

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Projet de Fin d'Études

Présenté par

Mouzai Karima

Pour l'obtention du diplôme de Master II en Machine électrique

Thème

Etude de l'impact des modèles du rayonnement solaire sur le dimensionnement et les performances des systèmes photovoltaïques

Encadré par : Mr.Chikh Madjid

Mr.Belazzoug Messaoud

Promotion 2014



Remerciements

Au terme de ce mémoire je tiens à remercier tout naturellement en premier lieu DIEU Le Tout Puissant qui m'a donné assez de volonté et aidé à achever mon mémoire de fins d'études réalisé au niveau de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES)

je voudrais témoigner ma reconnaissance à Monsieur CHIKH, Chargé de recherche/Chef d'équipe AEP/EER à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) à Bouismail et Professeur à l'Université Saad Dahleb de Blida, qui a dirigé cette thèse. Je lui exprime mes vifs remerciements de m'avoir assuré l'encadrement pour l'élaboration de ce projet. Ses conseils, son aide constante, son suivi attentif, ses compétences scientifiques et humaines, l'enthousiasme qu'il a su me communiquer ainsi que la confiance qu'il m'a témoignée ; m'ont permis d'accomplir ma tâche dans les meilleures conditions.

Je suis très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur BELAZZOUG, enseignant /chercheur à l'Université Saad Dahleb de Blida, en acceptant de participer à l'encadrement de ce projet. Je lui exprime toute ma reconnaissance pour l'intérêt porté à ce travail ,pour son aide et son entière disponibilité.


Je tiens à transmettre mes sincères remerciements aussi :


A Mr BOUZIDI (Directeur de l'Unité de Développement des Equipements Solaires) qui m'a bien accueilli et permis d'effectuer mon projet de fin d'études.

A Mr MAHRANE Achour pour son aide précieuse au travail, ainsi que pour sa bonté et ses encouragements.

A Mr Triki Ahcene attaché de recherche et Mr Berkan Smain ingénieur d'études de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) pour leurs conseils scientifiques et leur disponibilité sans limite.

Mes vifs remerciements vont à Monsieur le Président, pour l'honneur qu'il me fait et aux membres du jury pour avoir accepté de corriger et d'évaluer ce travail.





Je dédie ce modeste travail

*À Celle à qui mon cœur depuis sa naissance n'a pas pu éprouver
Qu'amour et reconnaissance, à celle qui a donné un sens à mon existence*

En m'offrant une éducation digne de confiance

À ma chère Mère.

À mon père, pour son amour et son soutien moral depuis mon enfance.

Père merci.

À la mémoire de mes chers grands parents

A tous mes frères et à mon adorable petite sœur hadia

A tous les membres de ma famille ...

A tous ceux qui m'aiment et que j'aime.

M. Karima

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques	
I.1 Introduction	4
I.2 Rayonnement solaire	4
I.2.1 Masse d'air	6
I.2.2 Spectre du rayonnement	7
I.2.3 Durée d'insolation	8
I.3 L'effet photovoltaïque	8
I.3.1 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque	8
I.3.2 Architecture classique d'un module photovoltaïque	9
I.3.2.1 Association des Cellules Photovoltaïques en Parallèle	9
I.3.2.2 Association des Cellules Photovoltaïques en Série	10
I.4 Générateur photovoltaïque (GPV)	11
I.4.2 Fonctionnement optimal d'un module PV	12
I.4.3 Système de régulation	13
I.4.3.1 Régulation de la décharge	13
I.4.3.2 Régulation de la charge	14
I.4.4 Système de stockage	14
I.4.5 Système de conversion	15
I.4.5.1 Le convertisseur continu -continu :	15
I.4.5.2 Le convertisseur continu- alternatif :	15
I.4.6 La Charge	16
I.5 Conclusion	16
Chapitre II : Aspect Théorique de la modélisation	
II.1 Introduction	18
II.2 Modélisation du champ photovoltaïque	18
II.2 .1 Modèle de la caractéristique (I,V) de la cellule photovoltaïque	18
II.3 Modélisation de la batterie	21
II.3.2 Modèle de la décharge et de la charge	21

II.3.2.1	Equation de la tension en mode décharge	22
II.3.2.2	Equation de la tension en mode charge	22
II.4	Modélisation de l'onduleur	23
II.5	Conclusion	24
Chapitre III : Simulation et Dimensionnement du système PV		
III.1	Introduction.....	26
III.3	Recherche d'une solution optimale.....	27
III.4	Prédimensionnement	27
III.5	Description de la méthode de dimensionnement basée sur le modèle horaire du rayonnement solaire.....	27
III.5.1	Méthodologie adoptée et suivie.....	27
III.5.2	Calcul de la puissance maximale du champ PV	29
	Procédure de calcul de la puissance maximum du champ Ppv	30
	Exemple de calcul du courant Ipv et de la puissance Ppv pour une heure donnée.....	30
III.5.3	Présentation des résultats de la modélisation d'un module photovoltaïque	31
III.5.3.1	Caractéristique courant- tension& puissance-tension.....	31
III.5.3.2	Paramètres influençant le fonctionnement des cellules	32
III.5.3.2.a	Influence de la température de jonction.....	32
III.5.3.2.b	Influence de l'éclairement	33
III.6	Profil de consommation d'énergie électrique	36
III.8	Critères de dimensionnement	39
III.9	Recherche de la solution optimale.....	39
III.9.1	Problème posé	39
III.9.2	Méthode de dimensionnement.....	40
III.9.2.a	Description de la méthode	41
III.9.2.b	Solution du problème.....	41
III.10	Contraintes à respecter pour le dimensionnement de la batterie	43
III.11	Description de la méthode de dimensionnement basée sur le modèle journalier du rayonnement solaire.....	44
III.12	Analyse de la sensibilité du système PV	44
III.12.1	le profil horaire du rayonnement solaire	45
III.12.2	le profil journalier du rayonnement solaire	46
III.13	Le dimensionnement fin	47

III.13.1 le profil horaire du rayonnement solaire	47
III.13.2 le profil journalier du rayonnement solaire	48
III.14 Conclusion	49
Chapitre IV : Analyses Des Performances	
IV. Introduction	51
IV.1. Quantités existantes pour l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques	51
IV.2. Introduction de nouveaux coefficients	52
IV.2.1 Le facteur d'utilisation (UF)	52
IV.2.2 Le facteur de Production (PF)	52
IV.3. Analyse des résultats issus du dimensionnement basé sur le modèle horaire du rayonnement solaire global	52
IV.3.1. Rendement final Y_f rapporté à l'énergie photovoltaïque utilisée	52
IV.3.2. Les pertes du système L_s	53
IV.3.3. Rendement moyen mensuel du système PR/PF	54
IV.4. Analyse des résultats issus du dimensionnement basé sur le modèle du rayonnement solaire global journalier	55
IV.4.1. Rendement final Y_f rapporté à l'énergie photovoltaïque utilisée	56
IV.4.2. Les pertes du système L_s	57
IV.4.3. Rendement moyen mensuel du système PR/PF	57
IV.5. Analyse comparative des performances du système PV autonome des deux méthodes de dimensionnement	58
IV.5.1. Variation du ratio de performance PR en fonction du facteur d'utilisation UF	59
IV.5.2. Variation du ratio de performance PR en fonction du rayonnement solaire global	59
IV.5.3. Calcul des écarts de performances	60
IV.5.4. Ecart des rendements du système PR/PF	60
IV.5.5. Ecart des pertes du système L_s	61
IV.5.6. Estimation de la quantité d'énergie produite par le système PV mais non utilisée par le consommateur	62
Conclusion générale	64

La Liste des Figures

Figure (1.1):Types de rayonnement solaire reçus au sol	5
Figure (1.2): Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal et incliné	6
Figure(1.3):Description du nombre de masse d'air	7
Figure (1.4): Spectre solaire hors atmosphère	7
Figure (1.5):Structure d'une cellule photovoltaïque	8
Figure(1.6): Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle.....	10
Figure (1.7):Caractéristiques résultant d'un groupement de N_s cellules en série	10
Figure (1.8): Schéma simplifié d'un système PV	11
Figure (1.9):Caractéristique I-V pour une charge résistive variable.....	12
Figure (2.1):schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à une diode	19
Figure (2.2):Rendement d'un onduleur en fonction de la charge	23
Figure (3.1):Principales parties du système photovoltaïque	26
Figure (3.2):structure général de l'organigramme du programme de simulation	29
Figure (3.3):Caractéristiques courant-tension du modèle numérique.....	31
Figure (3.4):Caractéristiques puissance-tension du modèle numérique.	32
Figure (3.5):Courbes I-V modélisées en fonction de la température.....	33
Figure (3.6):Courbes P-V modélisées en fonction de la température	33
Figure (3.7):Caractéristiques courant-tension en fonction de l'éclairement.....	34
Figure (3.8):Caractéristiques puissance-tension en fonction de l'éclairement.	34
Figure (3.9):Courbes I-V en fonction combinée de l'éclairement et de la température.	35
Figure (3.10):Courbes P-V en fonction combinée de l'éclairement et de la température.	35
Figure (3.11):Profil de consommation	36
Figure (3.12):Organigramme de gestion du système de stockage électrochimique.....	38

Figure (3.13):Variation de Cs en fonction de Pc	42
Figure (3.14):courbe d'autonomie du système PV	42
Figure (3.15):Méthode analytique pour la détermination du cout minimal	43
Figure (3.16):influence du nombre d'heure de pénurie α_e sur le dimensionnement horaire	45
Figure(3.17):variation du cout de l'investissement de l'installation en fonction de la pénurie	48
Figure (3.18):variation du cout de l'investissement de l'installation en fonction de k_r	48
Figure (4.1):Variation de la valeur moyenne mensuelle de Y_f	53
Figure(4.2): Variation de la valeur moyenne mensuelle de L_s	54
Figure (4.3): Variation de la valeur moyenne mensuelle du rendement du système PR/PF.....	55
Figure(4.4): Variation de la valeur moyenne mensuelle de Y_f	56
Figure (4.5): Variation de la valeur moyenne mensuelle de L_s	57
Figure (4.6): Variation de la valeur moyenne mensuelle du rendement du système PR/PF.....	58
Figure (4.7): Variation de PR en fonction de UF.....	59
Figure (4.8): Variation du ratio de performance PR en fonction de l'irradiation solaire.....	60
Figure (4.9): Les écarts des rendements du système PR/PF	61
Figure (4.10): Les écarts des Pertes du système L_s	61
Figure (4.11):les énergies produites par le champ PV utilisées et non utilisées et le profil de la demande énergétique.	62
Figure (4.12) (a-d): Quantification d'énergie photovoltaïque non utilisée par le consommateur.	63

Introduction générale

Les problèmes ne sont souvent jugés dignes de solution que lorsqu'ils ont atteint les dimensions d'une crise. Tel est le cas aujourd'hui dans le secteur énergétique.

La sensibilisation actuelle aux problèmes énergétiques tend à placer au premier plan de l'actualité des sources d'énergie qui jusqu'alors ne faisaient pas partie des préoccupations courantes et qui, bien plus, pour certains d'entre elles tout en moins, étaient considérées comme des curiosités scientifiques plus ou moins sérieuses. Ainsi en est-il de l'énergie solaire.

L'utilisation de l'énergie solaire semble être une nécessité pour l'avenir. En effet, le soleil est une source d'énergie renouvelable, disponible dans tous les pays ; et chaque jour, on apprend à mieux la valoriser.

L'Algérie, de par sa position géographique, dispose de plus de 3000 heures d'ensoleillement par an sur une très grande partie de son territoire. De plus, les quatre cinquièmes de ce territoire sont constitués de zones arides, caractérisées par une faible densité de population très éparse. Cette situation particulière rend difficile et très coûteuse l'acheminement des énergies conventionnelles et plus spécialement l'énergie électrique. Le potentiel énergétique solaire permet de pallier à certaines lacunes, quant à l'amélioration des conditions de vie des citoyens par le biais de la voie solaire d'origine photovoltaïque.

Cette voie permet d'assurer entre autres :

- l'éclairage domestique et éventuellement public
- l'alimentation en eau potable et l'irrigation des surfaces agricoles
- l'alimentation des conservateurs médicaux installés dans des centres de santé
- l'alimentation énergétique des moyens de télécommunication...

Pour la plupart des applications citées ci-dessus, le système utilisé est dit 'système photovoltaïque autonome'. Il est constitué principalement d'un champ photovoltaïque, d'un banc de stockage (batteries), d'un système de gestion de l'énergie et d'un onduleur. La conception du système pour une application donnée se fait sur la base d'un cahier des charges où sont exprimés les besoins en énergie ainsi que l'autonomie du système. Ces éléments permettent d'effectuer un dimensionnement qui se traduit concrètement par l'identification de tous les paramètres liés aux différentes composantes du système. Après le dimensionnement, il s'avère utile, avant de procéder à la réalisation du système, de simuler son fonctionnement et d'évaluer ses performances afin d'apporter les corrections éventuelles si nécessaire.

Le dimensionnement et la simulation des systèmes PV autonomes nécessitent une bonne connaissance de la variabilité du gisement solaire sur un site donné, notamment les modèles du rayonnement solaire global reçu sur le plan des modules photovoltaïques.

Dans le but de faire un dimensionnement des systèmes PV autonomes, plusieurs techniques ont été élaborées et décrites dans la littérature scientifique. Parmi ces techniques de dimensionnement, on peut citer deux grandes techniques principales qui sont largement utilisées par les concepteurs et utilisateurs des installations photovoltaïques

La première technique est basée sur un profil du rayonnement solaire dont la variation de sa quantité d'énergie se fait à l'échelle horaire.

La deuxième technique considère la quantité d'énergie solaire cumulée sur une durée d'une journée. Cependant, ces deux techniques, aboutissant certes à des tailles et dimensions du système PV, présentent des valeurs du couple (Ps, Cs) « Ps : Puissance Crête du champ PV, Cs : Capacité nominale de la batterie » totalement différentes.

Ce présent travail a pour objectif de mettre en évidence l'impact de ces profils du rayonnement solaire sur le dimensionnement des systèmes photovoltaïques et de voir à quel point la variabilité de cette énergie solaire affectera les performances et la fiabilité de ces systèmes photovoltaïques.

Le présent ouvrage se divise en quatre chapitres ; ils se résument dans ce qui suit :

- Le premier chapitre sera consacré à la présentation des différents constituants d'un système photovoltaïque autonome, leur principe de fonctionnement et les qualités qu'ils doivent avoir. Par ailleurs, nous justifierons la configuration du système pour laquelle nous avons optée.
- Au second chapitre, nous donnons les fondements théoriques des modèles utilisés pour chacun des principaux éléments du système étudié.
- Au troisième chapitre, nous présentons les deux modèles d'éclairage solaire, le premier à pas horaire et le second à pas journalier. Afin d'établir une étude comparative de ces derniers sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.
- Enfin, nous présentons dans le quatrième chapitre, les résultats des simulations et les analyses y afférentes. Nous expliquerons comment, à travers l'analyse des différents indices de performance, évaluer un système photovoltaïque autonome et identifier, s'il y a lieu, ses carences et là ou leurs sources probables.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I.1 Introduction

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie [1]. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis longtemps à mettre à profit cette énergie importante et diffusée sur l'ensemble de la planète, il est arrivé à réaliser ce but par le moyen dit conversion photovoltaïque. Le nom Photovoltaïque vient du Grec, il est composé de deux parties:

Photos : Lumière.

Volt : Unité de tension électrique, du nom Alessandro Volta.

Ce phénomène fut découvert au 19^{ème} siècle par le physicien Alexandre Edmond Becquerel. La première cellule photovoltaïque fut développée début 1954 pour l'alimentation en énergie des satellites. Depuis 1958, les cellules photovoltaïques alimentent seulement le système énergétique des satellites jusqu'à ses premières applications terrestres au début des années 70. Le photovoltaïque fut utiliser pour l'alimentation en énergie de petites maisons isolées et d'équipements de télécommunications. [2]

Aujourd'hui, grâce à sa fiabilité et à son concept respectueux de l'environnement, le photovoltaïque prend une place prépondérante.

Pour comprendre ce phénomène, nous avons rappelé dans ce chapitre quelques notions de base sur le rayonnement solaire et les propriétés des matériaux de base des cellules photovoltaïques.

Une fois ces rappels théoriques sont faits, nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque complet et le principe de fonctionnement de chaque élément qui le constituant.

I.2 Rayonnement solaire

Afin de quantifier l'énergie développée par le générateur photovoltaïque dans une application donnée, il est nécessaire de connaître le spectre du rayonnement solaire reçu sur sol. En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature:

- **Le rayonnement direct**

La conversion du rayonnement direct ED est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus. Le rayonnement direct est converti pour un plan avec un angle d'azimut α et d'inclinaison β selon l'équation suivante :

$$E_{D\alpha\beta} = E_D \frac{\cos \theta}{\sin \gamma}$$

Avec θ : l'angle d'incidence ; γ : L'altitude

On note que le paramètre $E_{D\alpha\beta}$ peut être mesuré par un instrument nommé « Pyroheliometer » [3], qui doit être monté sur la monture du générateur PV.

- **Le rayonnement diffus :**

C'est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

- **Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol :**

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc....).

- **Le rayonnement global :**

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et réfléchi par le sol) [4]. Dans la figure ci-dessous figure (1.1) est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçus sur une surface terrestre.

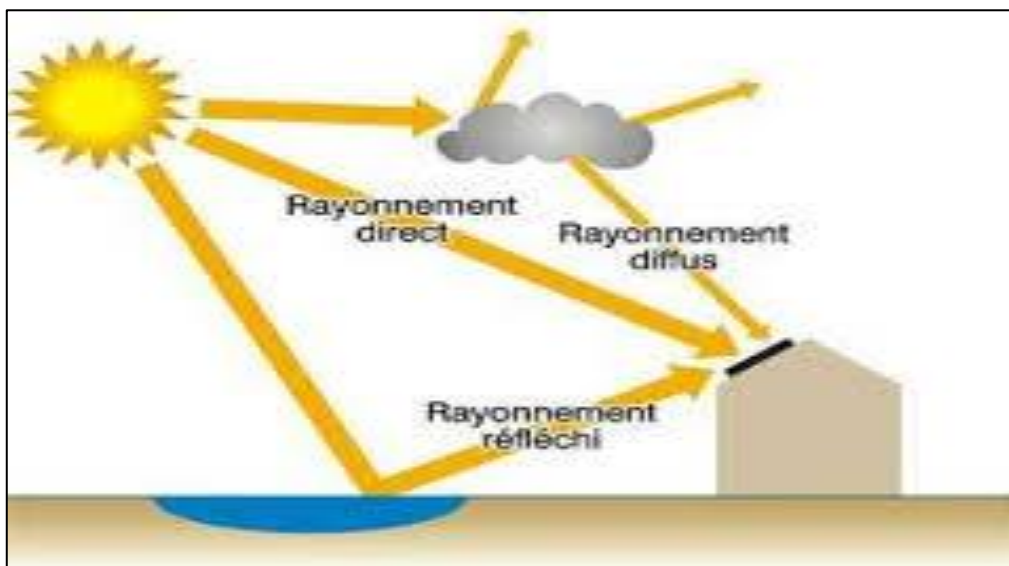


Figure (1.1) : Types de rayonnement solaire reçus au sol.

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclaircissement (noté généralement par la lettre G), il s'exprime en watts par mètre carré (W/m^2).

La valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier. Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons [5].

Dans la figure (1.2) ci-après est illustré l'effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur l'intensité de l'éclairement reçu sur leurs surfaces du lever au coucher du soleil.

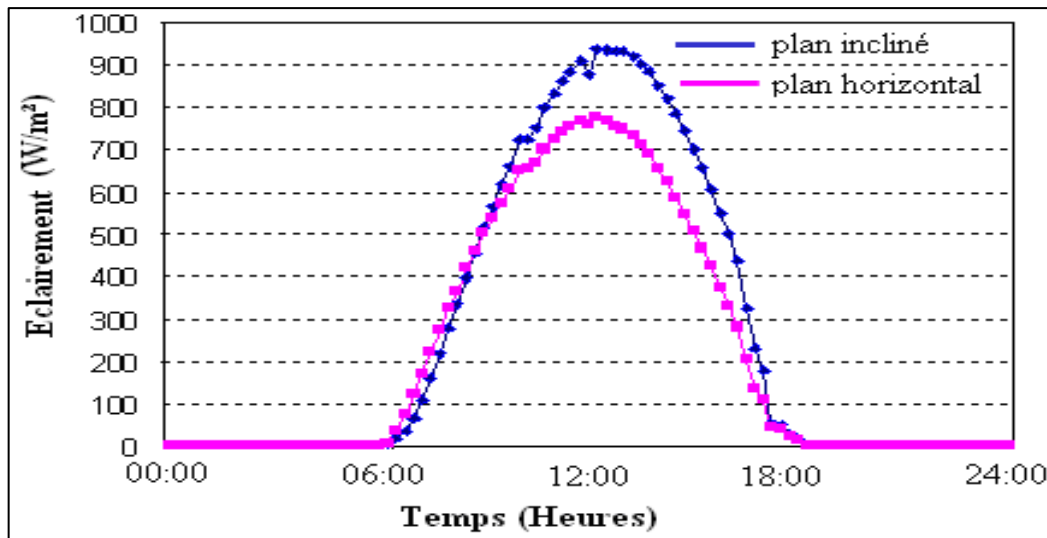


Figure (1.2) : Intensité de l'enseillement reçu sur un plan horizontal et incliné.

I.2.1 Masse d'air

On appelle masse d'air AM, la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. Elle est donnée en fonction de l'angle entre le soleil et le zénith [6].

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

Où :

θ : représente l'angle *entre* la position du soleil et le zénith exprimée en (Deg).

Le spectre solaire AM0 correspond à une masse d'air nulle pour un rayonnement arrivant au-dessus de la couche atmosphérique à incidence normale, AM1 pour un soleil vertical à la terre (le soleil est au zénith), et AM1.5 pour un rayonnement solaire correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith.

Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith [4].

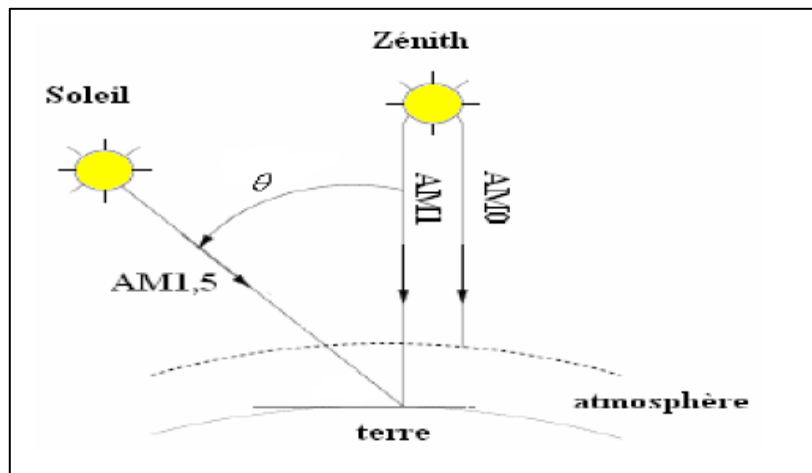


Figure (1.3) : Description du nombre de masse d'air.

I.2.2 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 [7]:

Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$ 6.4%

Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$ 48.0%

Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$ 45.6%

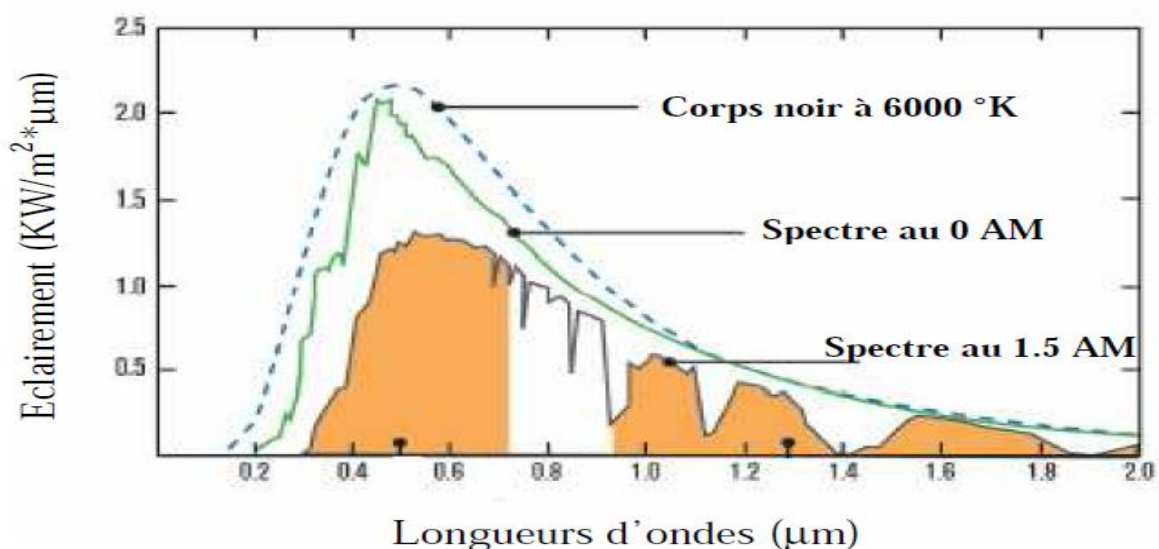


Figure (1.4) : spectre solaire hors atmosphère [7].

I.2.3 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. [8]

I.3 L'effet photovoltaïque

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés ":

Si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique.

Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " arrachés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique: c'est l'effet photovoltaïque [9].

I.3.1 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semi-conducteur généralement à base silicium. Elle est réalisée à partir de deux couches, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule [5].

La structure d'une cellule photovoltaïque est illustrée dans la figure (1.5) ci-dessous.

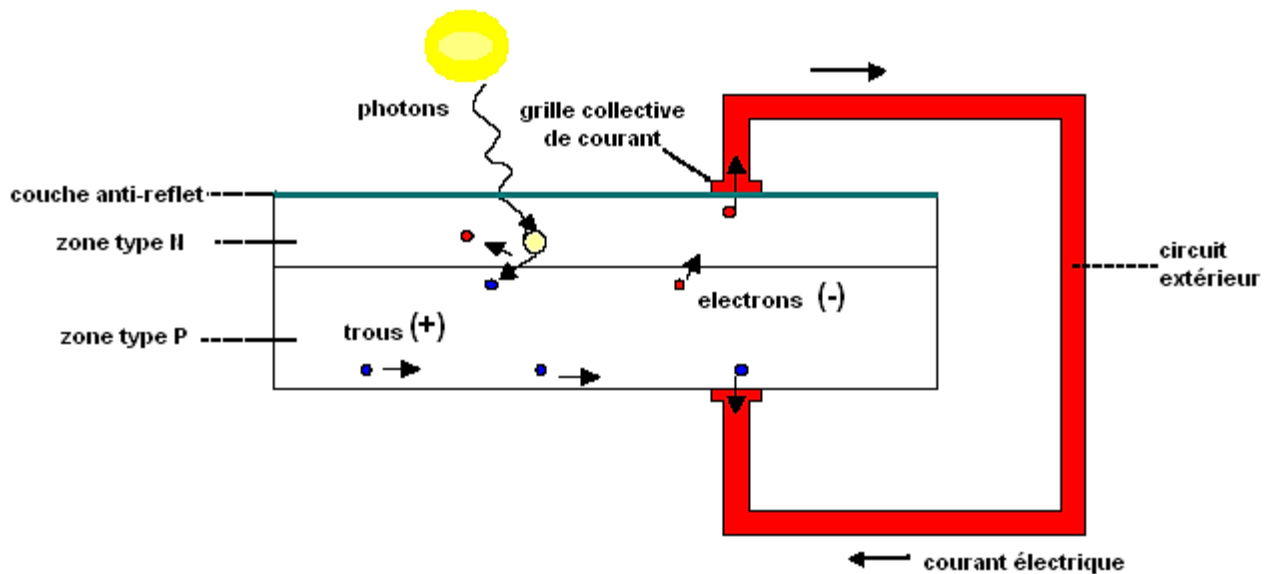


Figure (1.5) : Structure d'une cellule photovoltaïque.

I.3.2 Architecture classique d'un module photovoltaïque

L'association de plusieurs cellules photovoltaïques en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera comme représentés sur les figures suivantes [10].

I.3.2.1 Association des Cellules Photovoltaïques en Parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement des cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure(1.6) montre la caractéristique résultante (I_{pcc} , V_{pco}) obtenue en associant en parallèle (indice p) N_p cellules identiques [10]:

$$I_{pcc} = N_p * I_{cc} \text{ et } V_{pco} = V_{co}$$

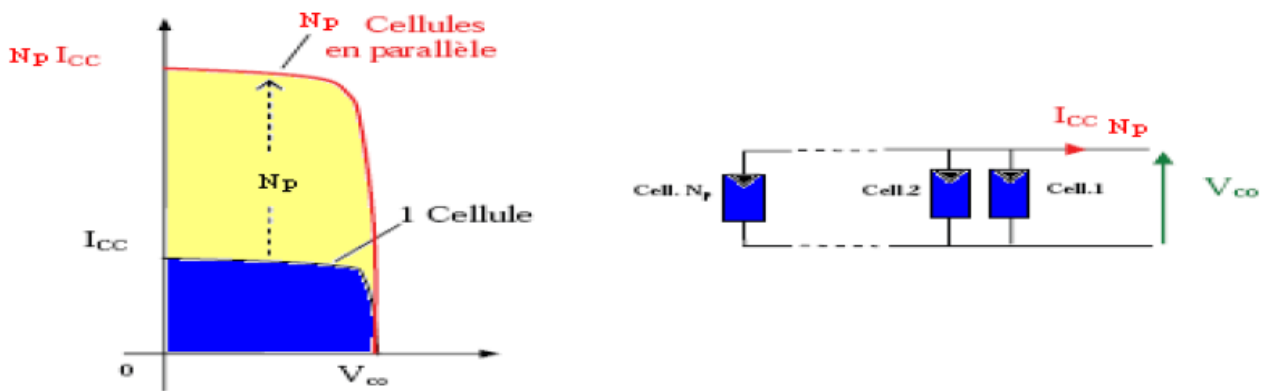


Figure (1.6) : Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle.

I.3.2.2 Association des Cellules Photovoltaïques en Série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La figure (1.7) montre la caractéristique résultante (I_{SCC} , V_{SCO}) obtenue en associant en série (indice s) N_s cellules identiques [10] :

$$I_{SCC} = I_{CC} \text{ et } V_{SCO} = N_s * V_{CO}$$

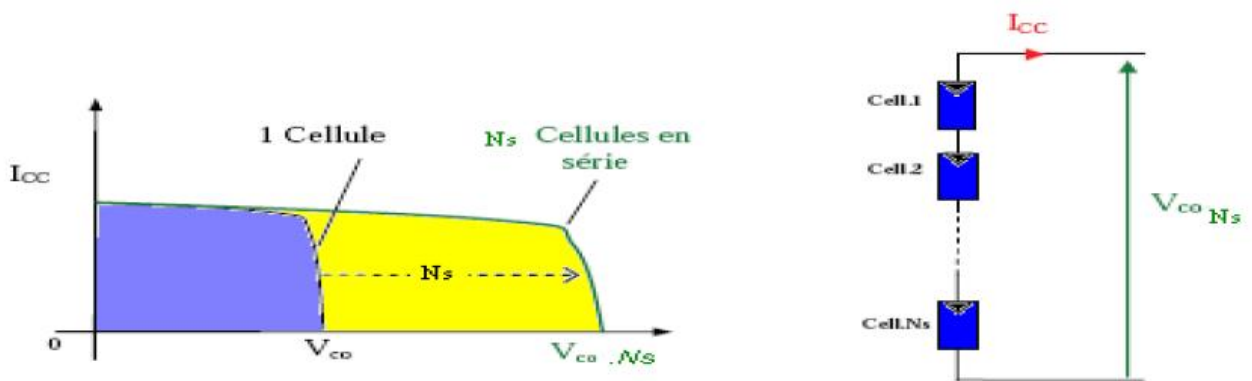


Figure (1.7) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série.

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

I.4 Générateur photovoltaïque (GPV)

I.4.1 Présentation d'un système de captage photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations [11]:

- non autonomes ou « grid-connected » ie. rattachées au réseau de distribution électrique. Dans Les systèmes reliés aux réseaux, les consommateurs standards 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 public 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 assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments [11].

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

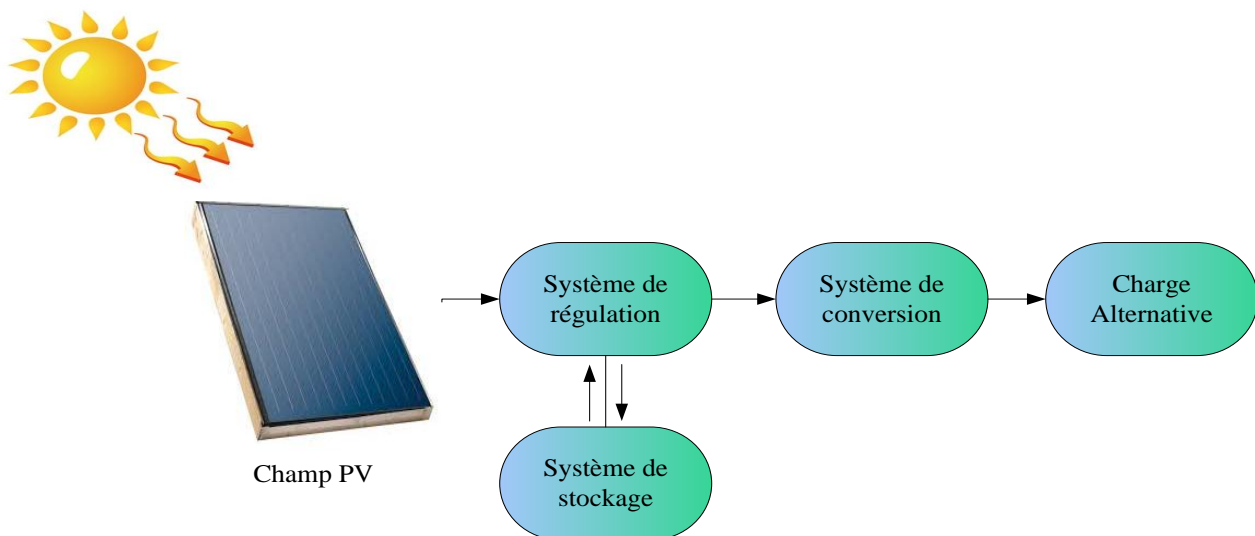


Figure (1.8) : Schéma simplifié d'un système PV

I.4.2 Fonctionnement optimal d'un module PV

La figure (1.9) représente caractéristique I-V d'un module PV pour un éclairement et une température donnée, on place une charge résistive variable aux bornes de générateur photovoltaïque.

La puissance délivrée à cette charge dépendra seulement de la valeur de sa résistance R. Le point de fonctionnement optimal MPP de coordonnées (V_{opt}, I_{opt}) de PV est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique I-V avec celle de la droite de charge de pente $(1/R)$.

Seule pour une charge dont la caractéristique passe par le point MPP (V_{opt}, I_{opt}) permet d'extraire la puissance optimale, qu'on appelle R optimale (R_{opt}) . Sa valeur est donnée par la relation :

$$R_{opt} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}}$$

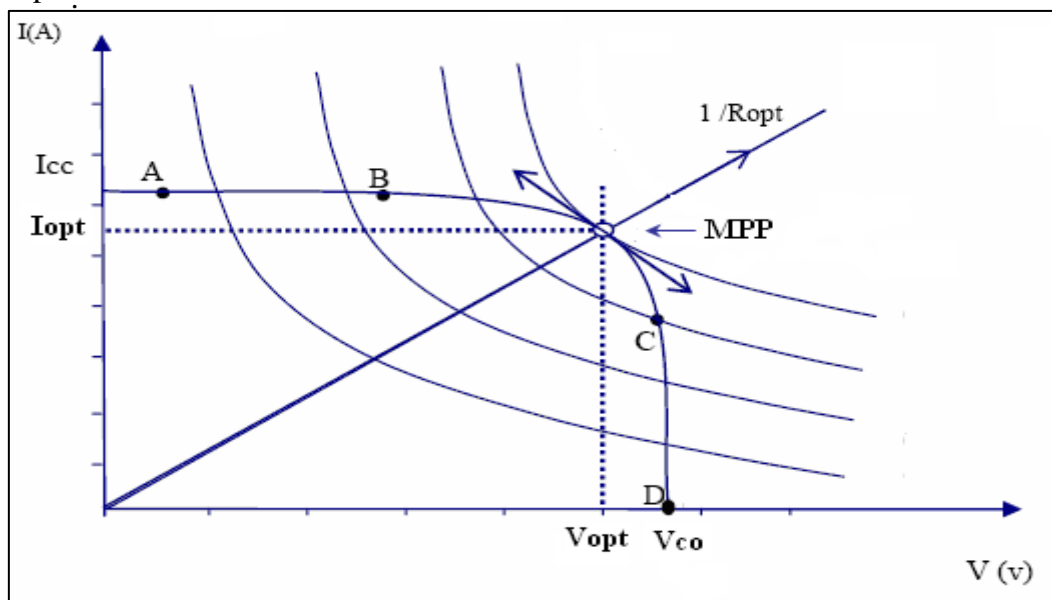


Figure (1.9) : Caractéristique I-V pour une charge résistive variable.

- Si R est de valeur faible, le GPV travaillera dans la zone A B, dans laquelle il se comporte comme une source de courant constant, de valeur égale au courant de court-circuit [12].
- Si R est élevée, le GPV travaillera dans la zone C D, dans laquelle le GPV se comporte comme un générateur de tension, sa valeur est égale presque à la valeur de la tension de circuit ouvert [12].

Pour assurer le fonctionnement optimal de GPV, un équipement de commande doit être mis entre le GPV et la charge, dont le but est l'adaptation des deux équipements (générateur photovoltaïque /charge) pour un meilleur transfert d'énergie vers la charge. Ce dernier peut augmenter d'une manière significative le rendement en puissance de GPV, nous utilisons pour cela un convertisseur DC-DC (hacheur) menu d'une commande MPPT, ce qu'on appelle poursuite de point de puissance maximale.

I.4.3 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 [8,13] :

- 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 laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préréglés : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs :

I.4.3.1 Régulation de la décharge

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension préréglé 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.

I.4.3.2 Régulation de la charge

La régulation de la charge effectuée 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.

I.4.4 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 conceptions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [14] :

- 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.

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, quel que soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [15].

Profondeur de décharge : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisée 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.4.5 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 [16].

I.4.5.1 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 [16].

Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). On 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.

I.4.5.2 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. Avec ce système, on obtient[16] :

- Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.

- De faibles pertes à vide.

I.4.6 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 [8].

I.5 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 les chapitres suivants.

Chapitre II

Aspect Théorique de la Modélisation

II.1 Introduction

Comme l'énergie solaire disponible en un site varie au cours du temps ; cela implique qu'un tel système photovoltaïque va se trouver en permanence en régime transitoire. Ce mode de fonctionnement du système photovoltaïque entraîne des risques permanents de désadaptation de certains composants entre eux, dont il faut tenir compte lors de la conception.

Pour cela, afin d'assurer un fonctionnement adéquat de l'installation photovoltaïque, le concepteur doit définir des règles de pilotage et de contrôle, caractérisées par une série de valeurs de consigne, permettant de déclencher des suites d'opérations. La prise en compte de l'ensemble de ces phénomènes, lors d'un dimensionnement, ne peut être réalisé qu'après une simulation de fonctionnement de tout le système par pas de temps fin (de l'ordre d'une heure par exemple).

C'est dans cette optique, que plusieurs modèles ont été établis, capable de décrire le comportement des différents éléments composant le dit système [17].

II.2 Modélisation du champ photovoltaïque

Pour trouver le modèle du générateur photovoltaïque, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

Dans ce travail On présentera le modèle de la cellule PV à une seule diode

II.2 .1 Modèle de la caractéristique (I,V) de la cellule photovoltaïque

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode pour une seule cellule PV, est généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série et en parallèle. [18]

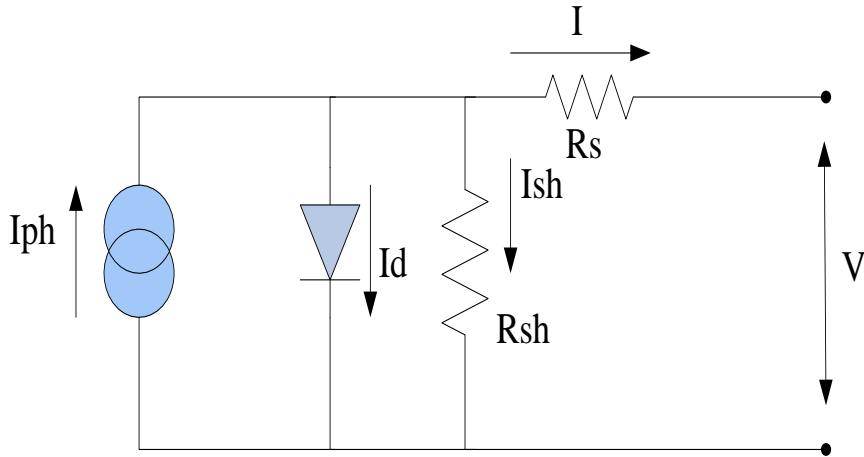


Figure (2.1) : schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à une diode

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff [19]

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

Avec :

I : Le courant délivré par le module (A).

I_{ph} : Photo courant (A).

I_d : Courant de diode (A).

I_{sh} : Le courant shunt (A).

Le courant I_{ph} est directement dépendant des rayonnements solaires G et de la température de la cellule T , on le détermine par rapport à des valeurs données aux conditions de références :

$$I_{ph} = (I_{ph,n} + K_i * \Delta T) * \frac{G}{G_n} \quad (2.2)$$

Le courant de la diode est calculé par :

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I * R_s}{A * V_T}\right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

Le courant inverse de saturation de la diode s'exprime en fonction des caractéristiques du matériau et de la température comme suit :

$$I_0 = I_{0,n} * \left(\frac{T_n}{T}\right)^3 * \exp\left[\frac{q * E_g}{A * K} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (2.4)$$

Des expressions analytiques semi-empiriques ont ainsi été développées pour permettre le calcul de E_g en fonction de la température,

$$E_g = 1.16 - 7.02 * 10^{-4} \frac{T^2}{T+1108} \quad (2.5)$$

Selon cette expression, la valeur de E_g va diminuer lors d'un accroissement de la Température [19][20] .

$$I_{0,n} = \frac{I_{sc,n} + K_i * \Delta T}{\left[\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_v * \Delta T}{A * V_T, n}\right) - 1 \right]} \quad (2.6)$$

$$V_T = \frac{N_s * k * T}{q} \quad (2.7)$$

Le courant de la résistance shunt est calculé par :

$$I_{sh} = \frac{V + R_s * I}{R_{sh}} \quad (2.8)$$

Ainsi que les expressions de la tension du circuit ouvert et de la puissance :

$$V_{oc} = A * V_T \ln \left[1 + \frac{I_{sc}}{I_0} \right] \quad (2.9)$$

$$P = P_0 (1 + K_p \Delta T) \quad (2.10)$$

Tel que :

G: irradiation solaire(W/m²).

G_n : irradiation de référence 1000 W/m².

T : température de la cellule(en kelvin).

T_n : température de référence 25°C.

$I_{ph,n}$: Courant de court-circuit de la cellule dans les conditions standards

K_i : coefficient de la température du courant de court-circuit (A/°C)

K_v : coefficient de la température du tension de circuit ouvert (mV/°C)

K_p : coefficient de la température de puissance (watt/°C)

E_g : Energie de gap pour le silicium cristalline 1.12 eV.

A : Facteur d'idéalité de la jonction.

n : nombre de cellules en séries dans un module 36.

R_s : Résistance série.

R_{sh} : Résistance shunt.

q : La charge d'électron 1,6 x 10⁻¹⁹C.

K : Constant de Boltzmann $1,38 \times 10^{-23}$ J/K.

V_T : Potentiel thermique

II.3 Modélisation de la batterie

La caractérisation de système de stockage électrochimique nécessite la connaissance d'un nombre assez important de paramètres de divers ordres (électrochimiques, électriques, technologiques,...) qui régissent par là le comportement dynamique de ce système. L'acquisition de ces divers paramètres s'avère notamment ardue en raison du manque d'instrumentations de mesure spécifiques.

Cependant, vu la grande diversité de types d'éléments de batteries, ainsi le nombre très varié de paramètres intervenants, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établis. Le modèle empirique retenu pour ce présent travail est la relation entre les principaux paramètres électriques de la batterie à savoir, le courant, la tension de charge et de décharge ainsi que l'état de charge SOC (state of charge) de la batterie et la capacité nominale [21,22,23].

II.3.2 Modèle de la décharge et de la charge

Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateurs au plomb acide.

Pour ressortir les phénomènes physiques qui régissent le fonctionnement du système de stockage, par le biais de la capacité, selon les modèles proposés dans la littérature [23, 24, 25], il faudrait tenir compte de la température. C'est pourquoi, nous proposons le modèle de la capacité, donnant la quantité d'énergie qui peut être restituée en fonction du courant moyen de décharge I , donnée par l'équation(2)

Le modèle de la capacité est établie à partir de l'expression du courant I_{10} , correspondant au régime de fonctionnement C_{10} , dans lequel ΔT est l'échauffement de l'accumulateur (supposé identique pour tous les éléments) par rapport à une température ambiante qui est égale à 25 °C.

$$C = C_{10} * \frac{1.67}{1+0.67\left(\frac{I}{I_{10}}\right)^{0.9}} * (1 + 0.005 * \Delta T) \quad (2.11)$$

La capacité C sert de référence pour déterminer l'état de charge de la batterie 'SOC'. Ce dernier sera formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie 'Q'.

$$SOC = 1 - \frac{Q}{c} \quad (2.12)$$

L'évolution temporelle de 'Q' dépend du mode de fonctionnement de la batterie.

II.3.2.1 Equation de la tension en mode décharge

L'expression de la tension de la batterie est établie à partir d'une étude bibliographique approfondie [23,24,25,26], qui nous permet de donner une structure liée des éléments internes de la batterie en fonction de la force électromotrice, de la résistance interne et de l'influence des paramètres.

$$Vd = nb(2.085 - 0.12(1 - SOC)) - nb \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{4}{1+(I)^{\frac{1}{3}}} + \frac{0.27}{(SOC)^{1.5}} + 0.02 \right) \cdot (1 - 0.007 \cdot \Delta T) \quad (2.13)$$

II.3.2.2 Equation de la tension en mode charge

En effet, l'équation de la charge présente la même structure que l'équation (2.13) qui fait apparaître l'influence de la force électromotrice et celle de la résistance interne, équation (2.14).

$$Vc = nb(2 + 0.16 \cdot SOC) + nb \cdot \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{6}{1+(I)^{0.6}} + \frac{0.48}{(1-SOC)^{1.2}} + 0.036 \right) \cdot (1 - 0.025 \cdot \Delta T) \quad (2.14)$$

C_{10} : Capacité de décharge en 10 h

I_{10} : Courant de décharge en 10 h

nb : Nombre d'éléments de batterie en série

SOC : Etat de charge de la batterie

ΔT : Echauffement de la batterie

Q : Quantité d'électricité de la batterie

II.4 Modélisation de l'onduleur

Pour alimenter des équipements fonctionnant en courant alternatif, un dispositif électronique statique de conversion ou convertisseur DC / AC est utilisé pour la transformation du courant continu en courant alternatif. Les onduleurs peuvent être caractérisés par [17]:

- leur puissance nominale correspondant à la puissance qu'ils peuvent délivrer en fonctionnement normal. Théoriquement, cette puissance devrait être égale à la somme des puissances de l'ensemble des équipements installés sur le réseau.

Cependant, le choix de cette puissance nominale pour un onduleur se fera surtout en tenant compte des types de moteurs branchés sur le réseau, car ces derniers sont consommateurs d'énergie surtout au démarrage.

- leur rendement qui est un critère très important, car il influe par-là sur le dimensionnement de la batterie et du champ photovoltaïque. Celui-ci varie en fonction de la charge, ainsi que la variation de ce rendement diffère d'un onduleur à un autre. Mais il importe surtout que le rendement soit élevé sur une plage de puissance aussi large que possible.
- leur consommation à vide doit être également faible (pertes à vide);
- la forme de la tension de sortie adaptée.

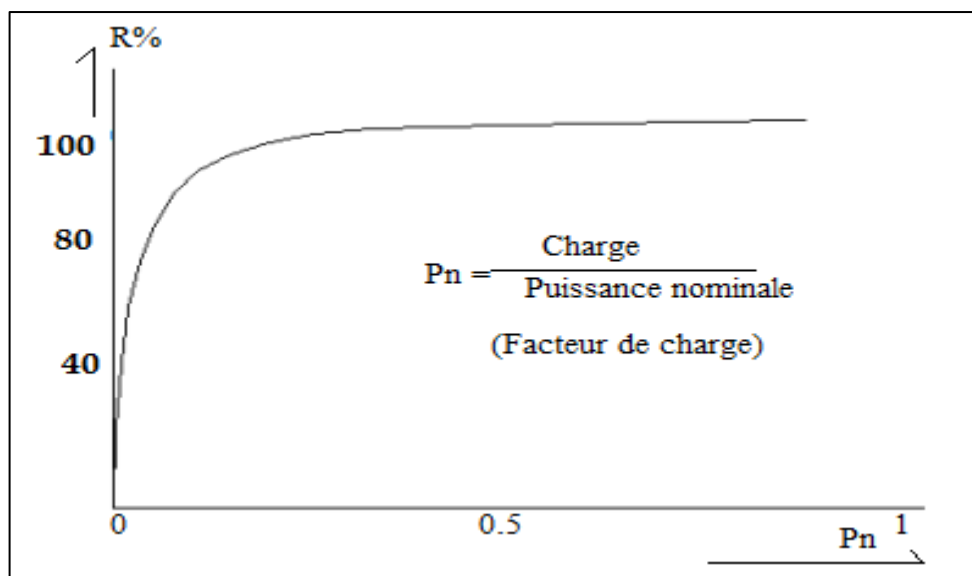


Figure (2.2) : Rendement d'un onduleur en fonction de la charge

II.5 Conclusion

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque a été élaborée à partir de modèles de la littérature scientifique (champ PV, stockage batteries) ; cette modélisation est une étape essentielle permettant d'introduire les paramètres caractérisant les éléments constituant le système PV.

L'implémentation de cette modélisation dans un environnement de simulation adapté, permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres influents. 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.

Chapitre III

Simulation et Dimensionnement du système PV

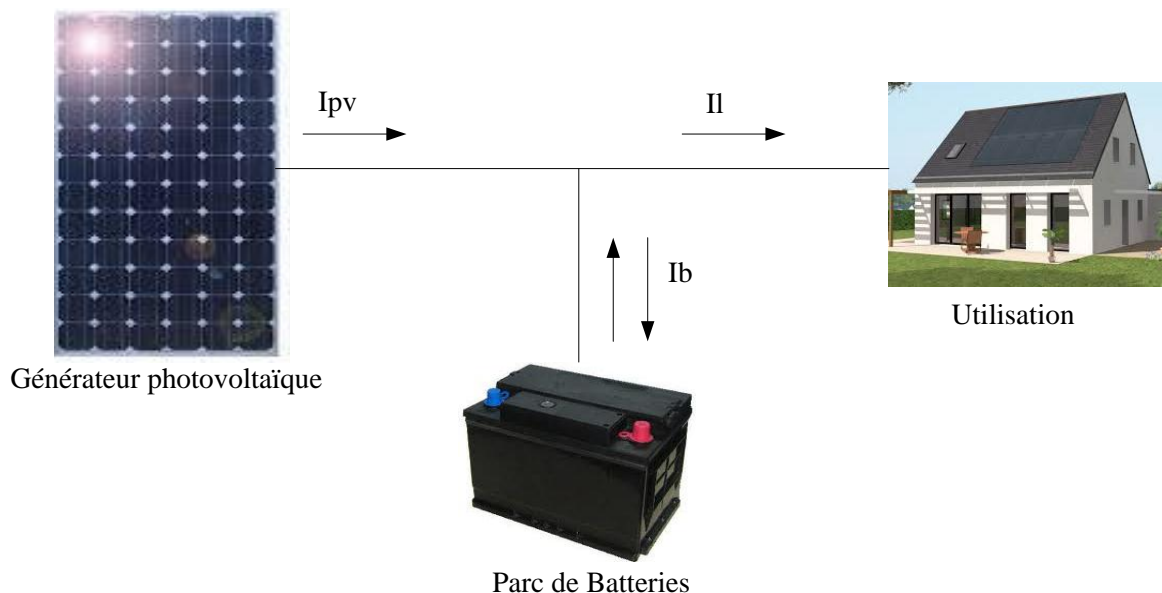
III.1 Introduction

Nous présenterons dans ce chapitre ; l'impact des modèles du rayonnement solaire sur le dimensionnement du système photovoltaïque, en introduisant tout d'abord les données radiométrique ainsi la demande énergétique durant tout une année afin d'évaluer la satisfaction d'un besoin et de choisir une solution adéquate de notre système entre un dimensionnement basé sur un modèle d'éclairement solaire a pas horaire et le deuxième dimensionnement basé sur un modèle de rayonnement solaire a pas journalier.

III.2 Simulation du fonctionnement

Les principales parties du système photovoltaïque sont représentées sur la figure (3.1).le système est piloté de la manière suivante [17] :

- ✓ C'est la batterie qui impose sa tension au système
- ✓ Le stockage dans les batteries est prioritaire
- ✓ La batterie est pilotée entre deux seuils de l'état de charge : seuil maximal SOCmax et seuil minimal SOCmin, correspondants respectivement aux tensions max V_{bh} et tension min V_{bl} de la batterie.



Figure(3.1) : Principales parties du système photovoltaïque

III.3 Recherche d'une solution optimale

Pour la recherche d'une solution optimale, une architecture de projet adaptée au besoin du site étudié a été définie. Trois étapes distinctes sont préconisées pour cette dernière, et qui sont les suivantes [17] :

- ✓ Le prédimensionnement
- ✓ L'analyse de sensibilité du système
- ✓ Le dimensionnement fin .

III.4 Prédimensionnement

Nous définirons un domaine réaliste sur le plan technico-économique pour lequel nous chercherons la structure optimale, selon ces deux profils :

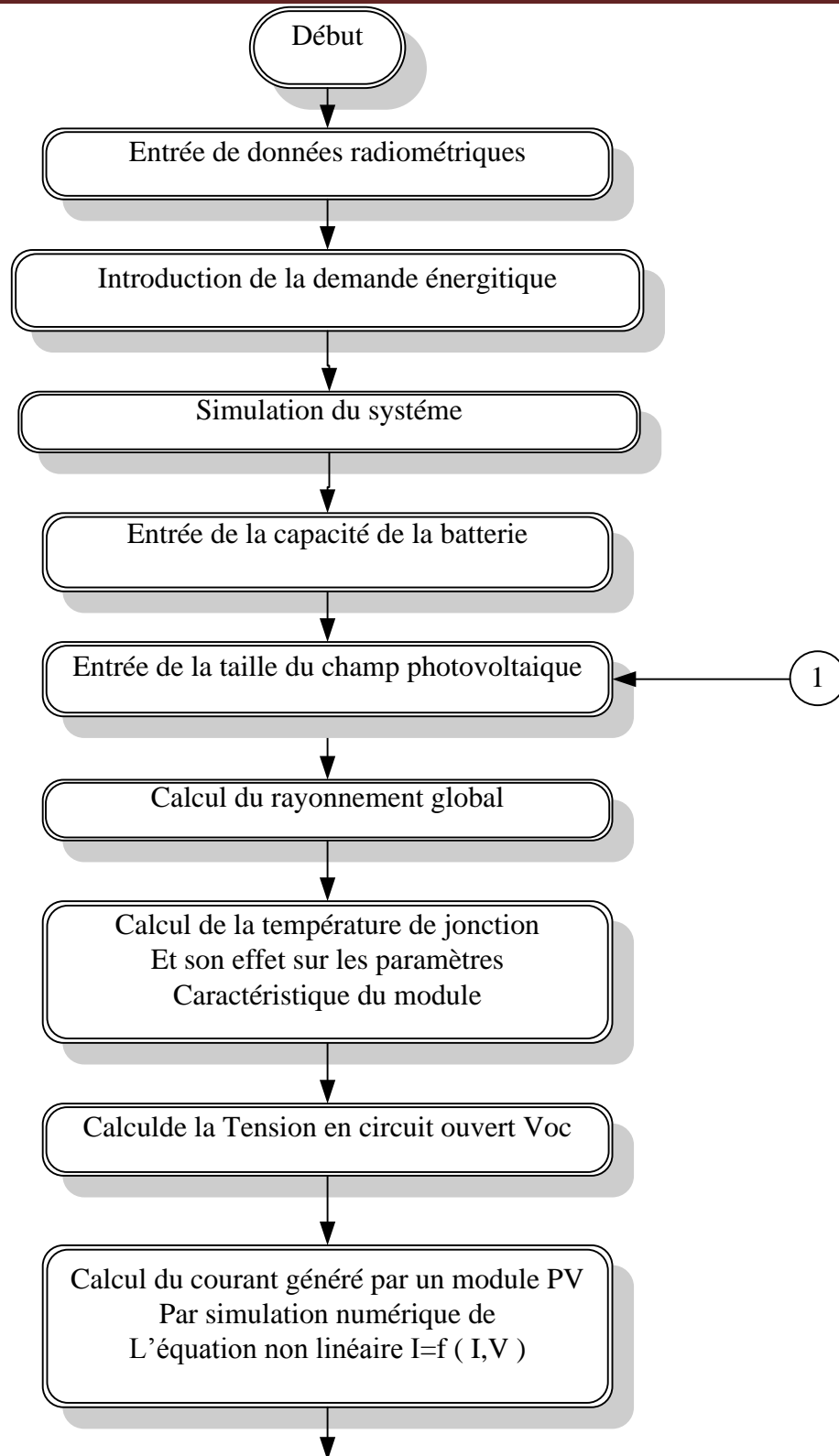
- Un Prédimensionnement basée sur un profil horaire du rayonnement solaire
- Un Prédimensionnement basée sur un profil journalier du rayonnement solaire

III.5 Description de la méthode de dimensionnement basée sur le modèle horaire du rayonnement solaire

III.5.1 Méthodologie adoptée et suivie

La méthode adoptée pour ce cas à étudier est la suivante [17]

- ✓ Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site, ainsi que le choix d'une architecture du système.
- ✓ La simulation du fonctionnement du système durant une année entière avec la détermination du cout relatif de cette architecture.
- ✓ L'élaboration des courbes déterminant le couple optimal de la puissance crête du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage électrochimique, et cela en fonction d'un cout minimal correspondant du système global.



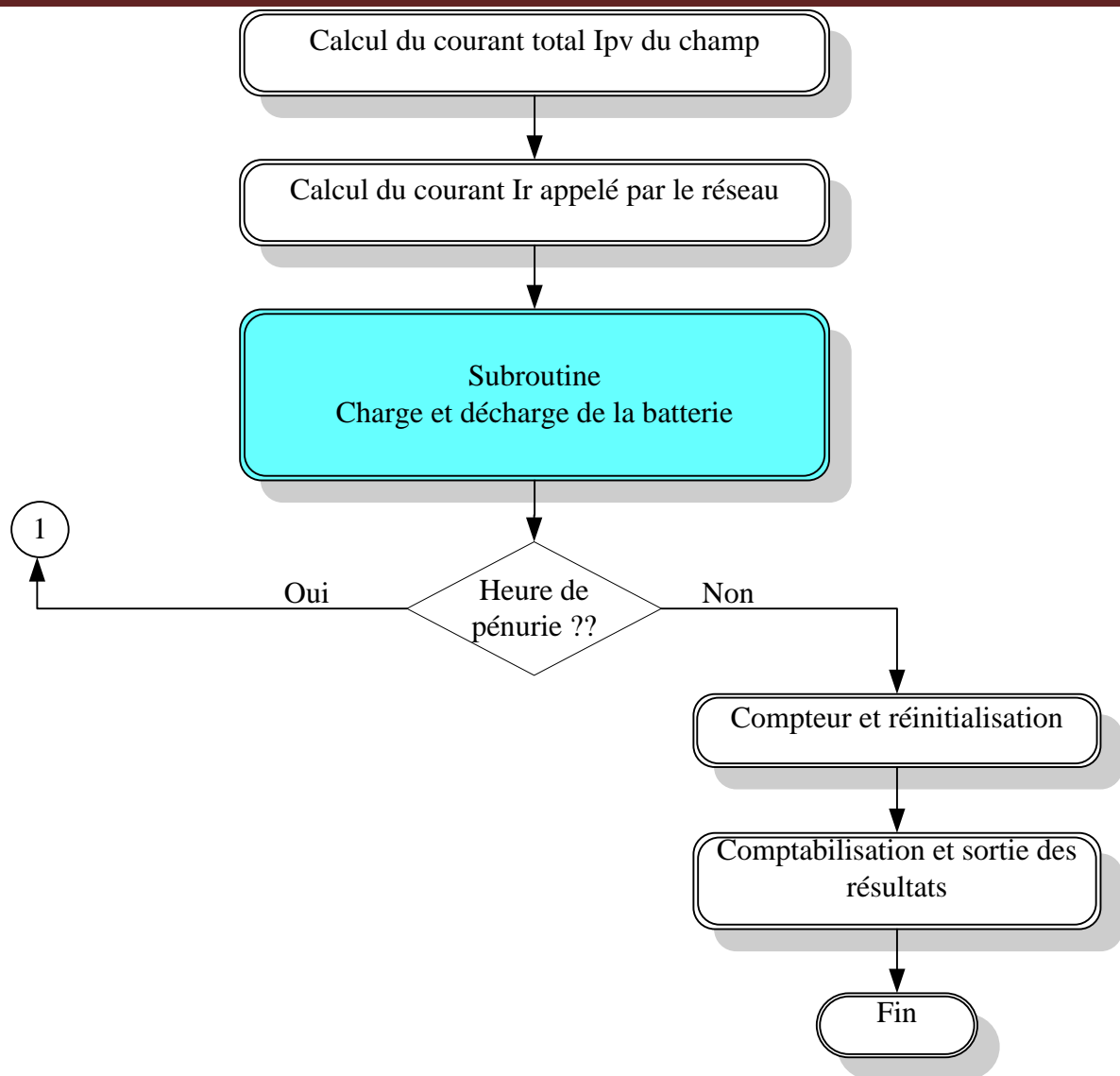


Figure (3.2) : structure général de l'organigramme du programme de simulation

III.5.2 Calcul de la puissance maximale du champ PV

La première étape du programme consiste à calculer, à partir des données météorologiques recueillies pour le site d'intérêt, la puissance maximale heure par heure que peut fournir le champ photovoltaïque tout au long de l'année. Pour ce faire, nous introduisons à partir d'une base de données les valeurs horaires mesurées du rayonnement global EGI et de la température ambiante T_{amb} . Celles-ci (données) sont utilisées par le modèle choisi pour le module pour calculer son courant I_{pv} , sa tension V_{pv} ainsi que sa puissance P_{pv} . Si l'on se réfère au chapitre II, le modèle de base utilisé pour le module photovoltaïque est le modèle dit 'à cinq paramètres'.

L'expression du courant I_{pv} fourni par le module PV dans ce cas est donnée par la relation 3-1.[27],[28],[29]

$$I_{PV} = I_{PH} - I_0 \left\{ \exp(V_{PV} + R_S * I_{PV}) - 1 \right\} - \frac{V_{PV}}{R_S} \quad (A) \quad (3-1)$$

L'équation (3-1) ci-dessus est dite implicite c'est-à-dire qu'elle dépend de deux variables indissociables I_{pv} et V_{pv} . Il nous est difficile d'avoir une solution analytique à cette équation. Afin de la résoudre et d'en déduire ensuite la valeur de la puissance P_{pv} , nous avons fait appel à la méthode itérative de NEWTON RAPHSON [17].

Procédure de calcul de la puissance maximum du champ P_{pv}

Tout d'abord, les paramètres I_0 , R_s et R_{sh} sont déterminés à partir de la caractéristique du module PV. Ceux-ci sont utilisés dans l'expression (3-1) pour le calcul du courant I_{pv} . Les entités I_{ph} et λ quant à eux seront calculés à partir des expressions données par les équations (2-2), (2-3), (2-4), (2-5) et (2-7).

Nous remarquerons que ces derniers varient en fonction de EGI et T_{amb} (données mesurées avec un pas horaire). Une fois tous les paramètres de l'expression 3-1 déterminés nous procédons alors au calcul du courant I_{pv} pour chaque valeur de V_{pv} fixée et ce par le biais de la méthode de Newton-Raphson.

Exemple de calcul du courant I_{pv} et de la puissance P_{pv} pour une heure donnée

Nous faisons varier la tension V_{pv} entre 0V et V_{oc} (V) avec un pas de 0.1V. Pour chaque valeur de V_{pv} , on effectue le calcul de I_{pv} selon un mode itératif que nous présentons dans ce qui suit :

L'équation 3-1 peut être présentée sous la forme suivante

$$f(I_{PV}) = I_{PV} - I_{PH} + I_0 \left(\exp(\lambda(V_{PV} + R_S * I_{PV})) \right) \quad (3-2)$$

Et:

$$\frac{d(f(I_{PV}))}{dI_{PV}} = 1 + I_0 * \lambda * R_S * \left(\exp(\lambda(V_{PV} + R_S * I_{PV})) \right) \quad (3-3)$$

Nous calculons la dérivée de $f(I_{pv})$ par rapport à I_{pv} .

Nous en déduisons l'expression du courant d'incrément $I_{pv(i+1)}$:

$$I_{PV(i+1)} = I_{PV_i} - \frac{f(I_{PV_i})}{\frac{d(f(I_{PV_i}))}{dI_{PV_i}}} \quad (3-4)$$

Nous effectuons pour chaque itération le calcul de :

$$\Delta = I_{PV(i+1)} - I_{PV_i} \quad (3-5)$$

Après chaque calcul de $I_{PV(i+1)}$, nous faisons un test sur Δ . Tant que la condition $\Delta \leq 10^{-6}$ n'est pas satisfaite, la boucle de calcul s'incrémente d'une unité. Lorsque la condition sur Δ est remplie, le couple $(I_{PV(i+1)}, V_{PV(i+1)})$ qui y correspond constitue les coordonnées du point de puissance P_{PVmax} maximale.

Nous déterminons ainsi pour chaque valeur de V_{PV} la valeur de I_{PV} correspondante. Une fois tous les couples (I_{PV}, V_{PV}) déterminés pour l'heure choisie, il ne reste plus qu'à rechercher la puissance P_{PVmax} et le couple (I_{PV}, V_{PV}) qui y correspond. Nous répétons la procédure décrite précédemment pour toutes les heures.

III.5.3 Présentation des résultats de la modélisation d'un module photovoltaïque

III.5.3.1 Caractéristique courant- tension & puissance-tension

Une première manière d'étudier la cohérence du modèle développé est d'étudier l'allure des caractéristiques courant-tension et puissance-tension obtenues. C'est ce que nous permet de faire les figures suivantes :

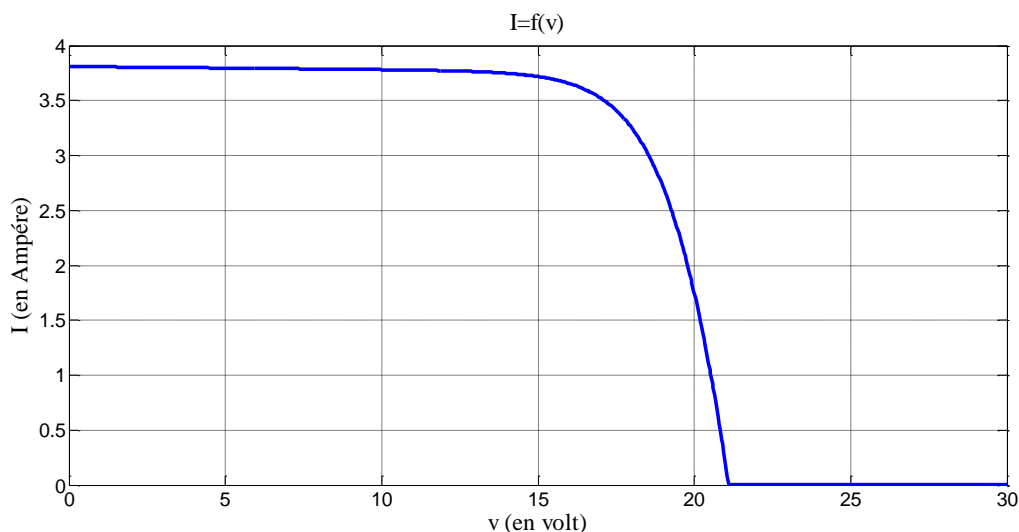


Figure (3.3) : Caractéristiques courant-tension du modèle numérique.

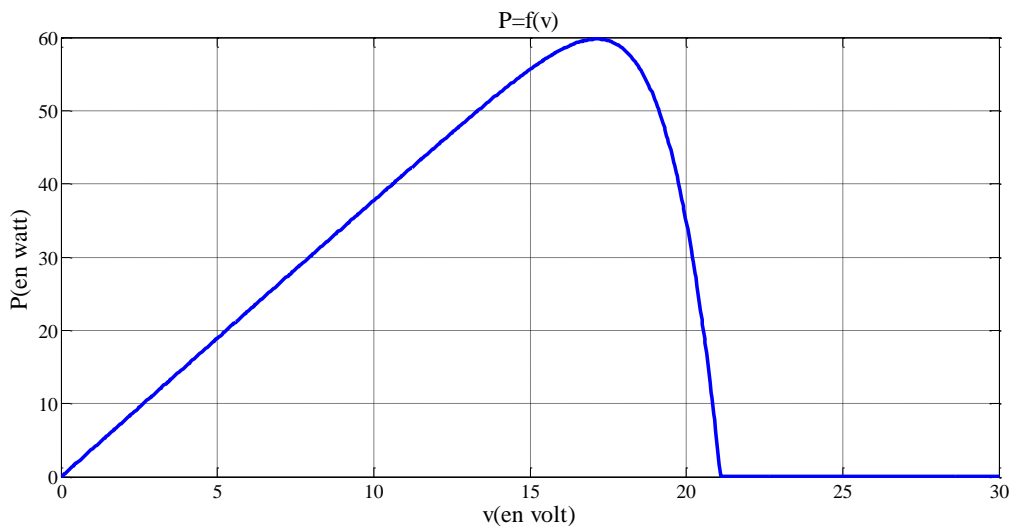


Figure (3.4) : Caractéristiques puissance-tension du modèle numérique.

Les figures (3.3) (3.4) représentent les courbes $I = f(V)$ et $P=f(V)$ d'un module photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température.

L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse des modules photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m^2 et une température de 25°C .

III.5.3.2 Paramètres influençant le fonctionnement des cellules

Pour confronter un peu plus notre modèle à la réalité, il est nécessaire d'étudier comment certains paramètres, tels que le rayonnement reçu, ou la température de jonction vont influencer la caractéristique courant-tension et puissance -tension. C'est ce qui est fait dans les deux sections suivantes.

III.5.3.2.a Influence de la température de jonction

Si la température de la cellule augmente, le photo-courant I_{ph} augmente également due principalement à la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. Cette augmentation est de l'ordre de $0,1\%$ par degré $^\circ\text{C}$. Le courant directe de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus vite et entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert de l'ordre de 2 mV par cellule [30][31].

La diminution de la puissance fournie est estimée environ de $0,5\%$ par degré pour un module [30][32]. L'influence de la température sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur les figures (3.5), (3.6) pour un éclairage fixe $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

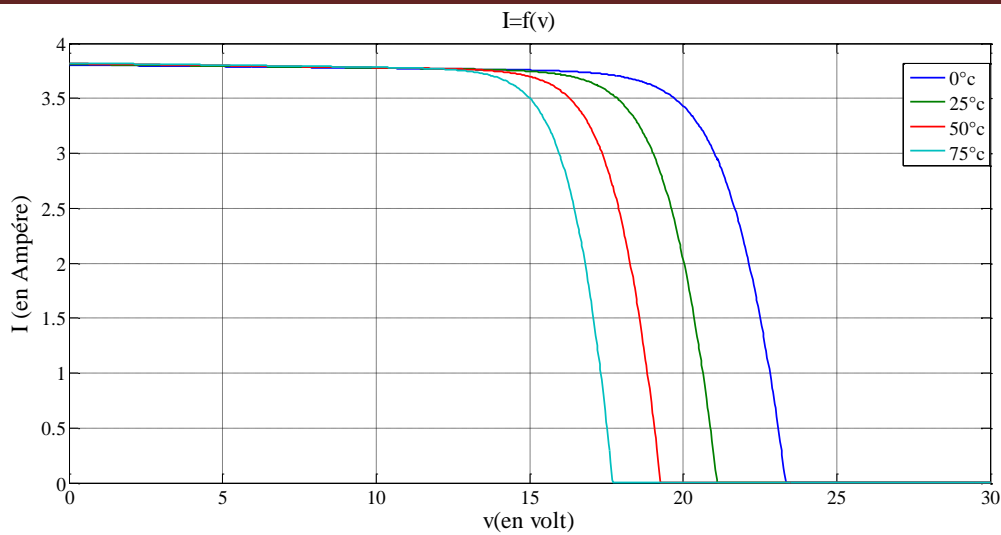


Figure3.5: Courbes I - V modélisées en fonction de la température.

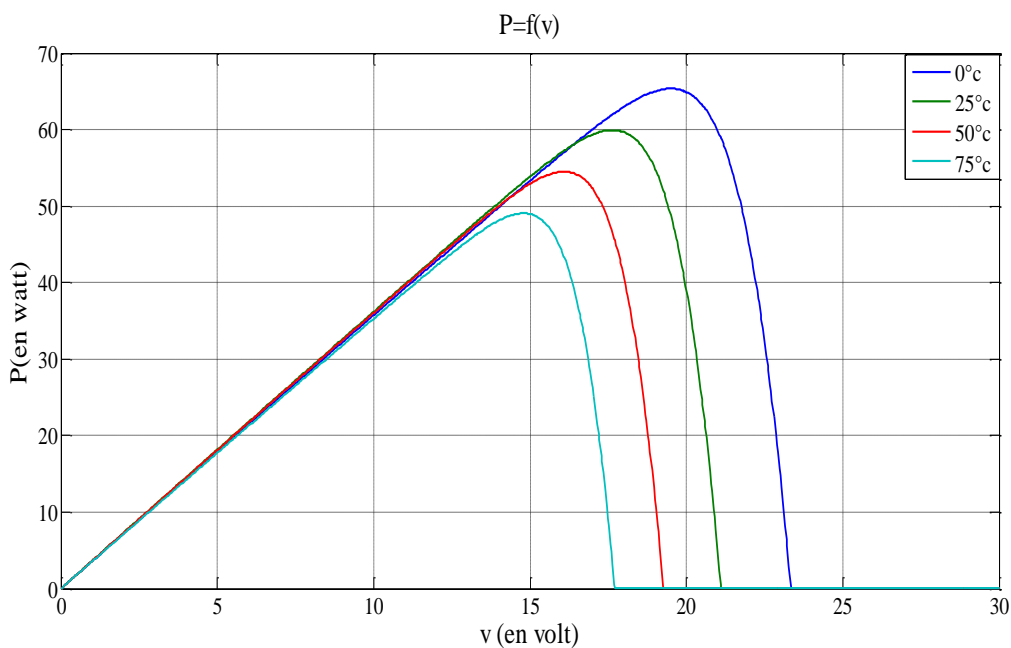


Figure3.6 : Courbes P - V modélisées en fonction de la température.

La courbe caractéristique va présenter des allures différentes selon la température. La tension à vide va diminuer avec la température, à l'inverse du courant de court-circuit. La variation de tension à vide est pratiquement compensée par la variation du courant de court-circuit, et la puissance nominale fournie par une cellule va donc varier très légèrement avec la température de jonction.

III.5.3.2.b Influence de l'éclairement

Les figures (3.7) et (3.8) présentent l'influence du flux lumineux sur les caractéristiques de la cellule solaire $I = f(V)$, $P = f(V)$ pour différents niveaux de rayonnement à une température constante $T = 25^\circ\text{C}$.

Il est clair que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, mais reste quasiment identique même à faible éclairement.

Ceci implique donc que :

- La puissance optimale de la cellule (PM) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement;
- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension.

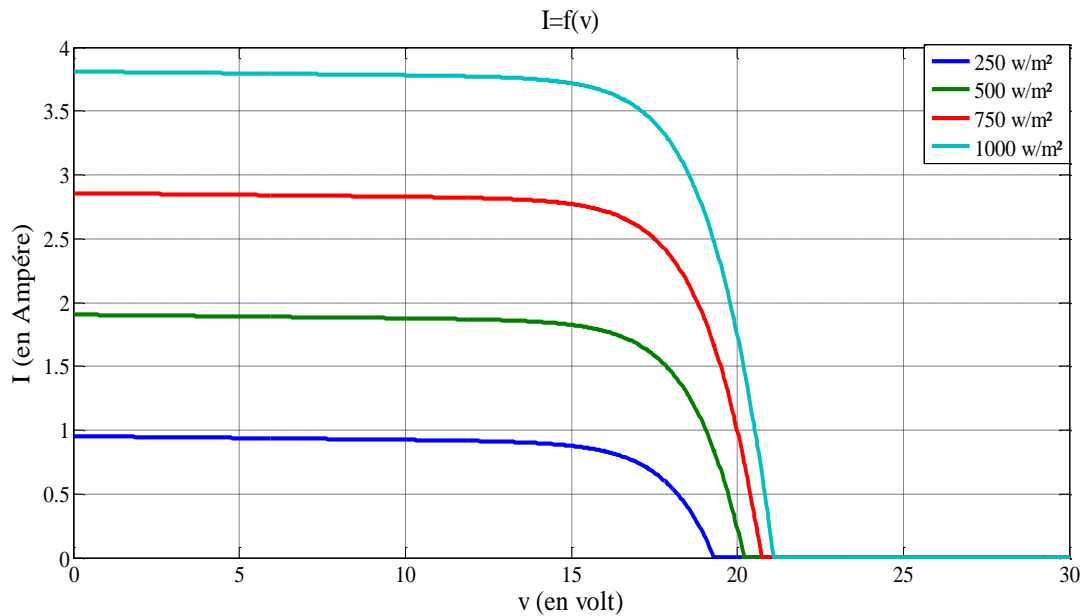
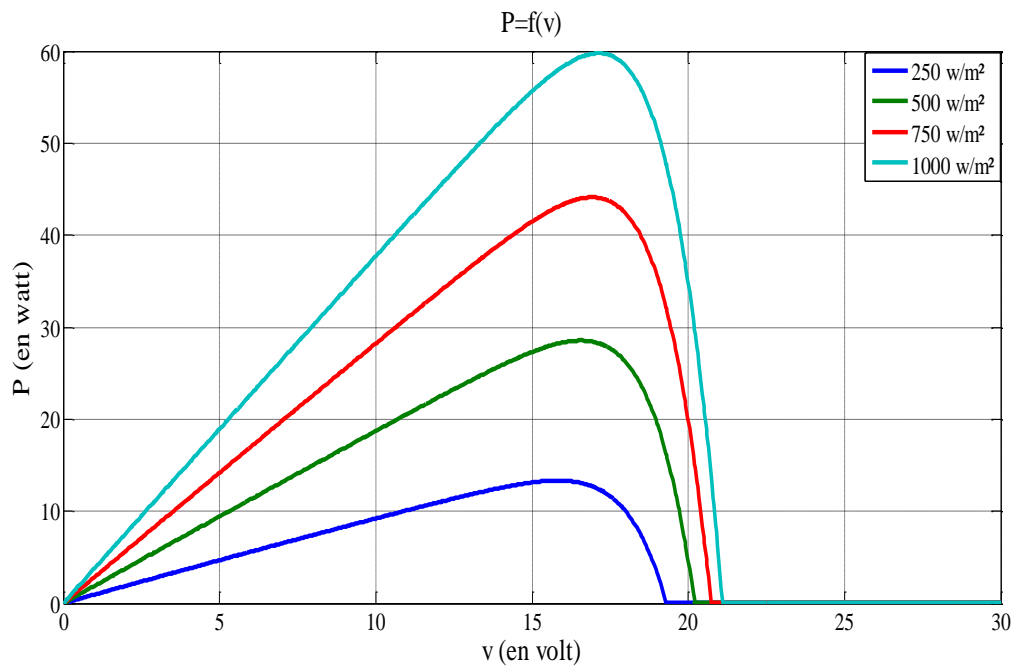


Figure (3.7) : Caractéristiques courant-tension en fonction de l'éclairement.



Figure(3.8) : Caractéristiques puissance-tension en fonction de l'éclairement.

III.5.3.2.c Influence simultanée de l'éclairement et de la température

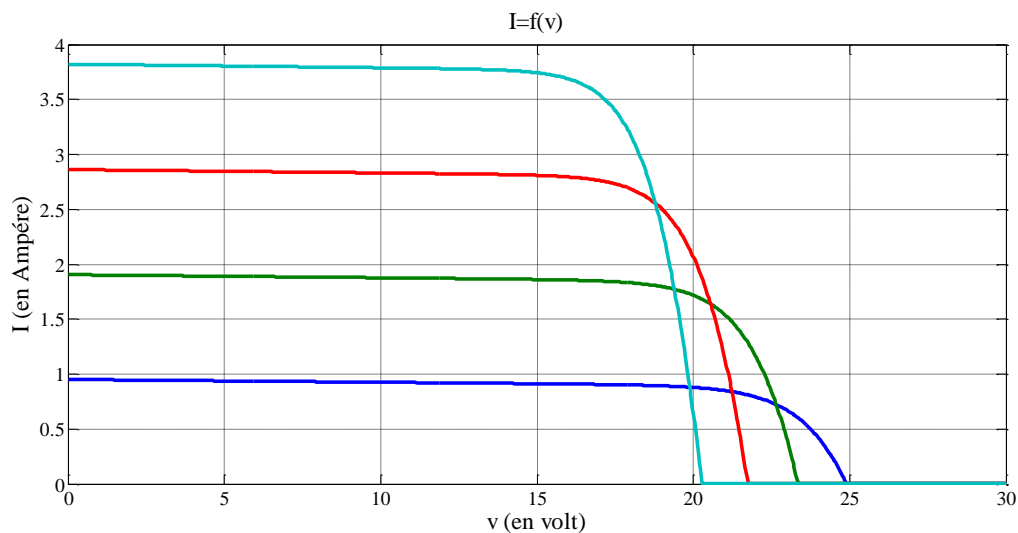


Figure (3.9) : Courbes I-V en fonction combinée de l'éclairement et de la température.

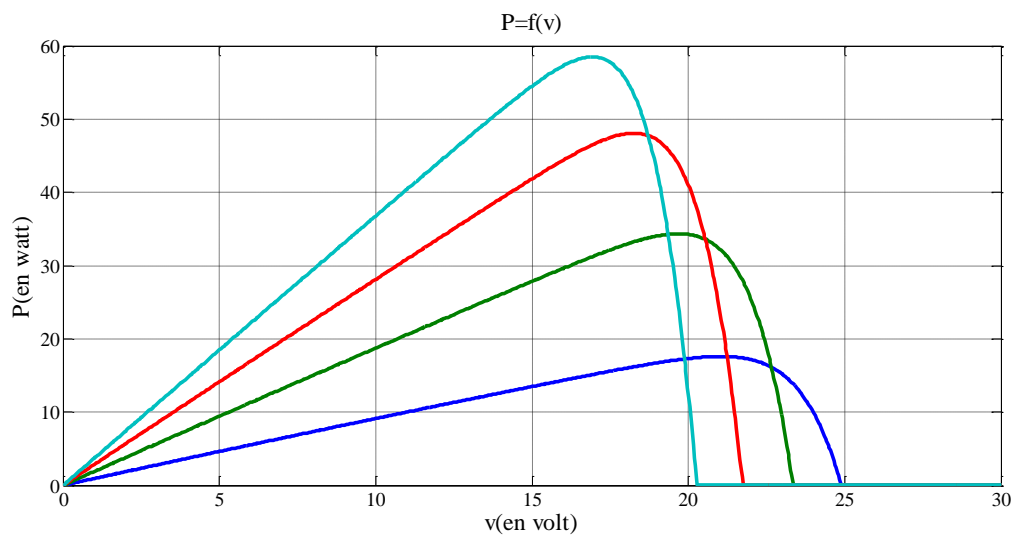
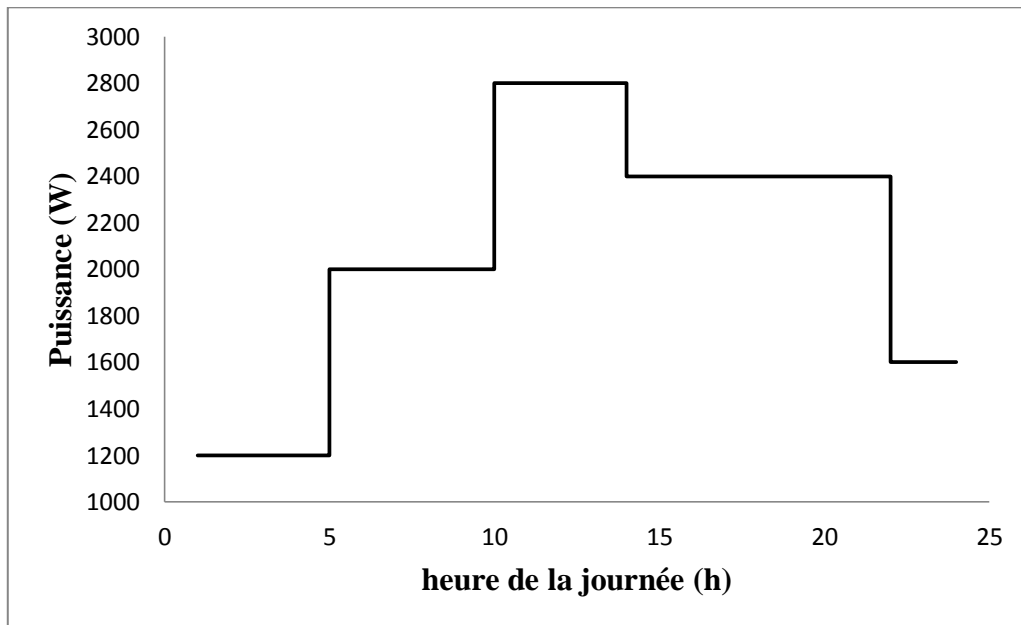


Figure (3.10) : Courbes P-V en fonction combinée de l'éclairement et de la température.

D'après ces courbes on peut voir les deux variations en même moment. Pour une diminution de l'éclairement et de la température on a une augmentation de la tension et une diminution de courant. Dans ce cas on peut dire que la température agit sur l'inverse de la tension et que l'éclairement agit directement sur le courant.

III.6 Profil de consommation d'énergie électrique

Le profil de consommation d'énergie électrique adopté dans cette étude est celui représenté à la figure (3.11). Ce profil de consommation journalière est pratiquement identique pour chaque jour de l'année, et correspond au profil de consommation généralement rencontré dans les sites isolés.



Figure(3.11) : Profil de consommation

III.7 Gestion de stockage et de distribution d'énergie

L'organigramme de la gestion du système est représenté à la figure (3.12). la gestion de ce système de stockage électrochimique et de la charge est assurée par un système de régulation à coupure à deux seuils d'état de charge SOCmax et SOCmin selon le principe suivant [17] :

Le dispositif électronique mesure à chaque instant la tension de la batterie V_b (dans ce cas : état de charge SOC) et la compare aux états de référence précités.

Tant que SOC est inférieur à SOCmax, la batterie se charge normalement.

Mais, lorsque SOC est supérieur ou égal à SOCmax et que le courant des modules I_{pv} est supérieur au courant de charge I_l , le générateur est déconnecté.

Par contre, si l'état de charge SOC est inférieur à SOCmax et que le courant I_{pv} est inférieur au courant de charge I_l , la batterie continue à être chargée.

Si la tension de la batterie atteint le seuil bas (état de charge Soc est égale à SOCmin), l'utilisation est alors déconnectée et la batterie se charge.

Si la tension de la batterie atteint le seuil bas (état de charge Soc est égale à SOCmin) et le courant des modules I_{pv} est supérieur au courant de charge I_l , la batterie continue à être chargée.

Par contre, si le courant des modules I_{pv} est inférieur au courant de charge I_l , donc on est dans une heure de pénurie ou il faut initialiser tout le système de la première heure de l'année avec une incrémentation de la taille du champ photovoltaïque.

La liaison est ainsi rétablie, dès que l'état de charge SOC atteint une certaine valeur bien définie.

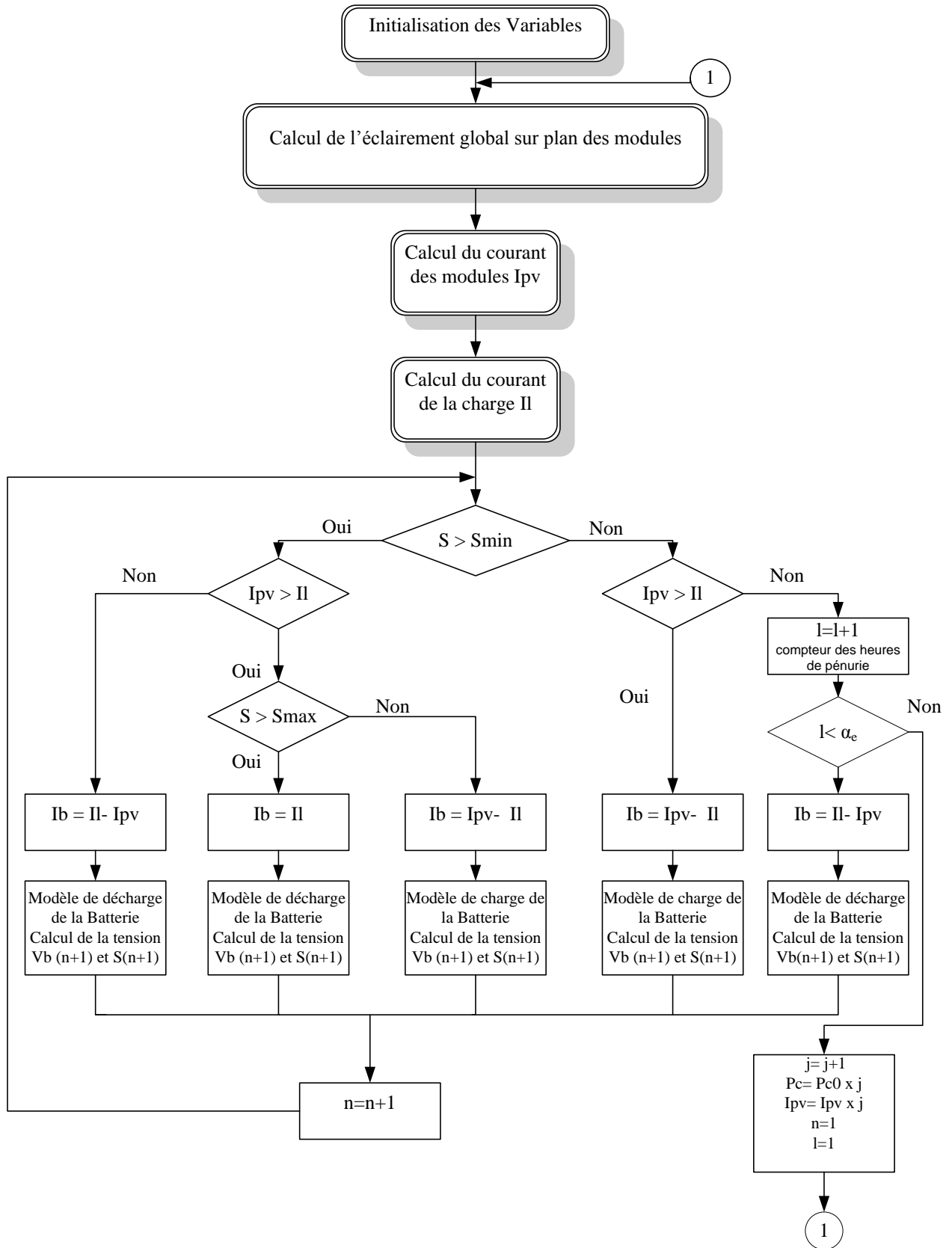


Figure (3.12) : Organigramme de gestion du système de stockage électrochimique

III.8 Critères de dimensionnement

Les principaux critères de dimensionnement choisis dans le cadre de cette étude sont les suivants :

- ✓ La pénurie
- ✓ Le cout de l'installation

Ces deux critères cités précédemment ont le principal avantage de traduire, ce que les utilisateurs pensent des systèmes photovoltaïques.

Notion et définition de la pénurie

Le mode choisi de production de l'énergie étant du type centralisé, en partant de l'hypothèse que les utilisateurs sont des simples abonnés, payant ainsi l'énergie électrique utilisée.

Ces utilisateurs accepteraient donc difficilement de ne pouvoir disposer d'énergie en un moment donné. il en est supposé que ces derniers exigent une satisfaction totale de tous leurs besoins à chaque instant de la journée.

Nous dirons qu'il y a pénurie, quand la puissance demandée est supérieure à celle fournie par le champ de modules photovoltaïques et les éléments de batterie sont déchargés au seuil minimal, la gestion interdit alors toute fourniture d'énergie aux abonnés.

A chaque instant ou cela se produit est comptabilisée par le programme de simulation comme heure de pénurie.

III.9 Recherche de la solution optimale

III.9.1 Problème posé

Le problème consiste à la détermination de la puissance crête P_c du champ photovoltaïque et de la capacité nominale C_s du système de stockage électrochimique, correspondant au cout total minimal de l'installation.

III.9.2 Méthode de dimensionnement

La méthode, qu'il a été adopté pour effectuer le dimensionnement dans cette étude, est que la puissance crête P_c et la capacité nominale C_s sont considérées comme variables, les autres sous-systèmes restant à cout constant.

Les principaux couts financiers en investissement, qui sont liées à la réalisation et à l'installation d'une centrale photovoltaïque, peuvent être décomposés selon certaines rubriques, à savoir [17] :

- ✓ Cout relatif aux études de conception
- ✓ Cout relatif aux équipements et matériels solaires
 - modules photovoltaïques
 - régulateur de charge et de décharge
 - Onduleur
 - éléments de batterie
 - diverse fournitures...
- ✓ Cout de l'installation du système sue site
- ✓ Cout des travaux de génie civil
- ✓ Installation et mise en fonctionnement de la centrale

A cet effet, le cout global de l'installation d'un système photovoltaïque de puissance, soit C_T , peut être exprimé selon l'expression suivante :

$$C_T = A.P_c + B.Q_s + C_{T0} \quad (3.1)$$

Avec :

A : cout du watt crête du module photovoltaïque (€/Wc)

B : cout du kilowattheure de la batterie (€/kWh)

Q_s : quantité d'énergie dans la batterie (kWh)

C_{T0} : la somme des couts de tous les autres sous-systèmes, d'études de conception, d'installation du système sur site (€)

III.9.2.a Description de la méthode

Dans le programme de simulation établi, un paramètre α_e correspondant au nombre d'heures de pénurie a été défini. Ce nombre (α_e) est déterminé pour chacun des couples (P_c , C_s) et cela sur l'année entière.

Pour qu'il y ait une continuité des courbes α_e en fonction de P_c et C_s , de très faibles variations ΔP_c et ΔC_s ont été considérées.

Nous pouvons remarquer que le nombre d'heures de pénurie α_e peut également résulter de diverses combinaisons réalisées entre la puissance crête P_c du champ et la capacité nominale C_s du système de stockage. La solution optimale retenue serait toujours celle correspondant au coût global minimum de l'installation.

III.9.2.b Solution du problème

C'est à partir des résultats issus du programme de simulation élaboré, que la capacité C_s en fonction de la puissance crête P_c a été déterminée. La représentation analytique de la variation du coût total du système photovoltaïque dans le plan ainsi défini P_c - C_s est effectivement une droite (Δ) de pente $(-\frac{A}{B})$. Cette dernière coupe l'axe des puissances crêtes P_c au point $\frac{C_T - C_{T0}}{B}$ et l'axe des capacités nominales C_s au point $\frac{C_T - C_{T0}}{A}$ (voir figure(3.13))

C'est ainsi que pour un nombre d'heures de pénurie donné α_{e1} , la droite (Δ) précédemment effectuée coupe la courbe $C_s = f(P_c)$ en deux points P1 et P2. Ces derniers correspondent à la même condition de fonctionnement du système et au même coût C_{T1} .

La solution optimale est donnée par le couple qui correspond au point de tangence de la droite (Δ) avec la courbe $C_s = f(P_c)$ (figure (3.14)) et qui correspond au coût minimal de l'installation illustrée dans la figure (3.15).

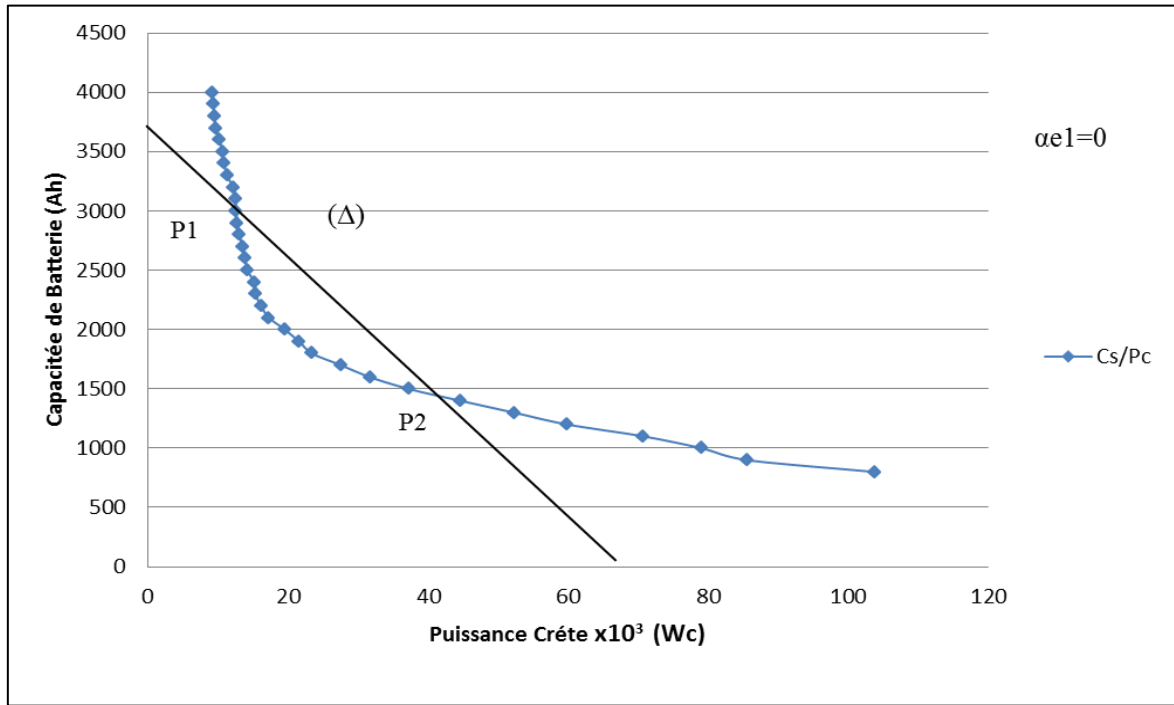


Figure (3.13) : Variation de Cs en fonction de Pc

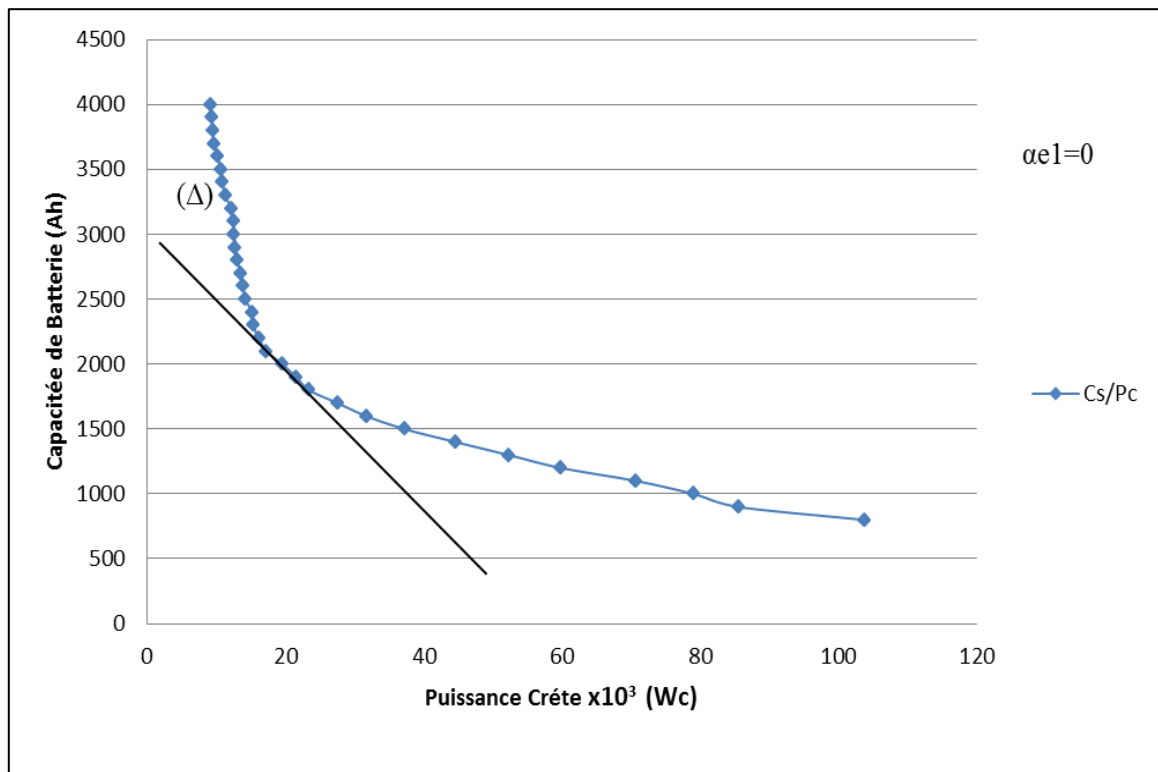


Figure (3.14) : courbe d'autonomie du système PV

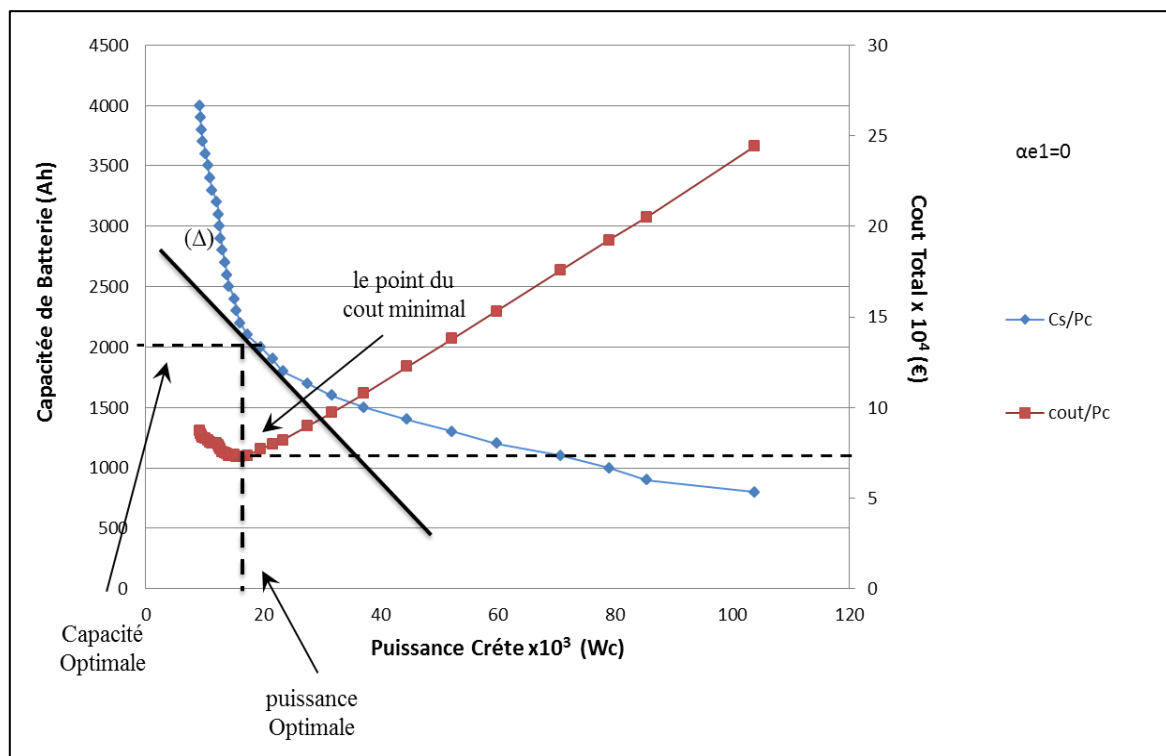


Figure (3.15) : Méthode analytique pour la détermination du coût minimal

III.10 Contraintes à respecter pour le dimensionnement de la batterie

Considérant que la batterie est le sous-système le plus sensible dans un système photovoltaïque, les contraintes d'ordre technique doivent être respectées. Dans le cas de batterie au plomb acide utilisée, on doit avoir :

-en charge : $0.02 C_{10} < I_c < 0.2 C_{10}$

-en décharge : $I_d < 0.1 C_{10}$

Par ailleurs, pour que le stockage puisse se comporter de façon satisfaisante en cas de faible ensoleillement prolongé, il faudrait tenir compte du fait d'avoir un gros parc d'éléments de la batterie risque d'augmenter la durée de la pénurie. En effet, pour le même ensoleillement, un gros parc d'éléments de la batterie mettrait plus de temps à se charger ; donc, tout le champ photovoltaïque sera disponible plus longtemps.

III.11 Description de la méthode de dimensionnement basée sur le modèle journalier du rayonnement solaire

Ou nous avons optée pour un dimensionnement du système (la taille du champ photovoltaïque et capacité de batterie) qui c'est basé par l'introduction d'un facteur k_r qui est estimée d'après l'agence international d'énergie AIE ; dans une plage de $0.55 < k_r < 0.65$. à l'aide des expressions analytiques ; qui ont été développées pour permettre le calcul de P_c (puissance crête du système) et C_s (capacité de la batterie du système) ainsi que le cout total de l'installation de notre système photovoltaïque C_T ; qui est déjà traitée dans la partie du prédimensionnement horaire.

$$P_c = \frac{DE * P_i}{EGI * k_r} \quad (3.2)$$

DE : Demande énergétique journalière (wh)

EGI : l'éclairement journalier du mois le plus défavorable (wh/m²)

P_i : Puissance d'éclairement aux conditions STC (1000 w/m²)

k_r : facteur

$$C_s = \frac{DE * A}{DOD * V_b} \quad (3.3)$$

A : autonomie de la batterie (jours)

DOD : profondeur de décharge pris à 80%

V_b : tension de la batterie (V)

III.12 Analyse de la sensibilité du système PV

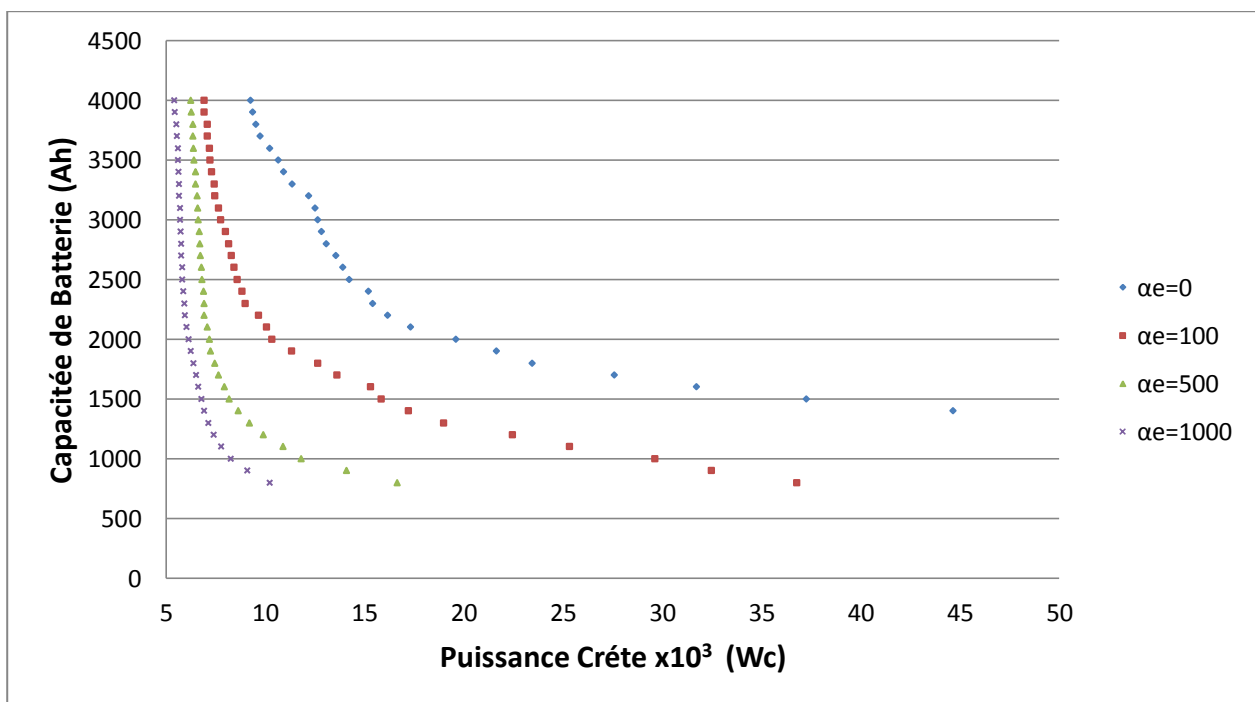
Pour bien appréhender le fonctionnement du système avant de choisir la taille définitive devant assurer la satisfaction des besoins (nécessairement pour le profil de consommation retenu). Une architecture de référence pour le site étudié a été choisie sur les deux profils du rayonnement solaire horaire et journalier.

III.12.1le profil horaire du rayonnement solaire

Nous allons constater l'influence de la durée de pénurie sur le dimensionnement du système ; telle que une très faible variation ΔP_c et ΔC_s qui ont été considérées présentée sur la figure (3.16).

Chaque point de ces courbes représente un couple (P_c, C_s) . L'ensemble de ces points correspondent à des tailles différentes d'installation, pour lesquelles une même satisfaction des besoins a été obtenue, à savoir un nombre identique d'heures de pénurie annuelle.

La courbe d'iso-satisfaction correspondante à $\alpha_e = 0$ peut s'appeler également courbe d'autonomie du système (α_e étant le nombre d'heures de pénurie annuelle). chaque point de cette courbe représente un couple (P_c, C_s) , assurant l'autonomie complète du système, pour les condition de référence adaptées pour ce dimensionnement.



Figure(3.16) : influence du nombre d'heure de pénurie α_e sur le dimensionnement horaire

Le tableau (3.1) ci-dessous présente le dimensionnement optimal horaire des différentes tailles du système photovoltaïque ainsi déterminées pour le site étudié en fonction de la variation de nombre d'heures de pénurie et le cout d'investissement minimal de l'installation.

Tableau 3.1

Nombre d'heure de Pénurie (α_e)	Cout minimal de l'installation (€)	Puissance crête de l'installation (W)	Capacité de la Batterie (Ah)
0	72573.33	15408	2300
100	56293.33	10332	2000
500	42000	9900	1200
1000	34986.66	8244	1000

III.12.2 le profil journalier du rayonnement solaire

Le tableau (3.2) ci-dessous présente un dimensionnement optimal du système basé sur un profil journalier du rayonnement solaire ; tenant compte du cout minimal de l'installation et l'influence de la variation du facteur k_r sur la taille du champ photovoltaïque.

Tableau 3.2

Facteur k_r	Cout minimal de l'installation (€)	Puissance crête de l'installation (W)	Capacité de la Batterie (Ah)
0.55	118382.22	23272	4000
0.6	114073.33	21333	4000
0.65	110426.67	19692	4000

III.13 Le dimensionnement fin

C'est l'architecture la plus acceptable du point de vue de la satisfaction des besoins et du coût qui a été déterminée, en utilisant les courbes d'autonomie et d'iso-coût effectuées ; à partir du programme de simulation établis pour les deux profils du rayonnement solaire durant une année.

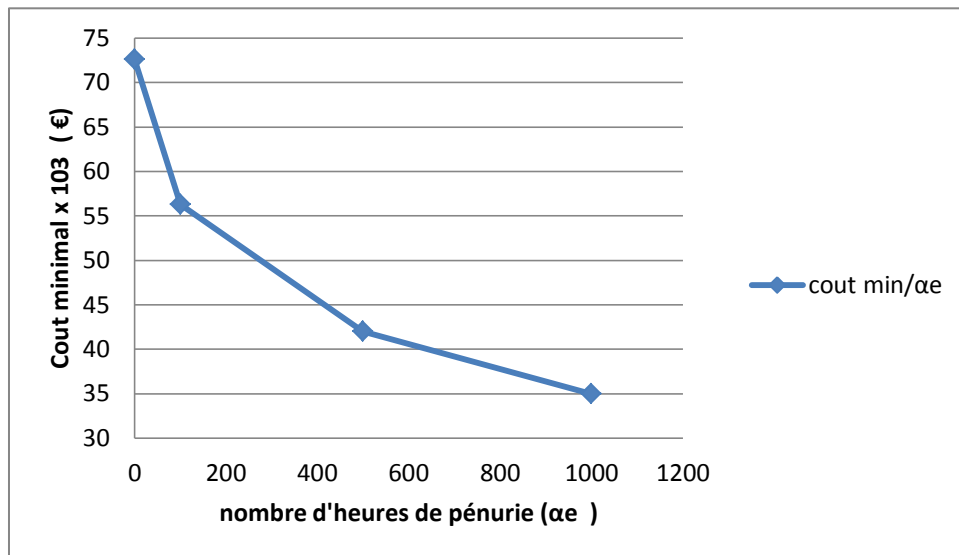
III.13.1 le profil horaire du rayonnement solaire

Le tableau (3.3) et la figure (3.17) ci-dessous illustrent l'augmentation du coût d'effacement de l'heure de pénurie avec la diminution de la durée de pénurie.

En effet que pour 100 heures de pénurie nous remarquons un gain en terme du coût d'investissement par rapport les autres heures de pénurie, donc ce résultat probablement peut être le choix de la taille définitive de l'installation et pourraient être admise par les utilisateurs.

Tableau 3.3

Intervalle de pénurie	Coût d'effacement de l'heure de pénurie (€/heure)
0-100	16280
100-500	14293.33
500-1000	7013.34



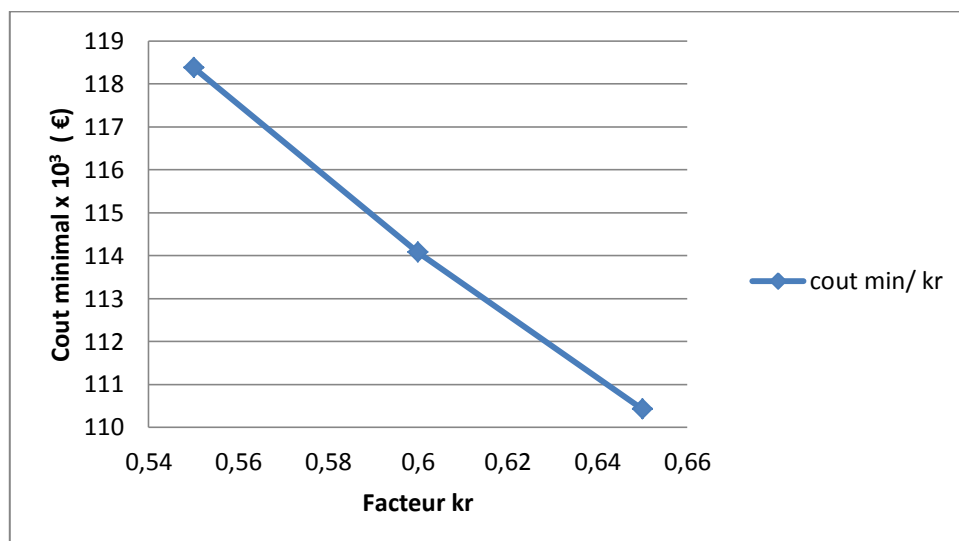
Figure(3.17) : variation du cout de l'investissement de l'installation en fonction de la pénurie

Tout cela démontre que les deux critères retenus, c'est-à-dire : pénurie et cout de l'installation sont très significatifs dans le dimensionnement d'un système solaire photovoltaïque.

III.13.2 le profil journalier du rayonnement solaire

Nous voyons clairement que le gain présenté par le facteur k_r qui vaut 0.6 est plus important que celui de 0.65 d'après la figure ci-dessous ; qu'illustre l'évolution du cout d'investissement global de notre installation en fonction du facteur k_r ;

Ce constat nous pourra conduire à choisir la taille définitive du champ photovoltaïque sur un profil journalier du rayonnement solaire durant une année.



Figure(3.18) : variation du cout de l'investissement de l'installation en fonction de k_r

III.14 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le programme de simulation ; qui a été établie pour le dimensionnement du notre système photovoltaïque sur les deux profils horaire ainsi journalier, Ou nous avons constaté que le dimensionnement horaire est mieux optimal que celle du journalier en terme de cout global ainsi la taille du système photovoltaïque.

D'autre part nous avons vu les principaux critères influençant sur le choix de la taille du système qui sont la pénurie et le facteur k_r ; et ses impacts sur le cout de l'installation.

Compte tenu du fait qu'il est très difficile de prévoir le temps qu'il fera les années à venir, il apparait qu'il sera très difficile pour le concepteur de trouver une taille du système capable de garantir réellement l'autonomie en utilisant les critères classiques d'optimisation technico-économiques uniquement ; donc il faut aller vers une étude plus détaillée qui c basée sur une analyse des indicateurs de performances, et cette dernière va être présentée dans le prochain chapitre.

Chapitre IV

Analyse Des Performances

IV. Introduction

L'analyse des performances des systèmes photovoltaïques autonomes (SAS) n'est pas aussi simple que pour les systèmes connectés au réseau. Une mauvaise performance ne signifie pas que le système rencontre des problèmes techniques, mais peut aussi être la conséquence d'une mauvaise adéquation entre la production et la charge, un mauvais dimensionnement peut en être la source également.

Dans ce chapitre, nous allons essayer de voir à quel point le profil du rayonnement solaire peut affecter les performances des systèmes photovoltaïques.

En utilisant des indices de performances et certains coefficients indicateurs publiés dans IEA PVPQS Task 2 ([33], [34]), nous procéderons à la quantification des différences en termes de performance entre les deux techniques de dimensionnement déjà décrites dans le chapitre 3.

IV.1. Quantités existantes pour l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques

Les quantités généralement utilisés pour évaluer la performance de SAS sont les suivants:

$$Y_a = E_a / P_o \text{ (kWh/kWp.d)} \quad (4.1)$$

$$Y_r = E_{Gi} / E_{Gs} T_c \text{ (kWh/kWp.d)} \quad (4.2)$$

$$Y_f = E_p V / P_o \text{ (kWh/kWp.d)} \quad (4.3)$$

$$L_c = Y_r - Y_a \text{ (kWh/kWp.d)} \quad (4.4)$$

$$L_s = Y_a - Y_f \text{ (kWh/kWp.d)} \quad (4.5)$$

$$PR = Y_f / Y_r \quad (4.6)$$

Y_a : Le rendement du champ rapporté à l'énergie produite par le champ photovoltaïque,

Y_r : Le rendement de référence rapporté à l'énergie reçue sur le plan des modules photovoltaïques,

Y_f : Le rendement final rapporté à l'énergie utilisée par le consommateur,

L_c : Les pertes de captation du rayonnement solaire par le champ PV

L_s : Les pertes du système occasionnées par les différents équipements composant le système PV.

L'indice de performance (PR) a été introduit pour caractériser le fonctionnement du système quelle que soit l'application envisagée. PR montre comment l'énergie potentielle d'un système PV est utilisée. Cette énergie potentielle est définie dans les Conditions standards de tests (STC).

IV.2. Introduction de nouveau coefficients

IV.2.1 Le facteur d'utilisation (UF)

Un SAS qui ne fonctionne pas correctement affiche un faible PR. Mais comme il a été démontré que ce n'est pas réciproque. Afin d'avoir une idée sur la façon dont le système utilise le potentiel de l'énergie solaire, un nouveau facteur a été introduit, définie comme suit:

$$UF = E_a / E_{pot} \quad (4.7)$$

En systèmes autonomes E_{pot} est déterminée en mesurant le courant du générateur photovoltaïque, même pendant les déconnexions. Dans un système connecté au réseau E_{pot} est égale à l'énergie E_{inp} à l'entrée de l'onduleur.

IV.2.2 Le facteur de Production (PF)

Le facteur de production PF nous renseigne sur le taux d'énergie photovoltaïque produite par rapport à celle reçue sur le plan des modules PV, son expression est donnée par l'équation suivante :

$$PF = E_a / (P_o \cdot E_{Gi} / E_{Gstc}) = Y_a / Y_r \quad (4.8)$$

En introduisant :

$$\eta_{sys} = Y_f / Y_a \quad (4.9)$$

$$PR / PF = \eta_{sys} = Y_f / Y_a \quad (4.10)$$

L'efficacité du système, la relation entre les PR et PF, est plus ou moins une fonction linéaire comme UF.

IV.3. Analyse des résultats issus du dimensionnement basé sur le modèle horaire du rayonnement solaire global.

IV.3.1. Rendement final Y_f rapporté à l'énergie photovoltaïque utilisée

La figure 4.1 nous montre la variation de la valeur moyenne mensuelle de Y_f pour trois cas du nombre d'heures de pénurie qui sont 0h, 100h et 500 heures de pénurie. Il est tout à fait clair que la courbe de Y_f relative à 100 et 500 heures de pénurie présentent de meilleures performances par rapport à celle de 0h de pénurie), et en dépit de cela, le rendement final Y_f de 100h de pénurie présente une légère hausse par rapport à celui de 500h.

On notera également que les maximales de Yf sont atteintes au mois d’Aout alors que les minimales en sont au mois de Février. Ce constat est en adéquation avec la variation de l’irradiation solaire du site.

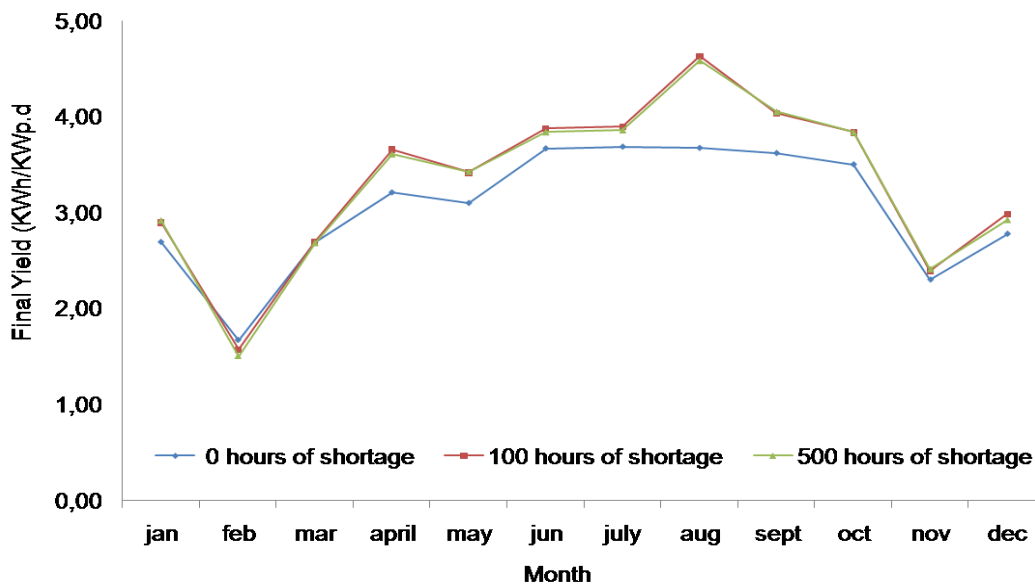


Figure 4.1 :Variation de la valeur moyenne mensuelle de Yf

Le tableau 4.1 affiche les valeurs maximales et minimales ainsi que les moyennes du rendement final Yf sur une période d’une année.

Tableau 4.1

Yf (KWh/KWc,j)	Valeurs Min	Valeurs Max	Moyennes
nh = 0	1.67	3.69	3.05
nh = 100	1.58	4.63	3.33
nh = 5000	1.50	4.58	3.30

IV.3.2. Les pertes du système Ls

Pour étudier les performances d’un système PV autonome ou raccordé au réseau, il est judicieux, voir impératif, d’estimer les pertes du système Ls occasionnées par les différents équipements constituant le système PV, à savoir : le système de régulation, les batteries, le ou les onduleurs et le câblage.

La figure 4.2 donne les moyennes mensuelles des pertes Ls du système pour les trois cas de figure (0h, 100h et 500h de pénurie). A vue globale, nous remarquons les pertes Ls relatives pour le cas de 100h de pénurie sont les plus faibles sur l’ensemble des mois de l’année.

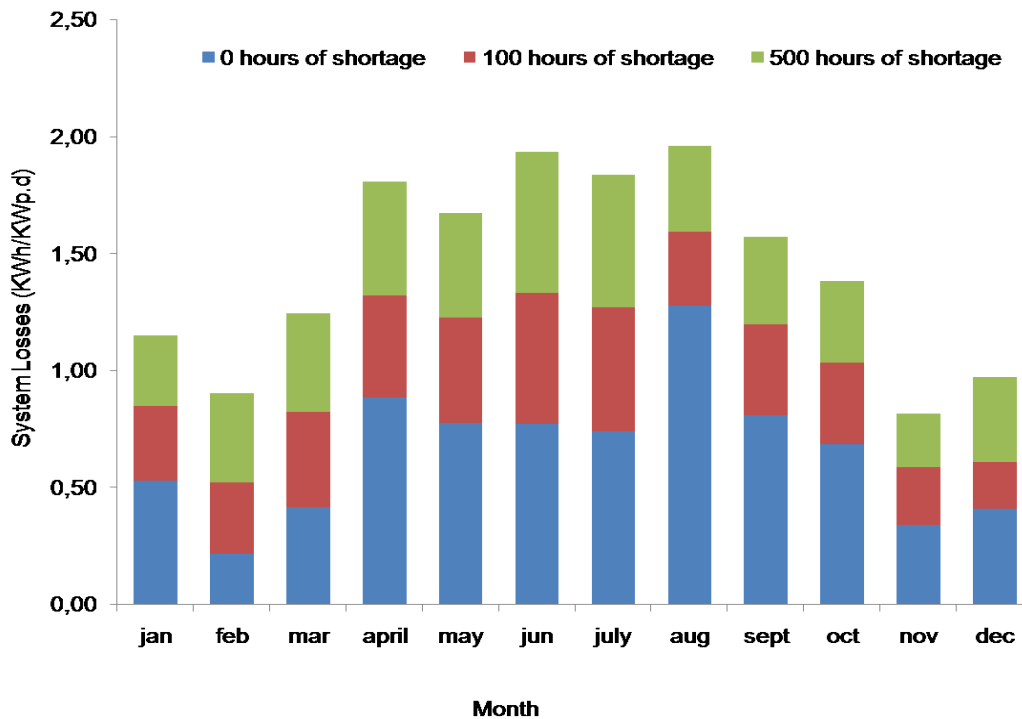


Figure 4.2 :Variation de la valeur moyenne mensuelle de Ls

Le Tableau 4.2 donne les valeurs maximales et minimales de ces pertes du système.

Tableau 4.2

Ls (KWh/KWc,j)	Valeurs Min	Valeurs Max	Moyennes
nh = 0	0.21	1.27	0.65
nh = 100	0.20	0.56	0.38
nh = 5000	0.23	0.60	0.41

IV.3.3. Rendement moyen mensuel du système PR/PF

Le rendement moyen mensuel lié à l'utilisation efficace des composants du système, symbolisé par le rapport PR/PF, est illustré sur la figure 4.3, qui démontre que le cas de dimensionnement établi pour 100 heures de pénurie présente de meilleures valeurs de ce rendement allant de 75% à 93% comme le montre le Tableau 4.3.

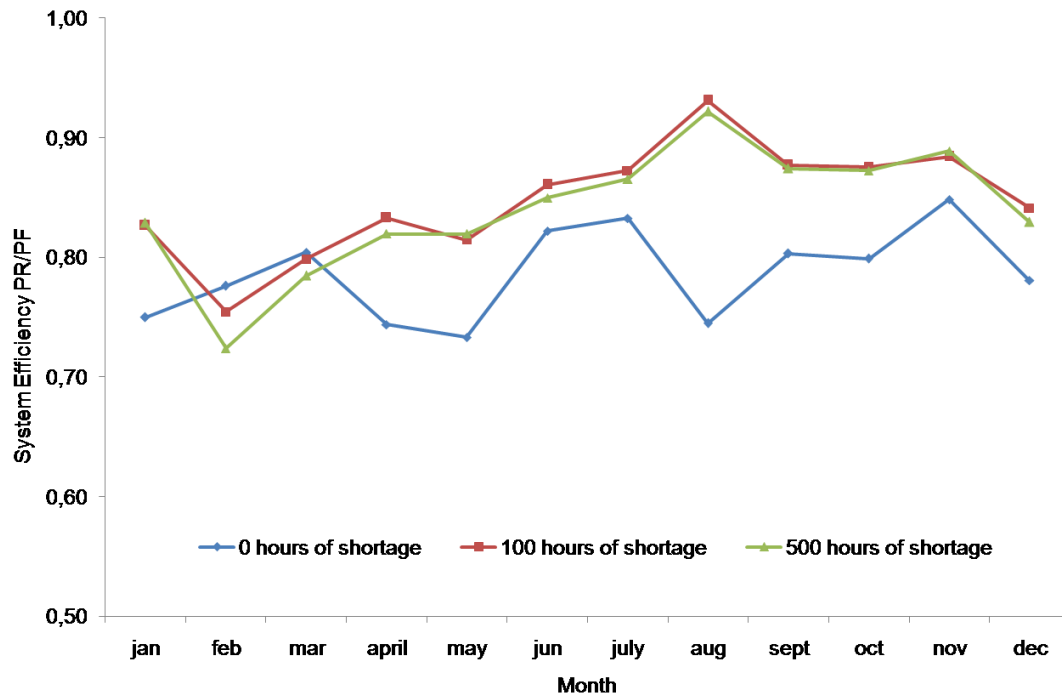


Figure 4.3 : Variation de la valeur moyenne mensuelle du rendement du système PR/PF

Tableau 4.3

PR/PF	Valeurs Min	Valeurs Max	Moyennes
nh = 0	0.66	0.78	0.73
nh = 100	0.75	0.93	0.85
nh = 5000	0.72	0.88	0.82

On peut conclure pour cette partie que le dimensionnement du système PV pour une pénurie tolérée de 100h présente relativement de meilleures performances par rapport aux autres cas de figure.

IV.4. Analyse des résultats issus du dimensionnement basé sur le modèle du rayonnement solaire global journalier

Ce type de dimensionnement est le résultat de plusieurs travaux scientifiques regroupés dans les TASKS 1&2 du Programme PVPS de l'Agence Internationale de l'Energie AIE.

Cette méthode de dimensionnement (décrite dans le chapitre 3) est basée sur l'irradiation journalière du site, la demande énergétique du consommateur et un facteur K_r lié aux performances des systèmes PV autonomes.

Dans la même voie d'analyse effectuée sur la précédente méthode, nous allons procéder à l'analyse comparative des résultats issus de cette méthode en prenant les mêmes paramètres et indices de performance.

IV.4.1. Rendement final Y_f rapporté à l'énergie photovoltaïque utilisée

La figure 4.4 nous donne la variation de la valeur moyenne mensuelle de Y_f pour trois valeurs de K_r .

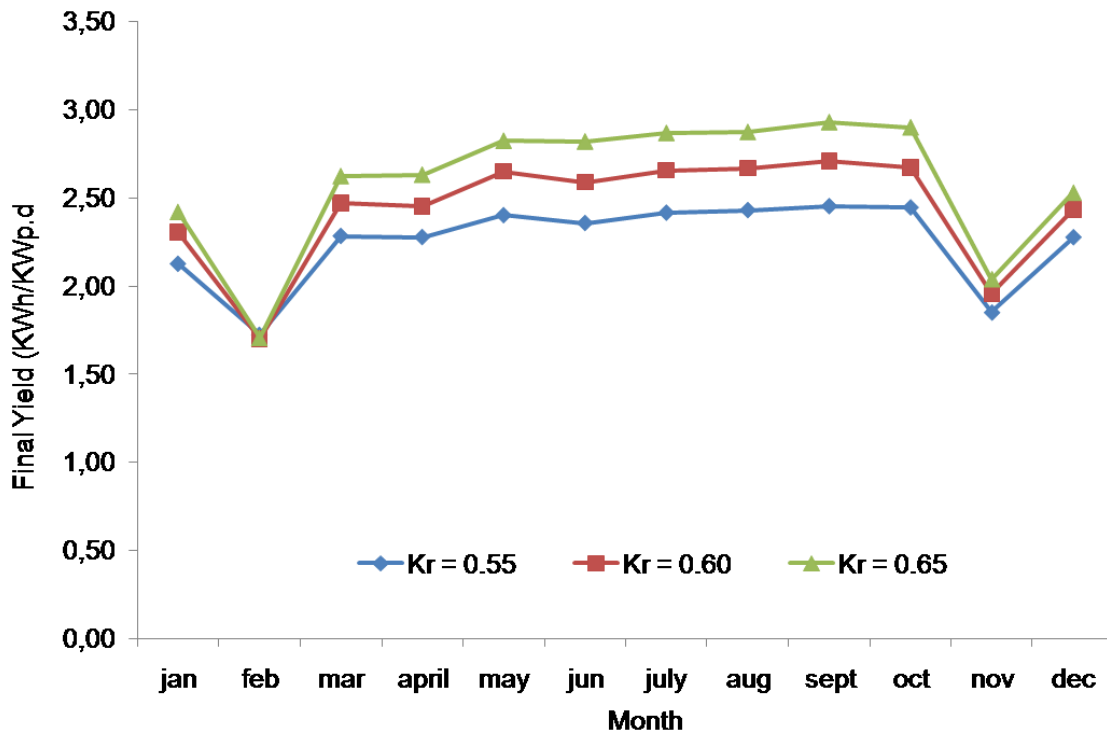


Figure 4.4 : Variation de la valeur moyenne mensuelle de Y_f

On peut noter que ce rendement présente une certaine stabilité sur pratiquement toute l'année excepté pour le mois de Février et le mois de Novembre où on comptabilise de faibles rendements. On remarque également que les performances du système pour le facteur $K_r = 0.65$ sont nettement meilleures par rapport aux autres facteurs ($K_r = 0.55$ et $K_r = 0.60$).

Le tableau 4.4 résume les valeurs extrêmes et moyennes de Y_f pour différents facteurs de K_r .

Tableau 4.4

Y_f (KWh/KWc,j)	Valeurs Min	Valeurs Max	Moyennes
Kr = 0.55	1.72	2.45	2.25
Kr = 0.60	1.70	2.71	2.44
Kr = 0.65	1.70	2.93	2.60

IV.4.2. Les pertes du système Ls

Les pertes du système Ls occasionnées par les différents équipements constituant le système PV pour le cas de $Kr = 0.65$ présentent de faibles valeurs comparées à celles pour le cas de $Kr = 0.60$ et $Kr = 0.55$. Ceci est illustré clairement sur la figure 4.5.

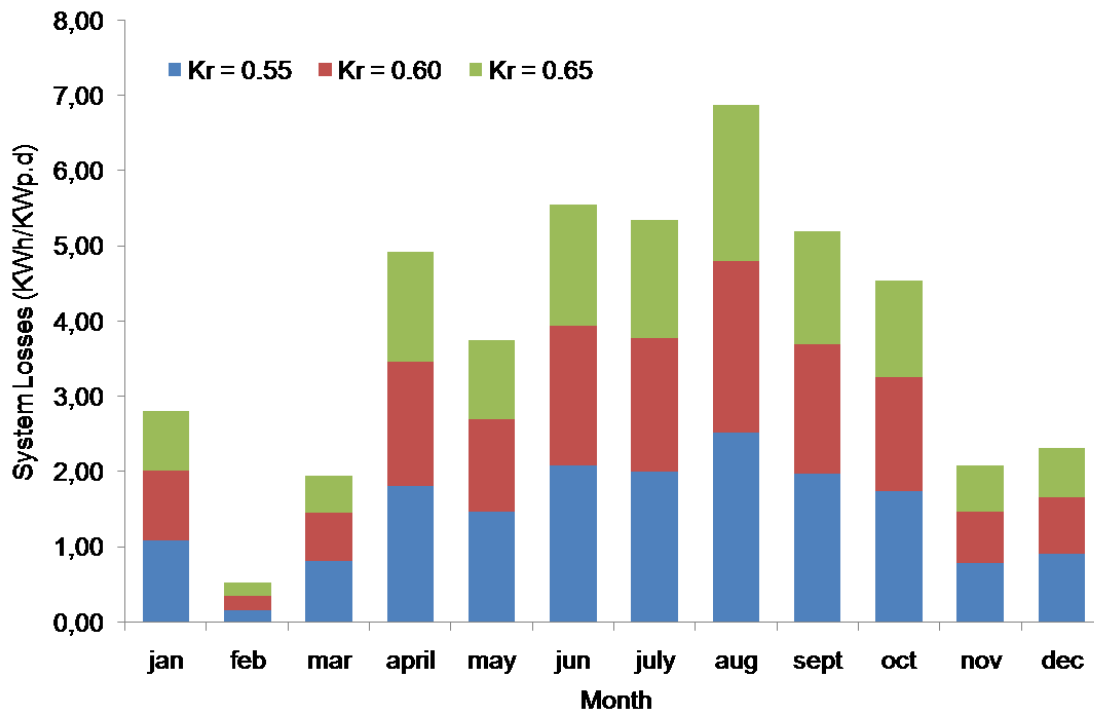


Figure 4.5 : Variation de la valeur moyenne mensuelle de Ls

Les valeurs maximales et minimales ainsi que les valeurs moyennes de Ls sont démontrées dans le tableau 4.5.

Tableau 4.5

Ls (KWh/KWc,j)	Valeurs Min	Valeurs Max	Moyennes
Kr = 0.55	0.16	2.52	1.45
Kr = 0.60	0.19	2.29	1.27
Kr = 0.65	0.18	2.08	1.11

IV.4.3. Rendement moyen mensuel du système PR/PF

La variation du rendement moyen mensuel lié à l'utilisation efficace des composants du système PR/PF est affichée dans la figure 4.6. Il s'avère que les rendements du système pour le cas de $Kr = 0.65$ restent un peu plus élevés que les rendements des deux autres cas de figure ($Kr = 0.55$ & $Kr =$

0.60). On dénote aussi, comme le montre le Tableau 4.6, que le rendement du système PR/PF, pour le cas de $Kr = 0.65$, varie entre 59% et 78%.

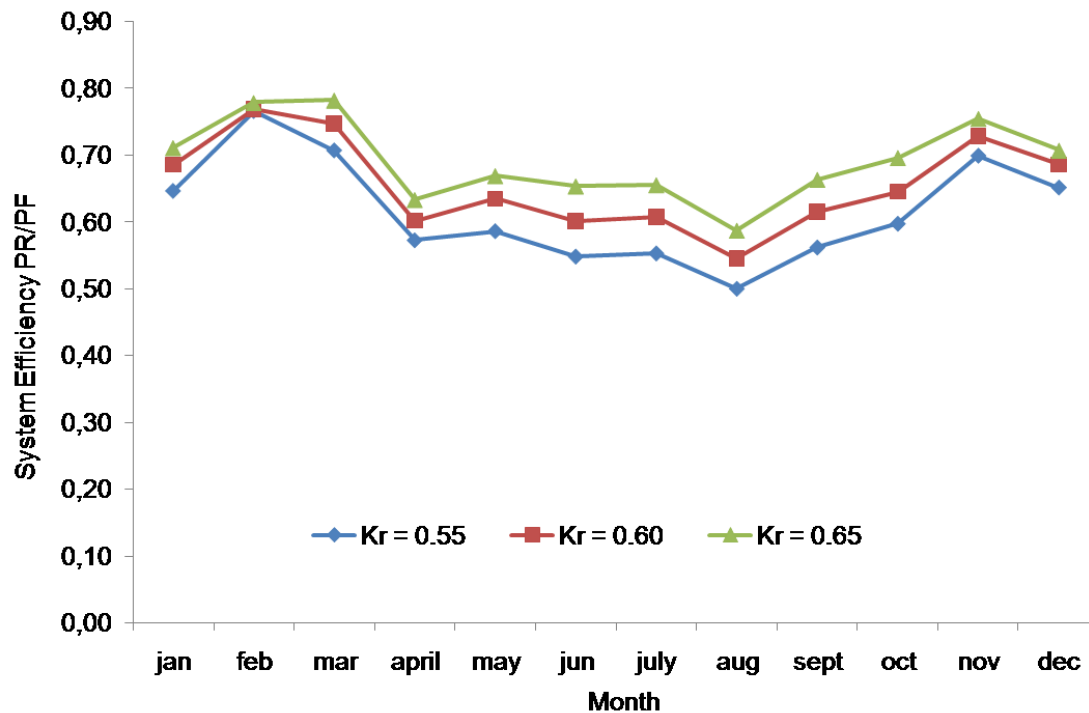


Figure 4.6 : Variation de la valeur moyenne mensuelle du rendement du système PR/PF

Tableau 4.6

PR/PF	Valeurs Min	Valeurs Max	Moyennes
Kr = 0.55	0.50	0.77	0.62
Kr = 0.60	0.54	0.77	0.66
Kr = 0.65	0.59	0.78	0.69

On peut conclure pour cette seconde partie que le dimensionnement du système PV pour un facteur de performance $Kr = 0.65$ présente également de meilleures performances par rapport aux autres cas de figure.

IV.5. Analyse comparative des performances du système PV autonome des deux méthodes de dimensionnement

Compte tenu des conclusions faites de l'analyse des performances de la partie 2 de ce chapitre, et qui ont démontré que pour :

- i. la première méthode de dimensionnement basée sur le profil du rayonnement solaire horaire, le cas de 100 heures de pénurie présente les meilleures performances par rapport aux cas notamment ceux de 500h et de 0 heures de pénurie.

ii. la deuxième méthode de dimensionnement basée sur le profil journalier du rayonnement solaire, le cas de $K_r = 0.65$ présente les meilleures performances par rapport aux autres cas à savoir : $K_r = 0.55$ & $K_r = 0.60$.

Et pour mettre en exergue l'impact du profil du rayonnement solaire sur le dimensionnement et les performances des systèmes PV autonomes, il est judicieux et même nécessaire de faire une analyse comparative entre les deux méthodes citées précédemment, en prenant comme indicateurs les deux cas qui présentent les meilleures performances notamment celui de 100h de pénurie de la 1ère méthode et de $K_r = 0.65$ de la deuxième méthode.

IV.5.1. Variation du ratio de performance PR en fonction du facteur d'utilisation UF

La figure 4.7 montre la corrélation de Pr et de UF pour les deux cas de dimensionnement (100h de pénurie et $K_r = 0.65$). PR est plus ou moins une fonction linéaire de UF. Plus UF est élevé plus le système utilise son potentiel solaire. On remarque clairement que la courbe de tendance relative à la variation de PR du cas de 100h de pénurie (profil horaire du rayonnement solaire) présente un coefficient directeur plus important que celui du cas de $K_r = 0.65$ (profil journalier du rayonnement solaire) ; ceci prouve que le dimensionnement établi sur la base d'un profil solaire horaire est plus ou moins cohérent.

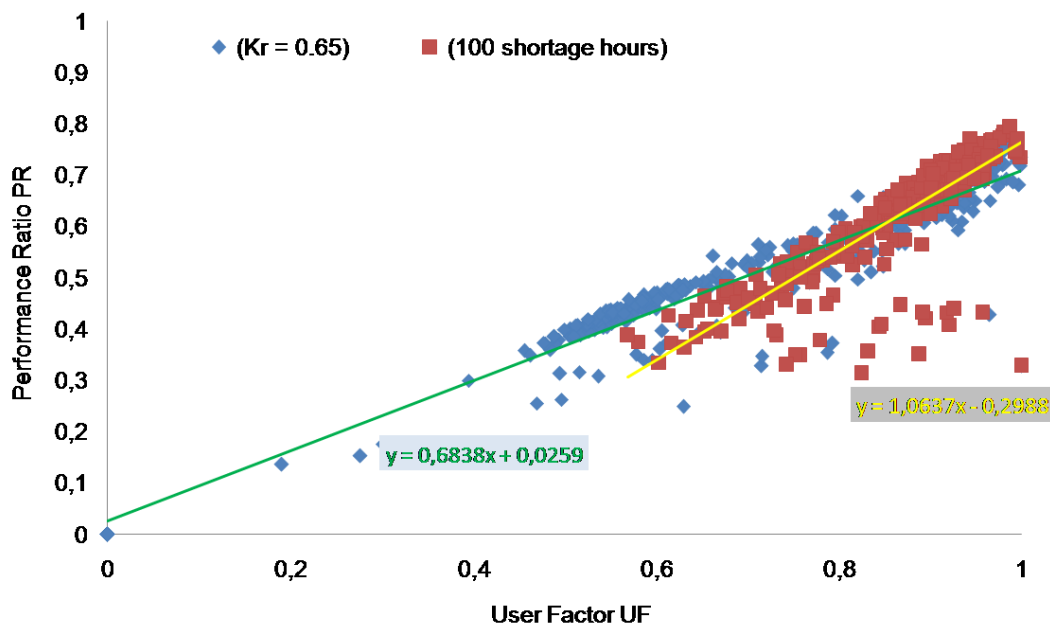


Figure 4.7 :Variation de PR en fonction de UF

IV.5.2. Variation du ratio de performance PR en fonction du rayonnement solaire global

La courbe 4.8 démontre que le PR dépend nettement de la quantité d'énergie reçue sur le plan des modules photovoltaïques. Pour le cas de 100h de pénurie, plus l'irradiation solaire augmente plus le

PR suit une courbe ascendante, alors que pour le cas de $K_r = 0.65$, on voit tout à fait le contraire. Cela démontre aussi que le système PV du cas de 100h de pénurie, utilise d'une manière efficace son potentiel d'énergie solaire.

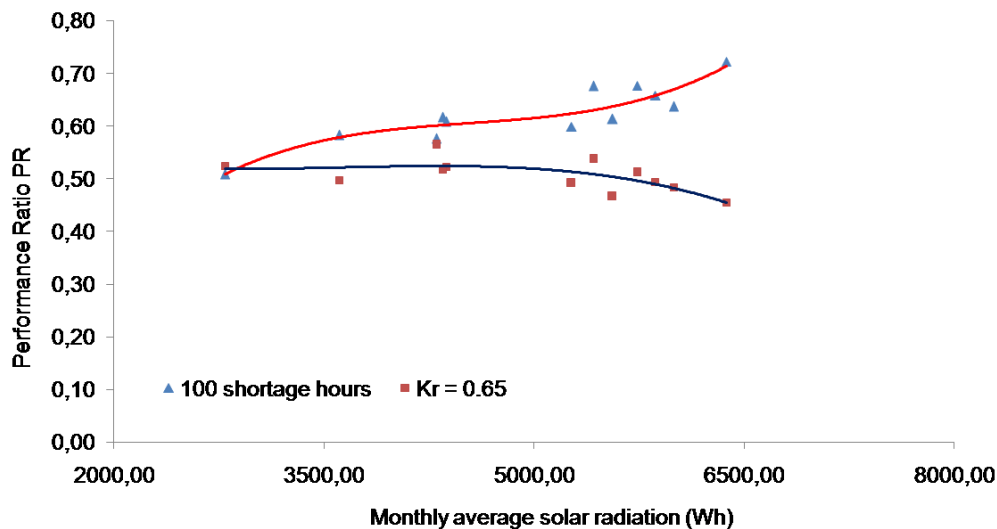


Figure 4.8 : Variation du ratio de performance PR en fonction de l'irradiation solaire

IV.5.3. Calcul des écarts de performances

Pour bien illustrer l'impact des deux profils du rayonnement solaire sur les performances des systèmes photovoltaïques, nous avons préféré de quantifier cette influence par l'établissement des écarts entre les performances du système PV des deux cas de dimensionnement.

IV.5.4. Ecart des rendements du système PR/PF

La figure 4.9 montre les écarts des rendements du système pour chaque mois de l'année. On observe sur l'ensemble des mois de l'année des écarts de taille et positifs, à l'exception ceux du mois de Février mais qui reste toutefois relativement faible. On note également qu'un pic d'écart est atteint au mois d'Aout et qui s'évalue pratiquement à 35%, une valeur qui est loin d'être négligeable. Pour les autres mois les écarts varient entre 12% et 22% environ.

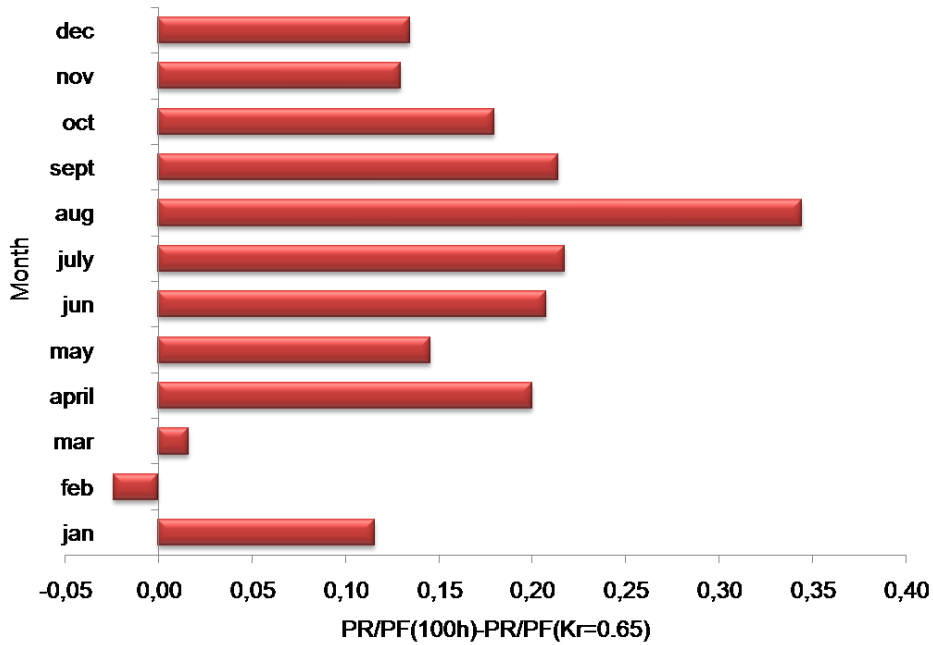


Figure 4.9 : Les écarts des rendements du système PR/PF

IV.5.5. Ecart des pertes du système Ls

Même constat s’observe dans la figure 4.10. Le pic (négatif) est atteint au mois d’Aout et qui s’évalue à pratiquement 02h équivalentes d’énergie maximale produite par le système.

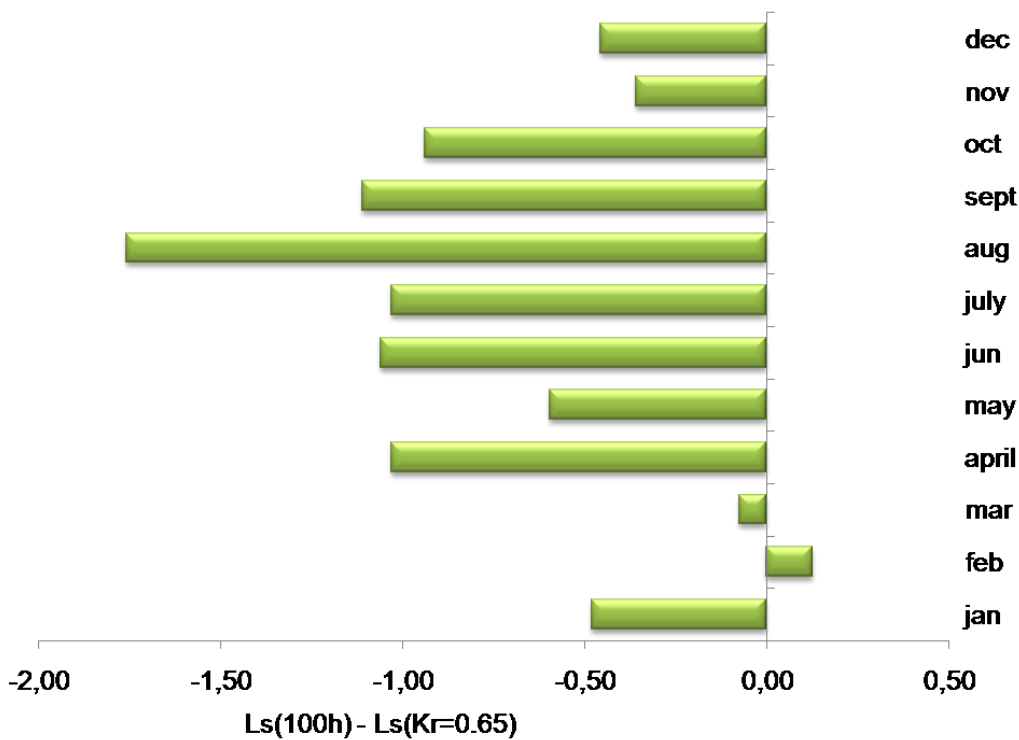


Figure 4.10 : Les écarts des Pertes du système Ls

Il est clair que ces écarts se traduisent par un gain en énergie produite par le système PV et utilisée par la suite par le consommateur.

IV.5.6. Estimation de la quantité d'énergie produite par le système PV mais non utilisée par le consommateur

Dans des installations photovoltaïques réalisées sur la base d'un dimensionnement sur évalué, une énorme quantité d'énergie produite par le champ photovoltaïque est non utilisée entraînant ainsi un surcout au prix initial de l'installation PV.

Dans cette optique, nous allons essayer d'évaluer cette quantité d'énergie perdue par le système et ce pour les deux cas de dimensionnement. Pour ce faire, nous avons pris deux journées types, une journée relative au mois de Janvier (période hivernale), et une autre journée prise pour le mois de Juin (période d'été).

La figure 4.11 présente à titre d'illustration les énergies produites par le champ PV et utilisées par le consommateur, les énergies assurées par les batteries et les énergies produites par le champ PV non utilisées.

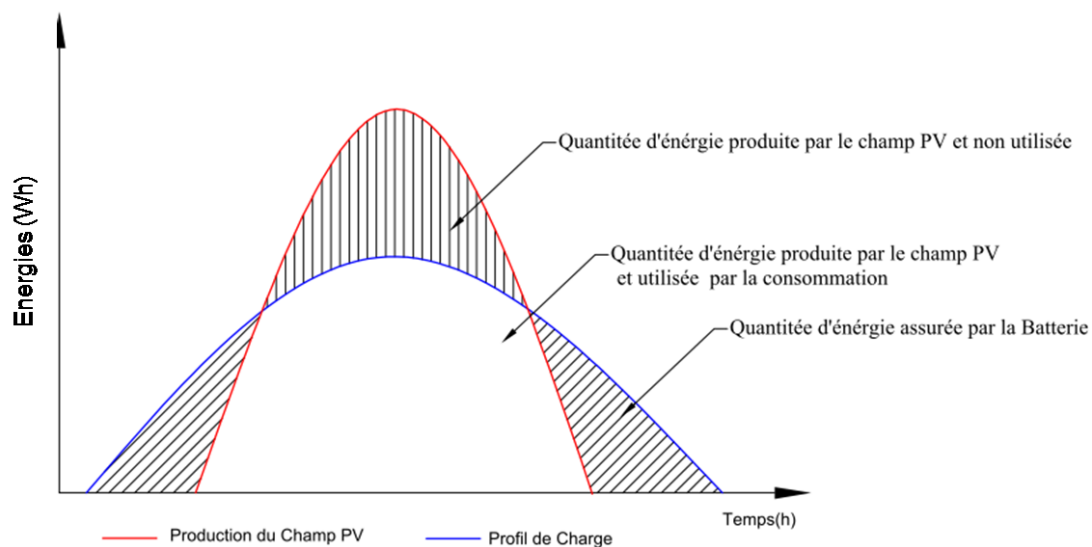
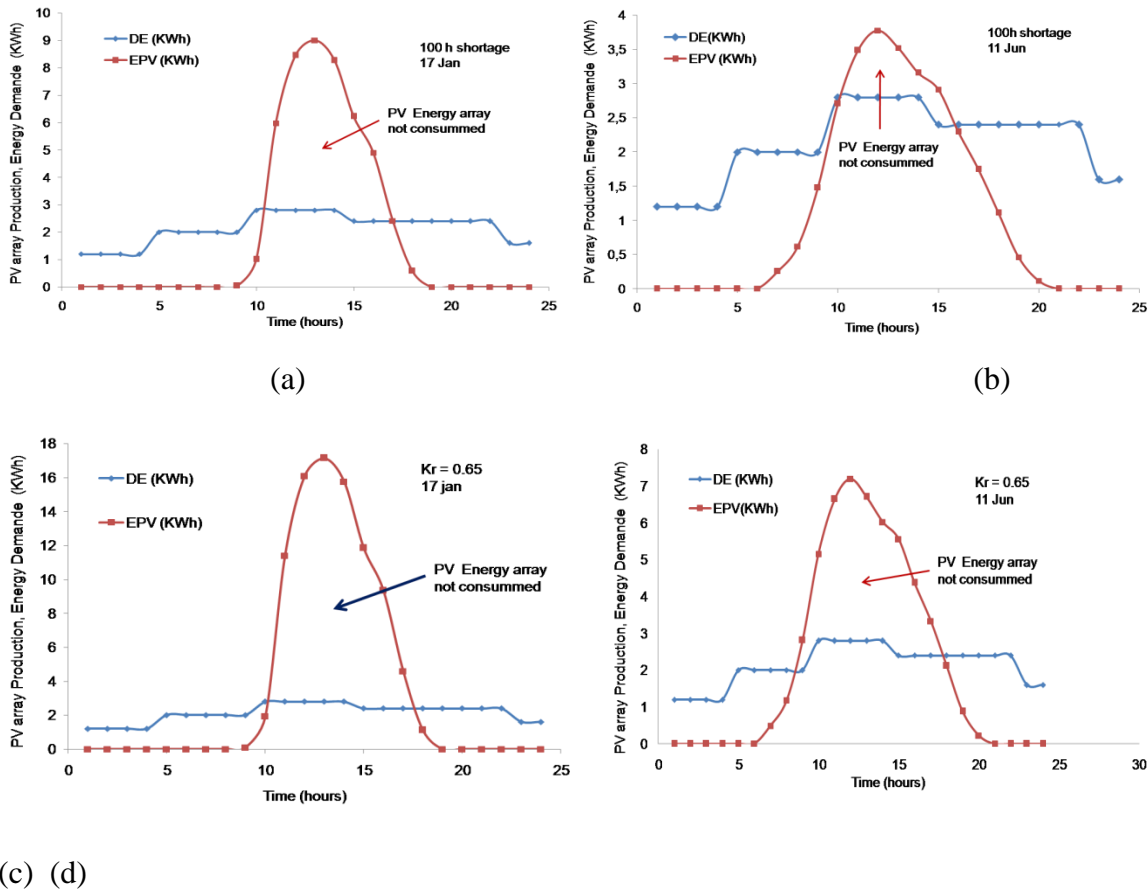


Figure 4.11. Les énergies produites par le champ PV utilisées et non utilisées et le profil de la demande énergétique

Les figures (4.12a-4.12d) : donnent la variation de l'énergie PV produite ainsi que la demande énergétique pendant les journées de 17 Janvier et du 11 Juin.

Cas du profil horaire du rayonnement solaire (100h de pénurie)

Pour ce cas de figure, la quantité d'énergie non utilisée par le consommateur est évaluée à 26.83KWh (soit 2.6 heures équivalentes à la puissance Crête installée) pour la journée du 17 Janvier, et 3.26KWh (soit 0.31h équivalente à la puissance Crête installée) pour la journée du 11 Juin.



Figures 4.12. (a-d) : Quantification d'énergie photovoltaïque non utilisée par le consommateur

Cas du profil journalier du rayonnement solaire ($K_r = 0.65$)

Pour ce cas, la quantité d'énergie non utilisée par le consommateur est évaluée à 67.8KWh (soit 3.44 heures équivalentes à la puissance Crête installée) pour la journée du 17 Janvier, et 24.62KWh (soit 1.25 heures équivalentes à la puissance Crête installée) pour la journée du 11 Juin.

L'écart entre les deux méthodes de dimensionnement est loin d'être insignifiant. Pour la journée du 17Janvier, on enregistre un écart important estimé à 41.0 KWh et pour la journée du 11 Juin on observe un écart de 21.36 KWh.

Compte tenu de cela, nous pouvons conclure que le dimensionnement des systèmes PV basé sur des profils horaires du rayonnement solaire s'avère le plus adapté et le plus cohérent.

Conclusion générale

Ce travail consiste à mettre en exergue l'impact du profil du rayonnement solaire dans le dimensionnement et même dans la simulation des systèmes énergétiques notamment les systèmes photovoltaïques.

Le profil le plus utilisé dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques est le profil du rayonnement solaire journalier, mais il s'avère que les installations faites sont souvent surdimensionnées engendrant des surcoûts significatifs.

Pour pallier à cette problématique, nous avons établi une analyse conceptuelle comparative de deux techniques de dimensionnement basées sur des profils du rayonnement solaire différents.

Nous avons établi dans notre étude deux techniques de dimensionnement basées sur deux profils du rayonnement solaire, l'un à pas horaire et l'autre basé sur un modèle journalier.

Les résultats de dimensionnement ont été établis et interprétés d'une manière détaillée, suivis d'une analyse comparative des performances des systèmes photovoltaïques étudiés.

La première technique de dimensionnement utilisant le modèle du rayonnement solaire horaire, est basée sur la comptabilisation du nombre d'heures de pénurie déterminés sur une période d'une année. Nous avons pris trois cas de figures d'heures de pénurie à savoir : 0 heures, 100heures et 500heures de pénurie. Des abaques ont été tracés déterminant le couple (Ps, Cs) définissant la taille du système PV. Les résultats de dimensionnement ont démontré que la sensibilité du système pour 100 heures de pénurie est la plus importante présentant un cout d'investissement initial le plus faible.

De même pour la technique de dimensionnement utilisant le profil journalier du rayonnement solaire est basée sur l'établissement d'un facteur de performance noté Kr. D'après le rapport de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) portant sur les performances, la fiabilité et la promotion des systèmes photovoltaïques, le facteur Kr est compris entre 0.55 et 0.65 pour les systèmes PV autonomes. A cet effet, nous avons pris trois valeurs de ce facteur à savoir $Kr = 0.55, 0.60$ et 0.65 .

Les résultats de dimensionnement pour cette technique ont révélé que pour $Kr = 0.65$, la sensibilité du système est meilleure.

La simulation du système PV a été établie pour les deux dimensionnements, suivie par une analyse comparative des performances du système photovoltaïque, a démontré que le dimensionnement fait sur la base du modèle horaire du rayonnement solaire présente de meilleures performances.

Le ratio de performance PR pour 100h de pénurie (profil horaire du rayonnement solaire) évolue d'une manière cohérente avec l'utilisation du potentiel énergétique solaire. Le rendement du système pour 100h de pénurie est nettement plus élevé par rapport à celui du profil journalier ($Kr = 0.65$).

En général, la technique de dimensionnement basée sur le profil horaire du rayonnement solaire est la plus cohérente présentant un faible cout d'investissement initial et un minimum d'énergie produite par le champ photovoltaïque non utilisé par le consommateur.

Il reste cependant à concrétiser cette étude par la mise en place des installations solaires photovoltaïques en tenant compte des deux techniques de dimensionnement décrites dans ce travail.



Bibliographie

- [1] : (2010) <http://www.solarserver.de/?gclid=cjwa1rus-k4cfs4ntaodsz7xw>.
- [2] : Boualem, dendib, « technique conventionnelles et avancée de poursuite Mppt pour des applications photovoltaïque : étude comparative. », université Ferhat Abbas-Sétif mémoire de magister, département d'électronique ts4/6338, 2007.
- [3] : Uni. Kassel, « photovoltaicsystemstechnology », kassel, germany, 2003, www.uni-kassel.de/re.
- [4] : djarallah, mohamed, « contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique », université de Batna thèse de doctorat en science, 2008.
- [5] : S. Naoual, « modélisation et extraction automatique des paramètres d'un générateur » Université Ferhat Abbas de Sétif mémoire de magister, département d'électrotechnique 2010.
- [6] : n. Oleksiy, « simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités » école doctorale thèse de doctorat, 2005.
- [7] : m. Dahbi « Eude et optimisation d'une installation hybride pv-eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [8] : M. Belhadj .m « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome » Thèse de Magister Université Bechar 2008
- [9] : F. chekired « étude et implantation d'une commande Mppt neuro-floue sur FPGA », thèse de magister, école nationale supérieure polytechnique, 2008.
- [10] : M. Slama.f « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïque interconnectés au réseau électrique » thèse de Magister Université Sétif 2011.
- [11] : Aminata. Sarr, « simulation du système hybrides photovoltaïque », mémoire de Doctoral 1998, canada.
- [12] : Boukhtouchecherfarida « étude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connecté de distribution électrique BT » mémoire de magister enp 2004.
- [13] : z. bachi, s. elfodil, « conception et réalisation d'un système de régulation de charge Semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida
- [14] : n. Achaibou, amalek , n bacha « modèle de vieillissement des batteries plomb acide Dans l'installation pv » ; n. Spécial (chemss), pp 61-66, 2000.
- [15] : 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.

- [16]: d.thévenard, and m.ross « validation and verification of component models and System models for the pv », cetc-internal report 2003-035, canada,2003
- [17] :M.Chikh « Etude analytique et conceptuelle des systèmes PV de puissance en Algérie» Thèse de Magister CDER 1994.
- [18] : Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin 07.
- [19] : Dominique Bonkougou, ZacharieKoalaga, DonatienNjomo« Modeling and simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in Matlab » international journal of emerging Technology and advanced Engineering
- [20] : M.R. Chenni « Etude technico-economique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire»Thèse de Doctorat en Sciences université mentouri de Constantine 2007.
- [21] : A. Hadj ArabThèse de Magister C.D.E.R. 1989.
- [22] : M. A. Edigo, E. Lorenzo Rapport de recherche n° 22/84 Juillet 1986.
- [23] : J. P. Copetti, E. Lorenzo and F. Chenlo Progress in photovoltaics, Research and Applications, Vol 1, pp : 283-292 (1993).
- [24] :O. Gergaud, «Modélisation Energétique et Optimisation Economique d'un Système de Production Eolien et Photovoltaïque Couplé au Réseau et Associé à un Accumulateur », Thèse de doctorat, ENS de Cachan, France, 2003.
- [25] :A.Benattalah et R. Moustafaoui, «Logiciel de Simulation PV», Rev. Energ. Ren: Zones Arides, CDER, pp. 55 – 61, 2002.
- [26]: E. Lorenzo, « Solar Electricity Engineering of Photovoltaic Systems », Ed .Progensa, Sevilla Spain, 1994.
- [27] A. Laugier, J.A. Roger Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, du dispositif aux applications. Edition Technique et documentation, Paris 1981.
- [28] M. OrgeretLes piles solaires, le composant et ses applications. Edition Masson, 1985.
- [29] N. Enebish, D. Agchbayar, S. Dorjkhand, D. Baatar and I. YlemjSolar energy Matrials and Solar Cells, 29, (1993), 201-208.
- [30] : B.Mehimmedetsi 'Application du formalisme Bond Graph à une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque' Thèse de magister En électrotechniqueuniversitémentouri de constantine 2007
- [31] A.Meflah 'modélisation et commande d'une chaine de pompage photovoltaïque ' Thèse de Magister Universite Abou BekrBelkaid– Tlemcen 2011
- [32] : A.Betka, « Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Thèse de Magister, Centre universitaire Biskra, 1997.

[33] “Analysis of photovoltaic systems” , Report IEA- PVPS T2-01: 2000

[34] “Operational Performance, Reliability and Promotion of Photovoltaic Systems” Report IEA- PVPS T2-03: 2002