque $\sin \gamma$ passe en négatif si le panneau est horizontal (la soleil se couche), ou lorsque $|\psi| > 45^{\circ}$ dans le cas ou le panneau est incliné à 45° (le soleil passe derrière le panneau) :

$$\text{Tan}(\psi) = \frac{\sin(\delta)}{\sin(\varphi)\cos(\delta) - \cos(\varphi)\sin(\omega)} \quad (\text{II-3})$$

- **La hauteur angulaire (γ)** : Qui détermine la longueur de la traversée de la l'atmosphère est l'angle formé par la direction de soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre 0° (au lever et au coucher) et maximum γ_m au zénith (midi en temps solaire vrai). Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé (la durée des journées varie dans l'année). Il faut donc écrêter cette variable

$$\text{Sin}(\gamma) = \sin(\varphi)\sin(\omega) + \cos(\varphi)\cos(\omega)\cos(\delta) \quad (\text{II-4})$$

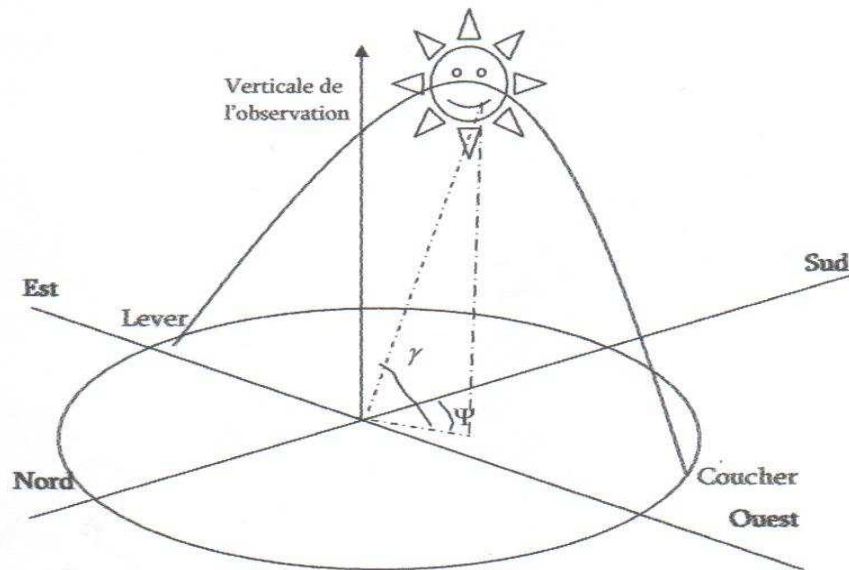


Figure (II-1): Coordonnées angulaires de soleil [32].

Afin d'obtenir l'angle d'incidence des rayons sur le capteur, une représentation schématique (figure 1-11) nous permet de visualiser clairement les différents angles pris en compte dans l'étude du rayonnement arrivant dans le plan d'un capteur. Le angle (γ , hauteur dans l'étude) et (ψ , azimut) que nous venons de définir dans le positionnement horaire et spatial de soleil, sont liés directement relative du soleil par rapport à l'emplacement géographique du capteur

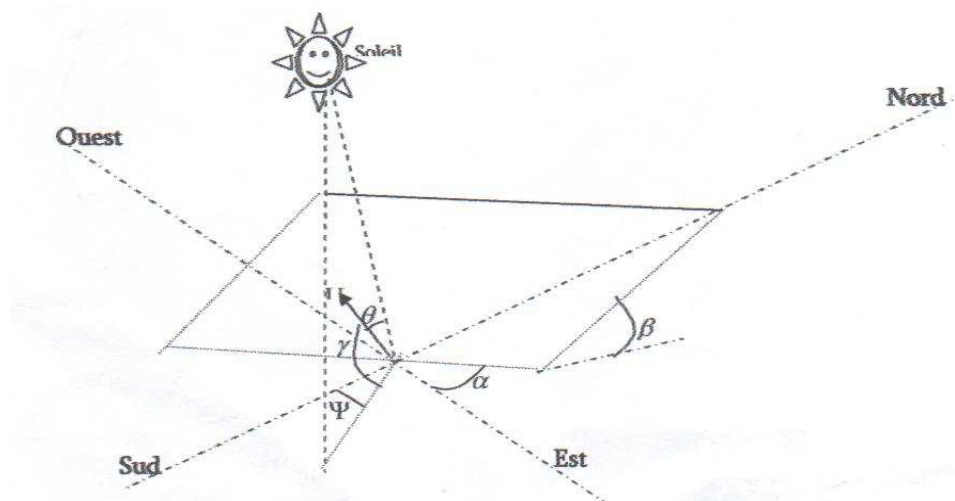


Figure (II-2): Représentation de l'éclairage d'un capteur plan incliné [32].

Les autres angles sont liés directement au positionnement du capteur, et permettent de corriger les pertes liées au trajet optique des rayons lors de la traversée de l'atmosphère, ils correspondent à :

- **L'orientation (α)** : du capteur par rapport au sud, (0° au sud, 180° au nord, $+90^\circ$ à l'ouest et -90° à l'est). Dans notre cas, cette variation est mise à zéro.

- **L'inclinaison (β)** : du capteur par rapport au sol ($0^\circ < \beta < 90^\circ$). Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence puis de 45° pour le second.

- **L'angle d'incidence (θ)** : des rayons solaires par rapport à la normale au capteur.

Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles :

$$\cos(\theta) = \cos(\gamma) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\psi - \alpha) + \sin(\gamma) \cdot \cos(\beta) \quad (\text{II-5})$$

II-3 Modèle de rayonnement solaire :

II-3-1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal :

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

a) Rayonnement direct : Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant du disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i) nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct [22].

$$S_H(i) = 1367 \cdot C(j) \cdot \sin\left(h(i) \cdot \exp\left(\frac{-T_L}{0,9 \times 9,41 \times M(i)}\right)\right) \quad (\text{II-6})$$

Avec :

S_H : Flux direct horizontal.

$C(j)$: La correction de la distance terre soleil.

$h(i)$: Hauteur du soleil.

T_L : Facteur de trouble.

$M(i)$: Nombre d'aire masse.

b) Rayonnement diffus : C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heure i est statistiquement donné par [22].

$$D_H(i) = \frac{1367}{3} \cdot C(j) - \text{Sin}[h(i) - 2] \cdot \exp[-0.5 \cdot \log^2(\frac{T_c}{22 \cdot M(i)^{-0.65}})] \quad (\text{II-7})$$

c) Rayonnement réfléchi : C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo (ξ)

$$0 \leq \xi \leq 1$$

d) Rayonnement global (ϕ_G) : un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi :

$$\phi_G = S + D + R \quad (\text{II-8})$$

II-3-2 Rayonnement solaire sur un plan incliné :

Une surface inclinée rapport à l'horizontale avec l'angle B reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchi [22].

a) Rayonnement direct :

Soit un lieu de latitude φ , le flux est défini par :

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} \quad (\text{II-9})$$

R_b : Rapport de flux direct

S_B : Flux direct pour un plan d'inclinaison

S_H : Flux direct horizontale

ω : Déclinaison du soleil.

δ : Angle horaire du soleil.

Alors le flux direct pour le plan incliné B

$$S_B = R_b \cdot S_H$$

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} \cdot S_H \quad (\text{II-10})$$

b) Rayonnement diffus : Le flux à une inclinaison B et l'attitude φ capté par une surface orientée face au Sud-Est donné par le modèle suivant :

Pour l'heure i : utilisons le modèle « WILLMOTT »

$$D_b = D_H \left[F(i) \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + (1 - F(i)) \cdot \frac{\cos \theta(i)}{\sinh(i)} \right] \quad (\text{II-11})$$

Avec

$$F(i) = 1 - K_T(i) \left[1 - \frac{S_H}{G_H} \right] \quad (\text{II-12})$$

$$K_T(i) = \frac{[\theta_{GH}(i)]}{\theta(i)}$$

$K_T(i)$: Coefficient de sérénité

$\theta(i)$ Angle d'incidence du rayon direct par rapport au incliné.

c) Rayonnement réfléchi : la fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$R_B = \phi_{GH} \cdot \left[\xi \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (\text{II-13})$$

Avec

ϕ_{GH} : Flux global horizontal.

ξ : Albédo du sol

d) Rayonnement global incliné ; il est la superposition des flux direct, réfléchi et refus dont il est la somme des trois composantes :

$$\phi_{GB} = S_B + D_\beta + R_B$$

On peut calculer le flux solaire global par la relation suivante pour un plan incliné d'angle B

$$\phi_{GB} = R \cdot \phi_{GH}$$

R : Rapport du flux global.

D'où

$$R = \frac{\phi_{GB}}{\phi_{GH}} = \left(1 - \frac{D_H}{\phi_{GH}} \right) \cdot R_b + \frac{D_H}{\phi_{GH}} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \xi \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{II-14})$$

Avec :

R_b : Rapport du flux direct

On connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$\phi_G = R \cdot \phi_{GH}$$

II-4 Modélisation du champ photovoltaïque

Nous avons utilisé le modèle électrique de littérature de Kaiser et Reise [10]. La figure suivante (figure II-3) représente le modèle électrique d'une cellule solaire qui consiste en une source de courant idéale, branchée avec une ou deux diodes en parallèle et une résistance série R_s . la première diode D1 décrit les propriétés de semi conducteur de la cellule et la seconde D2 modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge.

Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes et des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante) [23].

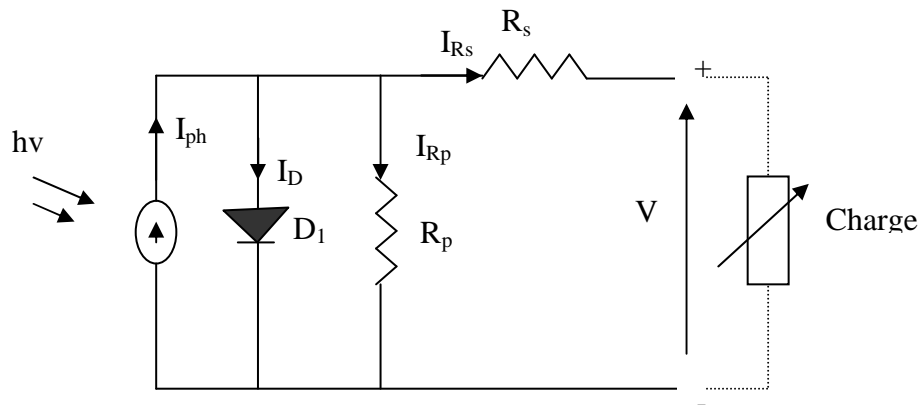


Figure II-3 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV.

L'intensité I en fonction de la tension V aux bornes d'une cellule est [1]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp(C_1(V + R_s I) - 1) \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{II-15})$$

$$\text{Avec : } C_1 = \frac{q}{A.K.T_c}$$

A : le facteur d'idéalité de la jonction ($1 < A < 3$).

I_{ph} : photocourant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).

I_0 : courant de diode, représente le courant de fuite interne à une cellule causée par la jonction p - n de la cellule.

R_{sh} : résistances shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

R_s : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi les résistances ohmique et de contact au niveau des connexions des cellules.

q : la charge de l'électron ($1,6.10^{-19}$ C)

K : constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23}$ J/K).

T_c : température de jonction (K).

Un bilan électrique sur le schéma (II-1) permet de calculer l'intensité I en fonction de la tension V aux bornes d'un module PV [1] :

$$I_{\text{module}} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q}{NAKT_j}(V + R_{se} I) - 1\right) \right] - \frac{V + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (\text{II-16})$$

$$R_{se} = N.R_s \text{ et } R_{pe} = N.R_p$$

Le calcul de la géométrie optimale du champ photovoltaïque consiste à modifier les configurations des associations série des modules PV de façon à faire fonctionner la charge dans la zone de puissance maximale. Un calcul de la géométrie optimale du champ photovoltaïque doit effectuer à chaque changement du point de fonctionnement dû aux variations des conditions météorologiques. Pour atteindre les valeurs nominales requises pour un fonctionnement optimal, il faut brancher les modules PV selon la relative à un groupement mixte formé de la mise en série de N modules et M en parallèle [24] figure (II-4). On obtient dans ce cas :

$$I_g = M.I_{\text{module}} \text{ et } V_g = N.V_{\text{module}}$$

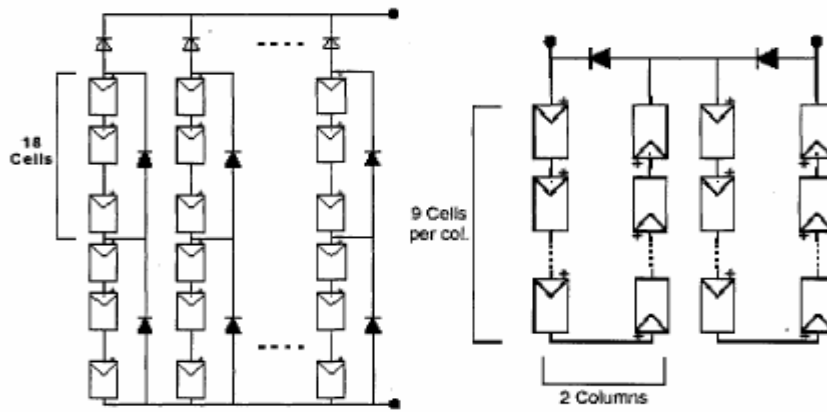


Figure II-4 : Configurations des associations série parallèle des modules PV [24].

En pratique la résistance shunt (parallèle) est très grande, à partir de ça le terme

$$\frac{V + R_s}{R_{sh}} \rightarrow 0$$

La relation du courant lié à une tension

$$I = M.I_{ph} - M.I_0 \left[\exp(C_2.(V.M + N.R_{se} I) - 1) \right] - \frac{V + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (\text{II-17})$$

$$C_2 = \frac{C_1}{M.N}$$

Cette relation est vraie si toutes les cellules solaire constituante le générateur sont identiques.

a) Tension de circuit ouvert :

La tension de circuit ouvert est déterminée pour un courant de sortie nul ($I=0$) on peut déduire :

$$V_{co} = \frac{I}{M.C_2} . \text{Log} \left[\frac{I_{cc} + I_0}{I_0} \right] \quad (\text{II-18})$$

b) Courant de court circuit :

Lorsque le générateur PV est en court circuit, la tension de sortie devient nulle ($V=0$) et le courant de court circuit est considère égale au photo courant I_{ph}

$$I_{ph} = I_0 . \exp(C_2 M . R_s . I_{cc}) + \frac{I_{cc}}{M} - I_0 \quad (\text{II-19})$$

II-4-2 Modèle de la température :

a) Température de jonction :

La température du jonction T_c de la cellule est donnée par la relation suivant [25]

$$T_c = T_a + \frac{\text{NOCT}-20}{800} E_G \quad (\text{II-20})$$

Avec NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating cell temperature) et T_a est La température ambiante.

b) Température ambiante :

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée .Nous supposons que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes ,une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température.

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure TL de la journée par l'équation suivante [26] :

$$T_a = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \cos \left(\frac{14 - TL}{14 - TL_L} \pi \right) + T_{\text{moy}} \quad (\text{II-21})$$

TL_L : l'heure du lever de soleil et T_{moy} : la température moyenne journalière

T_{\max} : la température maximale journalière et T_{\min} : la température minimale journalière
cette relation valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

c) Variation du courant de saturation :

Le courant de saturation I_0 dépend de la température de jonction et peut être exprimé par la relation suivant [26].

$$I_0 = A_0 \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{K \cdot T_c}\right) \quad (\text{II-22})$$

Pour le silicium monocristallin $A_0 = 2.110.10^3$

d) Variation du courant court circuit :

La variation de courant de court-circuit I_{cc} dépend de la température de jonction, de ce fait elle est représentée par la relation empirique suivante [26]

$$I_{cc} = K_1 \cdot G \cdot [1 + K_2 (G - G_0) + K_3 (T_c - T_0)] \quad (\text{II-23})$$

Avec :

G_0 : l'éclairement de référence (1000 w/m^2)

T_0 : la température de référence (298 K)

K_1 , K_2 et K_3 sont des constantes dépendant de la nature de matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.

e) Variation de la tension à circuit ouvert :

La variation de la tension de circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement, elle donnée par l'équation suivant [26] :

$$V_{Co} = V_{Co0} + \beta \cdot \Delta T + \alpha (G - G_0) \quad (\text{II-24})$$

Avec :

V_{Co0} : la tension à circuit ouvert de référence (V).

α : coefficient de variation de courant à circuit ouvert en fonction de la température ($A/^\circ C$).

β : coefficient de variation de la tension de court circuit en fonction de la température ($V/^\circ C$).

ΔT : la variation de la température ($^\circ C$).

II-4-3 Caractéristiques I-V d'un module

La figure (II-5) présente la courbe I-V d'un module typique de 125 W_{crête} en fonction de l'irradiation solaire. La valeur de 125 W_{crête} est une mesure sous une irradiation de 1 kW/m², spectre AM 1.5 et de température de 25°C. Ces valeurs sont appelées STC (Standard Test Conditions) et elles sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits. Mais ces conditions sont rarement rencontrées dans la réalité (sauf en hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que 25°C [27]. Pour tenir compte de conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de 20°C, l'irradiation de 800 W/m² et le vent de 1m/sec. Cette valeur est appelée NOCT (Nominal Operating Cell Temperature [27]).

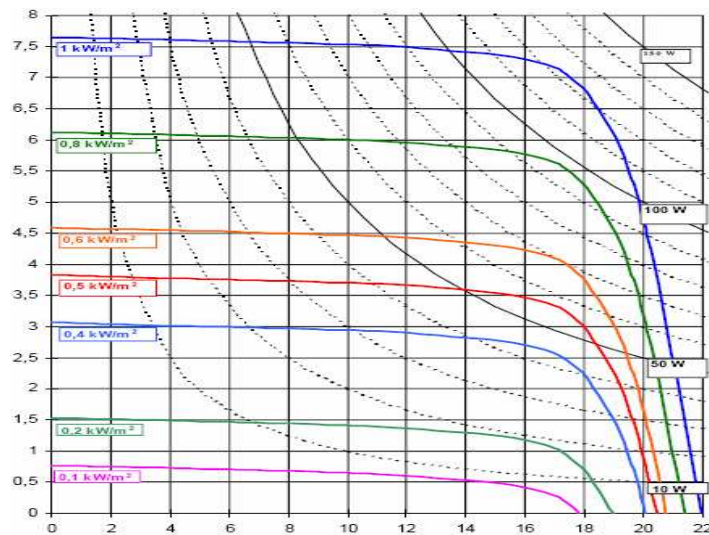


Figure II-5 : Caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes irradiances solaires, à 25 °C [39].

Pour différents niveaux d'éclairement figure (II-5), on remarque que le courant est directement proportionnel à l'irradiation à ces niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque l'irradiation baisse ;

La figure II-6 présente le comportement du même module sous une lumière de 1 kW/m² et à des températures entre 0 et 60°C. On remarque l'importance des variations de la tension. et le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente; ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la

température augmente. L'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule.

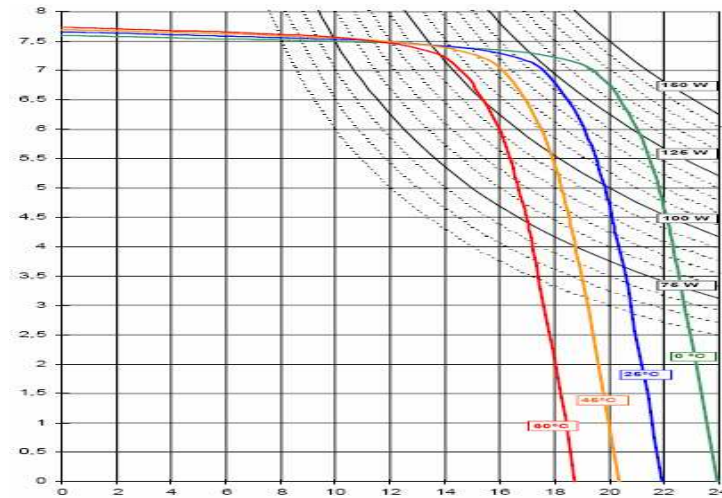


Figure (II-6) : Caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes températures [39].

a) Point de fonctionnement optimal

Un générateur délivre une puissance $P=I.V$ qui varie avec la charge à alimenter par le système. Cette puissance passe par un point maximum pour une seule valeur de la résistance chargée. Le point optimale varie avec le flux et la température au point maximum. En ce point la dérivée de la puissance est nulle :

$$\partial P = I.\partial I + V.\partial V$$

$$\partial P = 0 \Rightarrow \begin{cases} I.\partial I = 0 \\ V.\partial V = 0 \end{cases}$$

b) Rendement énergétique maximum :

Le rendement énergétique maximum d'un générateur photovoltaïque est le rapport de la puissance P_m maximale dissipée dans la charge et la puissance du rayonnement solaire incident.

$$\eta_{pv} = \frac{P_m}{\phi_G \cdot S} \quad (\text{II-25})$$

Avec :

ϕ_G : Flux globale [W/m^2].

S : Surface de générateur [m^2].

Ce rendement dépend plusieurs facteurs :

- Réflexion à la surface
- Température de jonction des cellules.
- Type de matériau utilisé et technique de fabrication.
- La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule.
- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

II-5 Modélisation de stockage :

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varie de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie. Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateur au plomb. Jusqu'à maintenant, il existe plusieurs modèles de la charge de batterie ont été proposés.

Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle peut être décrit par (*Bogdan et Salameh, 1996*) qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée.

a) Modèle de la charge de la batterie :

Quand la puissance de générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, la capacité des batteries au temps t peut être décrit par [29] :

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1).(1 - \sigma) + (P_{pv}(t) - P_L(t) / \eta_{inv}).\eta_{Bat} \quad (II-26)$$

$C_{Bat}(t)$ et $C_{Bat}(t-1)$ sont les quantités de la charge et la décharge des batteries au temps (t) et $(t-1)$ respectivement, σ est le taux horaire de la charge spontanée, P_{pv} est la puissance du générateur PV, P_L est la charge demandée au temps t , η_{ond} et η_{Bat} sont les rendements de l'onduleur et de la batterie successivement.

Pendant la charge de la batterie, le rendement est 0.65–0.85 selon le chargeant courant), par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie a été mis égal à 1

b) Modèle de la décharge de la batterie :

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peut être exprimé comme suite [29] :

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (P_L(t) / \eta_{inv} - P_{pv}(t)) \quad (\text{II-27})$$

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{Bat\min} \leq C_{Bat}(t) \leq C_{Bat\max}$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ($C_{Bat\max} = C_{Bat\min}$), et la capacité minimum est déterminée par le profondeur de la charge (DOD) [12]:

$$C_{Bat\min} = DOD \cdot C_{Bat.N}$$

La valeur maximale de l'état de charge (SOC) est égale à 1, et le minimum est déterminé par le maximum de profondeur de décharge, $SOC_{\min} = 1 - DOD$

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si DOD prend les valeurs de 30-50% [21].

La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie. Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_{Bat} = \frac{E_L \cdot N_a}{\eta_{Bat} \cdot F_{dech} \cdot DOD} [Wh] \quad (\text{II-28})$$

$$C_{Bat} [Ah] = \frac{C_{Bat}}{V_b} [Wh]$$

C_{Bat} : La capacité de stockage de la batterie.

N_a : Le nombre de jours d'autonomie.

V_b : La tension du système.

DOD : Le profondeur de décharge.

c) La tension de la batterie :

Le modèle suivant, décrit la relation entre le voltage, courant et l'état de charge. Ce modèle basé sur le schéma électrique de la figure (II-7) [30].

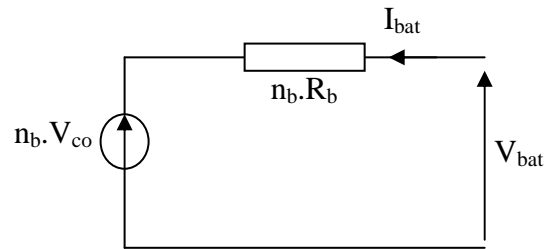


Figure (II-7) : Schéma électrique de batterie.

Pour n batteries en séries, nous pouvons écrire l'équation [30]:

$$V_{bat}(t) = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot I_{bat}(t) \cdot R_{bat}(t) \quad (\text{II-29})$$

Où $V_{bat}(t)$ est la tension de circuit ouvert au temps t , V ; et $R_{bat}(t)$ est la résistance interne de batterie, Ohms ; la tension de circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge

$$V_{co}(t) = VF + b \cdot \log(SOC(t)) . \quad (\text{II-30})$$

Où VF est la force électromotrice ; b est un constant empirique.

La variation de V_{co} en fonction de l'état de charge (SOC) est représentée par la figure suivante :

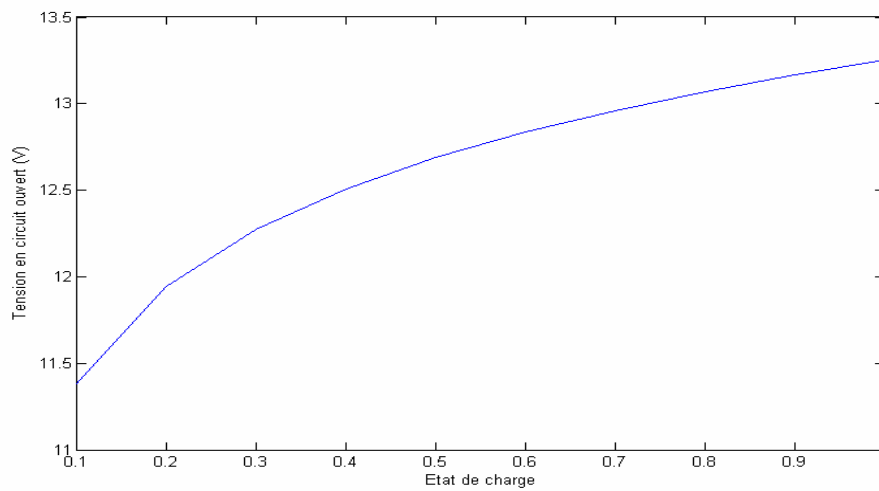


Figure (II-8) : Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge.

La variation de la résistance interne d'une batterie, $R_{bat}(t)$, est principalement dû à deux composants, à savoir, la résistance de électrode, $R_{électrode}$, et la résistance de électrolyte, $R_{électrolyte}$

$$R_{bat}(t) = R_{électrode} + R_{électrolyte}$$

La variation de $R_{\text{électrode}}$ et $R_{\text{électrolyte}}$ en fonction de l'état de charge SOC peut être exprimée par : $R_{\text{électrode}} = r_1 + r_2 \cdot (\text{SOC}(t))$ Et $R_{\text{électrolyte}} = [r_3 - r_4(\text{SOC}(t))]^{-1}$ (II-30)

Où $r_1, r_2, r_3,$ et r_4 sont des constantes empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et décharge. Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant [30]:

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
r_1	0.062 Ohms	0.055 Ohms
r_2	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
r_3	95.638 Ohms ⁻¹	4.270 Ohms ⁻¹
r_4	52.671 Ohms ⁻¹	-100.730 Ohms ⁻¹

Tableau (II-1) : Caractéristique de batterie plomb acide.

d) Courant de batterie :

Quand la puissance du générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, le courant de charge des batteries au temps t peut être décrit par [31] :

$$I_{\text{Bat}} = \frac{P_{\text{pv}}(t)}{V_{\text{Bat}}(t)} - \frac{E_L(t) / \eta_{\text{inv}}}{V_{\text{Bat}}(t)} \quad (\text{II-31})$$

Quand la puissance du générateur PV ne peut pas rencontrer la demande de la charge, le courant de décharge des batteries est [31] :

$$I_{\text{Bat}} = \frac{E_L(t) / \eta_{\text{inv}}}{V_{\text{Bat}}(t)} - \frac{P_{\text{pv}}}{V_{\text{Bat}}(t)} \quad (\text{II-32})$$

e) Rendement de la Batterie :

Le rendement de la batterie se calcule par la relation suivante :

$$\eta_{\text{bat}} = \frac{P_{\text{fourni}}}{P_{\text{incid}}} \quad (\text{II-33})$$

En pratique, le rendement est considéré constant égale à 85%, la tension nominale est de 2V et la capacité de l'ordre de 100A/h. donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

$$P_{\text{fourni}} = \eta_{\text{bat}} \cdot P_{\text{incid}} \quad (P_{\text{incid}} : \text{Puissance du générateur}).$$

II-6 Modélisation du système de conversion :

L'onduleur est un dispositif de conversion, il est important de connaître la relation liant la puissance à la l'onduleur à celle entrante.

Cette caractéristique est représentée par la fonction [32] :

$$\eta_o = f(P_{ch}) \quad \text{ou encore} \quad \eta_o = f(\text{taux de charge})$$

La charge étant alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus continu et la charge (voir Figure IV-18). Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée.

L'onduleur est considéré comme un dispositif de transformation en énergie alternative, d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage, soit directement de champ PV. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible. Ces onduleurs sont largement utilisés, mais les appareils existant ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante [4] :

$$\eta_{Ond} = a \cdot (1 - \exp(b \cdot \tau)) \quad (\text{II-34})$$

Où :

a et b sont des constantes (a = 0,9559 ; b = -609164)

τ : Taux de charge, donnée par : $\tau = \frac{P_{ch}}{P_n}$

P_n : puissance nominale de l'onduleur.

P_{Ch} : puissance à la sortie de l'onduleur.

La variation du rendement de l'onduleur en fonction de taux de charge est représentée sur la figure suivante:

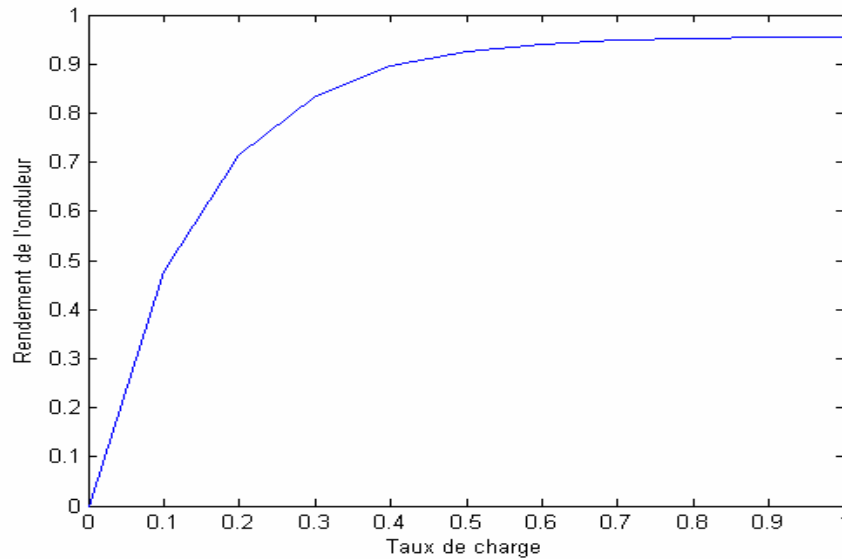


Figure (II-9) : Rendement de l'onduleur

Nous verrons par la suite que le choix de la puissance nominale de l'onduleur en fonction de son application est primordial si l'on veut éviter des pertes énergétiques importantes.

II-7 Conclusion :

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, stockage batteries) ; cette modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constitutants.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres. L'outil ainsi réalisé sera utilisé pour déterminer le dimensionnement optimal d'un tel système pour des cas d'applications définis dans les chapitres suivants.

Pour des raisons économiques, l'étude reste incomplète ce qui nécessite de faire un bon dimensionnement.

Chapitre III

Modèles de puissance produite du module PV et Comparaisons

III-1 Introduction :

Pour l'application pratique, beaucoup de chercheurs ont enquêtés sur les modèles mathématiques de la production de puissances maximales simplifiées d'un module photovoltaïque, par exemple; *Borowy et Salameh (1996)*, ont donnés un modèle simplifié, avec lequel la puissance maximale produite peut être calculée pour un certain module photovoltaïque une fois l'irradiation solaire sur le module photovoltaïque et la température est trouvé, *Jones et Undrwood (2002)*, ont aussi introduit un modèle simplifié de la puissance maximale produite qui a un rapport réciproque avec la température du module et en relation logarithmique avec l'irradiation solaire absorbé par le module photovoltaïque. En outre, *Jones et Undrwood* ont donnés le modèle thermique de la température du module photovoltaïque à travers l'évaluation de beaucoup de facteurs.

En général, il y'a beaucoup de modèles mathématiques de puissance simplifiés permettant de déterminer la puissance maximale fournie par un générateur photovoltaïque en fonction de variation de l'irradiation solaire et la température ambiante.

Dans ce chapitre, nous présenterons d'abord quatre modèles, dont le premier c'est un *benchmark*, ce modèle permet de calculer la puissance maximale fournie par un module photovoltaïque pour un ensoleillement et une température du module donnés avec quatre paramètres constants à détermine expérimentalement, et les trois autres sont des modèles mathématiques simplifiés permettant de déterminer la puissance maximale en fonction de variation des conditions météorologiques (irradiation solaire et température ambiante), et ils sont basés aussi sur les caractéristiques techniques du module (données du constructeur), et puis nous comparons les modèles présentés.

Pour la comparaison, et la simulation de ces modèles, on utilise le logiciel de programmation *Matlab*. Ce logiciel est très répandu dans le monde académique et de la recherche. Quelques caractéristiques avantageuses de ce logiciel sont sa puissance, et sa robustesse.

Enfin, on présente les résultats de simulation de la comparaison, et on cite des remarques

Le but principal de notre travail est de déduire le meilleur modèle ou le plus 'optimal' entre ces trois modèles simplifiés.

III-2 Modèles Mathématiques de la puissance à la sortie du module PV :

III-2-1 Modèle 1 :

Le modèle *benchmark* suivant, nous permet de déterminer la puissance maximale fournie par un module PV pour un ensoleillement et une température du module donnés, avec seulement quatre paramètres constants à déterminer, a, b, c et d, plus un système d'équation simple à résoudre résultant un ensemble de points de mesures suffisamment étendu [33].

$$P_m = (a \cdot G + b) \cdot T_c + c \cdot G + d \quad (\text{III-1})$$

Où P_m est la puissance maximale produite, (W) ; a, b, c, et d sont des constants positive qui peuvent être obtenue expérimentalement.

T_c : la température de module, et peut être décrite par la relation :

$$T_c = T_a + [(NOCT - 20) / 800] \cdot G \quad (\text{III-2})$$

avec T_a est la température ambiante, K ; $NOCT$ est la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating cell Temperature) et définie comme la température de la cellule quand le module être sous certain conditions (irradiation solaire : 800W/m², distribution spectrale : AM1.5, température ambiante : 20°C vitesse de vent >1 m/s) dans un circuit ouvert.

G : L'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m²).

Selon les mesures expérimentales de *benchmark* sur un module (BP Solar 340), les constants a, b, c et d sont 0.0002, 0.0004, 0.1007 et 0.1018 respectivement [1].

Le NOCT du module BP Solar 340 est $47 \pm 2^{\circ}C$

III-2-2 Modèle 2 :

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculé d'après l'équation suivante [34]:

$$P = \eta \cdot S \cdot N \cdot G \quad (\text{III-3})$$

η : Le rendement instantané.

A : La surface de module photovoltaïque (m^2).

G : L'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2).

N : le nombre du modules constituant le champ photovoltaïque.

Le rendement instantané est représenté par la l'équation suivante [34], [35] :

$$\eta = \eta_r \cdot (1 - \gamma (T_c - T_0))$$

η_r : est le rendement de référence de module sous conditions standards ($T=25^\circ C$, $G=1000W/m^2$ et AM1.5) ;

γ : Coefficient de température ($^\circ C$) déterminé expérimentalement, il défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1^\circ C$ de la température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 ($^\circ C$), [34], [35].

III-2-3 Modèle 3 :

Le modèle suivant est développé par *Borowy* et *Salameh* en (1996). Les formules pour calculer le point optimum de voltage et le courant sous condition de arbitraire sont montrées comme suit. Ce modèle fait usage des spécifications des modules PV offerts par les fabricants, donc il offre une façon très simple d'accomplir la puissance produite par les modules PV [29].

$$I_m = I_{cc} \cdot \left\{ 1 - \left[C_1 \cdot \exp\left(\frac{V_m}{C_2 \cdot V_{co}} \right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (III-4)$$

I_{cc} : le courant de court circuit du module (A) ;

V_{co} : la tension de circuit ouvert du module (V)

C_1 et C_2 sont des paramètres qui peuvent être calculés par l'équation (III-5) et (III-6) respectivement.

ΔI : est déterminé par la différence de température et l'irradiation solaire, équation (II-7).

$$C_1 = (1 - I_{mp} / I_{cc}) \cdot \exp(-V_{mp} / (C_2 \cdot V_{co})) \quad (III-5)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}/V_{co} - 1}{\text{Ln}(1 - I_{mp}/I_{cc})} \quad (\text{II-6})$$

$$\Delta I = \alpha_0 \cdot (G/G_0) \cdot \Delta T + (G/G_0 - 1) \cdot I_{cc} \quad (\text{III-7})$$

Avec : $\Delta T = T_c - T_0$

I_{mp} : Le courant maximal sous conditions standards (A).

V_{mp} : La tension maximale du module sous conditions standards (V).

α_0 : Coefficient du courant en fonction de température (A/°C).

La tension V_m de module est déterminée par l'équation suivante :

$$V_m = V_{mp} \cdot \left[1 + 0.0539 \cdot \log\left(\frac{G}{G_0}\right) \right] + \beta_0 \cdot \Delta T \quad (\text{III-8})$$

β_0 : Le coefficient de la tension en fonction de température (V/°C).

G_0 : L'irradiation solaire de référence (1000W/m²).

Alors la puissance optimale à la sortie d'un module est déterminée par :

$$P_m = I_m \cdot V_m \quad (\text{III-9})$$

Pour un nombre de modules séries N et M parallèles, la puissance maximale produite est déterminée par

$$P_{NM} = N \cdot M \cdot I_m \cdot V_m$$

III-2-4 Modèle 4 :

Jones et Underwood développés le modèle pratique suivant en (2002) pour la production de la puissance optimale de sortie d'un module photovoltaïque. [33], [36] :

$$P = FF \cdot (I_{cc} \cdot G/G_0) \cdot (V_{co} \cdot \frac{\text{Ln}(K \cdot G)}{\text{Ln}(K \cdot G_0)} \cdot \frac{T_0}{T_c}) \quad (\text{III-10})$$

Où K est un coefficient constant peut être calculer par la formule suivante :

$$K = I_{cc} / G_0$$

I_{cc} : Le courant de court circuit (A).

V_{co} : La tension de circuit ouvert (V).

FF : Facteur de forme.

Le "facteur de forme" (fill factor) est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir un module photovoltaïque et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale) :

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \times I_{cc}} = \frac{V_m \times I_m}{V_{oc} \times I_{cc}} \quad (\text{III-11})$$

Avec :

P_m : La puissance maximale sous conditions météorologique ($T=25^\circ\text{C}$ et $G=1000 \text{ W/m}^2$)

III-3 Comparaisons :

Après la représentation des modèles mathématiques simplifiés, on peut comparer ces modèles dans cette partie. Les paramètres les plus objectifs du module BP Solar 340 permettant de comparer les modèles sont [33] :

- La puissance maximale crête du module $P_c=40\text{W}$
- La tension de circuit ouvert $V_{co}= 21.8 \text{ (V)}$
- Le courant de court circuit $I_{2.5} \text{ (A)}$
- La tension crête maximale $V_m= 17.39 \text{ (V)}$
- Le courant maximal crête $I_m=2.3 \text{ (A)}$
- La surface du module photovoltaïque $S=0.351 \text{ (m}^2\text{)}$
- Coefficient de température ($^\circ\text{C}$) ; $\gamma = 0.0045$

Le coefficient du courant et la tension en fonction de température du module BP Solar de 40W sont $-0.00065 \text{ A}/^\circ\text{C}$, $0.008 \text{ V}/^\circ\text{C}$ respectivement.

Quand l'irradiation solaire prend les valeurs 300,500,900 et 1000W/m^2 , le rapport entre la température de module et la puissance maximale est utilisé et comparé d'après les modèles précités, les résultats de la modélisation sont montrés et comparés dans les figures (III-1, III-2 ,III-3, III-4) .

Sur les figures (III-1, III-2, III-3, et III-4), on remarque que les trois modèles 1,2 et 4 montrent un bon rapport linéaire (ligne droite) entre la température de module et la puissance produite maximale pendant que l'irradiations solaire sont différents ; l'inclinaison des modèles 1 et 2 est plus haute, c'est-à-dire que la puissance maximale produite se change plus grandement avec la variation de température de module.

Quand l'irradiation solaire est différente, les résultats spectraux du modèle 4 plus peu comparé avec le modèle 1, peut être le coefficient K choisi avec une valeur inexacte qui est offerte par (*Jones et Underwood*) [32], une fois ce coefficient est choisi correctement, ce modèle peut être convenable pour calculer la puissance avec moins d'erreurs.

On remarque que les résultats spectraux de la puissance produite maximale de modèle 2 donnent des valeurs d'erreurs moyenne quadratique très réduite, c'est-à-dire qu'il est très proche aux modèle 1 qui se présentent pour les différentes irradiation solaire comme suit

L'irradiation solaire (W/m^2)	300	500	900	1000
Erreur quadratique	0.0313	0.0308	0.0299	0.0218

Tableau (III-1) : Erreur quadratique du modèle 2.

Pour le modèle 3, on remarque un rapport compliqué trouvé entre la puissance et la région de température du module inférieur de $300^{\circ}K$ et aussi l'aptitude entre le modèle 1 et 3 est très fine, en particulier quand l'irradiation solaire sur le module PV au delà $G \geq 900 W/m^2$ et $T \geq 300^{\circ}K$. Alors que le modèle 3, l'erreur moyenne quadratique vaut 0.0917 pour l'irradiation solaire $900 W/m^2$ et 0.0776 Pour l'irradiation de $1000 W/m^2$. Par conséquent, une erreur très grande quand l'irradiation solaire est relativement inférieure de $900 W/m^2$.

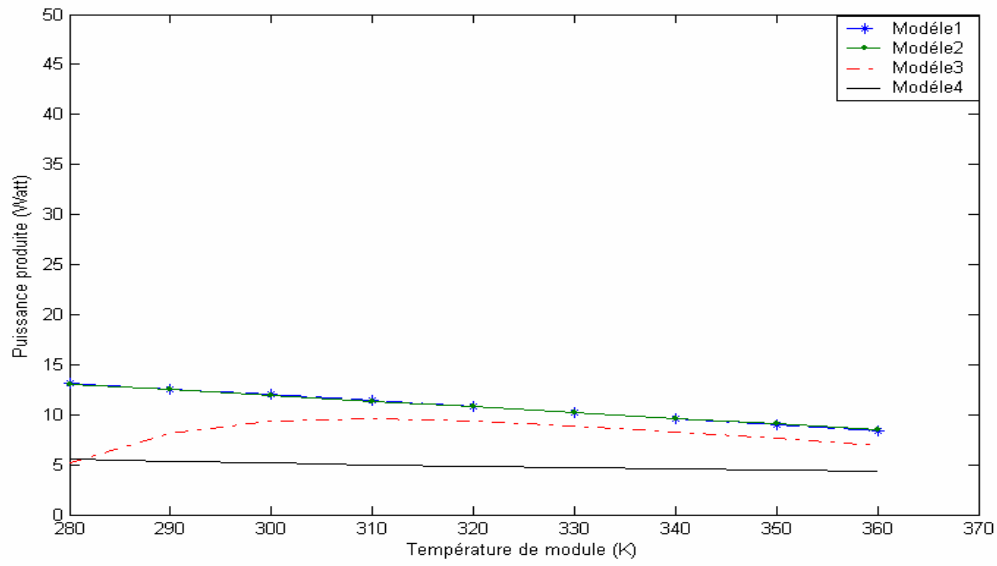


Figure (III-1) : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G=300W/m^2$

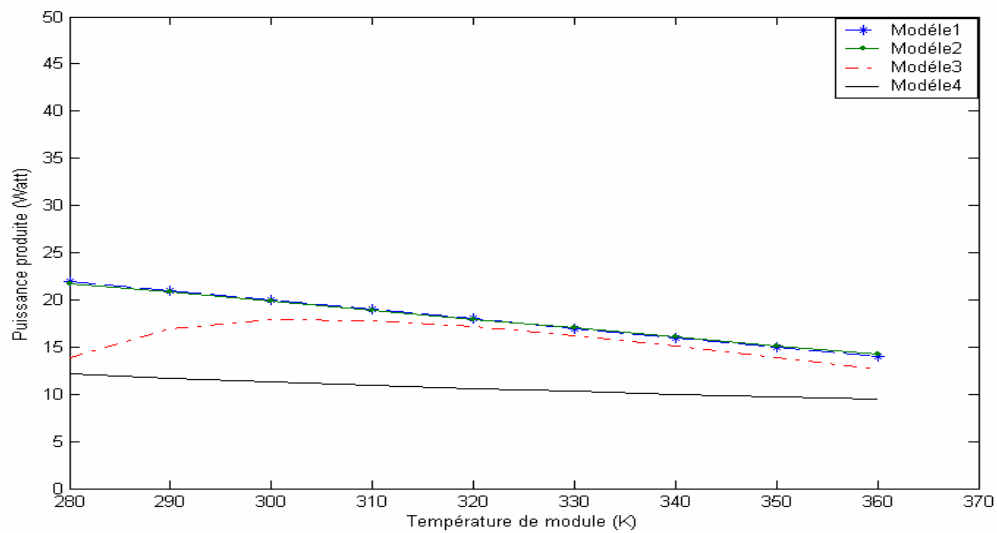


Figure (III-2) : La relation entre la température de module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G=500W/m^2$

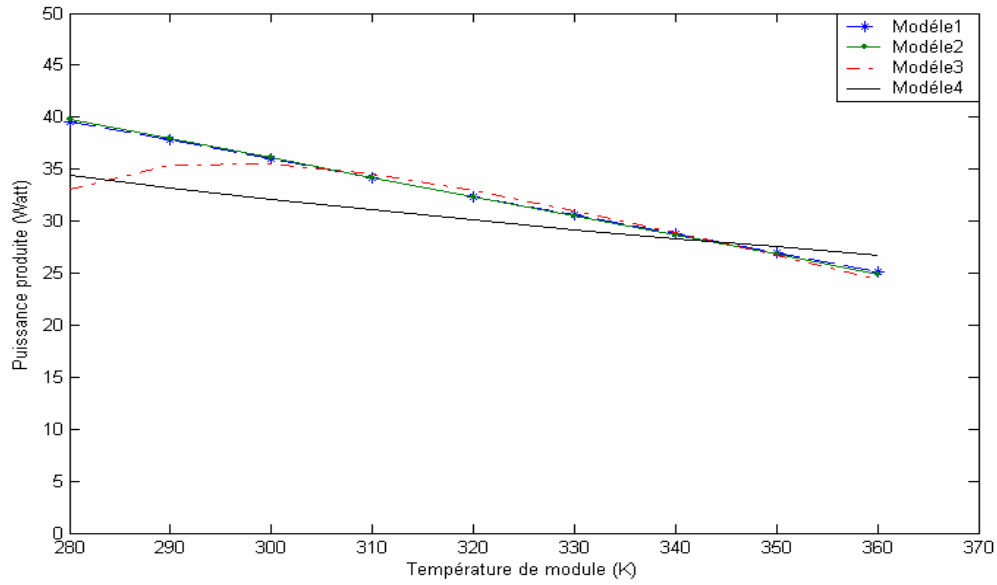


Figure (III-3) : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G=900W/m^2$

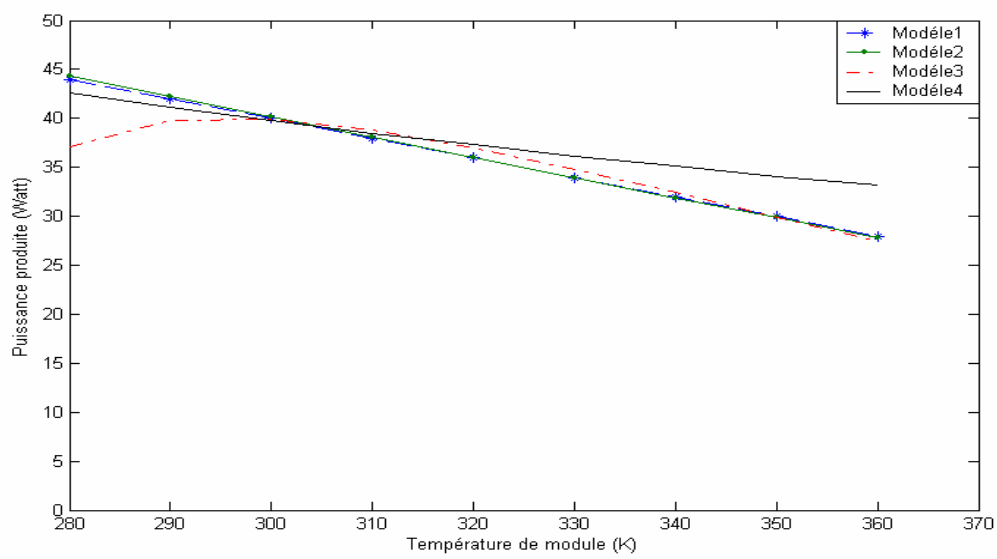


Figure (III-4) : La relation entre la température du module PV et la puissance maximale pour les quatre modèles à $G=1000W/m^2$

Selon les remarques précédentes, on peut dire que :

Le modèle 4 donne une grande erreur surtout quand l'irradiation solaire est très basse, et la modification pour son application est suggérée.

Le modèle 2, donne des bons résultats spectraux avec le modèle *benchmark* par rapport les autres modèle simplifiés.

Le modèle 3 donne des résultats avec moins d'erreurs quand l'irradiation solaire supérieur ou égale de $900\text{W}/\text{m}^2$ et une température supérieur de 27°C . Donc on peut dire que le modèle de *Borowy* et *Salameh* peut être recommandé pour l'application quand l'irradiation solaire est très élevée et la température de la cellule est supérieure de 25°C .

III-4 Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre quatre modèles mathématiques permettant de calculer la puissance maximale à la sortie du module photovoltaïque en fonction de conditions météorologiques (irradiation solaire et la température du module), dont le premier à été mesuré expérimentalement, et puis on a simulé la comparaison grâce un logiciel de programmation (*Matlab*) pour les quatre modèles.

Après les résultats de simulation, on a remarqué que les résultats du modèle 2 est plus proche avec les résultats expérimentaux pendant que l'irradiation solaire et la température de module sont différents, et aussi pour le modèle 3 quand l'irradiation solaire supérieur ou égale $900\text{W}/\text{m}^2$, et de température supérieur ou égale 27°C . Par contre pour les résultats de modèle 4. Il donne une erreur très grande par rapport aux modèles 2 et 3.

Selon les résultats de comparaison et les remarque cités, on peut dire que le modèle 3 et 4 peuvent être appliqués avec haute exactitude dans les applications pratique, et que le modèle 1 est le plus 'optimal', peut être utiliser dans notre étude et dans le chapitre suivants.

Chapitre IV

Optimisation et Dimensionnement de système Photovoltaïque

IV-1 Introduction :

L'étude de dimensionnement est toujours confrontée par deux critères essentiels qui sont gisement solaire et la demande de l'énergie. Cette gestion d'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle utilisés.

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des panneaux solaire constituant le champ photovoltaïque pour adopter un système PV suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant ainsi que la capacité de charge de la batterie. Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'ils totalisent (plus de 50% du prix de l'installation) et du degré de satisfaction. Pour cette raison, on présente dans notre travail une méthode de dimensionnement optimal LPSP (*Loss of Power Supply probability*) d'un système de production d'électricité de dimensions réalistes, alimentant un habitat individuel pour le site de Bechar pour chaque saison.

Pour simuler la puissance du générateur photovoltaïque, nous utilisons le modèle mathématique *benchmark* avec les données, la température pour les jours types, mesurées par l'ONM (*Office National de la Météorologie Bechar*) et l'irradiation solaire fournie par la SODA [32]. Un programme développé, en utilisant *MATLAB*, pour réaliser cette simulation.

L'objectif de notre travail est de maintenir un niveau de fiabilité élevé avec un coût minimal grâce à un dimensionnement optimal de systèmes photovoltaïque. On détermine, par un travail de simulation, des différentes combinaisons optimales de modules photovoltaïque et différentes capacités, permettant la minimisation du coût. La détermination de ces configurations optimales de notre système est faite par deux configurations :

La première configuration se constitue d'un module (*BP Solar*) de 40W crête et une capacité de 100Ah, on détermine le nombre optimal du module photovoltaïque qui sont associés avec les batteries pour adopter un système suffisant pour couvrir les besoins de la charge dans chaque jour type de saison.

Dans la deuxième configuration, on détermine le couple optimal qui permet de couvrir la charge demandées pour les quatre jours types, et puis on trace les performances de ce couple pour chaque saison.

IV-2 Description de la méthode LPSP :

Un système “équilibre“, la quantité d’énergie fournie par les modules solaires doit au moins compenser la quantité d’énergie, ceci en fonction du lieu de l’installation, de la saison, et des conditions particuliers de consommation et d’utilisation. Dimensionner un système PV revient à déterminer l’ensemble des éléments de la chaîne PV en fonction des sollicitations telles que l’ensoleillement et le profil de charge. Il n’y a pas d’échelle fixe entre la consommation et la taille du générateur. Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d’un système PV : par la fonction utilisabilité horaire, par la probabilité de pertes d’énergie, et par les méthodes itératives...etc.

Dans notre étude, on utilise la méthode de probabilité de pertes d’énergie. La notion de cette méthode (LPSP) peut être définie par la fraction mensuelle de la charge moyenne sur une longue période qui n’est couverte pas par le système photovoltaïque.

Quand l’énergie stockée dans le banc de batteries et celle produite conjointement par le générateur photovoltaïque est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure t , ce déficit est appelé perte d’énergie (*Loss of Power Supply* – ‘LPS’), il est exprimé par [35].[31]:

$$LPS(t) = E_L(t) - (C_{Bat}(t) + C_{Bat}(t-1) - C_{Bat\ min}) \cdot \eta_{Ond} \quad (IV-1)$$

La probabilité de perte d’énergie ‘LPSP’ pour une période d’analyse T , est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d’énergie (t) LPS pour la même période sur l’énergie totale demandée. La probabilité de perte d’énergie ‘LPSP’ est définie par la relation suivante [31], [35]:

$$LPSP = \frac{\sum_t^T LPS(t)}{\sum_t^T EL(t)} \quad (IV-2)$$

La méthode de dimensionnement présentée, consiste à déterminer le nombre optimal des batteries et des modules PV selon deux critères d’optimisation à savoir: la fiabilité, qui est basée sur le concept de la probabilité de perte d’énergie (*Loss of Power Supply Probability* ‘LPSP’), et sur le coût du système.

La ‘LPSP’ est définie comme étant la fraction de l’énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge.

En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par:

$$LPSP = P_r \{ C_{Bat}(t) \leq C_{Bat\ min} \text{ Pour } t \leq T \}$$

C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant t, soit inférieur ou égale au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie $E_{B\min}$. $E_B(t)$ est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant t, exprimée en [Wh].

La capacité en [Wh] est donnée par la relation suivante :

$$C_{Bat} [Wh] = C_{bat} \cdot V_{bat} \quad (IV-3)$$

V_b : La tension nominale de la batterie.

C_{bat} : La capacité nominale de la batterie en (Ah).

La capacité des batteries pour une période de temps Δt par jour est donnée par l'équation suivante :

$$C_{bat} = \frac{E_L \cdot \Delta t}{\eta_{bat} \cdot f_d \cdot DOD \cdot V_{bat}} [Ah] \quad (IV-4)$$

La période Δt fournie par le concepteur, par rapport à l'autonomie demandée.

η_{bat} : Rendement de la batterie.

f_d : Facteur de décharge de la batterie.

DOD : Profondeur de décharge.

La méthode de dimensionnement consiste à déterminer le nombre optimal de accessoires qui correspond à un bon fonctionnement du système avec un coût minimal

Le coût total nécessaire pour la réalisation d'une installation PV sera déterminé par la relation suivante [37], [29].

$$C_T = a \cdot N_{pv} + b \cdot N_{bat} + C_{T0} \quad (IV-5)$$

Ou a est le prix de module, b est le prix de la batterie, et C_{T0} le coût total constant incluant les coûts de l'étude de l'installation.

La solution optimale de la relation (IV-5) est donnée par la relation suivante:

$$\frac{\partial N_{Bat}}{\partial N_{pv}} = - \frac{b}{a}$$

Après la détermination des différents couples (N_B, N_{PV}) , satisfaisant une 'LPSP' désirée, on constate que le nombre de modules est une fonction non linéaire du nombre de batteries.

Cette solution est graphiquement illustrée sur la figure ci-dessous. Elle correspond à la pente de tangente à la courbe au point de contact 'S' [29].

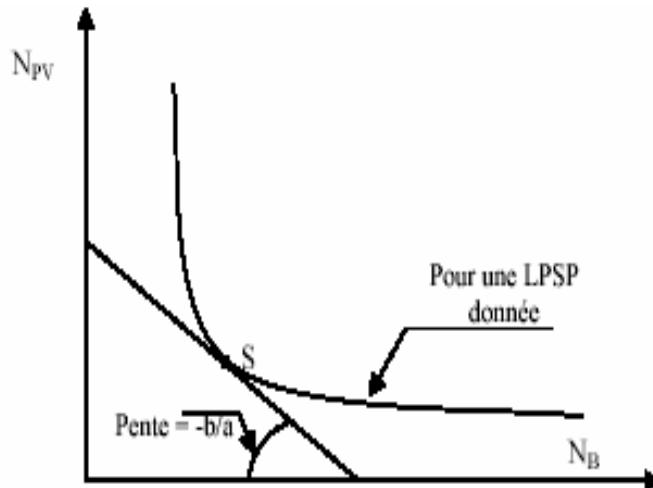


Figure (IV-1) : Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée [29].

IV-3 Application dans une installation PV à alimentation domestique :

Dans cette étape de calcul, nous appliquons notre méthode d'optimisation pour une installation photovoltaïque destinée à une alimentation domestique.

Nous présentons les différents résultats de calcul des puissance et dimensions optimales de batteries et modules PV au site de Bechar pour chaque saison.

IV-3-1 Méthodologie adoptée :

La méthode adoptée pour ce cas étudié est la suivante :

- Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site, ainsi que le choix d'une architecture du système.
- La simulation de fonctionnement du système durant une journée type pour chaque saison avec la détermination du coût relatif de cette architecture.
- L'élaboration des courbes déterminant le couple optimal du module PV et de la capacité du stockage électrochimique, et cela en fonction d'un coût minimal correspondant du système global.

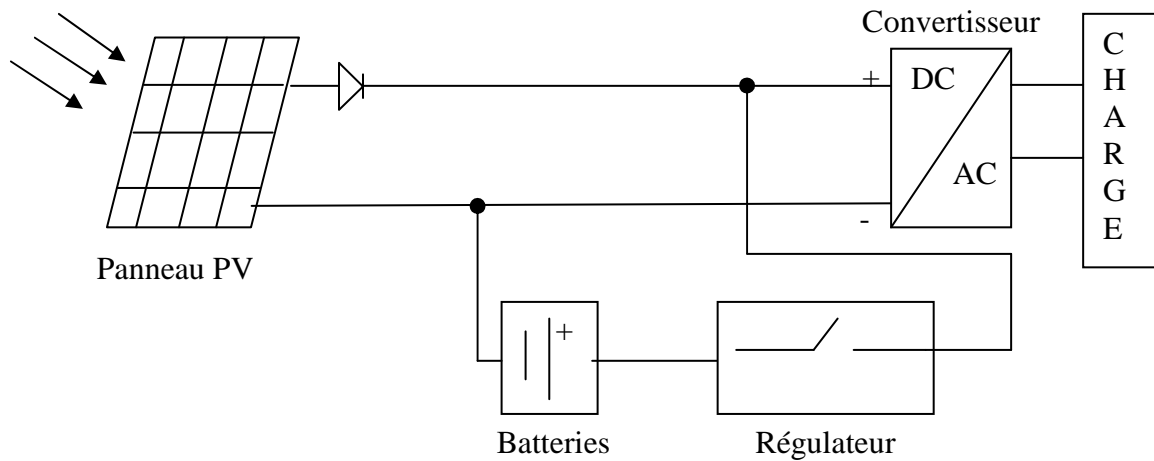


Figure (IV-2) : Principales parties du système photovoltaïque.

Dans le système réel, le champ peut être raccordé à un appareil permettant de tirer partie du maximum de puissance solaire disponible au niveau de champ. On suppose que la perte de puissance est nulle.

L'optimisation d'une installation photovoltaïque nécessite au préalable l'acquisition de certaines données relatives aux équipements existants :

a) le champ de modules photovoltaïque :

Les données nécessaires sont :

- La puissance maximale crête du module $P_c=40W$
- La tension de circuit ouvert $V_{co}= 21.8 V$
- Le courant de court circuit $I_{2.5 A}$
- La tension crête maximale $V_m= 17.39 V$
- Le courant maximal crête $I_m=2.3 A$
- La surface du module photovoltaïque $S=0.351 m^2$

b) la batterie de plomb :

- tension nominal : 12V
- tension de charge maximale : 13.7V
- Voltage limité : 14.1 V
- tension minimale de décharge : 12V
- tension maximale de décharge : 11.2V
- capacité nominale : 100A/h
- coefficient de décharge : 0.0001

c) Convertisseur AC/DC :

- Puissance estimée : 710W
- Rendement : 92%

Sachant que le coûts de batterie, module photovoltaïque, et le convertisseur en hors taxes sont 130, 325 et 430\$ respectivement.

Pour simplifier, seuls du coût de batterie et module PV sont considérés dans ce cas (on n'a pas tenu compte du coût des câbles, travaux de génie civil, le transport des équipements sur site, l'étude, et l'emplacement).

IV-4 Résultats de la simulation :

La méthode de dimensionnement présentée dans ce travail est utilisée pour calculer le nombre optimal de modules photovoltaïques et des batteries dans un système photovoltaïque de production d'électricité totalement autonome, installé sur le site de *Bechar*. Des données horaires de la température ambiante pour les journées types, mesurer par L'ONM (office National de la Météorologie Bechar) et l'irradiation solaire fournie par la SODA (*Voir annexe*).

Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté à la figure (IV-3). Cette distribution énergétique horaire est considérée identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

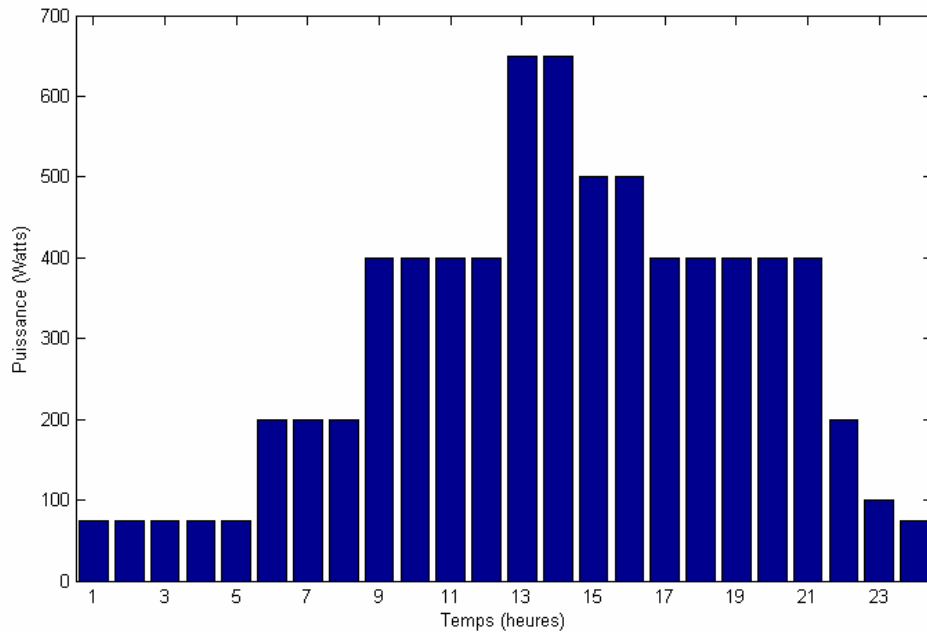


Figure (IV-3): Profil de consommation adopté.

La demande en charge de l'habitation est faible dans l'intervalle de [1-5h] et [23-24h], ainsi elle est très importante dans l'intervalle de [13-16h].

La figure (IV-4) donne la puissance produite par un seul module photovoltaïque pour les quatre saisons, on remarque que les puissances photovoltaïques pour le jour type d'hiver augmente durant les premières heures de la journée puis décroît progressivement. Elle atteint la puissance maximale (34.24 W) à 12h. L'augmentation de la puissance PV au cours du temps est due à l'augmentation de l'irradiation solaire. Cette puissance varie inversement proportionnellement avec la température ambiante de site.

Nous voyons aussi que la puissance photovoltaïque pour le jour type de la saison printemps (Avril) augmente avec le temps et passe par son maximum de (38.60W) à 12h puis elle décroît progressivement à la valeur nulle à 21h.

Dans le jour type d'été, on remarque à 12h la puissance est de (37.30 W), puis diminue habituellement à la valeur nulle à 21h.

Dans le jour type d'automne (octobre), La puissance PV passe par un maximum surent les valeurs de l'irradiation solaire et la température. Ce maximum est de (35.51W) à 12h puis elle diminue progressivement à sa valeur minimum 0 W à 21h où la température de module est de 23.4°C et l'irradiation solaire de 00W/m².

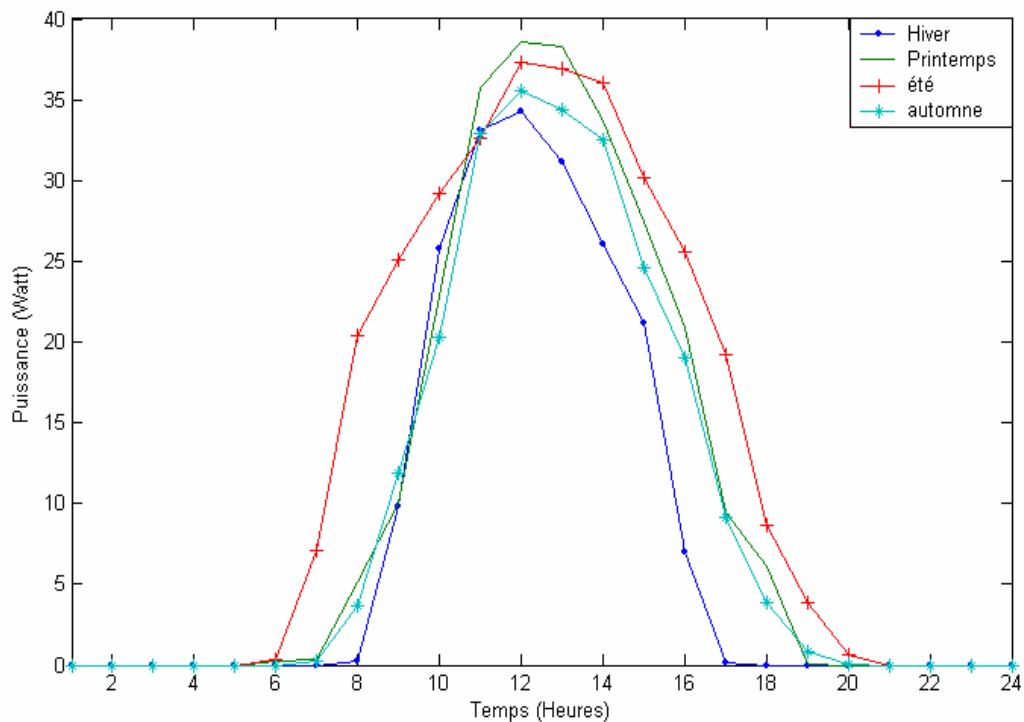


Figure (IV-4) : La variation de puissance PV d'un module en fonction de temps pour les quatre saisons.

D'après cette figure, on remarque que les puissances fournies ne sont pas régulières et réglables à volonté suivant les besoins. Il faut donc un système de stockage.

IV-4-1 Détermination du couple optimal (N_B, N_{PV}) selon l'approche économique :

Avec l'usage du programme décrit dans la figure suivante, nous avons calculé une série de combinaisons possibles des différents modules PV et des batteries. Pour un prix de l'unité donné de fin des batteries et modules PV, une solution optimum qui minimise le coût du système a été trouvée. Le nombre de modules PV et le nombre de batteries pour une 'LPSP' égale à zéro sont montrés dans la figure (IV-6), sur la même figure, la ligne de la fonction du coût est montrée.

Le programme pour calcul du nombre de modules photovoltaïques et de batteries a été écrit dans langage de programmation *Matlab*. Le diagramme de l'organigramme pour ce programme est montré dans la figure (IV-5).

Les données d'entrer pour ce programme consistent de :

- La puissance produite par un seul module pour chaque heure.
- La puissance consommées pour chaque heure.
- profondeur de décharge DOD .
- rendement de la batterie η_{Bat} .
- Capacité pour une seule batterie, C_{Bat} .

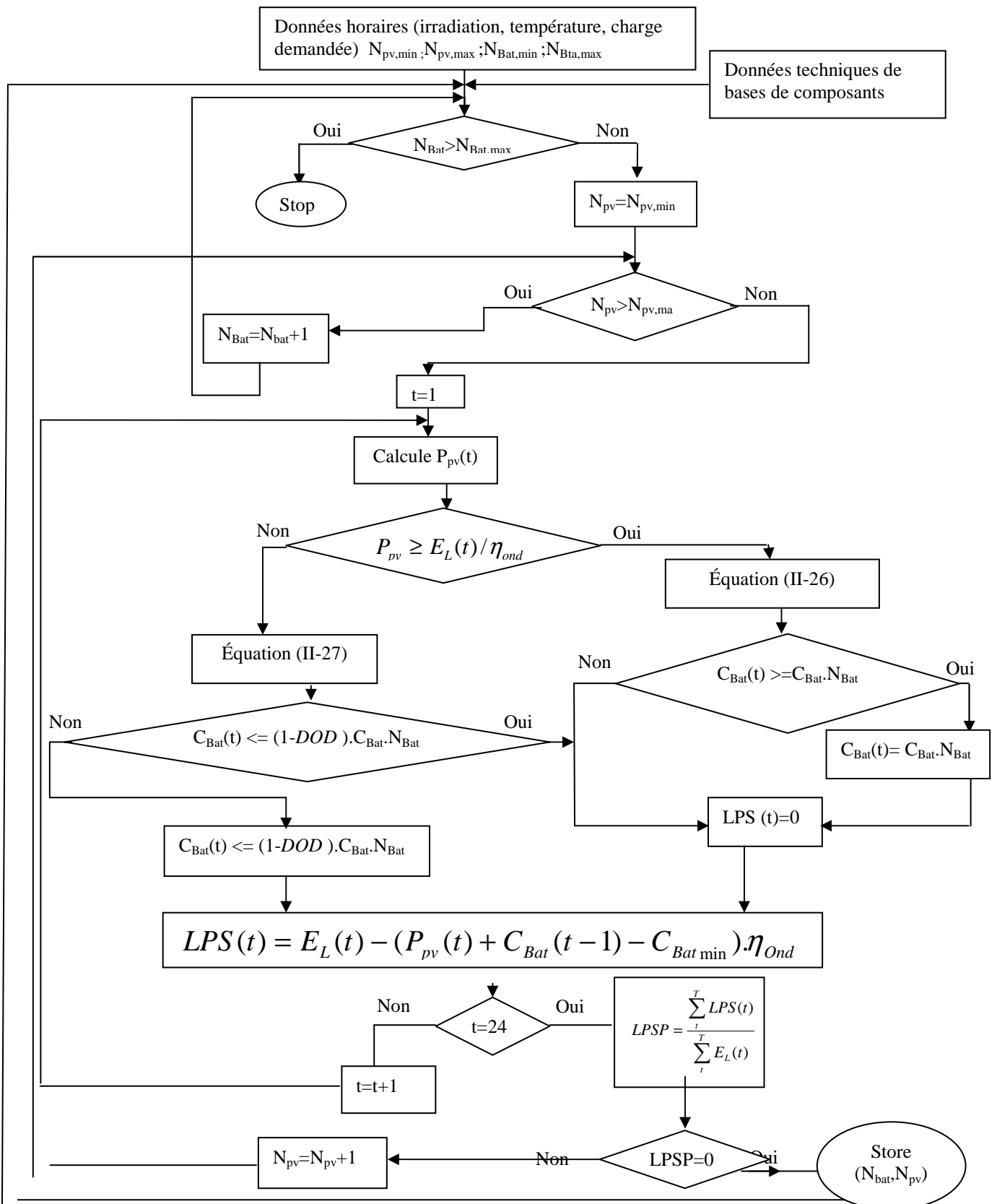


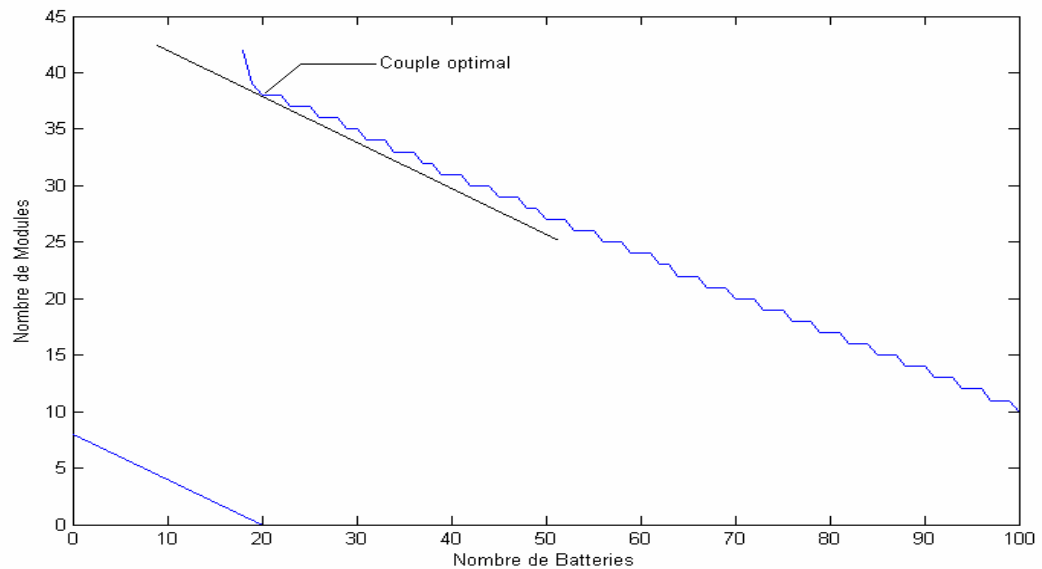
Figure (IV-5) : Diagramme de l'organigramme pour le calcul LPSP.

D'après les résultats de la simulation pour les quatre saisons, on voit qu'il existe un couple optimal qui correspond un coût optimal de l'installation, il se situe dans le cas de la figure (IV-5-a) pour la saison hiver, autour 38 modules, la capacité de stockage alors nécessaire est d'environ 24 kWh (20 batteries). Ce couple exige un coût total de 14950 \$.

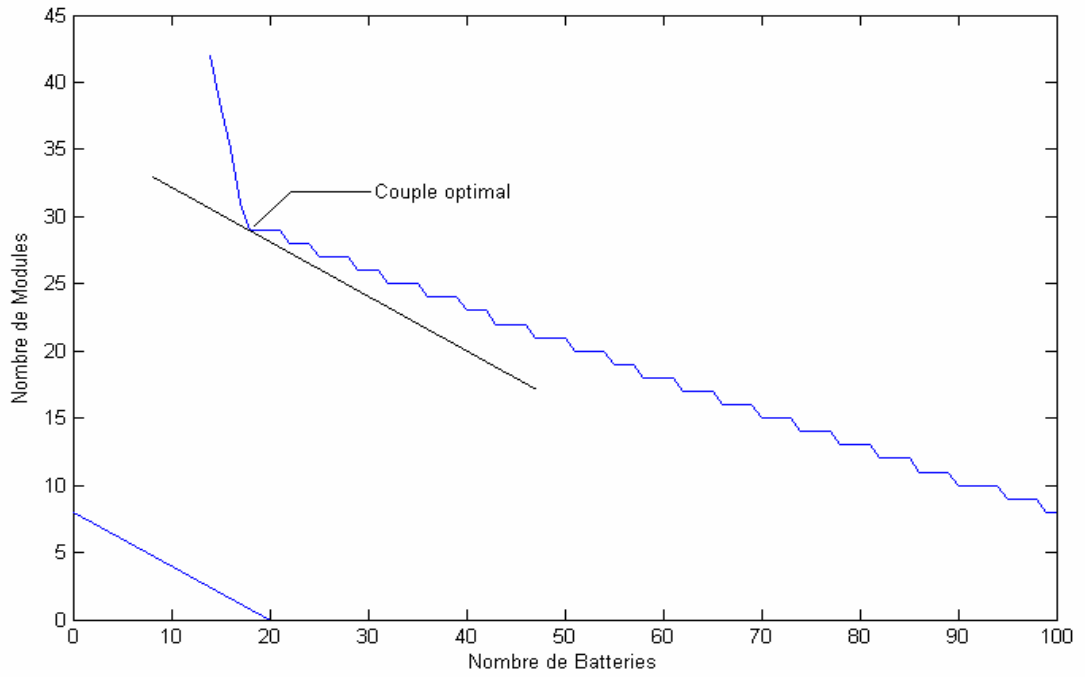
Les résultats de la simulation de système composé d'un module de 40W_c et une capacité de 100A/h pour la saison printemps (IV-5-b) montre que le nombre optimal de modules et de batterie qui sont assurés la couverture de charge la demandée sont 29 et 18 respectivement avec un coût total de 11765 \$

Dans la saison été (IV-5-c), les résultats de la simulation montrent que le nombre de module est de 24. Le nombre de batteries correspondant est de 12, le coût total de ce couple est de 9360 \$.

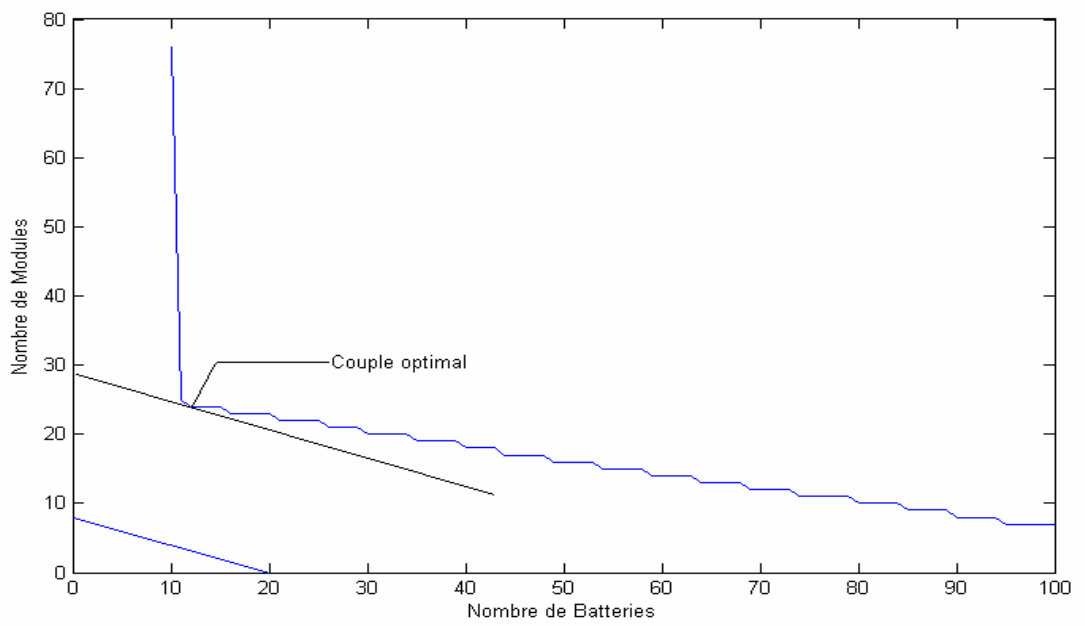
Les résultats de la simulation pour la saison automne (IV-5-d), montrent que le couple optimal cas de système (N_{pv}, N_{Bat}), est de 32 modules photovoltaïques et de 17 batteries de stockage avec un coût total de 12285 \$



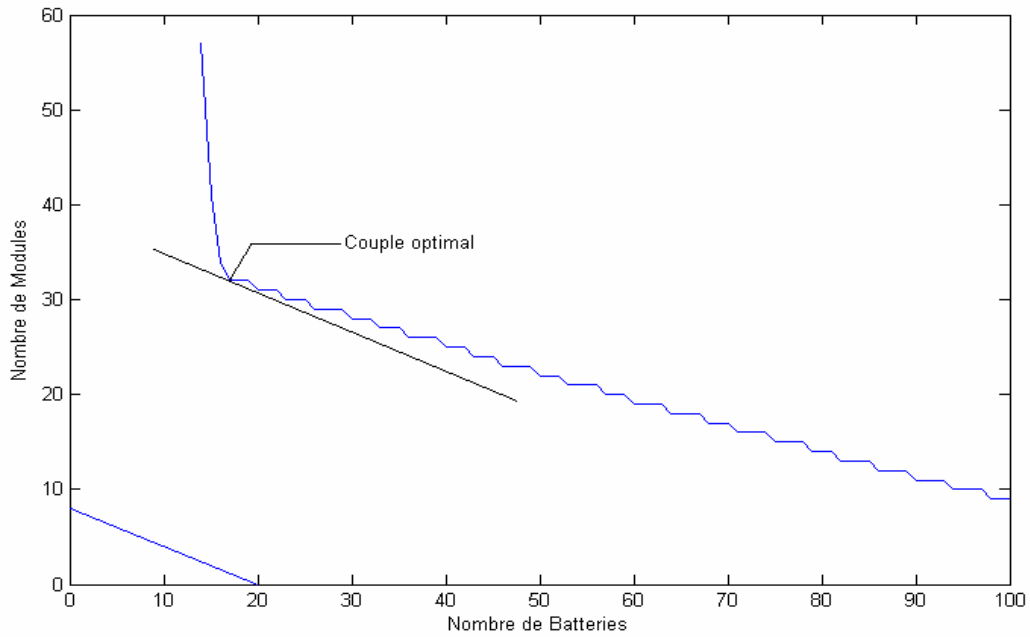
a) Nombre optimal de modules et de Batteries pour L'hiver.



b) Nombre optimale de modules et de Batteries pour Printemps.



c) Nombre optimal de module et de batteries pour L'été.



d) Nombre optimal de modules et de batteries pour automne.

Figure (IV-6) : Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries
Avec la solution optimale pour LPSP = 0.

Suite au calcul du coût total de couple optimal, on constate que le coût du le système photovoltaïque varie proportionnellement avec les conditions météorologiques. On peut voir, à travers les résultats obtenus que, le coût du couple optimal est de (14950\$), (11765 \$), (9360 \$), et (12610 \$) pour les saisons hiver, printemps, été et automne successivement.

Saisons	N_{PV}	N_B	Coût Total (\$)
hiver	38	20	14950 \$
Printemps	29	18	11765 \$
été	24	12	9360 \$
automne	32	17	12610 \$

Tableau (IV-1) : Couples optimaux déterminés pour les saisons.

On déduit que la saison d'été donne un coût moins cher par rapport les autres saisons. A cause dans cette saison le nombre des heures d'ensoleillées

A partir des données météorologiques horaires moyennes pour les quatre jours types, On détermine le couple optimal.

La figure suivante représente la configuration des couples (N_{pv}, N_{Bat}), la solution optimale sur le critère de coût est de 30 modules PV et 15 batteries, le coût correspondent ce couple est de 11700 \$

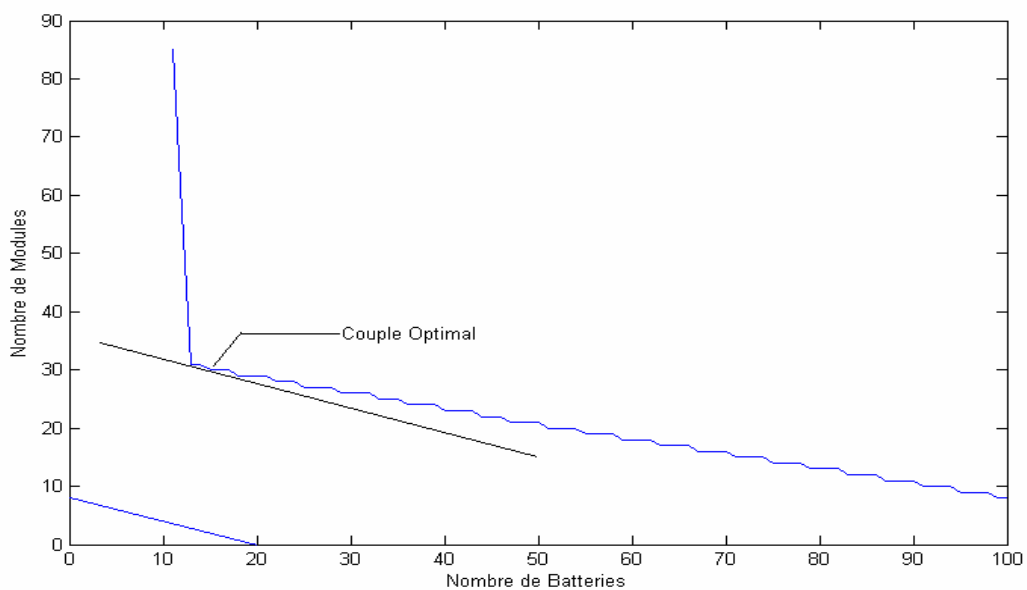
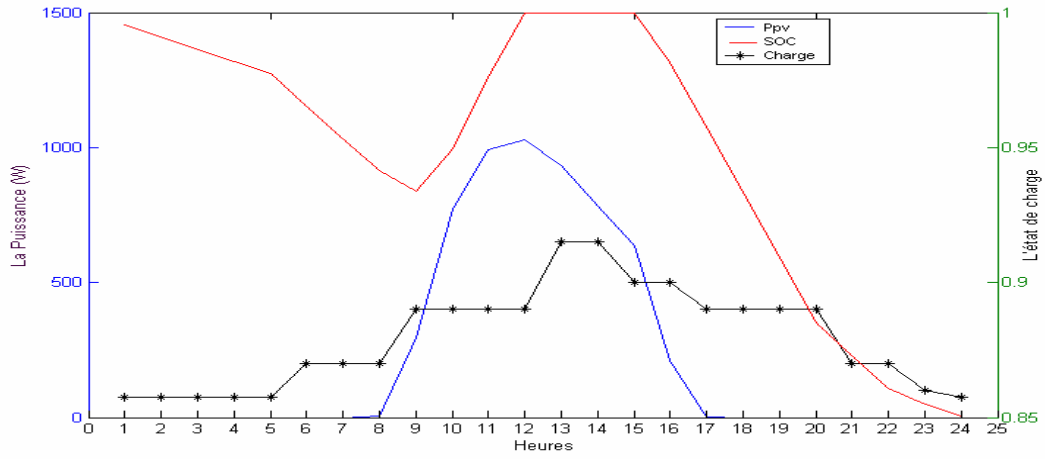


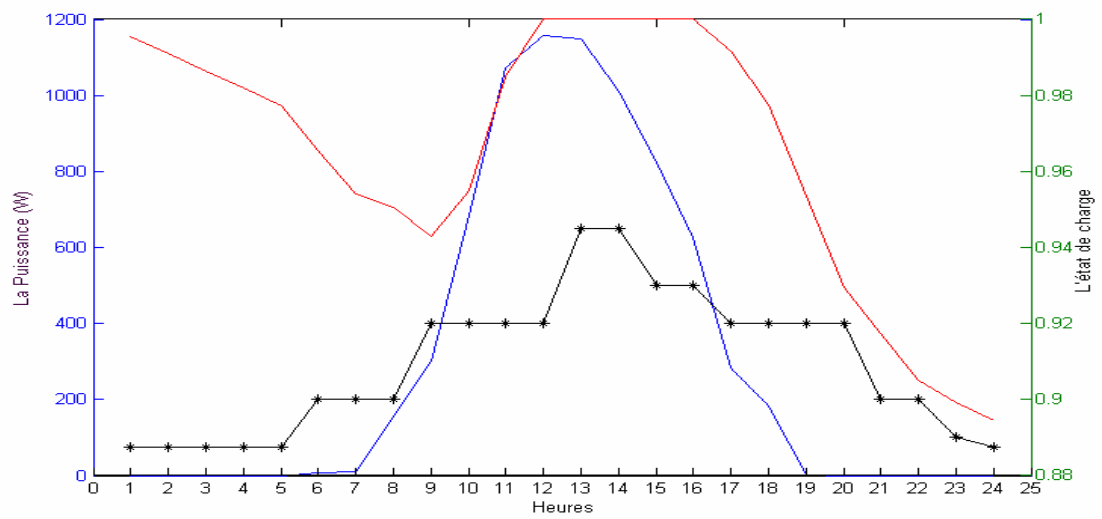
Figure (IV-6) : Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries
Avec la solution optimale pour LPSP = 0.

Pour une configuration optimale de 15 batteries et 30 modules PV, la variation de l'état de charge en fonction de la charge demandée et la puissance produite pour les jours types hiver printemps, été et automne sont représentés dans la figure (IV-7).

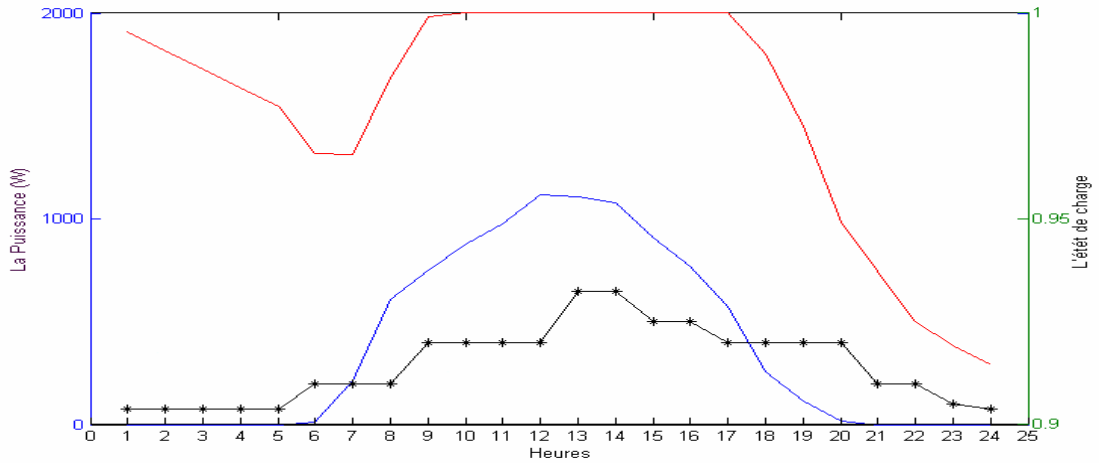
Quand la charge est supérieure de la puissance produite par le générateur photovoltaïque, on remarque que dans cette période la charge assurée par le système de stockage pour les quatre saisons.



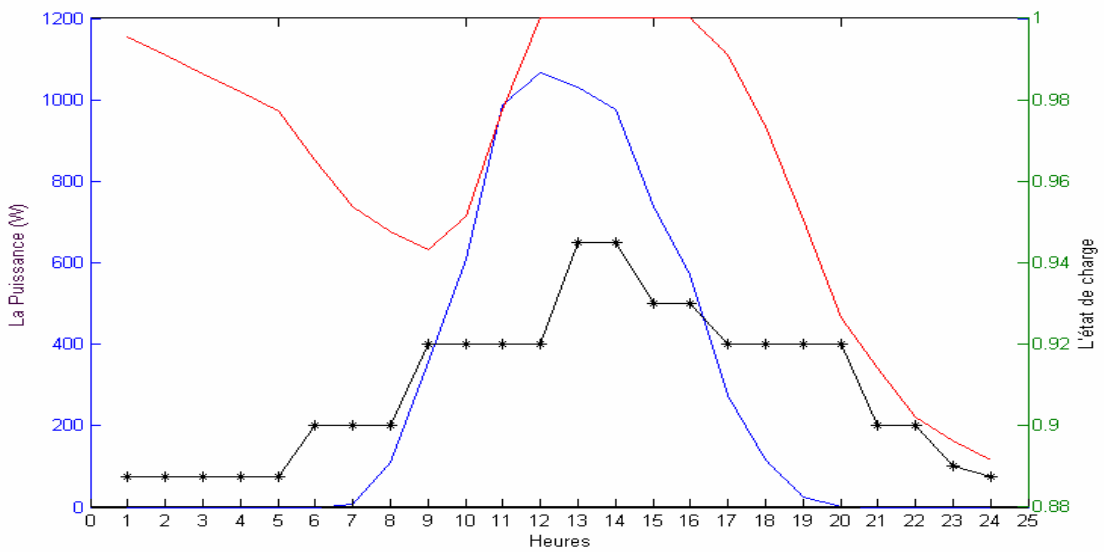
a) Variation de l'état de charge pour la saison hiver (janvier).



b) Variation de l'état de charge pour la saison printemps (Avril).



c) Variation de l'état de charge pour la saison été (Juillet).



d) Variation de l'état de charge pour la saison automne (Octobre)

Figure (IV-7) : Variation de l'état de charge en fonction de la charge demandée et puissance PV pour 30 modules et 15 batteries.

IV5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté une méthode de dimensionnement du système photovoltaïque PV/Batt. Cette méthode appelée LPSP (*Loss of Power Supply probability*) permet de calculer le nombre optimal de batteries et modules photovoltaïque. Pour le dimensionnement nous avons utilisé les valeurs journaliers pour les jours types de chaque saison (la température ambiante et l'irradiation solaire) avec une profile de charge identique pour tous les jours de l'année d'une maison isolée dans le site de *Bechar*.

À partir des résultats issus du programme de simulation élaboré, que le nombre de batteries N_{bat} en fonction de nombre de modules photovoltaïque N_{pv} pour chaque saison a été déterminé. La représentation analytique de la variation du coût total du système dans le plan ainsi défini.

D'après les résultats de simulation, pour LPSP égale à 0, et un profile de la charge demandée, plus un rendement de batteries de 85% avec profondeur de décharge de 80% et un rendement de convertisseur de 92%. Nous avons trouvé que, le couple optimal (Module, Batterie) pour couvrir les besoins de la charge est de (38, 20), (29,18), (24,12) et (32, 17) pour les saisons hiver, printemps été et automne successivement. Et puis on a déterminé par des données horaires moyennes le couple optimal de 30 modules et 15 batteries. Les variations de l'état de charge et la puissance produite de ce couple optimal pour les quatre saisons sont présentées.

La détermination optimale de batteries et modules photovoltaïques dépend le site particulier, profile de la charge demandée, et aussi le rendement des composants du système photovoltaïque.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Notre étude a apporté sur l'analyse des systèmes photovoltaïques de puissances destinées à l'habitation isolée en site de Bechar.

D'une manière générale, cette étude a apporté les éléments nécessaires pour la mise en déventement : elle est susceptible d'améliorer très rapidement et moyennant un coût optimal les conditions de vie et de productivité des habitations géographiquement dispersées.

En première partie, nous avons étudié le principe et l'influence de chaque composant constituant le système PV, puis on a présenté les modèles de littérature de composant nécessaire dans notre étude tel que (le champ PV, régulateur, batterie et le convertisseur).

Dans la partie de la modélisation et de la simulation du système PV., on a comparé quatre modèles de puissance produite d'un modèle photovoltaïque, dont le premier est un modèle de benchmark et les trois autres sont des modèles simplifiés dans le but de déduire le modèle le plus pratique, cette comparaison a été réalisée en utilisant le logiciel MATLAB fiable en matière de présentation des résultats.

Les résultats de comparaison montrent que, le modèle de *benchmark* est le plus précis et pratique.

Dans la dernière partie, nous avons utilisé la méthode de dimensionnement de système PV/Batt, cette méthode permet de calculer le nombre des batteries qui sont associées avec un certain nombre de modules pour couvrir les besoins de la charge.

Avec des données météorologiques de chaque saison, et un profil de charge identique pour tous les jours de l'année d'une maison isolée dans le site de Bechar, on a déterminé le nombre optimal de capacité de 100Ah, et un module de $40W_{\text{crête}}$ correspondant au coût optimal pour chaque saison.

D'après les résultats de simulation de couple optimal, nous avons remarqué que dans la saison été, le coût est très coûteux par rapport aux autres couples de saisons.

Aujourd'hui, il existe pas de pays déposant de ressource encoure mobilisables qui ne se préoccupe de développer son cadre énergétique dès lors que tout déventement est étroitement lié à l'indépendance énergétique, c'est-à-dire, que le défi de l'autosuffisance énergétique est un enjeu de taille surtout pour le monde rural qui vit essentiellement de l'agriculture et de l'élevage. Or, en milieu rural, l'artisanat manque le plus souvent de l'énergie nécessaire au dévalement des entreprises, ceci à une répercussion directe sur la création d'emploi, justifiant ainsi l'immigration rurale et les déséquilibres sociaux.

Pour contribuer à la solution aux problèmes d'énergie, il est intéressent de développer des sources décentralisées de ces énergie. Dans la recherche de telles solutions, le système hybride développé pourra constituer un moyen très économique pour l'énergie d'électrification rurale.

Bibliographie

References Bibliographies

- [1]: R.P. Mukund, « Wind and solar Power Systems », Ph.D, P.e U.S merchant Marine Academy, Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- [2]: « Les piles solaires, le composant et ces applications » Edition.Masson (1985).
- [3]: A. buyers « les système photovoltaïques » guide, Canada 2002 .ARTICLE PDF.
- [4]: A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin » Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).
- [5]: T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie,(AFME)
- [6]: C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger ».2006
- [7]: A. Guen, « contribution à l'étude des système de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.
- [8]: www.solarelectripower.org.
- [9]: N. Achaibou, A Malek , N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV » ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- [10]: I. Tsuda, K . Kurokawa ,K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35,pp 503 – 508,1994.
- [11]: D.Thévenard, and M.Ross « validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada,2003
- [12]: M.Chikh, « Étude analytique conceptuelle des systèmes PV de puissance adopté aux site isolés de L'Algérie », thèse de magister, CDER, 1994.
- [13]: Aminata. Sarr, «Simulation du système hybrides Photovoltaïque », mémoire de doctoral 1998, canada.
- [14]: Dirk Uwe Sauer, «Electrochemical Storage for Photovoltaics», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004
- [15]: D.Turcotte,M.Ross and F.Sheriff. « Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools» PV Horizon, Canada, 2001.ARTICLE PDF.

- [16]: Z.Bachi, S.Elfordil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida
- [21]: Bin, A., Hongxing, Y., Shen, H., Xianbo, L., 2003. «Computer aided design for PV/Wind hybrid system ». *Renewable Energy* 28, 1491–1512.
- [22] : M. Gapderou, « Atlas Solaire de L'algerié », Tomel,2, OPU 1983.
- [23] : A. Bentaillah, « étude expérimental et de simulation des performance d'une installation PV de faible puissance », mémoire de Magister en physique énergétique, Tlemcen, 1994.
- [24]Tahar Taeticht ,Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien-décembre 2006.
- [25]: Chedid, R., Saliba, Y., 1996. «Optimization and control of autonomous renewable energy systems ». *International Journal of Energy Research* 20, 609–624.
- [26] : F.Benyarou, « Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de doctoral en physique énergétique, Tlemcen, 2004.
- [27] : Julien LABBÉ, « l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés », thèse de doctorat de l'école des mines de paris , Spécialité “Énergétique” le 21 décembre 2006
- [29] : The Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system ». *IEEE Transactions on Energy Conversion* 11 (2), 367–375.
- [30]: Chaurey, C and S Deambi. 1992, « Battery storage Power systems: an verview ». *Renewable Energy* 2 (3):227-235.
- [31]: H.X.Yong,LU,J.Burnett, « Weather data and probability analysis of hibrid PVwind power generation systems in Hong Kong ». *Rnewable Energy* 28 (2003) :1813-1824
- [32] : M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [33]: Jones,, C.P Underwood.2002 « A modeling mrthod for building-integrated PV systems. *Solar Energy* 70 (4):349-359.
- [34]: Markvard, T., 2000. *Solar Electricity*, second ed. Willey, USA.
- [35]: S. Diafa,_, D. Diafb, M. Belhamelb, M. Haddadic, A. Louchea .«A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system », *Energy Policy* (2007), doi:10.1016/ j.enpol.2007.06.020.

- [36]: Lulin, « Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems ».Ph.D. The Hong Kong Polytechnic University, 2004.
- [37]: E. Ofry and A. Brauntein, 'The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Standalone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems' IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, N°5, pp. 1171 - 1175, May 1983.
- [38]: M.Chegaar, A Lamir, A Chibani « Estimation global Solar rasiation Using Sunshine Hours» 4^{ème} séminaire international Physique Énergétique, Bechar 2000.
- [39] :J. LABBÉ «l'hydrogene electrolytique comme moyen de stockage d'electricite pour systèmes photovoltaïques isoles», thèse de doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, 21 décembre 2006.

Annexe

1- Les données météorologiques :

Les données météorologiques pour une journée type de chaque saison sont regroupées le tableau suivant [32]:

Les données géographiques de Bechar sont :

- Latitude : 31,38N
- Longitude : 2,15W

Heure	Saison Hiver (Janvier)		Saison Printemps (Mars)		Saison Eté (Juillet)		Saison Automne (Octobre)	
	G (W)	Tj (°C)	G (W)	Tj (°C)	G (W)	Tj (°C)	G (W)	Tj (°C)
06:00	0	6	5.54	13.2	8.33	27	0	17.4
07:00	0	6	7.22	13.4	180.2	28.8	6.9	19
08:00	5.2	7	120.85	13	520	30	89	21
09:00	227.77	9	236.11	12.8	650	33.1	294.4	24
10:00	620.1	17	540.84	13.9	760	33.8	510.22	26.7
11:00	800.12	18	850.29	14.9	850	34.2	830	27
12:00	833.34	19.6	927.78	16.8	975	34.6	900	28.3
13:00	760.12	20.1	925	18	970	35.9	880.27	30.2
14:00	638.89	21	820	19.8	950	36.5	830	30
15:00	520.2	21.4	672.22	21	800	37.5	627.78	29.6
16:00	170.89	19.4	510.22	21	680.89	38.2	481	28
17:00	2.77	19.7	230.8	21	510.48	37.9	230.65	27.8
18:00	0	16.7	150	21	227.77	37	97.223	27.8
19:00	0	15	1.2	16.8	100.8	35.5	20.01	26
20:00	0	14	0	16	16.2	35	1	25
21:00	0	13	0	16	0	34.4	0	23.4

Tableau 1 : Données météorologiques pour une journée type de chaque saison.

2- Énergie demandée horaires :

Heure	Charge (W)	Heure	Charge (W)
00:00	75	12:00	650
01:00	75	13:00	650
02:00	75	14:00	500
03:00	75	15:00	500
04:00	200	16:00	400
05:00	200	17:00	400
06:00	200	18:00	400
07:00	75	19:00	400
08:00	400	20:00	400
09:00	400	21:00	200
10:00	400	22:00	100
11:00	400	23:00	75

2- Point de fonctionnement optimal de puissance :

$$\partial P = I \cdot \partial V + V \cdot \partial I$$

Donc

$$\partial P = 0 \Rightarrow \begin{cases} I \cdot \partial V = 0 \\ V \cdot \partial I = 0 \end{cases}$$

De l'équation (de courant) on obtient :

$$C_2 \cdot (M_p \cdot V + M_s \cdot r_s \cdot I) = \log \left[\frac{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - 1}{M_p \cdot I_0} \right]$$

D'où

$$V = \left[\log \left[\frac{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I}{M_p \cdot I_0} \right] - C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot I \right] \frac{1}{C_2 \cdot M_p}$$

Donc

$$\begin{cases} I \cdot \partial V = \frac{1}{C_2 \cdot M_p} \left[\frac{-I}{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I} - C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot I \right] \cdot \partial I \\ V \cdot \partial I = \frac{1}{C_2 \cdot M_p} \cdot \left[\log \left[\frac{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I}{M_p \cdot I_0} \right] - C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot I \right] \cdot \partial I \end{cases}$$

Alors :

$$\begin{cases} \frac{-I}{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I} = C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot I \dots \dots \dots 1 \\ \log \left[\frac{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I}{M_p \cdot I_0} \right] = C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot I \dots \dots \dots 2 \end{cases}$$

La somme des deux équations (1) et (2) nous donne l'équation :

$$\log \left[\frac{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I}{M_p \cdot I_0} \right] + \frac{-I}{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I} = 2 \cdot C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot I$$

On suppose que :

$$X = \frac{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I}{M_p \cdot I_0} \dots\dots\dots 3$$

Donc nous aurons l'équation :

$$\log(X) = \frac{I}{M_p \cdot I_0 \cdot X} + 2 \cdot C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot I$$

Alors

$$X \cdot \log(X) = \frac{I}{M_p \cdot I_0} + 2 \cdot C_2 \cdot M_s \cdot r_s \cdot X$$

$$X \cdot \log(X) = (1 + 2 \cdot C_2 \cdot M_p \cdot M_s \cdot r_s \cdot I_0 \cdot X) \cdot \frac{I}{M_p \cdot I_0}$$

De l'équation (3) on obtient :

$$I = M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - M_p \cdot I_0 \cdot X$$

Donc

$$X \cdot \log(X) = (1 + 2 \cdot C_2 \cdot M_p \cdot M_s \cdot r_s \cdot I_0 \cdot X) \cdot \left(\frac{I_0 + I_{cc}}{I_0} - X \right)$$

On remplace :

$$\begin{cases} G_1 = 2 \cdot C_2 \cdot M_s \cdot M_p \cdot r_s \cdot I_0 \\ G_2 = \frac{I_0 + I_{cc}}{I_0} \end{cases}$$

D'où nous aurons :

$$X \cdot \log(X) = (1 + G_1 \cdot X) \cdot (G_2 - X)$$

On met :

$$F(X) = X \cdot \log(X) - (1 + G_1 \cdot X) \cdot (G_2 - X)$$

Pour résoudre cette équation ($F(X) = 0$), on utilise la méthode de newton –raphson qui consiste à trouver la solution des fonctions continues.

$$X_{i+1} = X_i - \frac{F(X_i)}{\partial F(X_i)}$$

Avec

$$\partial F(X) = \log(X) + 2 \cdot G_1 \cdot X + 1 - G_1 \cdot G_2$$

On prend ($X = G_2$) comme valeur initiale, l'arrêt des itérations serait pour :

$$|X_{i+1} - X_i| \leq \varepsilon$$

La solution est : X_{i+1}

Donc

$$\begin{cases} I_m = M_p \cdot [(I_0 + I_{cc}) - X_0 \cdot I_0] \\ V_m = \left[\log \left[\frac{M_p \cdot (I_0 + I_{cc}) - I_m}{M_p \cdot I_0} \right]^{-2} \cdot M_s \cdot r_s \cdot I_m \right] \cdot \frac{1}{M_p \cdot C_2} \end{cases}$$

Alors la puissance maximum d'un générateur est déterminée par :

$$P_m = I_m \cdot V_m$$